



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE HIDALGO

INSTITUTO DE CIENCIAS
BÁSICAS E INGENIERÍA

**“Detección y rastreo de dispositivos de
inspección y mantenimiento (DIM) por medio
del sistema de posicionamiento global (GPS)
para la red de ductos de PEMEX”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO EN
ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES



Instituto de Ciencias Básicas
e Ingeniería.

P R E S E N T A:

MARIO ORTÍZ CASTELÁN

ASESOR: MARIANO ARUMIR RIVAS

PACHUCA, HGO MAYO 2007

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES

Porque no existen palabras para expresar mi amor hacia ustedes por lo importantes que son en mi vida hoy les digo:

¡¡GRACIAS PAPÁS LOS AMO!!

Porque este logro es de ustedes ya que sin su ejemplo y apoyo no lo hubiera logrado.

A MI HERMANO

Francisco David Ortiz Castelán por ser mi ejemplo a seguir, por trazar en mi vida el camino correcto y brindarme tu apoyo incondicional.

A TODA MI FAMILIA

A mis tíos y tías pero muy en especial a mis primos, que esto les marque el camino para lograr sus metas y nunca darse por vencidos.

A TI ABY

Por ser mi apoyo incondicional, por no dejar que me derrumbara en los momentos difíciles y sobre todo por tu gran amor.

A MIS AMIGOS Y PROFESORES

Muy en especial para el Ing. Pedro Figueroa Gil, por su apoyo en el desarrollo de esta tesis, a mis compañeros de trabajo (Rudo, Toño Esquivel), a todo el profesorado que me brindo paciencia a todos ellos:
¡GRACIAS!

ÍNDICE

<i>Objetivo general</i>	I
<i>Objetivos específicos</i>	II
<i>Hipótesis</i>	III
<i>Justificación</i>	IV
<i>Introducción</i>	V
<i>Marco Teórico</i>	VI
Capítulo I	
<i>Antecedentes Históricos del Petróleo en México.</i>	1
1.1 El origen del petróleo	1
1.2 El petróleo	3
1.3 Composición del petróleo	5
1.4 El petróleo en México	5
1.4.1 Historia de la industria petrolera en México	8
1.4.2 Expropiación petrolera	4
1.4.2.1 Decreto que crea a la institución petróleos Mexicanos	17
1.5 Petróleos Mexicanos	20
1.5.1 Propósito de PEMEX	20
1.5.2 Visión de PEMEX al 2006	20
1.6 División de Petróleos Mexicanos	22
1.6.1 Exploración y producción	23
1.6.2 Refinación	23
1.6.3 Gas y petroquímica básica	24
1.6.4 Petroquímica	24
1.6.5 PEMEX Internacional	25

Capítulo II**Problemática, Inspección y Contratiempos en el Mantenimiento de Ducto 26**

2.1 Inspección.	27
2.1.1 Inspección nivel 1.	28
2.1.1.1 Recorrido terrestre.	29
2.1.1.2 Personal.	29
2.1.1.3 Frecuencia.	29
2.1.1.4 Trabajos a efectuar.	29
2.1.1.5 Inspección en derecho de vía.	30
2.1.1.6 Inspección en tubería superficial.	30
2.1.1.7 Inspección por recorrido aéreo.	30
2.1.1.8 Frecuencia.	31
2.1.1.9 Personal	31
2.1.2 Inspección nivel 2.	31
2.1.2.1 Inspección en línea regular.	31
2.1.2.2 Medición de espesores de pared.	31
2.1.2.3 Localización de Medición de Espesores.	32
2.1.2.4 Frecuencia.	33
2.1.2.5 Equipo Principal.	34
2.1.2.6 Perfil del personal.	35
2.1.2.7 Trabajos que se deben ejecutar.	35
2.1.2.8 Registro.	35
2.1.2.9 Protección catódica.	36
2.1.2.10 Trabajos a ejecutar:	36
2.1.2.11 Frecuencia de inspección:	37
2.1.2.11.1 Fuentes de energía eléctrica.	37
2.1.2.11.2 Camas anódicas.	37
2.1.2.11.3 Conexiones y aislamientos eléctricos	37

2.1.2.11.4 Recubrimientos dieléctricos	37
2.1.2.11.5 Levantamiento de potenciales.	38
2.1.2.12 Localización de las mediciones	38
2.1.2.13 Equipo principal.	38
2.1.2.14 Perfil del Personal.	39
2.1.2.15 Registros.	39
2.1.2.16 Protección anticorrosiva.	40
2.1.2.17 Sistemas y dispositivos de seguridad.	40
2.1.2.18 Frecuencia.	40
2.1.2.19 Perfil del personal	40
2.1.2.20 Trabajos que se deben ejecutar.	40
2.1.2.21 Equipos, válvulas, accesorios y conexiones	41
2.1.2.22 Frecuencia.	41
2.1.2.23 Perfil del personal	41
2.1.2.24 Trabajos que se deben ejecutar.	41
2.1.3 Inspección nivel 3.	42
2.1.4 Inspección nivel 4.	42
2.1.4.1 Personal.	42
2.1.4.2 Equipo	42
2.1.4.3 Documentación y registros entregables.	43
2.2 Problemática en la inspección con DIM	43

Capítulo III

Dispositivos para Inspección y Mantenimiento (DIM) de ductos de PEMEX47

3.1 Dispositivo de inspección y mantenimiento	47
3.1.1 Para que sirve un DIM	48
3.1.2 Tipos de DIM	49
3.1.2.1 DIM de limpieza	49
3.1.2.2 DIM de lacre	50

3.1.2.3 DIM geometry o de dimensionamiento	51
3.1.2.4 DIM de inspección o instrumentado	52
3.2 Corridas de DIM	56
3.2.1 Procedimiento para el envío y recibo de un DIM	59
3.2.2 Trayectoria del DIM	65
Capítulo IV	
Sistema de posicionamiento global (GPS)	67
4.1 Sistema de posicionamiento global GPS	67
4.2 Elementos que componen el GPS	69
4.2.1 Segmento espacial	69
4.2.2 Segmento de control	75
4.2.3 Segmento usuario	77
4.3 Funcionamiento del GPS	78
4.3.1 La triangulación desde los satélites	80
4.3.2 Midiendo las distancias a los satélites	82
4.3.2.1 Sincronización de los relojes	85
4.3.3 Control perfecto del tiempo	87
4.3.4 Conocer donde están los satélites en el espacio	89
4.3.4.1 Un satélite a gran altura se mantiene estable	89
4.3.4.2 El control constante agrega precisión	90
4.3.4.3 Corrigiendo el mensaje	90
4.4 Fuentes de error del GPS	91
4.5 DGPS Sistema diferencial de posicionamiento global	94
Capítulo V	
Implementación y Comparativas	98
5.1. Sonar	98
5.2. Tipos de sonar	99

5.2.1. Sonar activo	100
5.2.2. Sonar pasivo	102
5.3. Transductores	104
5.4. Sensores	105
5.5 Sensores de ultrasonido	106
5.5.1. Principios de operación	107
5.5.2. Modos de operación	108
5.5.3. Margen de detección	109
5.5.4. Zona ciega	109
5.5.5. Consideraciones sobre el objeto	109
5.6 Medición de una distancia	110
5.7 Características de los componentes del dispositivo de detección	111
5.7.1. Sensor de ultrasonido UM-1820012	112
5.7.2. Temporizador AT100	114
5.8 Descripción del proceso de ensamblado del dispositivo	115
5.9 Corrida de un DIM de limpieza para un poliducto de 16" tramo Tula-Cerro gordo	126
5.10 Ventajas de la implementación del dispositivo	134
Conclusiones	135
Glosario de Términos y Definiciones	137
Bibliografía	

ÍNDICE DE IMÁGENES

Capítulo I

Antecedentes Históricos del Petróleo en México.

1.1 Pioneros del petróleo en México.	6
1.2 Instalaciones en la primera refinería de Minatitlán Veracruz.	6
1.3 Porfirio Díaz y Weetman D. Person.	7
1.4 Refinería Salamanca.	9
1.5 Centro de almacenamiento Tabasco.	10
1.6 Refinería Salina Cruz.	10
1.7 Refinerías, ductos y puntos de venta en el país.	11
1.8 Tanque de almacenamiento de compañía el águila.	14
1.9 Tanque de almacenamiento.	16

Capítulo II

Problemática Inspección y Contratiempos en el Mantenimiento de Ductos

2.1 Exceso de penetración de soldadura.	44
2.2 Deformación por abolladura	44
2.3 Atascamiento por diferencia de presiones	45
2.4 DIM destruido por defectos de fabricación	45
2.5 DIM atascado por exceso de sedimento	46
2.6 Copas rotas de DIM de limpieza	46

Capítulo III

Dispositivos para Inspección y Mantenimiento (DIM) de Ductos de PEMEX

3.1 Dispositivo de inspección y mantenimiento.	48
3.2 DIM de copas limpieza.	50
3.3 DIM de larce.	50
3.4 DIM geometry y dimensionamiento.	51
3.5 Trazos 3d del DIM de dimensionamiento.	52



3.6 Cálculo del espesor de tubería.	52
3.7 DIM instrumentado.	53
3.8 Gráfica de resultado del análisis de la pared de un ducto.	53
3.9 Sensores magnéticos.	54
3.10 Resultados del análisis magnético.	55
3.11 Resultado de análisis magnético interior de un ducto dañado.	56
3.12 Formato de programa de corrida de DIM.	58
3.13 Lanzador / receptor estándar de DIM.	59
3.14 Envío convencional del DIM, Foto tomada en instalaciones de PEMEX durante el envío de un DIM.	60
3.15 Check-list de envío de DIM.	62
3.16 Recibo convencional de un DIM Foto tomada durante el recibo de un DIM en instalaciones de PEMEX	63
3.17 Check-list recibo de DIM de PEMEX.	64
3.18 Trayectoria de un DIM	65

Capítulo IV

Sistema de Posicionamiento Global (GPS)

4.1 Triangulación satelital.	67
4.2 Constelación NAVSTAR-GPS formada por 24 satélites.	68
4.3 Segmentos del sistema GPS.	69
4.4 Orbitas y posiciones satelitales de la constelación NAVSTAR.	70
4.5 Fabricación de un satélite de la constelación NAVSTAR.	70
4.6 Posiciones de los satélites de la constelación NAVSTAR alrededor de la tierra	71
4.7 Diferentes tipos de señales de satélite de GPS	72
4.8 Transmisión de los diferentes códigos (un civil y dos militares)	73
4.9 Eliminación de la disposición selectiva	74

4.10 Antes y después de la eliminación de la disposición selectiva	74
4.11 Zonas en las que se dividen las orbitas de los satélites	75
4.12 Lugares donde se encuentran las bases del control y monitoreo terrestre del GPS	76
4.13 Diferentes equipos de recepción GPS	77
4.14 Mensaje de navegación GPS	79
4.15 Ubicación de un punto con un solo satélite	81
4.16 Ubicación de un punto con dos satélites	81
4.17 Ubicación de un punto con tres satélites	82
4.18 Cada satélite tiene un código pseudo aleatorio único	86
4.19 Monitoreo constante de los satélites para conocer sus parámetros de ubicación	90
4.20 Corrección y reenvío del mensaje de GPS	91
4.21 Desincronización de los relojes atómicos de los satélites	92
4.22 Esquema de las diferentes fuentes de error del sistema GPS	93
4.23 Esquema del Sistema diferencial de posicionamiento global	95

Capítulo V

Implementación y Costos

5.1 Pantalla de un sonar haciendo una detección	99
5.2 Diferentes tipos de sensores de ultrasonido	106
5.3 Captación y medición de distancia de un sensor de ultrasonido	107
5.4 Onda emitida por un sensor de ultrasonido	107
5.5 Captación de sonido por modo de operación opuesto	108
5.6 Onda de eco captada por un sensor de ultrasonido de tipo difuso	108
5.7 Zona ciega y margen de detección.	109
5.8 Margen de detección en dos sensores de tipo opuesto	110
5.9. Sensor de ultrasonido UM-1820012	110

5.10 Distancia "D" entre un transductor y un objeto (medición del tiempo de vuelo de una ráfaga de pulsos TX)	111
5.11 Características del sensor de ultrasonido UM-1820012	112
5.12 Características del temporizador AT100	114
5.13 Colocado del sensor dentro de la caja hermética.	115
5.14 Conexión de cables al sensor	116
5.15 Conexión del cable de detección del DIM al temporizador	116
5.16 Calibración del sensor y temporizador.	117
5.17 Sellado de la caja hermética	117
5.18 Colocación del tubo de PVC.	118
5.19 Colocación del dispositivo	119
5.20 Conexión de los cables del dispositivo con GPS y batería	119
5.21 Colocación y conexión de celdas solares a batería.	120
5.22 Colocación de interruptor	120
5.23 Diagrama del dispositivo listo para su funcionamiento	121
5.24 Foto del DIM utilizado para esta corrida	126
5.25 Foto de la Refinería Miguel Hidalgo (Tula, Hgo). 04-10-2006	127
5.26 Fotografías tomadas durante la corrida (TED TULA Km 00+000.) emboquillado y detección de salida del DIM	128
5.27 Detección de DIM en válvula de seccionamiento Teocalco km 10+200	129
5.28 Detección de DIM en V.S. Tepetitlán	129
5.29 Detección de DIM V.S. Escandón	130
5.30 Detección de DIM V.S. Llano largo.	130
5.31 Recibo de diablo TRD Cerro gordo	131

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo I

Antecedentes Históricos del Petróleo en México.

1.1 Divisiones de PEMEX.	22
--------------------------	----

Capítulo II

Problemática, Inspección y Contratiempos en el Mantenimiento de Ductos

2.1 Niveles de inspección en ductos terrestres	27
2.2 Localización de mediciones de espesores (LME) en tramos rectos de tubería	33

Capítulo V

Implementación y Costos

5.1 Ficha técnica del sensor de ultrasonido UM-1820012	113
5.2 Materiales necesarios para la fabricación del dispositivo de ultrasonido	123
5.3 Materiales para la colocación del dispositivo sobre el ducto	124
5.4 Herramientas necesarias para la fabricación y colocación del dispositivo	125
5.5 Horas extra laboradas durante la corrida del DIM	132
5.6 Costo total de horas extra y alimentos.	132
5.7 Costo por dispositivo para la detección del DIM	133

OBJETIVO GENERAL:

Implementación del sistema de posicionamiento global (GPS) para el rastreo y detección de los diferentes tipos de dispositivos de inspección y mantenimiento denominados DIM (PIG), para con esto poder determinar su ubicación dentro de las redes de ductos de PEMEX ubicadas dentro del territorio nacional.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- ❑ Rastreo del Dispositivo de Inspección y Mantenimiento para darle un seguimiento dentro de la red de ductos PEMEX.
- ❑ Detección del Dispositivo de Inspección y Mantenimiento a través del sistema de posicionamiento global.
- ❑ Poder dar la ubicación del Dispositivo de Inspección y Mantenimiento en caso de extravío o retraso del mismo.
- ❑ Análisis de costos de implementación del sistema de posicionamiento global.

HIPÓTESIS:

Se pretende que por medio del Sistema de Posicionamiento Global (GPS), se lleve a cabo el monitoreo de los diferentes tipos de DIM dentro de la red de ductos de PEMEX, logrando con esto una mayor eficiencia y eficacia en el recorrido del mismo y una fácil ubicación en caso de extravío.

JUSTIFICACIÓN:

En la actualidad una de las prioridades para Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la restauración y el mantenimiento preventivo de sus ductos por medio de constantes monitoreos haciendo uso de los diferentes tipos de DIM. Estos dispositivos son utilizados de acuerdo a los intereses de la propia empresa, ya sea para la limpieza o la detección de fallas e irregularidades en los ductos, mejorando la eficiencia de la red y manteniéndola limpia y libre de cualquier corrosión.

Por medio de un sondeo entre los directivos de la empresa encontramos que los problemas más usuales son los siguientes tipos de atascamiento del dispositivo de inspección y mantenimiento DIM:

- Atascamiento por traslape en soldaduras: éstas se producen debido a que algunas uniones de los tubos llegan a tener variaciones en los espesores, al igual que soldaduras mal aplicadas, creando así un pequeño cuello de botella que puede originar el atascamiento del diablo.
- Atascamiento por deformaciones en el tubo: éstas se deben comúnmente a las abolladuras producidas en su mayoría por maquinaria agrícola y en algunos casos por los movimientos de las capas tectónicas.

- Atascamiento por diferencia de presiones en los ductos: es producido por el manejo incorrecto de los equipos de bombeo, debido a las diferentes presiones registradas en los ductos de acuerdo al área geográfica en que se localizan.
- Atascamiento por defecto de fabricación: se producen por las irregularidades de fábrica que presentan los DIM, (mala calibración de acuerdo a su diámetro y presión a la que serán sometidos).
- Extravío por disminución o incremento de gasto: esto se debe a la mala coordinación entre la central de bombeo y el personal de rastreo.

Al implementar un sistema de posicionamiento global (GPS) en los ductos de PEMEX que permita detectar el paso de los DIM en puntos estratégicos de dichos ductos, se facilitará su rastreo y detección, por medio de una computadora receptora, dando así la ubicación del DIM en caso de cualquier imprevisto de los antes mencionados, logrando con esto una disminución de gastos y de mano de obra especializada para la detección manual de dicho dispositivo.

INTRODUCCIÓN

En este documento nos referiremos a los Dispositivos de Inspección y Mantenimiento como DIM, pero cabe mencionar que en PEMEX y otras empresas dedicadas a la industria del petróleo, son conocidos con el nombre de “Diablos o PIG”, ya sea por la forma tan sucia en la que salen después de hacer un recorrido o por el simple hecho de que el lugar donde realizan su función se encuentra bajo tierra.

El DIM es un dispositivo para la inspección y mantenimiento del interior de las tuberías subterráneas o bajo agua, que sirve para supervisar el estado del ducto y evalúa el riesgo asociado con su funcionamiento. El DIM viaja dentro de la tubería propulsado por la fuerza del fluido (líquido o gas) bombeándose a través de la tubería. Actualmente, sólo muy pocas compañías como PII, ROSEN, TUBOSCOPE, BJ SERVICE, TD WILLIAMS, etc. Proporcionan estos servicios de inspección especializada de tuberías a nivel mundial.

Existen muchos tipos de DIM que sirven para la inspección y mantenimiento de ductos, los cuales se pueden dividir en tres categorías esenciales que son:

- EL DIM de limpieza: Es un dispositivo que limpia el interior de la tubería. Los DIM normalmente tienen forma de barril, están hechos de metal, y cubiertos con cepillos también metálicos. También pueden tener caucho o tazas de plástico y pueden ser completamente de plástico. El movimiento delantero del DIM, junto con su rotación, limpia el óxido, líquidos y otras sustancias de la tubería.



- El DIM geómetra: Este dispositivo fue diseñado para hacer un mapa tridimensional de las redes de ductos de PEMEX, así como sus diferentes perfiles geográficos y topográficos.
- El DIM instrumentado: Este dispositivo fue diseñado para la inspección de tuberías y cuenta con distintas funciones, entre las que encontramos el cálculo del desgaste del tubo, corrosión interior, pérdidas de material, tomas clandestinas, golpes y abolladuras interiores, laminaciones, así como la distancia y posición exacta entre estas anomalías.

GPS (Global Positioning System) es un sistema de navegación por satélite consistente en una constelación de 24 satélites orbitando a una distancia de 20,200 km sobre la Tierra. Los primeros satélites empleados para la radionavegación fueron los de la serie estadounidense TRANSIT, un total de 10 que se terminaron de lanzar en el año 1964. El objetivo de este sistema fue el de proporcionar ayuda de navegación para los submarinos del tipo Polaris.

Su funcionamiento se basaba en el desplazamiento de frecuencia (efecto Doppler) que sufría la señal recibida de los satélites como consecuencia del movimiento orbital de éstos. Posteriormente, conociendo las coordenadas de los satélites y esas desviaciones de frecuencia era posible calcular la posición del observador. No obstante, el principal inconveniente del sistema TRANSIT es que la medida era lenta y no podía ser utilizado por aeronaves. Para subsanar esta deficiencia, el departamento de defensa de los EE.UU. decide aprobar en 1973 el programa NAVSTAR-GPS (NAVigation System Time And Ranging - GPS), que pretendía proporcionar a los usuarios precisiones del orden de decenas de metros con cobertura continua en toda la superficie terrestre.



Así, en el año 1978 se lanzan los 4 primeros satélites de la constelación NAVSTAR que permitían posicionar un objeto sobre la superficie de la Tierra a partir de las señales de radio transmitidas por los satélites y procesadas en el equipo receptor, consiguiéndose precisiones dependientes del tipo de información recibida, tiempo de recepción y condiciones de la emisión. Diseñado en un principio con propósito exclusivamente militar, el sistema GPS ha alcanzado en la actualidad gran número de aplicaciones de índole civil, tales como actividades de navegación aérea, marítima o terrestre que han supuesto un importante avance en la organización y en el estado de los transportes y las comunicaciones mundiales.

La utilización de los satélites de la constelación NAVSTAR con técnicas GPS ha abierto en las Ciencias Geográficas un inmenso abanico de posibilidades, al permitir situar puntos, con grandes precisiones, en aplicaciones geodésicas y topográficas, y precisiones ampliamente satisfactorias para navegación en tiempo real por tierra, mar y aire.

MARCO TEÓRICO:

El término ultrasonido hace referencia a las ondas sonoras a frecuencias más altas que las que quedan dentro del alcance del oído humano, es decir, a frecuencias superiores a los 18 Khz. aproximadamente. Las ondas ultrasónicas obedecen a las mismas leyes básicas del movimiento ondulatorio de las ondas sonoras de frecuencias más bajas, sin embargo, tienen las siguientes ventajas:

A) las ondas de frecuencias más altas tienen longitudes de onda más cortas, lo cual significa que la difracción o flexión en torno a un obstáculo de dimensiones determinadas se reduce en forma correspondiente. Por lo tanto es más fácil dirigir y enfocar un haz de ultrasonido.

B) las ondas ultrasónicas pueden atravesar sin dificultad las paredes metálicas de tubo y recipientes. Esto quiere decir que el sistema de medición entero puede montarse externamente al fluido, es decir, es no invasor. Esto es muy importante con fluidos hostiles, o sea, aquellos con propiedades corrosivas, radioactivas, explosivas o flamables. Tampoco existe la posibilidad de que ocurra obstrucción con fluidos sucios o pastas aguadas.

C) el ultrasonido puede emitirse y propagarse a través del tejido biológico, lo que lo hace idóneo para aplicaciones médicas.

D) el silencio del ultrasonido se aprovecha en aplicaciones militares importantes.

Toda radiación al incidir sobre un objeto, en parte se refleja, en parte se transmite y en parte es absorbida. Si además, hay un movimiento relativo entre la fuente de radiación y reflector, se produce un cambio en la frecuencia de la



radiación (Efecto Doppler). Todas estas propiedades de la interacción de una radiación con un objeto han sido aplicadas en mayor o menor grado a la medida de diversas magnitudes físicas. El poder de penetración de las radiaciones permite que muchas de estas aplicaciones sean totalmente no invasivas, es decir, que no accedan al interior del recinto donde se producen los cambios que se desean detectar. Las medidas no invasivas son de interés cuando el medio es explosivo, radioactivo, etc., y cuando se desea evitar su contaminación. Los sensores no invasivos son además, en general, más fáciles de instalar y de mantener que los invasivos.

Fundamentos:

Cuando en un punto de un medio elástico se produce una deformación esta no permanece localizada en él, sino que se propaga sucesivamente a los puntos próximos. Si la deformación es debida a un movimiento vibratorio, éste queda caracterizado por su frecuencia f , amplitud a y velocidad instantánea de los átomos, v . La velocidad media “neta” de los átomos es obviamente cero. La velocidad con que se propaga la perturbación de unos a otros puntos, o velocidad de onda c , depende del medio pero no de la frecuencia para gases y líquidos dicha velocidad viene dada por:

$$C_2 = \frac{K}{D} \quad (1)$$

Donde K es el módulo de elasticidad volumétrica (o de compresión) y D es la densidad. Dado que ambos parámetros dependen de la temperatura, c también variará con esta.

Para un sólido, en el caso de ondas longitudinales, la velocidad viene dada por

$$C_2 = \frac{E(1-\mu)}{D(1-\mu)(1-2\mu)} \quad (2a)$$

Donde E es el módulo de Young y μ el coeficiente de Poisson. Para el aire, $c = 330$ m/s aprox.; para el agua $c = 1500$ m/s; para el acero $c = 5900$ m/s; para el aluminio $c = 6320$ m/s. Para ondas transversales,

$$C_2 = \frac{E}{2\mu(1+\mu)} \quad (2b)$$



Como resultado de la perturbación, la presión en un punto no es constante sino que varía con respecto a un valor medio. La diferencia entre la presión instantánea y la media se denomina presión acústica, p . Al cociente entre p y v - consideradas como cantidades complejas (módulo y fase), ya que se supone que el problema se analiza en régimen permanente sinusoidal -, se le denomina impedancia acústica, Z

$$Z = p/v \quad (3)$$

Cuando el medio de propagación no tiene pérdidas, p y v están en fase de modo que Z es real y se demuestra que vale

$$Z = \rho \cdot c \quad (4)$$

Donde Z es un parámetro característico de cada medio. Para el aire aproximadamente

$Z = 4.3 \times 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-1}$; para el agua $Z = 1.5 \text{ Pa} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-1}$; para el acero $Z = 45 \text{ Pa} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-1}$; para el aluminio $Z = 17 \text{ Pa} \cdot \text{s} \cdot \text{m}^{-1}$.

La intensidad " I " de la radiación se define como la potencia por unidad de superficie, y viene dada por:

$$I = p \cdot v = p^2 Z \quad (5)$$

Al propagarse la radiación en un medio homogéneo, su intensidad sufre una atenuación exponencial de la forma

$$I = I_0 \exp^{-2\alpha x} \quad (6)$$

Donde " I_0 " es la intensidad incidente, α es el coeficiente de atenuación que depende del medio y de la frecuencia (aumenta al hacerla ésta), y x es la distancia recorrida en dicho medio.

Si en lugar de tratarse de un medio homogéneo, la impedancia acústica varía de unas a otras zonas, entonces la radiación, además de ser absorbida, es reflejada. Para una onda plana que viaje en dirección perpendicular a una



superficie también plana, que separa dos medios con impedancias acústicas respectivas Z_1 y Z_2 , los coeficientes de reflexión y de transmisión de intensidad son

$$R = I_r/I_i = (Z_1 - Z_2)^2 / (Z_1 + Z_2)^2 \quad (7)$$

$$T = I_t/I_i = 4Z_1Z_2 / (Z_1 + Z_2)^2 \quad (8)$$

Donde I_i , I_r e I_t son, respectivamente, las intensidades incidente, reflejada y transmitida.

Obsérvese que $R+T = 1$. De (7) se deduce que la reflexión es tanto mayor cuanto más grande sea la diferencia de impedancia entre ambos medios. Esto hace prácticamente imposible medir en gases de forma no invasiva, debido a la gran diferencia entre su impedancia acústica y la de las paredes del recipiente.

TRANSDUCTOR:

Dispositivo que convierte algún tipo de energía en una señal eléctrica.

ULTRASONIDO:

Vibración acústica cuya frecuencia está por encima del límite perceptible por el oído humano (aproximadamente 18 Khz.).



CAPITULO I

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL PETRÓLEO EN MÉXICO.

1.1 EL ORIGEN DEL PETROLEO

El petróleo se originó aproximadamente entre 225 o 136 millones de años al igual que el carbón. Existen varias teorías sobre cómo se formó el petróleo y el gas natural pero éstas se encuentran divididas en dos grandes grupos: hay quienes piensan que el petróleo se originó a partir de materia inorgánica a altas temperaturas y otros que sostienen que se originó a partir de materia orgánica a bajas temperaturas.

Una de las hipótesis dice que el origen fueron los grandes bosques de árboles prehistóricos, de enormes dimensiones, que al sufrir cataclismos y erupciones volcánicas quedaron enterrados bajo tierra. También se dice que el origen del carbón se produjo a partir de estos grandes bosques, mientras que el petróleo se



obtuvo mayoritariamente a partir de plantas marinas. Estos árboles eran materia orgánica compuesta por celulosa e hidratos de carbono. Esta materia sufrió una descomposición anaeróbica (sin aire) y ésa descomposición, al cabo de millones de años transformó la materia orgánica en carbón (se eliminaron los componentes volátiles de la materia orgánica como el hidrógeno, el oxígeno, el nitrógeno, el azufre, entre otros).

Por otro lado, se formó petróleo, el cual es un conjunto de hidrocarburos (carbón e hidrógeno). Para esto, se eliminaron los componentes volátiles como el nitrógeno, el oxígeno, el azufre, etc. Este punto de vista es muy apoyado en el ámbito científico ya que en éstos componentes se encuentran compuestos orgánicos nitrogenados complejos, sulfurados óptimamente activos y compuestos orgánicos complejos como parafinas que solamente son producidas por los animales y las plantas. Esto apoya que el petróleo se formó a partir de materia biológica y no de carburos inorgánicos y óxidos de carbono o anhídrido carbónico e hidrógeno, como dicen otras teorías.

Aunque no se sabe con exactitud el proceso de conversión de materia orgánica en petróleo, se piensa 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 y se produjo una descomposición anaeróbica de ellos a gran presión (a profundidades de entre 3000 a 5000 metros de profundidad), pero no a tan altas temperaturas como la gente piensa, ya que a tan altas temperaturas, las porfirinas se hubieran descompuesto (se dice que la temperatura soportada por los aceites fue aproximadamente entre los 150 y los 200° C, y que esto fue un factor determinante de la descomposición de éstos).



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. Se dice que los Egipcios también utilizaban este producto de la misma manera. En esa época, se tomaba la nafta y otros combustibles, y se los quemaba para evitar peligros, ya que estos podían explotar y producir inconvenientes en la sociedad. Esta forma de utilidad se dio hasta el siglo XIX. A partir de allí, aproximadamente en el año 1850, se lo comenzó a comercializar más, debido al descubrimiento de nuevos usos. Por ejemplo, el asfalto no sólo se utilizó para calafatear barcos (impermeabilizarlos), sino que también para la creación de caminos. Asimismo, la parafina sirvió para la creación de velas para iluminación, recubrimiento de quesos, cremas para calzado, entre otros. El kerosén, desde ese entonces, se le comenzó a utilizar en la calefacción y la iluminación.

1.2 EL PETRÓLEO

La palabra petróleo proviene del latín *petra*, piedra y *oleum*, aceite. Es un líquido viscoso, de color pardo oscuro, de olor desagradable, tóxico, irritante e inflamable.

El Petróleo es un líquido oleoso bituminoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. Se encuentra en yacimientos a diferentes profundidades en el interior de la tierra. Su origen es la descomposición de animales de origen marino principalmente, pero también de plantas que habitaron en los periodos Triásico, Jurásico y Cretácico de la era Mesozoica, hace 225 o 136 millones de años. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente “crudo”. Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química. Las sociedades industriales modernas lo utilizan



sobre todo para lograr un grado de movilidad por tierra, mar y aire impensable hace sólo 100 años. Además, el petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, y para generar electricidad.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, compuestos que contienen en su estructura molecular carbono e hidrógeno principalmente.

El número de átomos de carbono y la forma en que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Así tenemos que los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de 5 a 20 son líquidos, y los de más de 20 son sólidos a la temperatura ambiente.

El petróleo crudo varía mucho en su composición, lo cual depende del tipo de yacimiento de donde provenga, pero en promedio podemos considerar que contiene entre 83 y 86% de carbono y entre 11 y 13% de hidrógeno.

Mientras mayor sea el contenido de carbón en relación al del hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tiene el crudo. Esto depende de la antigüedad y de algunas características de los yacimientos. No obstante, se ha comprobado que entre más viejos son, tienen más hidrocarburos gaseosos y sólidos y menos líquidos entran en su composición. Algunos crudos contienen compuestos hasta de 30 a 40 átomos de carbono.

En la composición del petróleo crudo también figuran los derivados de azufre (que huelen a huevo podrido), además del carbono e hidrógeno; los crudos tienen pequeñas cantidades del orden de partes por millón de compuestos con átomos de nitrógeno, o de metales como el fierro, níquel, cromo, vanadio, y cobalto.

Por lo general, el petróleo tal y como se extrae de los pozos no sirve como energético ya que requiere de altas temperaturas para arder, pues el crudo en sí está compuesto de hidrocarburos de más de cinco átomos de carbono, es decir, hidrocarburos líquidos. Por lo tanto, para poder aprovecharlo como energético es



necesario separarlo en diferentes fracciones que constituyen los diferentes combustibles como el gasavión, gasolina, turbosina, diesel, gasóleo ligero y gasóleo pesado.

1.3 COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%. El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural.

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos.

1.4 EL PETRÓLEO EN MÉXICO

La historia de la industria del petróleo en México se inicia en 1900, cuando los norteamericanos Charles A. Candfield y Edward L. Doheny compraron 113 hectáreas de la hacienda "El Tulillo", en el municipio de Ebano, San Luís Potosí, que se extendían hacia los estados de Tamaulipas y Veracruz. En ese año, la hacienda pasó a ser propiedad de la empresa "Mexican Petroleum of California", creada por Doheny, empresa que empezó a perforar en un campo al que

denominaron "El Ebano" y, en 1901, se descubrió petróleo mediante un pozo que fue bautizado con el nombre de "Doheny I"

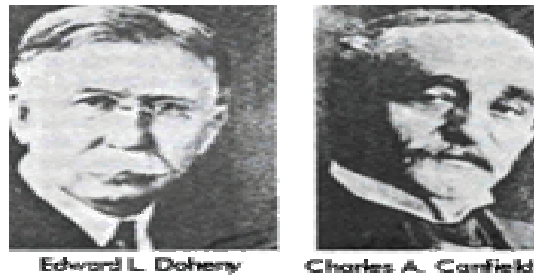


Figura 1.1. Pioneros del petróleo en México. Fuente: www.pemex.com.mx/historia

Paralelamente a las actividades petroleras de Doheny, la compañía inglesa "Pearson and Son", que era contratista en el gobierno del general Porfirio Díaz y cuyo propietario era Weetman Dickinson Pearson, adquirió terrenos para la exploración y explotación de petróleo. En 1902, encontró petróleo cerca de San Cristóbal en el Istmo de Tehuantepec, y años después construyó una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto en esta zona.



Figura 1.2. Instalaciones en la primera refinería de Minatitlán Veracruz.

Fuente: www.pemex.com.mx/historia

El 24 de diciembre de 1901, el presidente Porfirio Díaz expidió la Ley del Petróleo, aprobada por el Congreso de la Unión, con la cual se pretendía impulsar la actividad petrolera, otorgando amplias facilidades a los inversionistas extranjeros y las primeras concesiones las recibieron Edward L. Doheny y Weetman D. Pearson.



Figura 1.3 Porfirio Díaz y Weetman D. Person. Fuente: www.pemex.com.mx/historia

A la caída de Porfirio Díaz, el gobierno revolucionario del Presidente Francisco I. Madero expidió, el 3 de junio de 1912, un decreto para establecer un impuesto especial del timbre sobre la producción petrolera y, posteriormente, ordenó que se efectuará un registro de las compañías que operaban en el país, las cuales controlaban el 95 por ciento del negocio.

Posteriormente, Venustiano Carranza creó -en 1915- la Comisión Técnica del Petróleo y en 1918 estableció un impuesto sobre los terrenos petroleros y los contratos para ejercer control de la industria y recuperar en algo lo enajenado por Porfirio Díaz, hecho que ocasionó la protesta y resistencia de las empresas extranjeras.

Con el auge petrolero, las compañías se adueñaron de los terrenos con petróleo. Por ello, el gobierno de Carranza dispuso que todas las compañías petroleras y las personas que se dedicaran a exploración y explotación del petróleo debieran registrarse en la Secretaría de Fomento.



La segunda década del siglo fue una época de febril actividad petrolera, que tuvo una trayectoria ascendente hasta llegar -en 1921- a una producción de crudo de poco más de 193 millones de barriles, que colocaba a México como segundo productor mundial, gracias al descubrimiento de yacimientos terrestres de lo que se llamó la "Faja de Oro", al norte del Estado de Veracruz, que se extendían hacia el Estado de Tamaulipas.

Uno de los pozos más espectaculares en los anales de la historia petrolera del mundo fue el "Cerro Azul No. 4", localizado en terrenos de las haciendas de "Toteco" y "Cerro Azul", propiedad de la "Huasteca Petroleum Company", que ha sido uno de los mantos petroleros más productivos a nivel mundial, al obtener una producción -al 31 de diciembre de 1921- de poco más de 57 millones de barriles.

1.4.1 HISTORIA DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

En los años cuarenta la industria petrolera inició el camino de su crecimiento al pasar de 51 millones de barriles producidos en 1940 a 86 millones en 1950 y la exportación en este último año sobrepasó los 12 millones de barriles. Este aumento productivo se debió a una labor intensa en la exploración, cuyo resultado más espectacular fue el descubrimiento -en 1952- de los primeros campos de la nueva Faja de Oro.

Se construyeron las refinerías de Poza Rica, de Salamanca, de Ciudad Madero, la nueva refinería de Minatitlán y se amplió la de Azcapotzalco. También, en 1951, empezó el funcionamiento de una planta petroquímica básica en Poza Rica, con lo cual se iniciaba la industria petroquímica en México. Entre 1964 y 1970, se impulsaron las actividades exploratorias y la perforación, descubriéndose el campo Reforma, en los límites de Chiapas y Tabasco, y el campo Arenque, en el Golfo de México y, en 1966, se creó el Instituto Mexicano del Petróleo.



Figura 1.4. Refinería Salamanca. Fuente: Diccionario de términos y definiciones de PEMEX
Refinación

En 1972, se detectó una nueva provincia productora de hidrocarburos en el Estado de Chiapas, mediante la perforación de los pozos Cactus I y Sitio Grande I, lo que constituyó el hallazgo de mayor importancia en esa época. La productividad de los pozos de la zona sureste conocida como el Mesozoico Chiapas-Tabasco hizo posible la reanudación de las exportaciones petroleras de México en 1974. Así, en 1976, las reservas de hidrocarburos ascendieron a siete mil millones de barriles, la producción a 469 millones de barriles anuales y las exportaciones de crudo a 34 millones y medio de barriles anuales.



Figura 1.5. Centro de almacenamiento Tabasco. Fuente: Diccionario de términos y definiciones de PEMEX Refinación

En los años setenta, se da un impulso importante a la refinación, al entrar en operación la refinación de "Miguel Hidalgo", en Tula, Hidalgo; "Ing. Héctor Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oaxaca.



Figura 1.6. Refinería Salina Cruz. Fuente: Diccionario de términos y definiciones de PEMEX Refinación

A partir de 1976, se impulsó una mayor actividad en todas las áreas de la industria, ante la estrategia política del Presidente José López Portillo de dar un gran salto en la producción petrolera y en las reservas de hidrocarburos, por lo

que el petróleo se convirtió en la principal fuente de divisas del país, ya que llegó a representar el 75 por ciento de sus exportaciones. El aumento productivo de esta época estuvo ligado al descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche, considerada hasta la fecha como la provincia petrolera más importante del país y una de las más grandes del mundo.

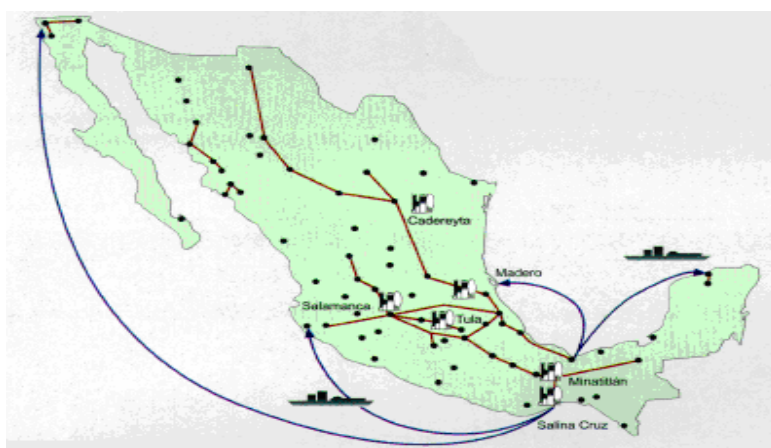


Figura 1.7. Refinerías, ductos y puntos de venta en el país.

Fuente: www.pemex.com.mx/historia

En la década de los ochenta, la estrategia de la industria petrolera nacional fue la de consolidar la planta productiva mediante el crecimiento, particularmente en el área industrial, con la ampliación de la capacidad productiva en refinación y petroquímica.

A partir de 1990, se inició un programa de inversiones financiado por el Eximbank y el Overseas Economic Cooperation Fund de Japón denominado "Paquete Ecológico", que comprendió la construcción de un total de 28 plantas de proceso en el sistema nacional de refinación, el cual fue terminado en 1997 y cuyos objetivos fueron mejorar la calidad de la gasolinas, reducir el contenido de azufre en el diesel y convertir combustóleo en combustibles automotrices, así como elevar las características de los residuales, a fin de cumplir con las normas ambientales adoptadas por el Gobierno de México.



En julio de 1992, el Congreso de la Unión aprobó la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios, iniciativa que envió el Ejecutivo Federal, mediante la cual se emprendió una reestructuración administrativa y organizativa bajo el concepto de líneas integradas de negocios que incorpora criterios de productividad, responsabilidad, autonomía de gestión, definiendo bajo un mando único actividades operativas y de apoyo. Por tanto, PEMEX descentralizó y desconcentró funciones y recursos para cumplir todas las actividades implícitas de la industria petrolera y sus áreas estratégicas.

Esta ley establece la creación de los siguientes organismos descentralizados subsidiarios de carácter técnico, industrial y comercial, cada uno de ellos con personalidad jurídica y patrimonio propios: PEMEX Exploración y Producción, PEMEX Refinación, PEMEX Gas y Petroquímica Básica y PEMEX Petroquímica, bajo la conducción central del Corporativo PEMEX.

A partir de esta reestructuración administrativa de PEMEX, se llevó a cabo una transformación profunda de la empresa para maximizar el valor económico de las operaciones y para planear y ejecutar proyectos de inversión con mayor solidez y rentabilidad. De esta manera, en los años 1995 y 1996 se fortalecieron los programas operativos de PEMEX para mantener la producción de hidrocarburos y aumentar la elaboración y distribución de productos petrolíferos de mayor calidad, principalmente gasolinas PEMEX Magna y PEMEX Premium, así como PEMEX Diesel a nivel nacional.

El año de 1997 marcó el inicio de una nueva fase de expansión de la industria petrolera mexicana, mediante la ejecución de importantes megaproyectos de gran envergadura para incrementar los volúmenes de producción de crudo y gas y mejorar la calidad de los combustibles.

Por su importancia estratégica y económica, se inició el "Proyecto Cantarell" para renovar, modernizar y ampliar la infraestructura de este complejo, con el fin de mantener la presión en este yacimiento, ubicado en la Sonda de Campeche, a través de la inyección de nitrógeno; el "Proyecto Cadereyta" orientado a la



modernización y reconfiguración de la refinería "Ing. Héctor Lara Sosa", en el Estado de Nuevo León para construir 10 nuevas plantas de proceso y ampliar otras 10 existentes; y el "Proyecto Cuenca de Burgos" para aprovechar el enorme potencial gasífero de la región norte de Tamaulipas y obtener una producción adicional de gas natural de 450 mil a mil 500 millones de pies cúbicos por día en el año 2000.

Durante el año 2000, se establecieron las bases para el diseño del Plan Estratégico 2001-2010, en el cual se proponen las estrategias operativas para maximizar el valor económico de las actividades operativas de PEMEX, la modernización de su administración para generar ahorros, así como los cambios necesarios en la relación con el Gobierno Federal, tales como un nuevo tratamiento fiscal, una nueva regulación basada en el desempeño y un control administrativo moderno de acuerdo a resultados.

A partir del mes de diciembre de 2000, se inició una nueva era en la industria petrolera mexicana con la implantación de estrategias orientadas a buscar un crecimiento dinámico de Petróleos Mexicanos, mediante la ejecución de importantes proyectos dirigidos a la producción de crudo ligero, a la aceleración de la reconfiguración de las refinerías, al mejoramiento de la calidad de los productos, a la optimización de la exploración para gas no asociado y a la integración de alianzas con la iniciativa privada para revitalizar y fomentar a la industria petroquímica.

Para cumplir estas metas, se lleva a cabo una reestructuración del Corporativo, con el propósito de mantener el liderazgo en la operación integral de la empresa, dar seguimiento a la nueva planeación e identificar los cambios encaminados a alcanzar mayores rendimientos y una mejor operación de las instalaciones con costos y calidad de nivel mundial.

1.4.2 EXPROPIACIÓN PETROLERA

Durante años, los trabajadores buscaron hacer valer sus derechos laborales, en tanto que los propietarios de las compañías extranjeras intentaban por todos los medios mantener sus ganancias.

De esta forma, el abril de 1915, trabajadores de la refinería de El Águila realizaron una huelga, la cual se levantó tres días después al concluir las negociaciones entre la empresa y los huelguistas. Con este movimiento, se inició el sindicalismo petrolero, que marcaría el comienzo de una acción concertada de protesta laboral en contra de las compañías petroleras. Durante 1916 y 1917 hubo otros intentos de emplazamiento a huelga al "El Águila" y la "Huasteca Petroleum"; sin embargo, estos movimientos fueron reprimidos violentamente por el Ejército y guardias blancas, castigando a los incitadores.

En 1919, se registraron nuevos conflictos laborales, esta vez en contra de la "Pierce Oil Corporation", en Tampico, que se extendieron hacia las compañías "Huasteca", "Corona", "El Águila", "Mexican Gulf y Texas". En esa época, el Ejército Mexicano intervino para disolver un movimiento de huelguistas, quienes pretendían incendiar la refinería de la "Pierce Oil Corporation".

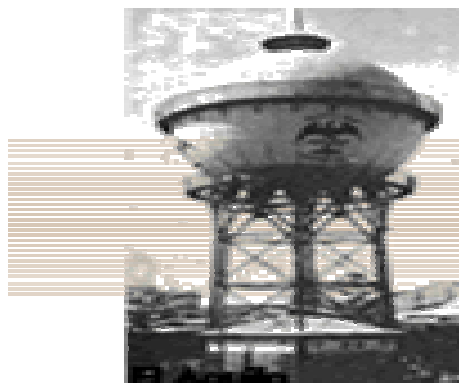


Figura 1.8. Tanque de almacenamiento de compañía el águila.

Fuente: www.pemex.com.mx/historia

Una vez más, en 1924, se levantó una huelga en Tampico contra "El Águila", en la cual los trabajadores resultaron triunfantes al lograr que la empresa



reconociere al sindicato y se concertase la firma de un contrato colectivo de trabajo, uno de los primeros en el país. Esto sería significativo para los acontecimientos futuros en el campo sindical petrolero.

De esta manera, uno de las primeras acciones importantes del Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana -constituido el 16 de agosto de 1935- fue la redacción de un proyecto de contrato, el cual se elaboró luego de la experiencia del conflicto generado en 1924 en contra de la compañía "El Águila". Este documento pretendía sustituir los distintos contratos colectivos que regían las relaciones laborales en cada una de las empresas.

Este documento, llamado "Contrato Colectivo de Aplicación General", se envió a cada una de las 17 compañías petroleras y navieras, mientras que el sindicato petrolero advertía de un emplazamiento a huelga si no se aceptaban negociaciones sobre las bases de este proyecto, el cual recibió una concertada negativa por parte de los patrones, quienes, por su parte, tenían otra propuesta laboral que no fue aceptada tampoco por los trabajadores.

Debido a este desacuerdo, el 28 de mayo de 1937 estalló una huelga en contra de las compañías extranjeras que duró doce días, la cual fue declarada legal por parte de la Junta de Conciliación y Arbitraje, lo que motivó la intervención conciliatoria del gobierno del Presidente Cárdenas ante la gravedad de la paralización en la vida económica del país.

Luego de que los trabajadores reanudaron sus actividades el 9 de junio de ese año, la Junta de Conciliación emitió un Laudo a su favor en el juicio laboral que habían entablado en contra de las compañías extranjeras. En este juicio, las autoridades laborales incluyeron la realización de un peritaje sobre las condiciones financieras y operativas de las empresas para saber realmente si podían o no cumplir las exigencias del sindicato.

Ante el incumplimiento del Laudo emitido por la Junta de Conciliación y Arbitraje que condenaba a las compañías extranjeras a cumplir las recomendaciones hechas por dicho peritaje, el 18 de marzo de 1938, el Presidente Lázaro

Cárdenas del Río decretó la expropiación de la industria petrolera, luego de que los empresarios no sólo incurrieran en un caso de rebeldía ante una sentencia, sino que vulneraban la misma soberanía nacional, dejándola a expensas de las maniobras del capital extranjero.

El país enfrentó serias dificultades técnicas y económicas para sacar adelante a la industria petrolera después de la expropiación petrolera. Sin embargo, a partir de ese momento, se dio el impulso para que México diera un salto importante en su proceso de industrialización, en el cual el petróleo tuvo un gran valor estratégico. El 7 de junio de 1938 se creó Petróleos Mexicanos para administrar y operar la industria petrolera nacionalizada. Asimismo, se añadió a la Constitución un artículo para que esta industria no pudiera ser adquirida, poseída o explotada por particulares. Por decreto, publicado el 9 de noviembre de 1940, se suprimía el otorgamiento de concesiones en la industria y la explotación de los hidrocarburos sólo podría realizarla el Estado Mexicano.

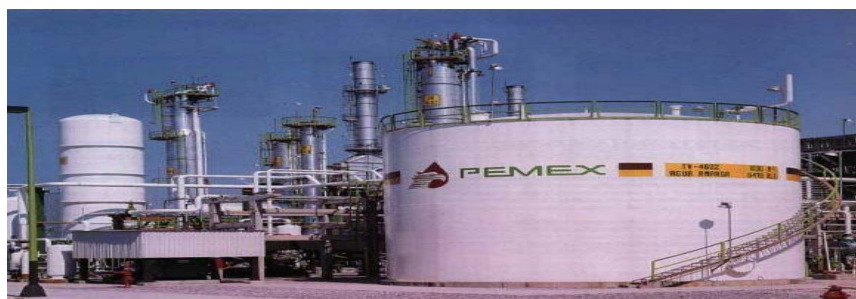


Figura 1.9. Tanque de almacenamiento. Fuente: Diccionario de términos y definiciones de PEMEX Refinación

En los primeros días de la expropiación petrolera, algunas refinerías estaban paralizadas y otras laboraban a la mitad de su capacidad, cuyo funcionamiento, por falta de equipo, era realmente precario. Pese a todos estos problemas, PEMEX pudo mantener el nivel de ocupación y concedió buena parte de las mejoras laborales anotadas en el laudo de la junta de trabajo.



La nueva administración, bajo el mando del ingeniero Vicente Cortés Herrera, emprendió la reparación de plantas refinadoras y tuberías, pintó las estaciones de servicio, adquirió unidades de transporte, pagó impuestos y rebajó los precios de los productos para el consumidor nacional.

1.4.2.1 DECRETO QUE CREA A LA INSTITUCIÓN PETRÓLEOS MEXICANOS

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos. - Presidencia de la República.

LÁZARO CÁRDENAS, Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, a sus habitantes, sabed:

Que el H. Congreso de la Unión se ha servido dirigirme el siguiente

DECRETO:

El Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, decreta:

Artículo 10. Se crea una institución pública que se denominará "Petróleos Mexicanos".

Artículo 20. El objeto de la organización a que se contrae el artículo anterior será encargarse del manejo de los bienes muebles e inmuebles que por Decreto de 18 de marzo último, se expropiaron a diversas empresas petroleras. Al efecto, gozará de las atribuciones necesarias para llevar adelante su objeto, pudiendo efectuar todas las operaciones relacionadas con la industria petrolera, como exploración, explotación, refinación y almacenamiento. Podrá también efectuar las operaciones de distribución de los productos relativos, salvo lo que establezcan las disposiciones que sobre el particular se dicten, y tendrá facultades para celebrar los contratos y actos jurídicos que se requieran en el cumplimiento de sus fines.



Artículo 30. "Petróleos Mexicanos" tendrá personalidad jurídica, integrándose su patrimonio con los bienes mencionados en el artículo que precede y con los demás que en lo sucesivo adquiriera para fines de la industria petrolera.

Artículo 40. La corporación pública que se crea mediante este decreto será dirigida por un Consejo de Administración compuesto de nueve miembros debiendo ser designados seis de ellos por el Ejecutivo Federal; dos a propuesta de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, tres a propuesta de la Secretaría de la Economía Nacional, y uno a propuesta de la Administración del Petróleo Nacional. Los otros tres miembros del Consejo serán designados por el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.

El Ejecutivo designará un presidente, un vicepresidente y un secretario del Consejo, de entre los miembros de éste.

Los miembros del Consejo podrán ser removidos libremente por el Ejecutivo Federal y por el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana, según corresponda.

Artículo 50. El Consejo nombrará un Gerente General y los demás gerentes, funcionarios y empleados que la negociación requiera, en los términos del Reglamento respectivo.

El Consejo podrá delegar en el Gerente, de conformidad con las disposiciones reglamentarias, la facultad de designar a los empleados de la institución.

Artículo 60. Las remuneraciones del Gerente y demás personal de empleados de la institución serán fijados en el presupuesto anual respectivo. Los Consejeros disfrutarán de una retribución de cincuenta pesos por cada junta a la que asistan, pero en ningún caso tendrán derecho a percibir otras gratificaciones o a tener participación en las utilidades de la empresa.

Artículo 70. El presupuesto anual de gastos de la institución, después de ser aprobado por el Consejo deberá ser sometido al Presidente de la República, por conducto de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para su aprobación.



Anualmente se formulará un balance que por el mismo conducto se elevará al Ejecutivo Federal para la revisión y glosa de las cuentas respectivas.

Artículo 80. Los rendimientos líquidos que se obtuvieren por □Petróleos Mexicanos□, se pondrán a disposición de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en la forma que esta dependencia del Ejecutivo Federal acuerde.

TRANSITORIOS

ARTÍCULO PRIMERO. La corporación "Petróleos Mexicanos" que por el presente Decreto se crea, se encargará de continuar las operaciones de la industria petrolera que por acuerdo presidencial de 19 de marzo último, ha venido realizando el "Consejo Administrativo del Petróleo", entendiéndose sancionados los actos que dicho Consejo hubiere llevado a cabo y confirmadas, para que surtan efectos en el nuevo organismo, las designaciones de personal que el Ejecutivo de la Unión hubiere efectuado con objeto de integrar el propio Consejo.

ARTÍCULO SEGUNDO. Este decreto entrará en vigor el día de su publicación en el "Diario Oficial de la Federación", sin que sea aplicable, por lo mismo, el artículo 20 del Código Civil para el Distrito y Territorios Federales.

Carlos Soto Guevara, S. V. P.- David Pérez Rulfo, D.P.- Román Campos Viveros, S.S.- Rodolfo Delgado, D.S.- Rúbricas.

En cumplimiento de lo dispuesto por la fracción I del artículo 89 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y para su debida publicación y observancia, promulgo el presente decreto en la residencia del Poder Ejecutivo Federal, a los siete días del mes de junio de mil novecientos treinta y ocho.- Lázaro Cárdenas.- Rúbrica.- El Secretario de Estado y del Despacho de Hacienda y Crédito Público, Eduardo Suárez.- Rúbrica.- El Secretario de Estado y del Despacho de la Economía Nacional, Efraín Buenrostro.- Rúbrica.- Al C. Licenciado Ignacio García Téllez, Secretario de Gobernación. -Presente.



*Diario Oficial de la Federación 20 julio 1938.

Reformas: Diario Oficial de la Federación 9 agosto 1940; 31 diciembre 1946; 26 diciembre 1949; 31 diciembre 1952; 6 febrero 1971.

1.5 PETRÓLEOS MEXICANOS

Es la empresa nacional de México facultada para realizar la conducción central y la dirección estratégica de las actividades que abarca la industria petrolera, en los términos que le confiere la Constitución en el ramo del petróleo; por tal motivo asume la responsabilidad de abastecer el mercado nacional de productos del petróleo, gas natural y materias primas para la industria petroquímica.

1.5.1 PROPÓSITO DE PEMEX

Maximizar el valor económico de los hidrocarburos y sus derivados, para contribuir al desarrollo sustentable del país.

1.5.2 VISIÓN DE PEMEX AL 2006

PEMEX orgullo de México y de los petroleros, se ha convertido en una de las empresas estatales más competitivas del mundo, ya que opera en forma oportuna, moderna, transparente, eficiente y eficaz, con estándares de excelencia y honradez.

La economía nacional ha dado un giro gracias a que PEMEX, a través de sus alianzas con la industria, se ha posicionado como palanca del desarrollo nacional generando altos índices de empleo.

Su tecnología de vanguardia le ha permitido aumentar sus reservas y reconfigurar su plataforma de exportación, vendiendo al exterior crudo de mayor calidad y valor, además de ser autosuficiente en gas natural. Abastece materias primas, productos y servicios de altísima calidad a precios competitivos. Cuenta con una industria petroquímica moderna y en crecimiento.



PEMEX es una empresa limpia y segura, comprometida con el medio ambiente; su alta rentabilidad y moderno régimen fiscal ha permitido seguir siendo un importante contribuyente del erario público, cuyos recursos se utilizan en beneficio del país.

PEMEX opera por conducto de un corporativo y cuatro organismos subsidiarios:

- PEMEX Exploración y Producción
- PEMEX Refinación
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica
- PEMEX Petroquímica

Petróleos Mexicanos PEMEX es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera estatal, y de asegurar su integridad y unidad de acción.

PEMEX Exploración y Producción tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y el gas natural.

PEMEX Refinación produce, distribuye y comercializa combustibles y demás productos petrolíferos.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica procesa el gas natural y los líquidos del gas natural; distribuye y comercializa gas natural y gas LP; y produce y comercializa productos petroquímicos básicos.

PEMEX Petroquímica a través de sus siete empresas filiales (Petroquímica Camargo, Petroquímica Cangrejera, Petroquímica Cosoleacaque, Petroquímica Escolín, Petroquímica Morelos, Petroquímica Pajaritos y Petroquímica Tula) elabora, distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos secundarios.



P.M.I. Comercio Internacional realiza las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos.

Tabla 1.1 DIVISIONES DE PEMEX.

Petróleos Mexicanos
Dirección Corporativa de Administración
Dirección Corporativa de Finanzas
Dirección Corporativa de Operaciones
Dirección Corporativa de Ingeniería y Desarrollo de Proyectos
Órgano Interno de Control
PEMEX Exploración y Producción
PEMEX Exploración y Producción Nivel Central 1
PEMEX Exploración y Producción Nivel Central 2
PEMEX Exploración y Producción Nivel Central 3
PEMEX Exploración y Producción Nivel Regional 1
PEMEX Exploración y Producción Nivel Regional 2
PEMEX Exploración y Producción Nivel Regional 3
PEMEX Exploración y Producción Nivel Regional 4
PEMEX Refinación
PEMEX Refinación Nivel Regional
PEMEX Gas y Petroquímica Básica
PEMEX Petroquímica
PMI Comercio Internacional
Instituto Mexicano del Petróleo

Fuente: www.pemex.com.mx/historia

1.6 DIVISIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Es la empresa nacional de México facultada para realizar la conducción central y la dirección estratégica de las actividades que abarca la industria petrolera, en los términos que le confiere la Constitución en el ramo del petróleo; por tal motivo asume la responsabilidad de abastecer el mercado nacional de productos del petróleo, gas natural y materias primas para la industria petroquímica.



1.6.1 EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

PEMEX Exploración y Producción (PEP) maximiza el valor económico a largo plazo de las reservas de crudo y gas natural del país, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con la comunidad y el medio ambiente. Sus actividades principales son la exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y su comercialización de primera mano; éstas se realizan cotidianamente en cuatro regiones geográficas que abarcan la totalidad del territorio mexicano: Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste.

PEP a nivel mundial ocupa el tercer lugar en términos de producción de crudo, el primero en producción de hidrocarburos costa fuera, el noveno en reservas de crudo y el doceavo en ingresos.

La estrategia para mejorar nuestro desempeño, en el corto y mediano plazos, ha sido la de adoptar las mejores prácticas de la industria en términos de esquemas de negocios, procesos, productividad, medio ambiente y seguridad industrial en las operaciones; también se ha fortalecido la capacidad de ejecución y se ha revitalizado la actividad exploratoria, a fin de lograr que PEMEX Exploración y Producción se convierta en la empresa petrolera más exitosa del siglo XXI.

1.6.2 REFINACIÓN

Las funciones básicas de PEMEX Refinación son los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, su distribución, almacenamiento y venta de primera mano. La Subdirección Comercial de PEMEX Refinación realiza la planeación, administración y control de la red comercial, así como la suscripción de contratos con inversionistas privados mexicanos para el establecimiento y operación de las Estaciones de Servicio integrantes de la Franquicia PEMEX para atender el mercado al menudeo de combustibles automotrices.



1.6.3 GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

Dentro de la cadena del petróleo, PEMEX Gas y Petroquímica Básica ocupa una posición estratégica al tener la responsabilidad del procesamiento del gas natural y sus líquidos, así como del transporte, comercialización y almacenamiento de sus productos.

En el ámbito internacional, PEMEX Gas y Petroquímica Básica es una de las principales empresas procesadoras de gas natural, con un volumen procesado cercano a 4 mil millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) durante el 2004, y la segunda empresa productora de líquidos, con una producción de 451 mil barriles diarios (mbd) en los 11 Centros Procesadores de Gas a cargo del Organismo. Cuenta con una extensa red de gasoductos, superior a 12 mil kilómetros, a través de la cual se transportan más de 3,600 mmpcd de gas natural, lo que la ubica en el décimo lugar entre las principales empresas transportistas de este energético en Norteamérica.

En México, PEMEX Gas se encuentra entre las 10 más grandes por su nivel de ingresos, superiores a 16,300 millones de dólares en 2004, con activos cercanos a 9,000 millones de dólares. Adicionalmente, PEMEX Gas y Petroquímica Básica constituye una fuente importante de trabajo, al emplear del orden de 12 mil trabajadores.

1.6.4 PETROQUÍMICA

PEMEX Petroquímica que elabora, comercializa y distribuye productos para satisfacer la demanda del mercado a través de sus empresas filiales y centros de trabajo. Su actividad fundamental son los procesos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, metano, etano, propano y naftas de Petróleos Mexicanos. PEMEX Petroquímica guarda una estrecha relación comercial con empresas privadas nacionales dedicadas a la elaboración de fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos, fármacos, refrigerantes, aditivos, etc.



1.6.5 PEMEX INTERNACIONAL

PMI Comercio Internacional, S.A. de C.V. surgió en el año de 1989, producto de la estrategia comercial de Petróleos Mexicanos (PEMEX) para competir en el mercado internacional de petróleo y productos derivados; con autonomía patrimonial, técnica y administrativa. Entidad constituida bajo el régimen de empresa de participación estatal mayoritaria, de control presupuestal indirecto que opera a través de recursos propios.

Estableciendo dentro de sus objetivos y metas, el asegurar la colocación en el mercado exterior de las exportaciones de petróleo crudo de PEMEX; así como, proporcionar servicios comerciales y administrativos a empresas del Grupo PEMEX que realizan actividades relacionadas al comercio de hidrocarburos.

CAPITULO II

PROBLEMÁTICA, INSPECCIÓN Y CONTRATIEMPOS EN EL MANTENIMIENTO DE DUCTOS.

Desde sus inicios PEMEX implemento y modificó sus redes de ductos a lo largo de todo el país de acuerdo a sus necesidades, lo que desde entonces a originado una serie de problemáticas que van desde las zonas geográficas donde se encuentran los ductos hasta las presiones y espesores que manejan los tubos, así como el promedio de vida útil estimado para cada ducto.

En la actualidad PEMEX debe estar en constante monitoreo de su red de ductos, ya que la empresa se baza en una serie de normas para optimizar y asegurar su buen funcionamiento; esta labor de monitoreo se realiza por medio de un programa de inspección con el que cuenta PEMEX.



2.1 INSPECCIÓN

La inspección es la comparación de una característica de un objeto con respecto a un estándar de calidad o de cantidad.

Dependiendo del programa de inspección establecido por PEMEX se debe aplicar cualquiera de los cuatro niveles de inspección contenidos en la Tabla 2.1.

Todas las anomalías que se encuentren durante la inspección, deben informarse a PEMEX en los reportes de resultados indicando las recomendaciones necesarias para corregirlas.

La localización, equipo, personal y frecuencia de inspección se resume en la Tabla 2.1 para cada nivel de inspección.

Tabla 2.1 NIVELES DE INSPECCIÓN EN DUCTOS TERRESTRES

Tipos de inspección ⁽¹⁾	Localización	Actividad	Equipo	Personal	Frecuencia de inspección
Nivel 1 ⁽²⁾	Terrestre	Tubería superficial, interfaces aire-tierra, cruces, trampas de DIM's , accesorios, cruces de vía, derechos de vía,	Observación visual para localizar tramos, zonas o puntos de riesgo a lo largo del ducto.	De acuerdo al recorrido terrestre	Zonas Urbanas cada 15 días. Zonas Rurales cada mes
	Aérea			De acuerdo al recorrido aéreo	De acuerdo al recorrido aéreo
Nivel 2	Línea Regular	Medición de espesores de pared	De acuerdo de el tipo de espesor a medir	De acuerdo de el tipo de espesor a medir	De acuerdo de el tipo de espesor a medir
		Monitoreo de la protección Catódica	De acuerdo al tipo de protección catódica	De acuerdo al tipo de protección catódica	De acuerdo al tipo de protección catódica
		Inspección de la protección anticorrosivo	Observación visual del estado de la protección	De acuerdo al tipo de protección catódica	Misma que la medición de espesores
	Sistemas y dispositivos de seguridad	Inspeccionar estado mecánico, capacidad y seguridad de operación, calibración, instalación, protección, etc.	Adecuado dependiendo del sistema o dispositivo	De acuerdo al sistema y dispositivo de seguridad	Cuando menos una vez al año
Equipos,	Medición y	Similar al requerido	De acuerdo a	Cuando	



	válvulas, accesorios y conexiones	espesores	para línea regular	las válvulas, accesorios y conexiones	menos una vez al año
		Inspección de partes mecánicas ⁽³⁾	Adecuado dependiendo del accesorio		Cuando menos una vez al año
Nivel 3	Línea regular	Inspeccionar espesor y geometría interna del ducto	Cualquiera de los siguientes diablos: a) de flujo magnético b) ultrasonido c) geometra	De acuerdo con la inspección nivel 3	De acuerdo con el programa establecido por PEMEX
Nivel 4	Localización particular que requiera de este inspección	Medición de espesores, protección catódica, parte mecánica, recubrimiento anticorrosivo etc.	Adecuado dependiendo de la zona a inspeccionarse	De acuerdo con la inspección nivel 4	Conforme al programa establecido por PEMEX pero no mayor de 6 meses.

- (1) La inspección debe comprender la totalidad del ducto en su eje longitudinal.
- (2) La frecuencia de inspección de los tres tipos de inspección indicados en el Nivel 1 no debe exceder de 30 días.
- (3) Se debe solicitar permiso a la parte operativa a cargo del ducto.

Fuente: Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos NRF-030-PEMEX-2003

2.1.1 INSPECCIÓN NIVEL 1

Comprende la inspección visual a lo largo del ducto con el fin de determinar defectos, anomalías, problemas que tenga la tubería y además que puedan ser detectados a simple vista. Este nivel de inspección se debe realizar a:

- Tubería superficial,
- Trampas de diablos,
- Válvulas,
- Cruces de vías de comunicación,
- Cruces de ríos,
- Derechos de vía.



Este nivel de inspección comprende dos metodologías que a continuación se describen:

2.1.1.1 RECORRIDO TERRESTRE. Este tipo de inspección se debe realizar mediante el uso de vehículo y en su caso recorrido a pie para acceder a las instalaciones que serán inspeccionadas. Este recorrido debe hacerse a todo lo largo del ducto, donde se incluyen: trampas de diablos, válvulas de seccionamiento y áreas de topografía accidentada o pantanosa donde se debe verificar como mínimo lo siguiente: deslaves, anclajes y/o soportería de la tubería, condiciones de los señalamientos, azolve de cunetas, invasiones al derecho de vía, cruces con ríos, cruces aéreos, cruces sobre puentes. Los elementos necesarios para realizar dicho recorrido son los siguientes:

2.1.1.2 PERSONAL. Personal de experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección de ductos terrestres.

2.1.1.3 FRECUENCIA. Los recorridos deben efectuarse en zonas urbanas cada quince días y en zonas rurales una vez al mes.

2.1.1.4 TRABAJOS A EFECTUAR. Los trabajos a efectuar según corresponda deben considerar lo siguiente:

- a) Verificar la protección anticorrosiva conforme al inciso
- b) Golpes y abolladuras en el ducto.
- c) Estabilidad del ducto.
- d) Vibración del ducto.
- e) Condición mecánica de los anclajes o soportes.
- f) Corrosión de apoyos y anclajes o soportes.
- g) Condición de los señalamientos.



- h) Asentamientos humanos y actividades de construcción sobre el derecho de vía.
- i) Limpieza y vegetación que pueda dañar el ducto.
- j) Tomas clandestinas.
- k) Desprendimiento de lastre de concreto.
- l) Colchón de enterrado en sitios sujetos a erosión (pantanos, ríos, lagunas, etc.).

2.1.1.5 INSPECCIÓN EN DERECHO DE VÍA. Se deben verificar las condiciones de la superficie y sus zonas adyacentes, observando indicaciones de fugas, actividades de instalaciones y demás factores que afecten la seguridad y la operación del ducto, además de construcción de caminos, desazolve de zanjas, cunetas e invasiones al derecho de vía.

En los cruces bajo el agua se debe verificar el colchón de enterrado una vez al año, que no exista acumulación de desechos u otras condiciones que afecten la seguridad y la protección de los cruces como resultado de inundaciones o tempestades.

2.1.1.6 INSPECCIÓN EN TUBERÍA SUPERFICIAL. Se debe revisar la corrosión en la zona de contacto entre el tubo y el soporte, estado de la pintura anticorrosiva, socavación y asentamientos diferenciales en la base de los soportes, falta de apoyo entre tubería y soporte, presencia de basura, hierba o maleza, etc.

2.1.1.7 INSPECCIÓN POR RECORRIDO AÉREO. Se debe utilizar este recorrido para la localización de riesgos potenciales en zonas de difícil acceso tales como: áreas pantanosas o zonas de topografía accidentada, además de localizar o



detectar maquinaria pesada trabajando en las cercanías del derecho de vía, labores agrícolas de desmonte y quema; explotación de minas, canteras, etc.

2.1.1.8 FRECUENCIA. Los recorridos aéreos se deben efectuar cada 60 días y cuando este se realice, no se efectuará el recorrido terrestre correspondiente. Se debe obtener un registro en video del recorrido en un periodo de cada seis meses.

2.1.1.9 PERSONAL. Personal de experiencia y conocimientos comprobados en trabajos similares. Se debe garantizar que la frecuencia de inspección del ducto completo utilizando las dos metodologías que comprende este nivel de inspección no exceda de 30 días.

2.1.2 INSPECCIÓN NIVEL 2

Corresponde a la inspección en sitios o zonas específicas donde se requiera determinar la condición en la que se encuentra la tubería. Este nivel de inspección comprende: Línea regular e instalaciones superficiales, sistemas y dispositivos de seguridad, equipos y conexiones.

2.1.2.1 INSPECCIÓN EN LÍNEA REGULAR. Se debe inspeccionar para evaluar la protección anticorrosiva y las discontinuidades producidas por fenómenos de corrosión de cualquier configuración geométrica o de otro tipo que causen la disminución del espesor más allá de los límites permisibles en el diseño.

2.1.2.2 MEDICIÓN DE ESPESORES DE PARED. Se debe realizar con el propósito de conocer la condición en que se encuentra el ducto en cuanto al espesor de pared remanente que tiene la tubería y de esta manera determinar si puede o no seguir operando adecuadamente. Se debe efectuar la medición de



espesores de la tubería en instalaciones superficiales y enterradas de acuerdo con el programa de inspección.

2.1.2.3 LOCALIZACIÓN DE MEDICIÓN DE ESPESORES. Se debe efectuar la medición de espesores tanto en puntos de la línea regular como en sitios donde el desgaste de pared puede ser importante, tal es el caso de:

- a) Puntos de inyección.
- b) Piernas muertas.
- c) Pasos aéreos.
- d) Interfases aire-tierra.
- e) Accesorios y conexiones.
- f) Tramos de cambio de dirección.
- g) Puntos de apoyo de la tubería.
- h) Sitios requeridos de acuerdo al criterio del diseñador.

Cuando se trate de tramos rectos de línea regular enterrado o superficial, se deben definir las Localizaciones de Medición de Espesores (LME) para el trayecto. Esta selección de las LME debe considerar el potencial de desgaste del espesor en puntos críticos ante cualquier efecto (incluido la corrosión), y la consecuencia de falla de la tubería a inspeccionar. En tramos cuyas características no implique ninguno de los problemas antes mencionados, se debe seleccionar como máximo las LME de acuerdo a lo indicado en la Tabla 2.2, dependiendo de la longitud del ducto.

Tabla 2.2 LOCALIZACIÓN DE MEDICIONES DE ESPESORES (LME) EN TRAMOS RECTOS DE TUBERÍA.

Longitud del Ducto	LME	Numero de Excavaciones
Hasta 2 Km.	Cada 200 metros	10
De 2 AM hasta 10 Km.	Cada 500 metros	15 – 20
Mayores de 10 Km.	Cada 1000 metros	> 10

Fuente: Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos NRF-030-PEMEX-2003

Cuando se trate de tramos enterrados se deben realizar las excavaciones correspondientes y limpiar la zona próxima a la tubería para efectuar la medición, una vez efectuada ésta, se debe rellenar y dejar en las mismas o mejores condiciones el área donde se efectuó.

La medición de espesores se debe realizar en los extremos y en el centro del área descubierta y en los cuatro cuadrantes de la tubería como mínimo, poniendo especial atención al radio interno y externo de codos y tes, donde el desgaste puede incrementar la tasa de corrosión.

2.1.2.4 FRECUENCIA. La medición de espesores debe efectuarse cada año los primeros cinco años de vida del ducto, y luego se programará para realizar esta inspección en un tiempo no mayor a una tercera parte de la vida remanente determinada a partir de la tasa de corrosión como se indica a continuación:

Explicación de las formulas

Ejemplo

$$\text{Vida remanente (años)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{mínimo}}}{\text{Tasa de corrosión}}$$

Donde:

t_{actual} = Espesor mínimo actual, en mm. (pulg.).

$t_{\text{mínimo}}$ = Espesor mínimo por condiciones de operación para la zona o tramo, en mm. (pulg.).

La tasa de corrosión en términos de dos inspecciones extremas se debe calcular con la siguiente expresión:

$$\text{Tasa de corrosión (LT)} = \frac{t_{\text{inicial}} - t_{\text{ultimo}}}{\text{Tiempo (años) entre las inspecciones última e inicial}}$$

$$\text{Tasa de corrosión (ST)} = \frac{t_{\text{previo}} - t_{\text{ultimo}}}{\text{Tiempo (años) entre las inspecciones última y previa}}$$

Para fines de determinar la frecuencia de inspección, se debe utilizar la tasa de corrosión que proporcione la menor vida remanente. Para una vida remanente menor a cinco años se debe programar una inspección con equipo instrumentado (Nivel 3) para determinar las condiciones del tramo.

2.1.2.5 EQUIPO PRINCIPAL. El espesor debe ser medido mediante el uso de equipos de pulso eco de 2.25 Mhz. de frecuencia y 1/2" de diámetro con transductores de haz recto, éstos deben estar de acuerdo con lo indicado en el ASME Secc. V o equivalente. La frecuencia y diámetro del palpador se determinarán en función del espesor y diámetro de la tubería.



La evaluación de la profundidad de las áreas superficiales corroídas, se debe realizar con el empleo de un micrómetro barra puente o un accesorio similar que permita la obtención de mediciones confiables.

2.1.2.6 PERFIL DEL PERSONAL. La medición de espesores debe estar a cargo de técnicos de nivel I y la medición en las zonas adyacentes a la soldadura deben ser evaluadas por técnicos nivel II en ultrasonido. Todos ellos calificados de acuerdo con la norma mexicana NMX-B-482-1991 y/o ASNT SNT-TC-1A o equivalente.

2.1.2.7 TRABAJOS QUE SE DEBEN EJECUTAR. Durante la inspección se deben ejecutar las siguientes actividades:

- a) Excavación mínima de tres metros y máxima de seis metros en la zona de inspección, cuando aplique.
De acuerdo al procedimiento establecido por PEMEX.
- b) Limpieza de puntos de medición.
- c) Medición de espesores y de longitudes de defectos.
- d) Reposición del recubrimiento en la zona.

2.1.2.8 REGISTRO. Previo al registro de resultados se debe dimensionar, en tamaño y profundidad, las cazuelas, picaduras de corrosión o cualquier otro defecto que cause la mayor disminución de espesor del material, asimismo, se debe levantar el isométrico donde se indiquen los lugares inspeccionados, así como una fotografía de los mismos. Los resultados obtenidos en la inspección se deben registrar en un formato de “Reporte de resultados”, el cuál debe incluir la siguiente información:

- a) Información General: Descripción de la pieza, tipo de material, fecha de inspección, etc.



- b) Equipo utilizado para la inspección.
- c) Condiciones de la inspección.
- d) Croquis.
- e) Inspección visual.
- f) Resultado de la inspección.

Adicionalmente se deben establecer las recomendaciones, incluyendo las dimensiones de la envolvente o encamisado, cuando aplique.

Se deben calcular los espesores mínimos requeridos como lo indica el inciso

2.1.2.9 PROTECCIÓN CATÓDICA. Se deben efectuar un monitoreo y una medición eléctrica en la protección catódica en todo el eje longitudinal del ducto, para determinar que el sistema se encuentre operando adecuadamente.

2.1.2.10 TRABAJOS A EJECUTAR. Esta inspección debe conducir a:

- a) Evaluar la efectividad de la protección catódica.
 - Fuentes de energía eléctrica.
 - Camas anódicas.
 - Conexiones y aislamientos eléctricos.
 - Recubrimientos dieléctricos.
 - Levantamiento de potenciales.
- b) Proveer una base de datos de la operación del ducto.
- c) Localizar áreas con niveles con una inadecuada protección.
- d) Identificar zonas con probabilidad de ser adversamente afectadas por construcción, corrientes aisladas u otras condiciones ambientales inusuales.
- e) Seleccionar áreas que van a ser monitoreadas periódicamente.



Los criterios y valores utilizados en las mediciones efectuadas durante la inspección de la protección catódica deben estar de acuerdo con lo especificado en la NRF-047-PEMEX-2002.

2.1.2.11 FRECUENCIA DE INSPECCIÓN:

2.1.2.11.1 FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA. Cuando el sistema de protección esté basado en corriente impresa y las fuentes de energía estén telemedidas y/o telecontroladas, su inspección debe ser por lo menos seis veces cada año, pero a intervalos que no excedan dos meses y medio; para el caso de fuentes convencionales o no monitoreadas la inspección se debe realizar semanalmente. Para tal efecto, se deben registrar las condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente de salida. En caso de que una fuente falle y esto resulte en una condición insegura, se deben reportar de forma inmediata a PEMEX.

2.1.2.11.2 CAMAS ANÓDICAS. Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si ésta se encuentra funcionando correctamente.

2.1.2.11.3 CONEXIONES Y AISLAMIENTOS ELÉCTRICOS. Las conexiones e interruptores de corriente eléctrica, así como los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben revisar como mínimo una vez al año.

2.1.2.11.4 RECUBRIMIENTOS DIELECTRICOS. Se deben realizar inspecciones al momento de la instalación y posteriormente cuando se detecten variaciones en la demanda de corriente suministrada para la protección catódica.



2.1.2.11.5 LEVANTAMIENTO DE POTENCIALES. El responsable de la protección catódica de los sistemas de ductos, debe asegurarse de que se efectúen mediciones periódicas de los potenciales ducto-suelo a lo largo de la trayectoria del ducto, a intervalos máximos de seis meses para zonas rurales y cada dos meses en zonas urbanas. Esta periodicidad podrá ser modificada para condiciones particulares del sistema de protección catódica o para zonas críticas en las que una falla del sistema resulte en una condición de riesgo para la seguridad de la población, así como para áreas en donde se hayan identificado y probado la existencia de potenciales de subprotección y se requiera evaluar la efectividad de medidas correctivas aplicadas o en caso de que se presente algún fenómeno de interacción eléctrica con sistemas ajenos al seleccionado.

2.1.2.12 LOCALIZACIÓN DE LAS MEDICIONES. Se debe realizar la inspección y las mediciones necesarias en los puntos de suministro de potencial instalados a lo largo del ducto, para determinar que la protección catódica se encuentre de acuerdo a lo señalado con anterioridad y que cada parte del sistema se encuentre operando adecuadamente.

2.1.2.13 EQUIPO PRINCIPAL. Los instrumentos y su equipo deben mantenerse en óptimas condiciones de operación y con certificado de calibración vigente.

Debe utilizarse un registrador de potencial mecánico o electrónico con rango y resistencia de entradas adecuadas cuando se requiera conocer de manera continua la diferencia de potencial tubo/suelo. Para realizar las mediciones de corriente eléctrica directa se deben utilizar los instrumentos de medición calibrados. La medición de corriente eléctrica en sistemas de ánodos galvánicos se debe realizar utilizando un amperímetro de alta ganancia.

En atmósferas peligrosas, el equipo utilizado para mediciones eléctricas debe ser intrínsecamente seguro, y antes de realizar los trabajos el área debe ser evaluada y declarada libre de una atmósfera peligrosa.



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

2.1.2.14 PERFIL DEL PERSONAL. El personal designado para realizar trabajos de inspección Nivel 2 para protección catódica, debe tener la experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección a ductos terrestres, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar en esta inspección.

2.1.2.15 REGISTROS. Los resultados obtenidos de esta inspección se deben registrar en un formato de “Reporte de resultados”, en el cual debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Nombre del personal participante.
- b) Localización y datos del sitio de ubicación.
- c) Localización de dispositivos aislantes
- d) Resultados de las pruebas de requerimientos de corriente, donde se hizo y procedimientos utilizados.
- e) Potenciales de ducto-suelo antes de que la corriente sea aplicada.
- f) Condiciones del recubrimiento dieléctrico.
- g) Resultados de la prueba de resistividad del suelo en el sitio.
- h) Número, tipo, tamaño, profundidad y espaciamiento de ánodos.
- i) Especificaciones del rectificador u otra fuente de energía.
- j) Resultados de las pruebas de interferencia.

Adicionalmente el personal encargado de la inspección debe emitir las respectivas recomendaciones para solucionar las posibles fallas detectadas.



2.1.2.16 PROTECCIÓN ANTICORROSIVA. Se debe inspeccionar el estado en el que se encuentra la protección anticorrosiva tanto en la línea regular como en los sitios o puntos críticos y dependiendo de su estado realizar las recomendaciones respectivas para corregir los posibles problemas en la zona afectada. Esta inspección se debe realizar al mismo tiempo que se efectúa la medición de espesores por lo que su frecuencia de inspección es la misma.

2.1.2.17 SISTEMAS Y DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD. Los sistemas y dispositivos de seguridad, tales como limitadores de presión o temperatura, reguladores de presión, instrumentos de control y válvulas de alivio entre otras; se deben evaluar mediante una inspección Nivel 2.

2.1.2.18 FRECUENCIA. La periodicidad con la que se debe inspeccionar los sistemas y dispositivos de seguridad debe ser por lo menos de una vez al año. Las válvulas de seguridad adicionalmente se deben sujetar a una prueba de funcionamiento.

2.1.2.19 PERFIL DEL PERSONAL. Debe ser personal de experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección a ductos terrestres, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar.

2.1.2.20 TRABAJOS QUE SE DEBEN EJECUTAR. La inspección que se debe hacer a estos sistemas comprende las siguientes actividades:

- a) Inspeccionar si están debidamente instalados y protegidos de materias extrañas o de otras condiciones que pudieran impedir su operación apropiada.



- b) Comprobar si están ajustadas para funcionar a la presión o temperatura correcta.
- c) Evaluar las condiciones mecánicas, eléctricas y/o electrónicas previa autorización de la parte operativa de PEMEX.
- d) Comprobar si las válvulas de alivio están calibradas de acuerdo con la especificación PEMEX NO.09.0.03 además de que sus arreglos cumplan con la especificación PEMEX NO.09.0.04.

2.1.2.21 EQUIPOS, VÁLVULAS, ACCESORIOS Y CONEXIONES. Se debe aplicar una inspección Nivel NIV1 para evaluar los equipos y conexiones que forman parte de los ductos de transporte. Los equipos lo constituyen: trampas de "diablos", válvulas, bridas, injertos, etc.

2.1.2.22 FRECUENCIA. La periodicidad con la que se debe inspeccionar los equipos, válvulas, accesorios y conexiones debe ser cuando menos una vez al año para asegurar las condiciones apropiadas de operación.

2.1.2.23 PERFIL DEL PERSONAL. Debe ser personal de experiencia y conocimientos comprobados en trabajos de inspección a equipos, válvulas, accesorios y conexiones en ductos terrestres, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar.

2.1.2.24 TRABAJOS QUE SE DEBEN EJECUTAR. La inspección que se debe hacer a estos sistemas comprende las siguientes actividades:

- a) Medición de espesores y de longitudes de defectos.
- b) Evaluar las condiciones mecánicas en su funcionamiento u operación, previa autorización del representante de la parte operativa de PEMEX.



2.1.3 INSPECCIÓN NIVEL 3

Cuando se requiera comprobar las condiciones del ducto en toda la longitud, se debe efectuar una inspección de la tubería con un equipo instrumentado DIM, conforme al proyecto de norma NRF-060-PEMEX-2002, y de acuerdo con los resultados de la inspección deben programarse los trabajos de reparación correspondientes.

Se deben inspeccionar mediante diablo instrumentado los ductos que a juicio del usuario lo requieran y reúnan las condiciones para inspección como son las dimensiones de las trampas y las condiciones de operación para obtener las velocidades de desplazamiento requeridas por el DIM. Así mismo, la frecuencia de inspección con equipo instrumentado será según el programa establecido por PEMEX.

La documentación, registros, informes y otros aspectos deben cumplir con lo establecido en el proyecto de norma NRF-060-PEMEX-2002 y ser entregados a PEMEX.

2.1.4 INSPECCIÓN NIVEL 4

Este nivel corresponde a una inspección localizada y detallada de zonas específicas en el ducto y depende de los resultados obtenidos por otros niveles de inspección, para lo cual PEMEX debe elaborar un programa de inspección considerando todos los puntos con discontinuidades (ranuras, grietas o fisuras, abolladuras, deformaciones, socavaciones, etc.).

2.1.4.1 PERSONAL. El personal empleado debe tener la experiencia y conocimientos comprobados en trabajos similares dependiendo el tipo de discontinuidad.

2.1.4.2 EQUIPO. El equipo a utilizarse dependerá de la zona a inspeccionar y de la información que se requiera obtener, la cual será definida por PEMEX conforme al trabajo por realizar.



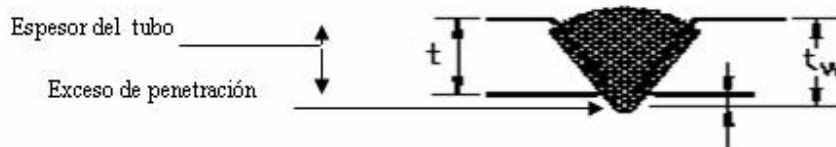
2.1.4.3 DOCUMENTACIÓN Y REGISTROS ENTREGABLES. La información recabada de los trabajos efectuados en cualquier nivel de inspección se debe llevar a un formato de registro de datos, reporte de resultados, fotografías y/o dibujos y recomendaciones aplicables para la línea regular, sistemas, dispositivos de seguridad, equipos, válvulas, accesorios y conexiones. Adicionalmente se debe incluir el tiempo recomendado para una nueva inspección.

2.2 PROBLEMÁTICA EN LA INSPECCIÓN CON DIM

Como podemos darnos cuenta dentro de estos tipos de inspecciones entran los tipos de inspección con equipos instrumentados (DIMs instrumentados) y de limpieza he aquí cuando dentro de una corrida de DIM es sumamente importante verificar y conocer el avance y ubicación exacta del DIM, de no ser así pueden ocurrir accidentes lo que daría como resultado grandes pérdidas económicas para la empresa.

A continuación mencionaremos y explicaremos algunos de los problemas más comunes por los cuales se llegan a extraviar o atascar los DIM's.

- Atascamiento por desalineamiento en uniones de tubería: Estas se producen debido a que en algunas uniones de los tubos llegan a tener variaciones en las puntas de estos. como ovalaciones, al igual que soldaduras mal aplicadas (exceso de penetración) creando así un pequeño cuello de botella, dando origen a el atascamiento del DIM.



Soldadura

Figura 2.1 Exceso de penetración de soldadura. Fuente: Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos NRF-030-PEMEX-2003

- Atascamiento por deformaciones en el tubo: Estas se deben comúnmente a las abolladuras producidas en su mayoría por maquinaria agrícola y en algunos casos por los movimientos de las capas tectónicas.



Figura 2.2 Deformación por abolladura Fuente: Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos NRF-030-PEMEX-2003

- Atascamiento por diferencia de presiones en los ductos: Producido por el manejo incorrecto de los equipos de bombeo, debido a las diferentes presiones registradas en los ductos de acuerdo al área geográfica en que se localizan.



Figura 2.3 Atascamiento por diferencia de presiones. Fuente: www.ROSEN.com

- Atascamiento por defecto de fabricación: Se producen por las irregularidades de fábrica que presentan los DIM's de poliuretano también llamados polipig al igual que los DIM que contienen discos o copas en sus cuerpos estas irregularidades pueden ser mala calidad en la utilización de materiales, mala calibración de acuerdo a su diámetro y presión a la que serán sometidos.



Figura 2.4 DIM destruido por defectos de fabricación. Fuente: Imagen tomada en la corrida de DIM el día 24 de junio del año 2006

- Extravío por disminución o incremento de gasto: Esta se debe a la mala coordinación entre la central de bombeo y el personal de rastreo ya que el gasto puede aumentar o disminuir de acuerdo a como se requiera o a la utilización de el hidrocarburo, pero este aumento o disminución no es reportado al personal de rastreo provocando el extravío del DIM.

- Atascamiento por exceso de sedimentos: Esto ocurre dentro de la línea debido al propio desgaste de la misma generado por la corrosión interna del ducto y a la brea acumulada en las paredes generando con esto un desprendimiento de material a lo largo del tubo y por medio del arrastre del DIM llega a acumular grandes cantidades de estos sedimentos dejando el ducto vulnerable a un atascamiento por exceso de sedimento.



Figura 2.5 DIM atascado por exceso de sedimento. Fuente: Imagen tomada en la corrida de DIM el día 30 de julio del año 2006

- Atascamiento por desacoplamiento de DIM: En algunos casos se ha encontrado que los DIM se han atascado por piezas de otros DIM que durante la corrida se llegan a desarmar o romper (DIM's de copas o discos) y son estas piezas las que hacen que el DIM se atore provocando un atascamiento parcial o totalmente.

Copas rotas de DIM de
limpieza



Figura 2.6 Copas rotas de DIM de limpieza. Fuente: Imagen tomada en la corrida de DIM el día 10 de abril del año 2006

CAPITULO III

DISPOSITIVO PARA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS DE PEMEX

3.1 DISPOSITIVO DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

El Dispositivo de Inspección y Mantenimiento (**DIM**) se define como un dispositivo que se mueve a través del interior de una tubería con el fin de realizar la limpieza, mantenimiento, inspección, y dimensionamiento geométrico del Interior de los ductos ya sea bajo tierra o bajo el agua,

Algunos de los DIM supervisan el estado del ducto a través de dispositivos magnéticos y evalúan el riesgo asociado con su funcionamiento.



Figura 3.1 Dispositivo de inspección y mantenimiento (DIM) Fuente: Stress Corrosión Cracking www.tuboscopepipeline.com

3.1.1 PARA QUE SIRVE UN DIM

Existen varias razones para utilizar un DIM dentro de una tubería, entre las cuales encontramos que al finalizar la construcción de una línea nueva de ductos, son necesarios para quitar cualquier artículo que se utilizó durante la construcción como pueden ser: cajas de almuerzo, herramientas, electrodos de cualquier tipo de soldadura, animales muertos que son atrapados en la línea e inclusive para ver si se encuentran los ductos ovalados antes de ser puestos en funcionamiento. Las funciones de los DIM son las siguientes:

- Son necesarios para realizar pruebas de aceptación de la línea. esto se realiza mediante el llenado de la tubería con agua para realizar la prueba hidrostática, el detecta cualquier tipo de fuga.
- Después de realizar la prueba hidrostática son necesarios para secar completamente la tubería eliminando así cualquier indicio de corrosión dentro de la línea.
- Cuando la tubería está en servicio es necesario su utilización para mantener la eficiencia de la línea manteniendo el control de la corrosión, esto lo logran quitando el agua que se acumula dentro de la línea.



- Quitar el exceso de parafina que se acumula en las paredes del interior de la tubería.
- Son utilizados para la limpieza química por medio de un líquido o de un gel.
- Determina la forma tridimensional del trazado de la línea.
- Detecta la pérdida de material por toma clandestina.
- Son utilizados para la separación de distintos hidrocarburos, gasolina, turbosina, diesel, petróleo crudo, etc.

3.1.2 TIPOS DE (DIM)

Estos dispositivos pueden ser divididos en tres categorías generales: el DIM para uso convencional o rutinario, los de uso de geometría o dimensionamiento, y los de inspección de la línea.

Los DIM para uso convencional pueden ser divididos en dos categorías: de limpieza y de lacre.

3.1.2.1 DIM DE LIMPIEZA

Se utilizan para quitar los sólidos y la ruina acumulada en las paredes de la tubería. Esta es normalmente parafina en tuberías de petróleo crudo. Tienen cepillos de alambre o laminas de acero para raspar las paredes del tubo para quitar los sólidos y facilitar la limpieza. Estos cepillos son fáciles de sustituir y además son baratos. Los DIM de limpieza también se utilizan conjuntamente con

químicos para detener en algunos sitios la corrosión y para quitar el agua, microbios y en algunas ocasiones para retirar los sedimentos provocados por la corrosión. Esto aumenta su funcionamiento y baja los costos de explotación.

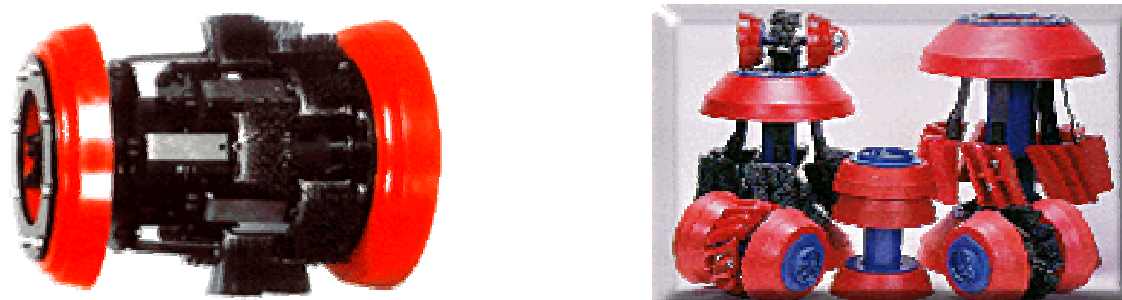


Figura 3.2 .DIM de copas de limpieza. Fuente: www.girard.com

3.1.2.2 DIM DE LACRE

Se utilizan durante la prueba hidrostática de tuberías al ser llenadas de agua y al ser vaciadas para desecar la línea. También son utilizados para separar productos disímiles¹ en una tubería para varios usos. Los DIM de lacre pueden ser esferas, de poliuretano de molde sólido o de tipo mandril con tasas o discos de lacre.

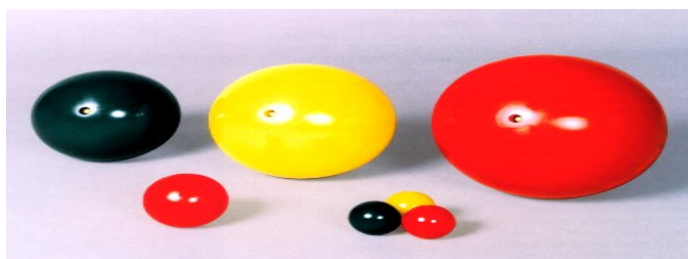


Figura 3.3 DIM de lacre. Fuente: www.girard.com

¹ Disímil : Diferente, distinto a otros hidrocarburos

3.1.2.3 DIM GEOMETRY O DE DIMENCIONAMIENTO

El DIM de geometría está diseñado para proporcionar información muy específica sobre el interior de la tubería como los deterioros, pérdidas de circularidad, el radio de la tubería, también proporciona datos para el trazado tridimensional a lo largo de toda la red es ampliamente usado durante el proceso autorizando de nuevos sistemas y durante el mantenimiento regular de tuberías. El DIM de geometría debe equiparse con un compás calibrador del sistema, con odómetros, con un transmisor rastreador y una memoria de gran capacidad para almacenar datos.

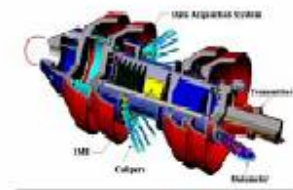


Figura 3.4 DIM geometry y dimensionamiento. Fuentes: Bok Dong Kim¹, Sang Ok Koo¹, Integrated Visualization for Geometry PIG Data 3R&D Division, Korea Gas Corporation, 426-790 Ansan, South Korea. www.pipesurveyinternational.com

También cuenta con un gran número de sensores ubicados en los costados. Estos sensores están en el contacto directo con la pared de la tubería por lo que traza por completo la circunferencia interna del ducto, radios internos y ángulos de la curvatura de la línea, así como la aplicación correcta de las soldaduras en las uniones de tramo de tubería.

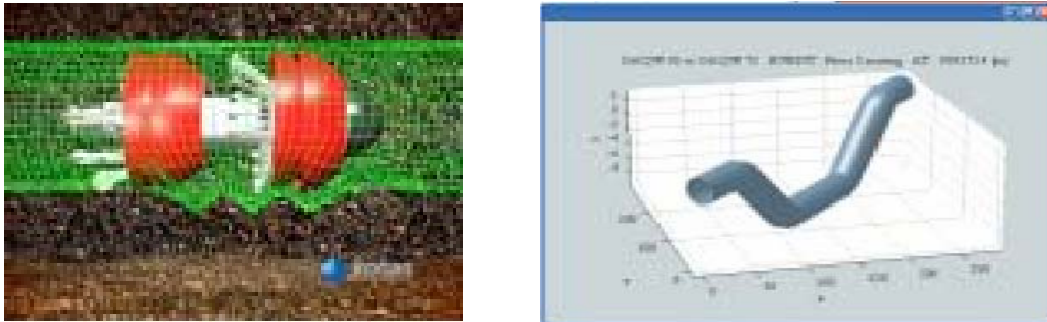


Figura 3.5 Trazos 3d del DIM de dimensionamiento Fuente: Bok Dong Kim¹, Sang Ok Ko Integrated Visualization for Geometry PIG Data 3R&D Division, Korea Gas Corporation, 426-790 Ansan, South Korea. www.pipesurveyinternational.com

3.1.2.4 DIM DE INSPECCIÓN O INSTRUMENTADO

El DIM instrumentado fue diseñado para la inspección de tuberías, entre las que encontramos el cálculo del espesor del tubo, corrosión interior, pérdidas de material (fugas y/o tomas clandestinas), golpes y abolladuras interiores, laminaciones, así como la distancia y posición exacta entre estas anomalías.

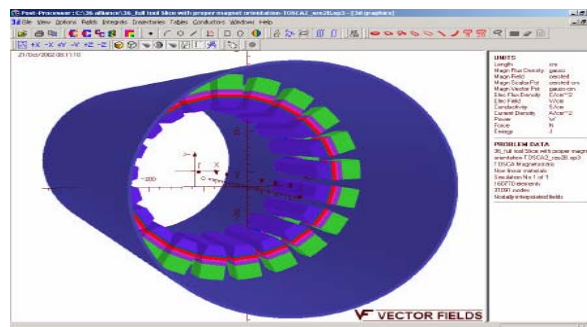


Figura 3.6 Cálculo de espesor de tubería Fuente: www.bjservice.com

Estos dispositivos funcionan en los principios de los followings²:

Salida Magnética Del Flujo: Los imanes montados en estos dispositivos saturan la pared de la tubería con flujo magnético. El flujo magnético se escapa quiere decir que hay una pérdida del metal en la pared de la tubería. Este cambio en el flujo magnético es detectado por los sensores.

² Followings: Salida de flujo magnético el cual detecta por medio de sensores magnéticos el espesor del ducto y corrosión.

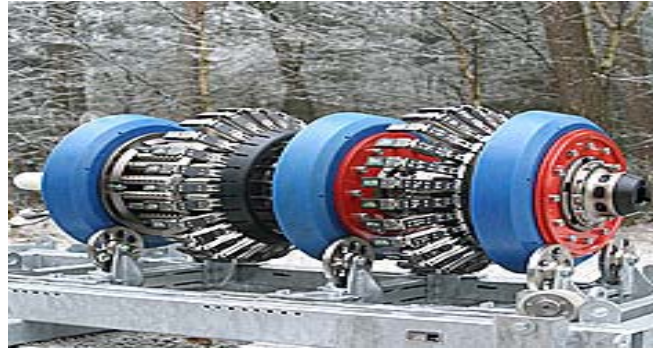


Figura 3.7 DIM instrumentado. Fuente: www.bjservice.com

Principio Ultrasónico: Las señales ultrasónicas se generan a través de la pared de la tubería. El cambio en la señal es observado debido al cambio en el grueso de pared de la tubería. Este cambio en la señal ultrasónica es detectado por los sensores.

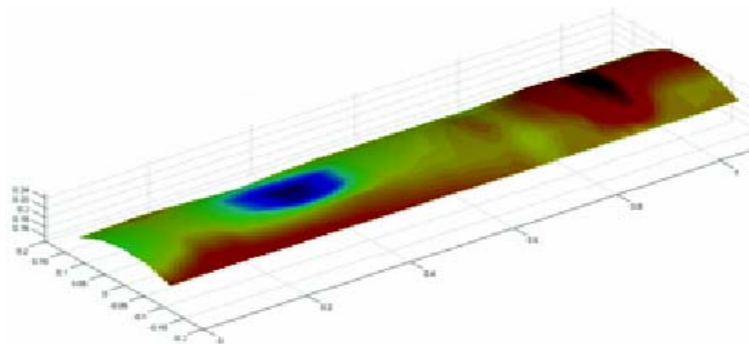


Figura 3.8 Grafica de resultado del análisis de la pared de un ducto Fuente :Thomas Beuker and Dr. Florian Rahe High-quality Smart-pig Inspection of Dents , Compliant with the US Code of Federal Regulations www.ROSEN.com

Sin embargo los dispositivos que funcionan bajo el principio ultrasónico para detectar y analizar la pared de la tubería agrietan la soldadura de las uniones de

la tubería. Por lo que solo son utilizados en ocasiones especiales para tuberías de gran resistencia.

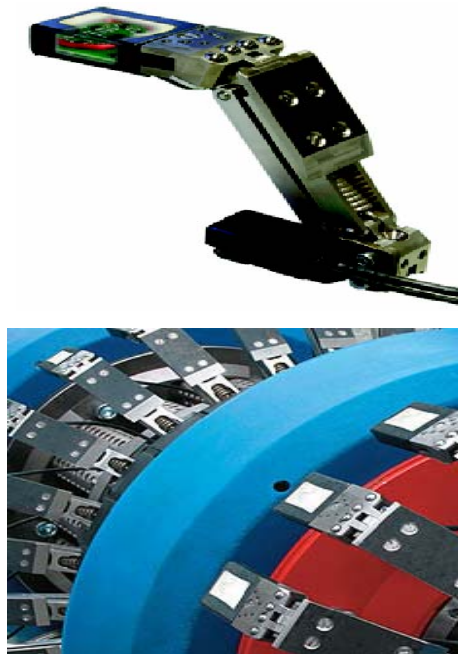


Figura 3.9 Sensores magnéticos. Fuente: www.bjservice.com

Los datos detectados se registran en una unidad de disco electrónico y se descargan después de la terminación del funcionamiento de este dispositivo. Los datos registrados se analizan con la ayuda de programa del software para conocer el tamaño y la localización exactos de los defectos.

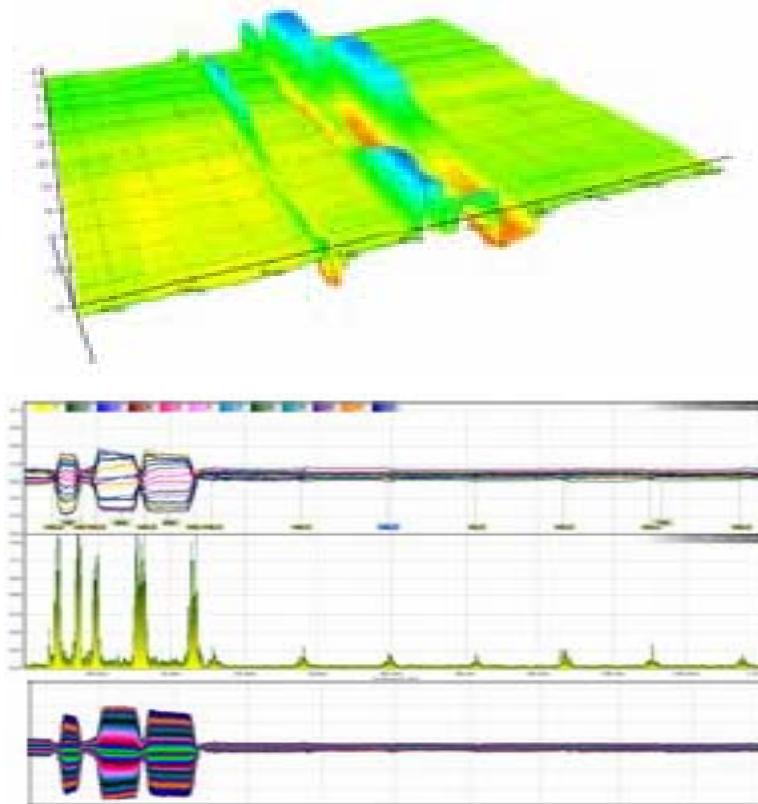


Figura 3.10 Resultados del análisis magnético. Fuente: Bok Dong Kim¹, Sang Ok Koo¹, Integrated Visualization for Geometry PIG Data 3R&D Division, Korea Gas Corporation, 426-790 Ansan, South Korea. www.pipesurveyinternational.com

La longitud de la tubería que se examinará en función principalmente de la capacidad de la grabación de datos del disco electrónico y de la vida de la batería del sistema. Un aproximado de la duración de un sistema estándar es de cerca de 100 kilómetros.

El DIM de inspección se basa en el principio de MFL³, puede detectar pérdida del metal en la pared interior de la tubería causada debido a los formones, a las abolladuras y a la corrosión etc.

³ MFL Principio de salida de flujo magnético

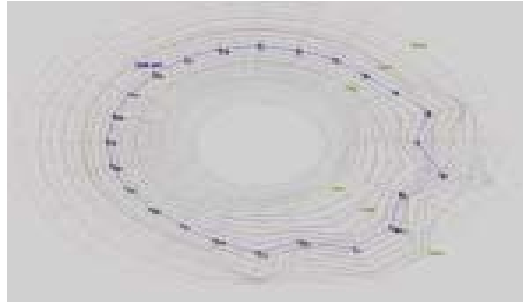


Figura 3.11 Resultado de análisis magnético interior de un ducto dañado. Fuente: www.biservice.com

3.2 CORRIDAS DE DIM

Tomando en cuenta que ahora conocemos las funciones que desempeñan los DIM procederemos a explicar que es lo que comúnmente se conoce en PEMEX como “*corridas de diablo*”.

Una “*corrida de diablo*” consiste en vigilar la trayectoria del DIM dentro del ducto, este trabajo se divide básicamente en tres partes:

- Envío
- Trayectoria
- Recibo



Para realiza este tipo de tareas el departamento de mantenimiento debe realizar un verdadero trabajo en equipo no solo con su personal sino también con el departamento de seguridad y control que es que como su nombre lo dice el encargado de controlar el funcionamiento y gasto que tiene los ductos . Para poner a todos los departamentos y personal al tanto del orden de los trabajos a realizar previamente se realiza una junta en la cual se entrega un programa a todos con el contenido de todas estas tareas, a continuación se muestra un programa de corrida de DIM proporcionado por el departamento de mantenimiento del sector México:



		SUBDIRECCIÓN DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION GERENCIA DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION CENTRO SUBGERENCIA DE TRANSPORTACION POR DUCTOS SUPERINTENDENCIA DE MANTENIMIENTO DE DUCTOS				FORMATO DE AUTORIZACIÓN PARA REALIZAR CORRIDAS DE DIABLO EN DUCTOS. No. 651-57220-PGO-05			
		CORRIDA No. (07-SM) EXT	SECTOR: MEXICO	LIMPIEZA X VACIADO	LLENADO INSTRUM.	PREVIO A INSTRUMENTADO	ANEXO No.6	PAGINA 30 / 30	
NOMBRE DEL SISTEMA: DC - MXX - T - 08									
TRAMO: AZCAPOTZALCO - A. S. A. TURBOSINO 8" Ø					FECHA: 04 DE FEBRERO DE 2006			REVISION 0 02 DE JUNIO 2003	
FECHA PROGRAMADA DE LANZAMIENTO: 07 DE FEBRERO DE 2006					ENCARGADO DEL TRAMO: ING. GABRIEL GOMEZ CARDENAS				
HORA DE LANZAMIENTO: 09:00 HRS.		DEL KM.: 0+000		AL KM.: 27+483		LONGITUD DEL TRAMO: 27.483 KM.			
GASTO PROMEDIO: 25,200 BPD.			VELOCIDAD PROMEDIO: 5.13 KM/HR		PRODUCTO: TURBOSINA		PRESION: 4 KG/CM2		
INSTALACION	UBICACIÓN	DIA Y HORA		GASTO	VELOCIDAD KM/HR	OBSERVACIONES	REGISTRO		
		PROGRAMADA	REAL				ENVIO	RECIBO	
T.E.D. Azcapotzalco	0+000	09:00	07/FEB/06			PRESENTARSE CON			
V.S. Los Reyes Ixtacala	5+986	10:10	07/FEB/06			DOS HORAS DE	PERM. COPAS	PERM. COPAS	
V.S. San Juan Ixhuatepec	13+900	11:42	07/FEB/06			ANTICIPACION PARA	1.-	1.-	
V.S. Tepetitlan	21+175	13:07	07/FEB/06			TRABAJOS PRELIMINARES	2.-	2.-	
T.R.D. A.S.A.	27+483	14:20	07/FEB/06			SUJETO A CONDICIONES	3.-	3.-	
						OPERATIVAS	4.-	4.-	
							5.-	5.-	
							6.-	6.-	
							7.-	7.-	
							8.-	8.-	
							TIPO DE DIABLO: COPAS Y DISCOS		
							PRESION:	PRESION:	
							HORA:	HORA:	
							FECHA:	FECHA:	
PERSONAL QUE PARTICIPA: ING. GABRIEL GOMEZ CARDENAS ING. ISRAEL REYES CANO CUADRILLA DE MANTTO. PERSONAL DE S.I.P.A.							CONDICIONES DE RECIBO: KILOGRS. DE SEDIMENTO: $V = \frac{(.217215 \times Q)}{D^2} \times .06$		
	ING. DOMINGO ROJAS RODRIGUEZ JEFE DEPTO. OPERACIÓN	ING. LUIS A. NUÑEZ SANTANDER JEFE SECTOR MEXICO				ING. PEDRO O. FIGUEROA GIL JEFE DEPTO. S. I. P. A.			

Figura 3.12 Formato de programa de corrida de DIM. Fuente: Formato de autorización para realizar corridas de diablo en ductos No. 651-57220-PGO-05 PEMEX

A continuación procederemos a explicar cada una de las partes que conforman una corrida de DIM.

3.2.1 PROCEDIMIENTO PARA EL ENVÍO Y RECIBO DE UN (DIM)

Los lanzadores del DIM se utilizan para lanzar el DIM en la tubería, y los receptores del DIM se utilizan para recibir los DIM después de que hayan hecho un funcionamiento acertado. Los dispositivos que se utilizan para enviar y recibir DIM se les conoce como **trampas de envío o recibo** según sea el caso. El diseño de estas trampas de DIM dependerá del tipo de DIM que funcionara dentro del ducto y de las condiciones del diseño de la tubería.

Las provisiones en el diseño de la estación deben incluir el equipo de dirección para los DIM de las diferentes medidas. Se debe tomar precaución para el derramamiento líquido de las trampas del cerdo, a continuación se muestran las figuras de los dispositivos necesarios para la introducción del diablo al ducto.

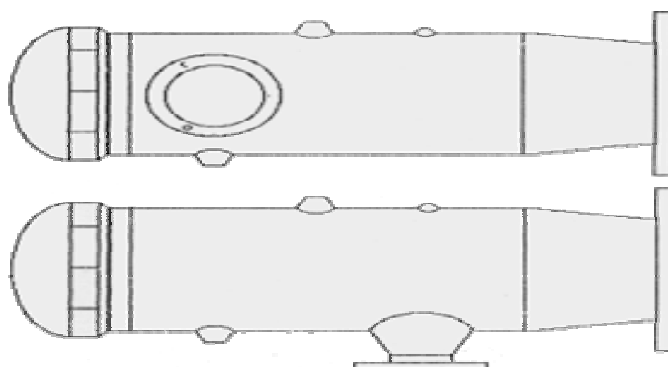


Figura 3.13 Lanzador / receptor estándar de DIM. Fuente: <http://www.girard.com/valves-launching.html>

Los dispositivos anteriormente mostrados van acompañados de una serie de válvulas para permitir o aislar el flujo de producto según sea conveniente para comprender mejor como se realiza un envío de un DIM se muestra la siguiente figura.

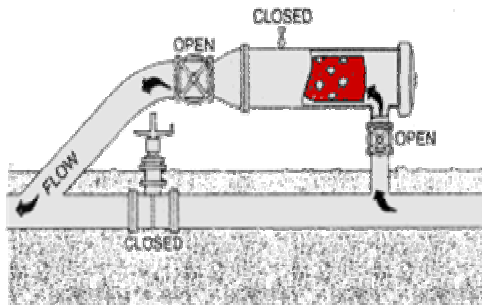


Figura 3.14 Envío convencional del DIM. Fuente: <http://www.girard.com/valves-launching.html> ,
Foto tomada en instalaciones de PEMEX durante el envío de un DIM

Aquí se puede observar las válvulas que habilitan la entrada del flujo en cual hace posible la propulsión del DIM.

Ya que para PEMEX la seguridad para sus trabajadores como para sus labores es primordial se ha elaborado un formato para checar paso a paso las acciones que se deben realizar para no tener problema alguno durante el proceso de envío y recibo, dicho formato se muestra a continuación.



	SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION GERENCIA DE ALMACENAMIENTO ZONA CENTRO SUBGERENCIA DUCTOS CENTRO PROCEDIMIENTO PARA CORRIDA DE DIABLO DE LIMPIEZA DEL SISTEMA DC - MCB - C - 02 SECTOR MEXICO	PROCEDIMIENTO	
		SDC-SGM-009/96	
		PAGINA	
		Página de	
		REVISION	FECHA
		C	19/JUN/2001

CHECK - LIST CONDICIONES NORMALES		ANEXO No. 1
		<p>LA TRAMPA DE ENVIO ESTA DEPRESIONADA Y LAS VALVULAS A C D E ESTAN CERRADAS</p> <p>LOS INGENIEROS A PARTICIPAR SE ASEGURARAN QUE EL GRUPO DE TRABAJO SE ENCUENTRA EN PLENAS CONDICIONES FISICAS Y MENTALES</p> <p>*EL PERSONAL TECNICO Y EL OPERARIO DEBERAN EFECTUAR LA REVISION DEL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL A UTILIZAR DURANTE EL TRABAJO: GUANTES, ROPA DE ALGODÓN, BOTAS GOGLES ETC.</p> <p>*EL PERSONAL TECNICO Y LOS OPERARIOS QUE INTERVENGAN EN ENVIO DE DIABLO DEBEN CONOCER Y APLICAR LA HOJA DE SEGURIDAD DEL PRODUCTO TRANSPORTADO EN CASO DE QUE SE PRESENTE ALGUNA CONTINGENCIA Y EL CUESTIONARIO STOP.</p> <p>A.- <u>ACTIVIDADES PREVIAS</u> IDENTIFICAR QUE LA TRAMPA ES LA CORRECTA PARA EFECTUAR LAS MANIOBRAS.</p> <p>INSTALAR MANOMETROS EN LA TRAMPA</p> <p>1.- <u>DRENAR LA TRAMPA DE ENVIO</u> 1.1.- ABRIR VALVULA D 1.2.- ABRIR VALVULA E PARA DESPLAZAR EL LIQUIDO.</p> <p>2.- <u>INTRODUCIR DIABLO EN TRAMPA</u> 2.1.- CUANDO LA TRAMPA ESTA COMPLETAMENTE DRENADA 0 KG/CM2 ABRIR CRARNELA</p> <p>2.2.- INTRODUCIR EL DIABLO HASTA (EL PUNTO X) REDUCCION D LA TRAMPA</p> <p>3.- <u>IGUALACION DE PRESIONES</u> 3.1.- ENGRASAR CHARNELA CON GRASA SELLANTE (EL O-RING) 3.2.- CERRAR LA CHARNELLA 3.3.- CERRAR LA VALVULA D 3.4.- LLENAR LA CUBETA CON PRODUCTO MUY DESPACIO A TRAVES DE LA VALVULA C (ABRIR VALVULA DESPACIO) 3.5.- LIBERAR EL AIRE (VENTEAR) A TRAVES DE LA VALVULA E 3.6.- CUANDO SE HA CONCLUIDO EL LLENADO CERRAR VALVULA E 3.7.- CUANDO SE HA CONCLUIDO EL LLENADO CONTINUAR ABRIENDO LA VALVULA C HASTA IGUALARA PRESIONES DE LA LINEA CON LA TRAMPA ABRIENDO TOTALMENTE LA VALVULA C</p> <p>4.- <u>ALINEAR LA TRAMPA</u> 4.1.- ABRIR VALVULA A 5.- <u>LANZAMIENTO DE DIABLO</u> 5.1.- CERRAR LENTAMENTE LA VALVULA B PARA INCREMENTAR EL FLUJO POR LA CUBETA A TRAVES DE LA VALVULA C Y CONTINUAR CERRANDO LA VALVULA B TOTALMENTE</p>



	SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION GERENCIA DE ALMACENAMIENTO ZONA CENTRO SUBGERENCIA DUCTOS CENTRO PROCEDIMIENTO PARA CORRIDA DE DIABLO DE LIMPIEZA DEL SISTEMA DC - MCB - C - 02 SECTOR MEXICO	PROCEDIMIENTO	
		SDC-SGM-009/96	
		PAGINA	
		Página de	
		REVISION	FECHA
C	19/JUN/2001		

5.2.- DETECTAR QUE EL DIABLO HA SIDO LANZADO 5.3.- REGISTRAR HORA DE LANZAMIENTO EN FORMA ANEXO 1 5.4.-REGISTRAR PRESION DE LANZAMIENTO EN FORMATO ANEXO 1 6.- <u>RESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES NORMALES EN LA TRAMPA</u> CUANDO SE HA CONFIRMADO QUE EL DIABLO HA ENTRADO EN EL DUCTO 6.1.- ABRIR TOTALMENTE LA VALVULA B 6.2.- CERAR TOTALMENTE LA VALVULA A . 6.3.- CERRAR TOTALMENTE LA VALVULA C 6.4.- DRENAR LA TRAMPA DE ENVIO ABRIR LA VALVULA D 6.5.- ABRIR LA VALVULA E PARA DESPLAZAR EL LIQUIDO 6.6.- CUANDO LA TRAMPA ESTA TOTALMENTE DRENADA (0 KG/CM ²) CERRAR LA VALVULA D 6.7.- CERRAR LA VALVULA E 6.8.- AL TERMINO DE LA ACTIVIDAD EL OPERARIO COORDINARA LA LIMPIEZA GENERAL DEL AREA DE TRABAJO, RESGUARDANDO LO RESIDUOS Y SUSTANCIAS PELIGROSAS UTILIZADAS (ESTOPAS) DEPOSITANDOLOS EN CONTENEDORES ESPECIALES PARA SER TRASLADADOS A UN CONFINAMIENTO TEMPORAL EN LA RESIDENCIA DE MANTENIMIENTO.	7.- <u>INFORME A CENTRO DE CONTOL</u> 7.1.- HORA DE LANZAMIENTO 7.2.- PRESION DE LANZAMIENTO 7.3.- TIPO DE DIABLO
	FECHA
	OBSERVACIONES:
	SISTEMA: TRAMO: KM:
ELABORO: REVISO: APROBO	

Figura 3.15 Check-list de envío de DIM. Fuente: Procedimiento para corrida de un DIM de limpieza del sistema DC-MCB-C-02 sector México

El proceso para el recibo de DIM es un tanto similar al del envío solo que en este caso algunas válvulas son cerradas, al igual que en el envío el recibo también cuenta con un check-list para verificar que se realicen todos los procedimientos con las secuencias correspondientes para no sufrir algún accidente, a continuación mostramos el proceso del recibo de un DIM y el check-list del recibo del DIM.

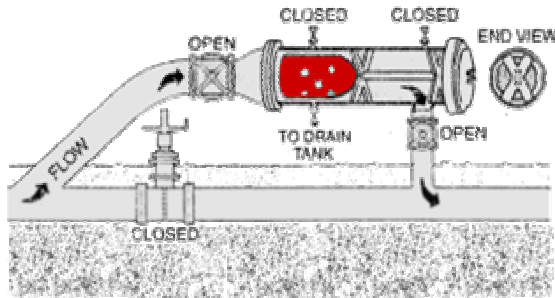


Figura 3.16 Recibo convencional de un DIM. Fuente: <http://www.girard.com/valves-launching.html>, Foto tomada durante el recibo de un DIM en instalaciones de PEMEX

	SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION GERENCIA DE ALMACENAMIENTO ZONA CENTRO SUBGERENCIA DUCTOS CENTRO PROCEDIMIENTO PARA CORRIDA DE DIABLO DE LIMPIEZA DEL SISTEMA DC - MCB - C - 02 SECTOR MEXICO	PROCEDIMIENTO	
		SDC-SGM-009/96	
		PAGINA	
		Página de	
		REVISION	FECHA
C	19/JUN/2001		

CHECK - LIST		TRAMPA DE RECIBO	
CONDICIONES NORMALES EL FLUJO ESTA CIRCULANDO POR LA VALVULA B Y ESTAN CERRADAS LAS VALVULAS A C D Y E ASI COMO LA CHARNELA. LOS INGENIEROS A PARTICIPAR SE ASEGURARAN QUE EL GRUPO DE TRABAJO SE ENCUENTRA EN PLENAS CONDICIONES FISICAS Y MENTALES *EL PERSONAL TECNICO Y EL OPERARIO DEBERAN EFECTUAR LA REVISION DEL EQUIPO DE PROTECCION PERSONAL A UTILIZAR DURANTE EL TRABAJO: GUANTES, ROPA DE ALGODÓN, BOTAS GOGLES ETC. *EL PERSONAL TECNICO Y LOS OPERARIOS QUE INTERVENGAN EN RECIBO DE DIABLO DEBEN CONOCER Y APLICAR LA HOJA DE SEGURIDAD DEL PRODUCTO TRANSPORTADO		3.- IGUALACION DE PRESTIONES 3.1.- CERRAR LA VALVULA DEL DREN D 3.2.- LLENAR LA CUBETA CON PRODUCTO MUY DESPACIO A TRAVES DE LA VALVULA C (ABRIR MUY DESPACIO) 3.4.- CUANDO SE HA CONCLUIDO EL LLENADO CERRAR VALVULA E 3.5.- CUANDO SE HA CONCLUIDO EL LLENADO CONTINUAR ABRIENDO LA VALVULA C HASTA IGUALAR PRESIONES DE LA LINEA CON LA TRAMPA ABRIENDO TOTALMENTE LA VALVULA C 4.- ALINEADO DE LA TRAMPA 4.1.- ABRIR LA VALVULA A 4.2.- CERRAR LA VALVULA B PARA DIRECCIONAR EL FLUJO A TRAVES DE LA VALVULA C (BY-PASS DE LA TRAMPA) EN ESTE MOMENTO LA TRAMPA HA SIDO ALINEADA PARA RECIBIR EL DIABLO.	



<p>EN CASO DE QUE SE PRESENTE ALGUNA CONTINGENCIA Y EL CUESTIONARIO STOP.</p> <p>B.- ACTIVIDADES PREVIAS</p> <p>IDENTIFICAR QUE LA TRAMPA ES LA CORRECTA PARA EFECTUAR LAS MANIOBRAS.</p> <p>INSTALAR MANOMETROS EN LA TRAMPA</p> <p>1.- CONDICIONES DE LA TRAMPA</p> <p>1.1.- VERIFICAR LAS CONDICIONES DE LA TRAMPA</p> <p>1.2.- PRESION DE LA TRAMPA</p> <p>1.3.- CERRADAS LAS VALVULAS A C D E .</p> <p>2.- DRENAR LA TRAMPA DE RECIBO</p> <p>2.1.- ABRIR VALVULA D</p> <p>2.2.- ABRIR LA VALVULA E PARA DESPLAZAR EL LIQUIDO.</p>	<p>5.- RECEPCION DE DIABLO</p> <p>5.1.- DETECTAR EL DIABLO 500 MTS. ANTES DE LA TRAMPA</p> <p>5.2.- DETECTAR QUE EL DIABLO PASE A TRAVES DE LA VALVULA A</p> <p>5.3.- REGISTRAR LA HORA DE RECEPCION EN FORMATO No. 1</p> <p>5.4.- REGISTRAR PRESION DE RECEPCION EN FORMATO No. 1</p> <p>5.5.- CUANDO EL DIABLO HA SIDO DETECTADO Y ESTE DENTRO DE LA TRAMPA ABRIR LA VALVULA B</p>
---	--

	SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION GERENCIA DE ALMACENAMIENTO ZONA CENTRO SUBGERENCIA DUCTOS CENTRO	PROCEDIMIENTO	
		SDC-SGM-009/96	
		PAGINA	
		Página de	
		REVISION	FECHA
	C	19/JUN/2001	

<p>5.6.- CERRAR TOTALMENTE LA VALVULA A</p> <p>5.7.- CERRAR TOTALMENTE LA VALVULA C</p> <p>6.- DRENADO DE TRAMPA Y RETIRO DELDIABLO</p> <p>6.1.- ABRIR LA VALVULA D</p> <p>6.2.- ABRIR LA VALVULA E PARA DESPLAZAR EL LIQUIDO.</p> <p>6.3.- DESPUES DE DRENAR LA TRAMPA VERIFICAR QUE LA TRAMPA INDIQUE PRESION 0 KG/CM²</p> <p>6.4.- ABRIR LA CHARNELA PARA RETIRAR EL DIABLO</p> <p>6.5.- RETIRAR EL DIABLO</p> <p>6.6.- CUANTIFICAR SEDIMENTO</p> <p>6.7.- ENGRASAR LA CHARNELA CON GRASA SELLANTE EN EL O-RING.</p> <p>6.8.- PONER GRASA LUBRICANTE EN PERIMETRO DE CHARNELA</p> <p>6.9.- CERRAR TOTALMENTE LA CHARNELA</p> <p>6.10.- CERRAR LA VALVULA D</p> <p>6.11.- CERRAR LA VALVULA E.</p> <p>6.12.- AL TERMINO DE LA ACTIVIDAD EL OPERARIO COORDINARA LA LIMPIEZA GENERAL DEL AREA DE TRABAJO, RESGUARDANDO LO RESIDUOS Y SUSTANCIAS PELIGROSAS UTILIZADAS (ESTOPAS) DEPOSITANDOLOS EN CONTENEDORES ESPECIALES PARA SER TRASLADADOS A UN CONFINAMIENTO TEMPORAL EN LA RESIDENCIA DE MANTENIMIENTO.</p>	<p>7.- REGISTRO DE CONDICIONES</p> <p>7.1.- REGISTRAR CANTIDAD DE SEDIMENTO EN ANEXO No. 1</p> <p>8.- INFORME AL CENTRO DE CONTROL</p> <p>8.1.- HORA DE RECIBO</p> <p>8.2.- PRESION DE RECIBO</p> <p>8.3.- CANTIDAD DE SEDIMENTO</p> <p>8.4.- PERIMETRO DE COPAS (EN SU CASO)</p> <p>FECHA:</p> <p>OBSERVACIONES:</p> <p>SISTEMAS:</p> <p>TRAMO:</p> <p>KM:</p> <p>ELABORO:</p> <p>REVISO:</p> <p>APROBO:</p>
--	--

Figura 3.17. Check-list recibo de DIM de PEMEX. Fuente: Procedimiento para corrida de un DIM de limpieza del sistema DC-MCB-C-02 sector México

3.2.2 TRAYECTORIA DEL (DIM)

En este punto se describirá la forma en que se va detectando el avance del DIM dentro del ducto y la forma en que se hacen los cálculos para determinar la velocidad que llevara el DIM.

El proceso de la trayectoria comienza desde el momento en que el DIM sale de la trampa de envío y comienza el recorrido dentro del ducto.



Figura 3.18. Trayectoria de un DIM. Fuente: www.toboscope.com/pipeline

Desde el momento en que se programa la corrida del DIM se hace el cálculo de su avance por medio de una fórmula condensada (hecha a partir de la unión de otras):

$$V = \frac{(.217215 * Q) .06}{D^2}$$

DONDE:

V = Velocidad (Km. / hr.)

Q = Gasto (miles de barriles por DIA)

D = Diámetro del ducto (pulg.)

.217215 = Constante calculada por SCADA

.06 = Constante calculada por SCADA



De acuerdo con esta fórmula se hace el cálculo de la velocidad que llevará el DIM, todos estos datos son entregados a el personal que se encargara de hacer el seguimiento de del DIM, a lo largo de toda el recorrido que hará el DIM se realizan una serie de sondeos determinadas distancias(cada Km., cada 2Km, 3Km etc.), estos sondeos se realizan haciendo excavaciones hasta encontrar el ducto cada determinada distancia, estas excavaciones sirven para que el personal que realiza el rastreo pueda tener un contacto directo con el tubo, regularmente el personal verifica el paso del DIM colocando la oreja al ducto (tubo) y corrobora así que el DIM acaba de pasar, para posteriormente por medio de un radio se notifica a SCADA la hora exacta en que pasó el DIM en dicho punto si es que todo sale de acuerdo a lo planeado.

CAPITULO IV

SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL (GPS)

4.1 SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL (GPS)

El Sistema de Posicionamiento Global (GPS) es un sistema de localización, diseñado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos con fines militares para proporcionar estimaciones precisas de posición, velocidad y tiempo; operativo desde 1995 utiliza conjuntamente una red de ordenadores y una constelación de satélites para determinar por triangulación, la altitud, longitud y latitud de cualquier objeto en la superficie terrestre.

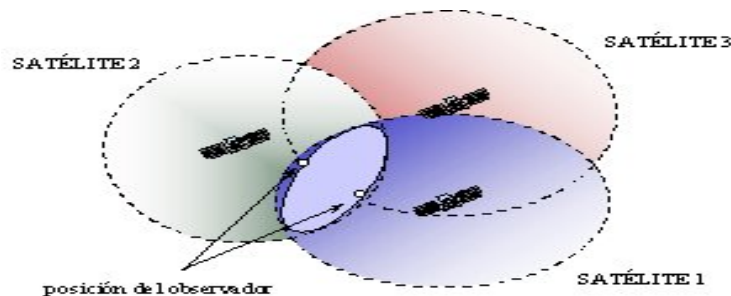


Figura 4.1 Triangulación satelital. Fuente: www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html

La navegación por satélite es un sistema de radiolocalización desde el espacio con una o más constelaciones de satélites que aumentan según las necesidades de apoyo a la operación prevista y con los que se suministra información tridimensional las 24 horas del día acerca de la posición, velocidad y hora a usuarios debidamente equipados en cualquier parte de la superficie, o cerca de la superficie, de la Tierra (y a veces lejos de ella). Los sistemas de navegación por satélite suministran a los usuarios información suficientemente precisa y completa para emplearla en aplicaciones de navegación de importancia crítica. El GPS es el primer elemento básico de los sistemas de navegación por satélite que está a disposición de muchos usuarios civiles.

El sistema GPS (Global Positioning System) es un sistema de posicionamiento que permite calcular las coordenadas de cualquier punto de la superficie terrestre a partir de la recepción de señales emitidas desde una constelación de satélites en órbita, esta constelación esta compuesta por 24 satélites en órbitas alrededor de la tierra, para poder así localizar mediante unas coordenadas únicas cualquier equipo radiorreceptor terrestre si importar su posición en cualquier parte del planeta e incluso fuera de ella.



Figura 4.2 Constelación NAVSTAR-GPS formada por 24 satélites. Fuente: http://www7.nationalacademies.org/spanishbeyonddiscovery/tec_007518-09.html#TopOfPage

4.2 ELEMENTOS QUE COMPONEN EL GPS

Como cualquier sistema de satélites, el sistema NAVSTAR-GPS se compone de tres segmentos distintos: segmento espacial, segmento de control y segmento de usuario.

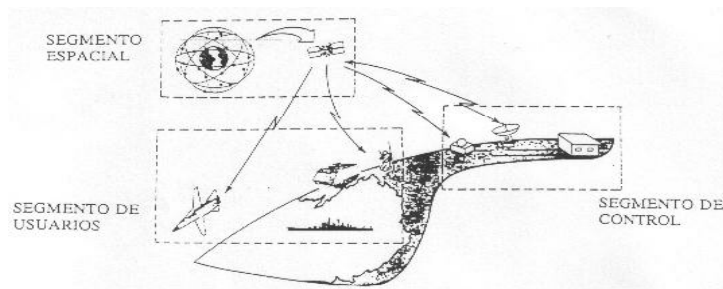
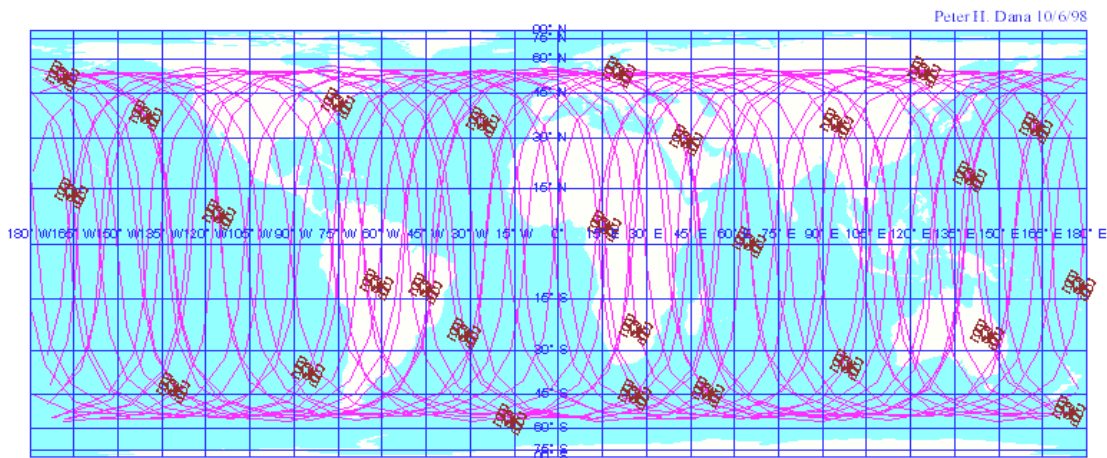


Figura 4.3 Segmentos del sistema GPS. Fuente:

www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html

4.2.1 SEGMENTO ESPACIAL

El Segmento Espacial está constituido por los **satélites** que soportan el sistema y las **señales de radio** que emiten. Estos satélites conforman la llamada constelación **NAVSTAR** (Navigation Satellite Timing and Ranging), constituida por 24 satélites operativos más cuatro de reserva, mantenidos por la fuerza aérea estadounidense. No hay que olvidar, que el origen de este sistema es militar y su financiación corre íntegramente a cargo del gobierno de los Estados Unidos.



Global Positioning System Satellites and Orbits
for 27 Operational Satellites on September 29, 1998
Satellite Positions at 00:00:00 9/29/98 with 24 hours (2 orbits) of Ground Tracks to 00:00:00 9/30/98

Figura 4.4 Orbits y posiciones de los satélites de la constelación NAVSTAR. Fuente:
http://www7.nationalacademies.org/spanishbeyonddiscovery/tec_007518-09.html#TopOfPage



Figura 4.5 Fabricación de un satélite de la constelación NAVSTAR. Fuente:
www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html

Los 24 satélites y sus 4 de reserva de la constelación NAVSTAR, circundan la tierra en órbitas a una altura alrededor de los 20.200 Km. de la superficie (puede ser algo más o algo menos, dependiendo del satélite) y distribuidos de tal manera que en cada punto de la superficie terrestre se tiene posibilidad de leer la señal de al menos cuatro satélites. Esto es muy importante, porque se necesitan al menos cuatro satélites para conocer la posición del observador, y

que estos se dispongan con un ángulo de elevación sobre el horizonte superior a 15° ; no obstante, casi siempre son más de cuatro los satélites 'visibles'.

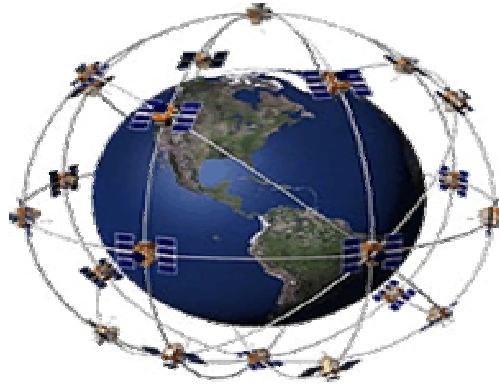


Figura 4.6 Posiciones de los satélites de la constelación NAVSTAR alrededor de la Tierra.

Fuente: <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

Los satélites envían señales en la región de radio del espectro electromagnético. La señal en sí es muy compleja. Está formada por varios componentes que se estructuran sobre una señal principal con frecuencia de 10^{23} MHz. A partir de esta señal principal y derivada de ella, se producen los dos componentes principales de la señal: las portadoras (carriers). Estas portadoras se emiten en la banda L del espectro (definida por el rango que va de los 390 MHz a los 1.550 MHz). La banda L del espectro es la que presenta mejor transparencia atmosférica, lo cual es muy importante para la precisión del sistema.

Las dos frecuencias portadoras (carriers) son denominadas L1 (1.575'42 MHz) y L2 (1.227'60 MHz). El empleo de dos frecuencias distintas se debe a que la atmósfera proporciona un cierto retardo en la propagación de las ondas, siendo este retardo función de la frecuencia. Al utilizar dos frecuencias distintas se puede conocer ese retardo y compensarlo en consecuencia.

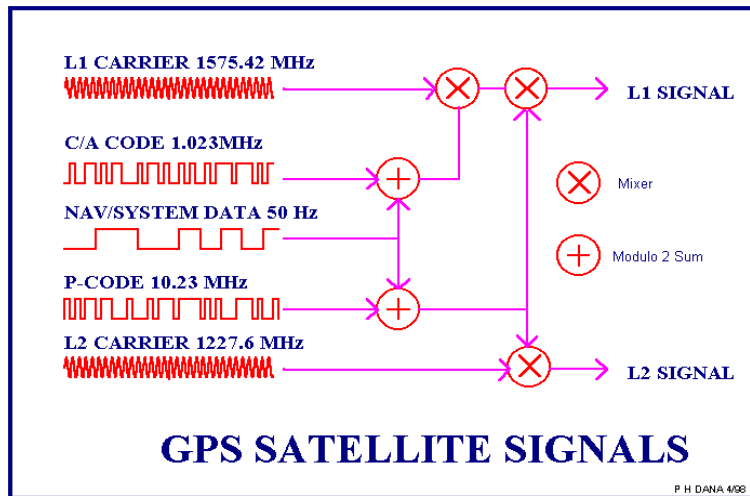


Figura 4.7 Diferentes tipos de señales de satélite del Sistema de Posicionamiento Global.
Fuente: <http://www.tel.uva.es/personales/jpozdom/telecomunicaciones/tutorial/capitulo1.h>

Sobre las dos portadoras se insertan por modulación varios códigos cifrados que rigen el funcionamiento del sistema. Estos códigos transportan en código binario la información necesaria para el cálculo de las posiciones. El más básico es el código C/A (Coarse/Acquisition), que va dentro de la señal L1 mediante modulación. Este código es leído por todos los receptores (incluidos los navegadores más sencillos). Otro código modulado sobre el conjunto de la L1 y la L2 es el denominado P (Precise), que permite un incremento muy notable en la precisión del sistema y en la velocidad de medición. En función del número de observables que un receptor es capaz de leer y analizar va el precio del mismo; por ejemplo, un receptor que sólo lee código C/A es mucho más barato que un bifrecuencia de código P.

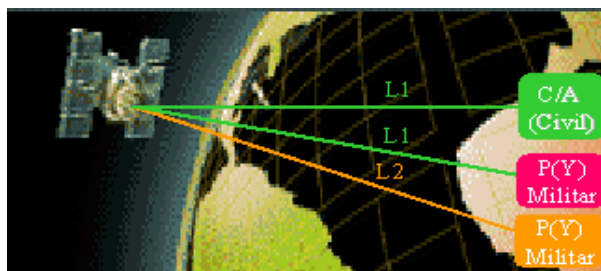


Figura 4.8 Transmisión de los diferentes códigos (un civil y dos militares) Fuente: <http://www.tel.uva.es/personales/jpozdom/telecomunicaciones/tutorial/capitulo1.html>

Al ser un sistema nacido de la investigación militar y con una importancia geoestratégica obvia, el gobierno de los Estados Unidos se preocupó mucho de que pudiera garantizar el uso adecuado. En principio, se degradaba la señal intencionadamente para que los receptores civiles tuvieran un error mínimo intencionado que hiciera inapropiado su uso para aplicaciones militares.

Era lo que se llamaba la Disposición Selectiva (Selective Availability) que condicionaba las lecturas a un error mínimo de 100 m. a través de la modificación de los datos de tiempo del satélite (reportados por los relojes atómicos a bordo) y alterando las efemérides de los satélites. El 1 de Mayo de 2001, la Administración Clinton decidió eliminar esta fuente de error intencionada, dada la importancia económica que estaba tomando el GPS; a partir de ese momento, la precisión del sistema se mejora notablemente, tal y como se puede ver en los siguientes gráficos, en los que se documenta el momento en que se eliminó la Disposición Selectiva:

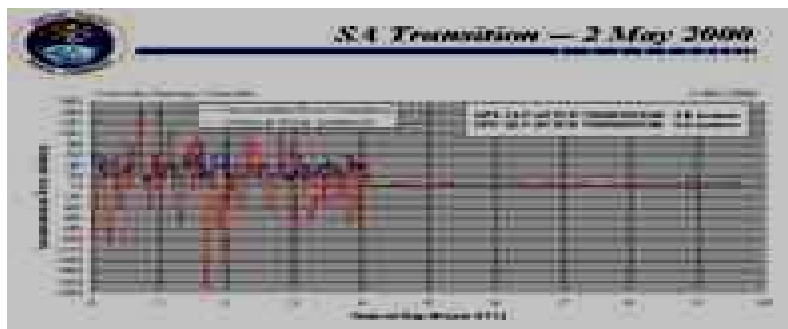


Figura 4.9 Eliminación de la disposición selectiva. Fuente: <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

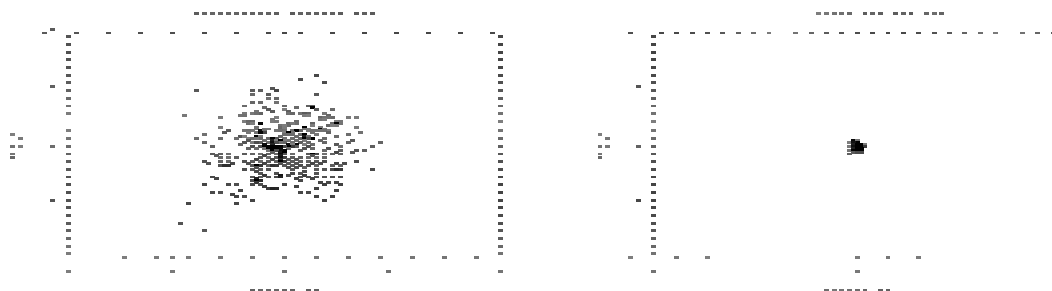


Figura 4.10 Antes y después de la eliminación de la disposición selectiva. Fuente: United States Space Command. <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

No obstante, existe otro modo de anular la señal en caso de existir un conflicto bélico en alguna región del planeta. A través del procedimiento de Anti-Spoofing (A-S), los gestores del sistema pueden encriptar totalmente la señal. Mediante el uso de un código adicional de alto secreto (denominado W), se consigue encriptar el código P, que pasa a denominarse entonces código Y; este código Y sólo se puede leer con receptores GPS militares autorizados, con lo que se garantiza la exclusividad mediante una denegación selectiva del servicio en zonas de conflicto.

4.2.2 SEGMENTO DE CONTROL

El segmento de control son todas las infraestructuras en tierra necesarias para el control de la constelación de satélites, mantenidas por la fuerza aérea estadounidense. Dichas infraestructuras tienen coordenadas terrestres de muy alta precisión y consisten en cinco grupos de instalaciones repartidas por todo el planeta, para tener un control homogéneo de toda la constelación de satélites



Figura 4.11 Zonas en las que se dividen las órbitas de los satélites. Fuente: <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/itrack/3d>

Estas infraestructuras realizan un seguimiento continuo de los satélites que pasan por su región del cielo, acumulando los datos necesarios para el cálculo preciso de sus órbitas. Dichas órbitas son muy predecibles, dado que no existe fricción atmosférica en el entorno donde se mueven los satélites; a las predicciones de las órbitas de los satélites para el futuro se les conoce con el nombre de **Almanques**, cuyo cálculo depende también del segmento de control.

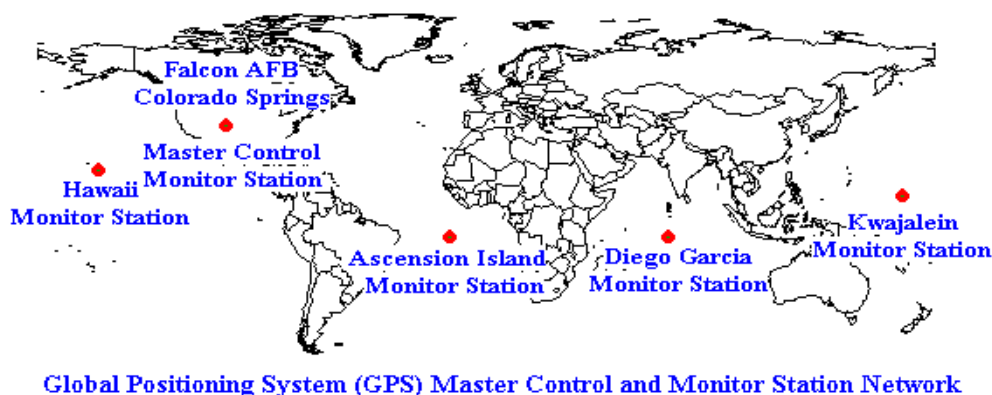


Figura 4.12 Lugares donde se encuentran las bases de control y monitoreo terrestre del GPS.

Fuente: <http://www.elgps.com/cableantena.html>

Sin embargo, aunque muy predecibles, las órbitas también tienen una degradación debido a una serie de factores: desigual densidad de la gravedad terrestre, mareas gravitatorias provocadas por el alineamiento de la luna y los planetas, viento solar, etc. Todos estos factores conllevan pequeñas degradaciones sobre las órbitas que hay que tener en cuenta para que el sistema GPS sea preciso. Por ello, aquellas estaciones del segmento de control que están dotadas de antenas de referencia tienen también la función de subir a los satélites las correcciones de órbita para sus sistemas de navegación.

Dichas correcciones son transmitidas en la banda S, y una vez recibidas por cada satélite son incorporadas a los mensajes de navegación que el satélite emite para ser captados por el receptor del usuario. A estas órbitas recalculadas con los datos de corrección (suministrados por las estaciones de tierra) y su información de tiempo se les denomina efemérides⁷. El usuario no experimentado no ve por ninguna parte rastro de las efemérides, pero hasta el

⁷ Efemérides Órbitas recalculadas con datos de corrección para crear el mensaje de navegación.

navegador más sencillo las está utilizando en el momento en que estamos midiendo.

4.2.3 SEGMENTO USUARIO

El segmento del usuario está constituido por el hardware (equipos de recepción) y el software que se utilizan para captar y procesar las señales de los satélites. Es quizá la parte que más nos interesa a nosotros como usuarios del sistema GPS, puesto que del tipo de instrumental y métodos utilizados depende la precisión alcanzada.



Figura 4.13 Diferentes equipos de recepción GPS. Fuente:

http://www7.nationalacademies.org/spanishbeyonddiscovery/tec_007518-09.html#TopOfPage

El tipo de receptores va unido íntimamente al tipo de método elegido para la medición, y a su vez a la naturaleza de la aplicación que queramos realizar. Así, carece de sentido utilizar un receptor avanzado de doble frecuencia si no es en combinación con un método relativo, pues de no ser así estaríamos utilizando un equipo que puede valer demasiado dinero para conseguir la misma precisión que un lector de bajo costo. Por ello, equipos, métodos y aplicaciones son indisolubles para el especialista.



4.3 FUNCIONAMIENTO DEL GPS

Para la transmisión, cada satélite emplea dos frecuencias coherentes entre sí: L1 a 1575,42 MHz y L2 a 1227,6 MHz, ambas múltiplos del oscilador de referencia a 10,23 MHz. Posteriormente, estas portadoras se modulan con códigos pseudo aleatorios empleando la técnica de espectro ensanchado. El código C/A (Coarse Acquisition) modula la portadora L1, la cual transporta el mensaje de navegación y es la base del servicio SPS. Este código consiste en una secuencia pseudo aleatoria de 1,023 MHz que se repite cada 1023 bits. Se ha escogido de una familia de códigos ortogonales conocida con el nombre de códigos de Gray, y cada satélite tiene uno distinto que le sirve de identificativo. Por su parte, el código P (Precise) modula tanto la portadora L1 como L2, siendo la base del servicio PPS. Este código posee una frecuencia de 10,23 MHz y un período de 2^{48} por 1 bits (muy largo), lo cual proporciona una duración de 7 días. Todos los satélites tienen el mismo generador de código P, pero a cada uno se le asigna uno de los 40 segmentos incorrelados de 7 días de duración. De este modo, los satélites no se interfieren entre sí y pueden ser identificados. En realidad, el acceso a la segunda portadora está prohibido, ya que la disponibilidad selectiva se implementa por medio de los errores introducidos por la refracción de la ionosfera y la troposfera, y se ha demostrado que se puede estimar su efecto utilizando dos frecuencias distintas. De esta manera, las aplicaciones autorizadas poseen mayor resolución a raíz de la mayor frecuencia del código P y a la disponibilidad de dos frecuencias para poder corregir los errores de propagación atmosférica.

La información a transmitir dura 12,5 minutos y se transmite a una velocidad de 50 bit/s, aunque se ensancha en frecuencia por medio de los códigos pseudo aleatorios. De este modo, los 50 bit/s de datos ocupan un ancho de banda de 1 MHz con el código C/A y de 10 MHz con el código P. El código C/A tiene como misión facilitar el enganche al código P para los usuarios autorizados. Como es

tan breve (1 ms), es relativamente sencillo obtener la fase del código transmitido por un determinado satélite desplazando el código generado en el receptor hasta que la correlación con la señal recibida sea máxima. Una vez que se ha enganchado el receptor, entonces puede acceder a la información modulada a 50 bit/s. En esa información se encuentra la palabra HOW que indica el estado del código P, de tal forma que se pueda realizar un ajuste más fino a partir de un lugar cercano al que realmente tiene.

La estructura del mensaje de navegación GPS se muestra en la figura 3. Consiste en una supertrama compuesta de 25 tramas de 1500 bits. A su vez, cada una de estas tramas se divide en 5 subtramas de 300 bits cada una. Cada subtrama contiene 10 palabras de 30 bits cuyo significado es el siguiente: mensaje de telemetría (TLM), palabra HOW, correcciones a los relojes de los satélites, vigencia de las correcciones impuestas al reloj (AODC), retardo de grupo (TGD) para evitar el efecto de la propagación ionosférica, posición exacta del satélite, predicciones de los parámetros futuros, vigencia de los datos del almanaque (AODE), mensajes especiales y datos de almanaque global. Las dos primeras palabras son generadas por cada satélite, mientras que el resto se generan desde el centro de control del sistema GPS.

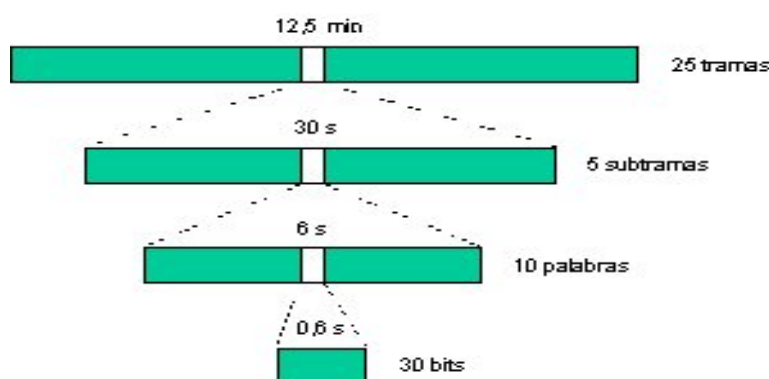


Figura 4.14. Mensaje de navegación GPS. Fuente:

www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html



El almanaque recoge los parámetros orbitales aproximados de todos los satélites, describiendo sus órbitas en períodos de tiempo prolongados (útiles durante meses en muchos casos). La información dura un total de 150 segundos (7500 bits), pero dado que sólo se incluye una palabra por trama (6 segundos), son necesarias 25 tramas para transmitir el almanaque completo. Así pues, un receptor necesita de 12,5 minutos para obtener el almanaque, aunque dado que su validez se estima en unos 6 meses, su utilidad no es importante si se usa el equipo habitualmente.

4.3.1 LA TRIANGULACIÓN DESDE LOS SATÉLITES

Aunque pueda parecer improbable, la idea general detrás del GPS es utilizar los satélites en el espacio como puntos de referencia para ubicaciones aquí en la tierra.

Esto se logra mediante una muy, pero muy exacta, medición de nuestra distancia hacia al menos tres satélites, lo que nos permite "triangular" nuestra posición en cualquier parte de la tierra.

Olvidémonos por un instante sobre cómo mide nuestro GPS dicha distancia. Lo veremos luego. Consideremos primero cómo la medición de esas distancias nos permite ubicarnos en cualquier punto de la tierra.

Geoméricamente, tenemos que:

Supongamos que medimos nuestra distancia al primer satélite y resulta ser de 11.000 millas (20.000 Km.)

Sabiendo que estamos a 11.000 millas de un satélite determinado, no podemos por lo tanto estar en cualquier punto del universo sino que esto limita nuestra posición a la superficie de una esfera que tiene como centro dicho satélite y cuyo radio es de 11.000 millas.

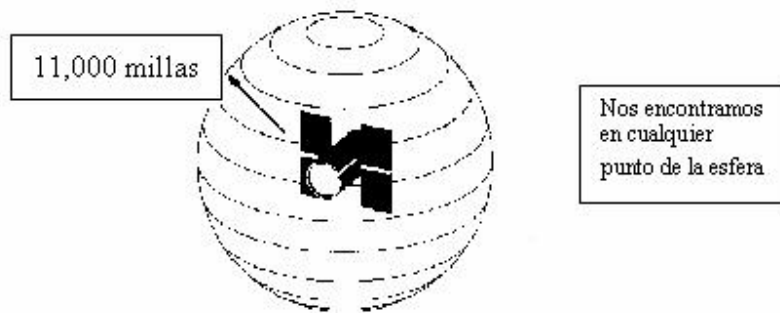


Figura 4.15 Ubicación de un punto con un solo satélite. Fuente: www.elgps.com/documentos/comofuncionagpstrimblenavigationlimited

A continuación medimos nuestra distancia a un segundo satélite y descubrimos que estamos a 12.000 millas del mismo.

Esto nos dice que no estamos solamente en la primera esfera, correspondiente al primer satélite, sino también sobre otra esfera que se encuentra a 12.000 millas del segundo satélite. En otras palabras, estamos en algún lugar de la circunferencia que resulta de la intersección de las dos esferas.



Figura 4.16 Ubicación de un punto con dos satélites. Fuente: www.elgps.com/documentos/comofuncionagpstrimblenavigationlimited

Si ahora medimos nuestra distancia a un tercer satélite y descubrimos que estamos a 13.000 millas del mismo, esto limita nuestra posición aún más, a los dos puntos en los cuales la esfera de 13.000 millas corta la circunferencia que resulta de la intersección de las dos primeras esferas.

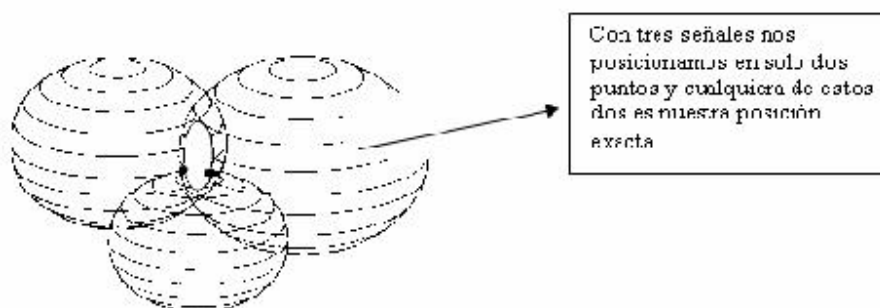


Figura 4.17 Ubicación de un punto con tres satélites. Fuente:

www.elgps.com/documentos/comofuncionagpstrimblenavigationlimited

O sea, que midiendo nuestra distancia a tres satélites limitamos nuestro posicionamiento a solo dos puntos posibles.

Para decidir cual de ellos es nuestra posición verdadera, podríamos efectuar una nueva medición a un cuarto satélite. Pero normalmente uno de los dos puntos posibles resulta ser muy improbable por su ubicación demasiado lejana de la superficie terrestre y puede ser descartado sin necesidad de mediciones posteriores.

Una cuarta medición, de todos modos es muy conveniente por otra razón que veremos mas adelante.

4.3.2 MIDIENDO LAS DISTANCIAS A LOS SATÉLITES

Sabemos ahora que nuestra posición se calcula a partir de la medición de la distancia hasta por lo menos tres satélites. Pero, ¿cómo podemos medir la distancia hacia algo que está flotando en algún lugar en el espacio? Lo hacemos midiendo el tiempo que tarda una señal emitida por el satélite en llegar hasta nuestro receptor de GPS.

Matemáticamente, es:

Toda la idea gira alrededor de aquellos problemas sobre la velocidad que resolvíamos en la secundaria, Recordemos que "Si un auto viaja a 60 kilómetros por hora durante dos horas, ¿qué distancia recorrió?

$$\text{Velocidad (60 km/h)} \times \text{Tiempo (2 horas)} = \text{Distancia (120 km)}$$

En el caso del GPS estamos midiendo una señal de radio, que sabemos que viaja a la velocidad de la luz, alrededor de 300.000 km por segundo.

Nos queda el problema de medir el tiempo de viaje de la señal (Que, obviamente, viene muy rápido).

A continuación se desarrolla matemáticamente para poder observar como se modela y como se lleva acabo.

Para hallar la solución numérica debemos definir los parámetros de este método.

La triangulación es usada por los GPS's para la ubicación de un punto en la tierra conociendo la ubicación de 4 satélites (S1, S2, S3, S4) y las respectivas distancias (d1, d2, d3, d4) de los satélites al punto buscado (P0).

Paso 1

El GPS envía una señal de radio al primer satélite y este a su vez traza imaginariamente una esfera con centro en las coordenadas de S1 (x1, y1, z1) y radio d1, y supone que el punto se encuentra dentro de esa esfera como ya se había mencionado anteriormente.

Paso 2

Luego el GPS envía una señal de radio al segundo satélite y este traza una segunda esfera con centro en S2 (x2, y2, z2) y radio d2 y determina que el punto se encuentra dentro del circulo que se forma de la intersección de las esferas S1 y S2 como se muestra en la figura 4.19

Paso 3

Luego el GPS hace lo propio con el tercer satélite y este traza una tercera esfera con centro en S3 (x_3, y_3, z_3) y radio d_3 la cual, al interceptarla con el círculo ya encontrado nos dará dos posibles puntos como solución. Ver figura 4.20

Paso 4

Por último el GPS manda una última señal al cuarto Satélite el cual trazara una cuarta esfera desde S4 (x_4, y_4, z_4) y radio d_4 de donde se hallara el punto P0 de coordenadas (x_0, y_0, z_0) con lo cual se encontrara así el punto buscado.

Determinación de las distancias d_1, d_2, d_3, d_4

Para determinar las distancias del GPS a los 4 satélites se usa una a de las reglas del movimiento rectilíneo uniforme diferencial

$$d_i = t * c \pm \Delta$$

Donde

t = Diferencia de reloj entre los puntos (tiempo de viaje de la señal)

c = Velocidad de las ondas electromagnéticas, en este caso de radio que es la misma que la de la luz ($c=299,792.458$ m/s).

Δ = Error que se admite ya que la señal no viaja en el vacío.

Condiciones finales del problema

Como condición final del problema se debe de aclarar que el problema se ha descrito suponiendo que todos los elementos se encuentran en el vacío.



Esto quiere decir con, que en condiciones normales el tiempo de viaje no será directamente proporcional a la velocidad de la luz sino que variara dependiendo de las condiciones climáticas, la geografía y la infraestructura del sitio donde se encuentre el aparato.

4.3.2.1. SINCRONIZACIÓN DE LOS RELOJES

El problema de la medición de ese tiempo es complicado. Los tiempos son extremadamente cortos. Si el satélite estuviera justo sobre nuestras cabezas, a unos 20.000 km de altura, el tiempo total de viaje de la señal hacia nosotros sería de algo más de 0.06 segundos. Estamos necesitando relojes muy precisos. Pero, aún admitiendo que tenemos relojes con la suficiente precisión, ¿cómo medimos el tiempo de viaje de la señal?

Supongamos que nuestro GPS, por un lado, y el satélite, por otro, generan una señal auditiva en el mismo instante exacto. Supongamos también que nosotros, parados al lado de nuestro receptor de GPS, podamos oír ambas señales (Obviamente es imposible "oír" esas señales porque el sonido no se propaga en el vacío).

Oiríamos dos versiones de la señal. Una de ellas inmediatamente, la generada por nuestro receptor GPS y la otra con cierto atraso, la proveniente del satélite, porque tuvo que recorrer alrededor de 20.000 km para llegar hasta nosotros. Podemos decir que ambas señales no están sincronizadas.

Si quisiéramos saber cual es la magnitud de la demora de la señal proveniente del satélite podemos retardar la emisión de la señal de nuestro GPS hasta lograr la perfecta sincronización con la señal que viene del satélite.

El tiempo de retardo necesario para sincronizar ambas señales es igual al tiempo de viaje de la señal proveniente del satélite. Supongamos que sea de 0.06 segundos. Conociendo este tiempo, lo multiplicamos por la velocidad de la luz y ya obtenemos la distancia hasta el satélite.

Tiempo de retardo (0.06 seg.) x Vel. de la luz (300.000 km/seg) = Dist. (18.000 km)

Así es, básicamente, como funciona el GPS.

La señal emitida por nuestro GPS y por el satélite es algo llamado "Código Pseudo Aleatorio" (Pseudo Random Code). La palabra "Aleatorio" significa algo generado por el azar.

Código Aleatorio

Este Código Pseudo Aleatorio es una parte fundamental del GPS. Físicamente solo se trata de una secuencia o código digital muy complicado. O sea una señal que contiene una sucesión muy complicada de pulsos "on" y "off", como se pueden ver en la figura 4.21.

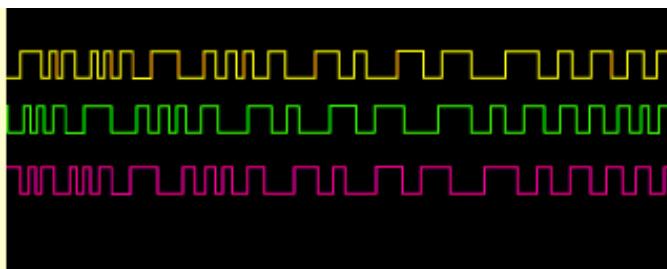


Figura 4.18 Cada satélite tiene un Código Pseudo aleatorio único. Fuente: www.elgps.com/documentos/comofuncionagpstrimblenavigationlimited

La señal es tan complicada que casi parece un ruido eléctrico generado por el azar. De allí su denominación de "Pseudo-Aleatorio".

Hay varias y muy buenas razones para tal complejidad. La complejidad del código ayuda a asegurarnos que el receptor de GPS no se sintonice accidentalmente con alguna otra señal. Siendo el modelo tan complejo es altamente improbable que una señal cualquiera pueda tener exactamente la misma secuencia.

Dado que cada uno de los satélites tiene su propio y único Código Pseudo Aleatorio, esta complejidad también garantiza que el receptor no se confunda



accidentalmente de satélite. De esa manera, también es posible que todos los satélites transmitan en la misma frecuencia sin interferirse mutuamente. Esto también complica a cualquiera que intente interferir el sistema desde el exterior al mismo. El Código Seudo Aleatorio le da la posibilidad al Departamento de Defensa de EEUU de controlar el acceso al sistema GPS.

Pero hay otra razón para la complejidad del Código Seudo Aleatorio, una razón que es crucial para conseguir un sistema GPS económico.

El código permite el uso de la "teoría de la información" para amplificar las señales de GPS. Por esa razón las débiles señales emitidas por los satélites pueden ser captadas por los receptores de GPS sin el uso de grandes antenas.

Cuando comenzamos a explicar el mecanismo de emisión de las señales por el GPS y el satélite, asumimos que ambos comenzaban la emisión de la señal exactamente al mismo tiempo. ¿Pero cómo podemos asegurarnos que todo esté perfectamente sincronizado?

4.3.3 CONTROL PERFECTO DEL TIEMPO

Si la medición del tiempo de viaje de una señal de radio es clave para el GPS, los relojes que empleamos deben ser exactísimos, dado que si miden con un desvío de un milésimo de segundo, a la velocidad de la luz, ello se traduce en un error de 300 km!

Por el lado de los satélites, el timing⁸ es casi perfecto porque llevan a bordo relojes atómicos de increíble precisión.

¿Pero que pasa con nuestros receptores GPS, aquí en la tierra?

Recordemos que ambos, el satélite y el receptor GPS, deben ser capaces de sincronizar sus Códigos Pseudo Aleatorios para que el sistema funcione.

Si nuestros receptores GPS tuvieran que alojar relojes atómicos (Cuyo costo está por encima de los 50 a 100.000 \$US) la tecnología resultaría demasiado

⁸ Timing es la medición del tiempo de viaje de una señal del emisor al satélite.

costosa y nadie podría acceder a ellos.

Por suerte los diseñadores del sistema GPS encontraron una brillante solución que nos permite resolver el problema con relojes mucho menos precisos en nuestros GPS. Esta solución es uno de los elementos clave del sistema GPS y, como beneficio adicional, significa que cada receptor de GPS es en esencia un reloj atómico por su precisión.

El secreto para obtener un timing tan perfecto es efectuar una medición satelital adicional.

Resulta que si tres mediciones perfectas pueden posicionar un punto en un espacio tridimensional, cuatro mediciones imperfectas pueden lograr lo mismo.

Esta idea es fundamental para el funcionamiento del sistema GPS, pero su explicación detallada excede los alcances de la presente exposición.

Una medición adicional remedia el desfasaje del timing.

Si todo fuera perfecto (es decir que los relojes de nuestros receptores GPS lo fueran), entonces todos los rangos (distancias) a los satélites se intersectarían en un único punto (que indica nuestra posición). Pero con relojes imperfectos, una cuarta medición, efectuada como control cruzado, NO intersectará con los tres primeros.

De esa manera la computadora de nuestro GPS detectará la discrepancia y atribuirá la diferencia a una sincronización imperfecta con la hora universal.

Dado que cualquier discrepancia con la hora universal afectará a las cuatro mediciones, el receptor buscará un factor de corrección único que siendo aplicado a sus mediciones de tiempo hará que los rangos coincidan en un solo punto.

Dicha corrección permitirá al reloj del receptor ajustarse nuevamente a la hora universal y de esa manera tenemos un reloj atómico en la palma de nuestra mano.

Una vez que el receptor de GPS aplica dicha corrección al resto de sus mediciones, obtenemos un posicionamiento preciso.



Una consecuencia de este principio es que cualquier GPS decente debe ser capaz de sintonizar al menos cuatro satélites de manera simultánea. En la práctica, casi todos los GPS en venta actualmente, acceden a más de 6, y hasta a 12, satélites simultáneamente.

Ahora bien, con el Código Seudo Aleatorio como un pulso confiable para asegurar la medición correcta del tiempo de la señal y la medición adicional como elemento de sincronización con la hora universal, tenemos todo lo necesario para medir nuestra distancia a un satélite en el espacio.

Pero, para que la triangulación funcione necesitamos conocer no sólo la distancia sino que debemos conocer dónde están los satélites con toda exactitud.

4.3.4 CONOCER DÓNDE ESTÁN LOS SATÉLITES EN EL ESPACIO

A lo largo de este trabajo hemos estado asumiendo que conocemos dónde están los satélites en sus órbitas y de esa manera podemos utilizarlos como puntos de referencia.

¿Pero, cómo podemos saber donde están exactamente? Todos ellos están flotando a unos 20.000 km de altura en el espacio.

4.3.4.1 UN SATÉLITE A GRAN ALTURA SE MANTIENE ESTABLE

La altura de 20.000 km es en realidad un gran beneficio para este caso, porque algo que está a esa altura está bien despejado de la atmósfera. Eso significa que orbitará de manera regular y predecible mediante ecuaciones matemáticas sencillas.

La Fuerza Aérea de los EEUU colocó cada satélite de GPS en una órbita muy precisa, de acuerdo al Plan Maestro de GPS.

En tierra, todos los receptores de GPS tienen un almanaque programado en sus computadoras que les informan donde está cada satélite en el espacio, en cada momento.

4.3.4.2 EL CONTROL CONSTANTE AGREGA PRECISIÓN

Las órbitas básicas son muy exactas pero con el fin de mantenerlas así, los satélites de GPS son monitoreados de manera constante por el Departamento de Defensa.

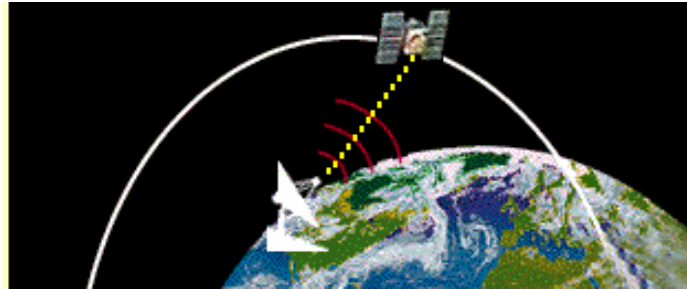


Figura 4. 19 Monitoreo constante de los satélites para conocer sus parámetros de ubicación.

Fuente: <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

Ellos utilizan radares muy precisos para controlar constantemente la exacta altura, posición y velocidad de cada satélite.

Los errores que ellos controlan son los llamados errores de efemérides, o sea evolución orbital de los satélites. Estos errores se generan por influencias gravitacionales del sol y de la luna y por la presión de la radiación solar sobre los satélites.

Estos errores son generalmente muy sutiles pero si queremos una gran exactitud debemos tenerlos en cuenta.

4.3.4.3 CORRIGIENDO EL MENSAJE

Una vez que el Departamento de Defensa ha medido la posición exacta de un satélite, vuelven a enviar dicha información al propio satélite. De esa manera el satélite incluye su nueva posición corregida en la información que transmite a través de sus señales a los GPS.

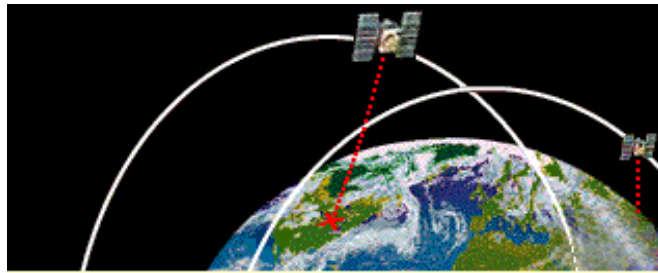


Figura 4.20 Corrección y reenvío de información del mensaje de GPS.

Fuente: <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

Esto significa que la señal que recibe un receptor de GPS no es solamente un Código Seudo Aleatorio con fines de timing. También contiene un mensaje de navegación con información sobre la órbita exacta del satélite

Con un timing perfecto y la posición exacta del satélite podríamos pensar que estamos en condiciones de efectuar cálculos perfectos de posicionamiento. Sin embargo debemos resolver otros problemas.

4.4 FUENTES DE ERROR DEL GPS

A continuación se describen las fuentes de error que en la actualidad afectan de forma significativa a las medidas realizadas con el GPS:

- **Perturbación ionosférica.** La ionosfera está formada por una capa de partículas cargadas eléctricamente que modifican la velocidad de las señales de radio que la atraviesan.

- **Fenómenos meteorológicos.** En la troposfera, cuna de los fenómenos meteorológicos, el vapor de agua afecta a las señales electromagnéticas disminuyendo su velocidad. Los errores generados son similares en magnitud a los causados por la ionosfera, pero su corrección es prácticamente imposible.

- **Imprecisión en los relojes.** Los relojes atómicos de los satélites presentan ligeras desviaciones a pesar de su cuidadoso ajuste y control; lo mismo sucede con los relojes de los receptores.

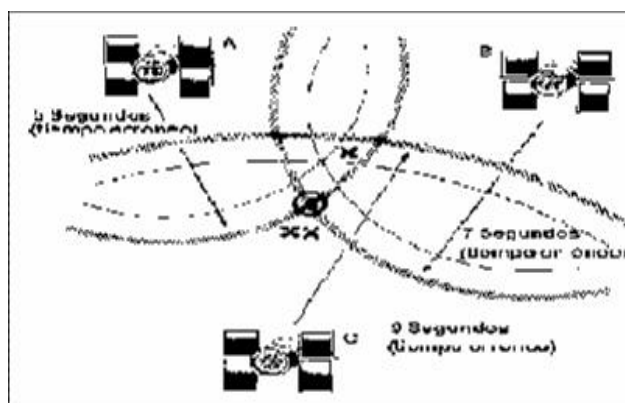


Figura 4.21 Desincronización de los relojes atómicos de los satélites. Fuente: www.//tesis/archivosGPS/tecnologia.html

Se deben fundamentalmente a dos causas:

- a) Deriva de los osciladores.
- b) Efectos relativistas (debido a las altas velocidades de los satélites).

Son errores relativamente fáciles de corregir, ya que son previsibles.

- **Interferencias eléctricas imprevistas.** Las interferencias eléctricas pueden ocasionar correlaciones erróneas de los códigos Pseudo-Aleatorios o un redondeo inadecuado en el cálculo de una órbita. Si el error es grande resulta fácil detectarlo, pero no sucede lo mismo cuando las desviaciones son pequeñas y causan errores de hasta un metro.
- **Error multisenda.** Las señales transmitidas desde los satélites pueden sufrir reflexiones antes de alcanzar el receptor. Los receptores modernos emplean técnicas avanzadas de proceso de señal y antenas de diseño

especial para minimizar este error, que resulta muy difícil de modelar al ser dependiente del entorno donde se ubique la antena GPS.

- **Interferencia "Disponibilidad Selectiva S/A"**. Para degenerar la señal la SA (Selective Availability) hace oscilar el reloj de los satélites, corrompiendo así la medida del tiempo de llegada de la señal, y manipula los datos de las efemérides de los satélites. Constituye la mayor fuente de error y es introducida deliberadamente por el sector militar.
- **Topología receptor-satélite**. Los receptores deben considerar la geometría receptor-satélites visibles utilizada en el cálculo de distancias, ya que una determinada configuración espacial puede aumentar o disminuir la precisión de las medidas. Los receptores más avanzados utilizan un factor multiplicativo que modifica el error de medición de la distancia (*dilución de la precisión geométrica*)

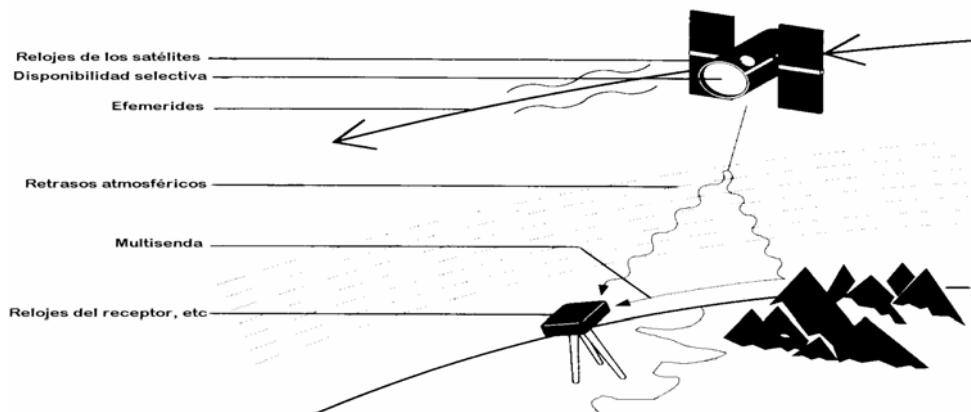


Figura 4.22 Esquema de los diferentes fuentes de error del sistema GPS. Fuente:

www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html

Las fuentes de error pueden agruparse según que dependan o no de la geometría de los satélites. El error debido a la Disponibilidad Selectiva y los



derivados de la imprecisión de los relojes son independientes de la geometría de los satélites, mientras que los retrasos ionosféricos, troposféricos y los errores multisenda dependen fuertemente de la topología. Los errores procedentes de las distintas fuentes se acumulan en un valor de incertidumbre que va asociado a cada medida de posición GPS.

4.5 DGPS SISTEMA DIFERENCIAL DE POSICIONAMIENTO GLOBAL

Las técnicas de GPS diferencial (DGPS) se utilizan para eliminar los errores introducidos por la disponibilidad selectiva y otras fuentes de error. El DGPS supone la cooperación de dos receptores, uno que es fijo (estación base) y otro que se desplaza alrededor realizando medidas de posición. El receptor fijo es la clave y se encarga de relacionar todas las medidas del satélite con una referencia fija. De este modo, la estación base calcula las correcciones necesarias para que las pseudo distancias coincidan con su posición correcta que es perfectamente conocida. Las correcciones pueden utilizarse en equipos convencionales que operen en un área próxima (unas decenas de kilómetros), y pueden obtenerse precisiones de hasta un par de metros en aplicaciones móviles o incluso mejores en situaciones estacionarias.

Afortunadamente, la gran escala de los sistemas GPS nos ayuda. Los satélites se encuentran tan alejados en el espacio que las pequeñas distancias que viajamos aquí en la Tierra son insignificantes. Por ello, si dos receptores se encuentran muy juntos el uno del otro (unos pocos cientos de kilómetros), la señal que alcanza a ambos habrá recorrido prácticamente el mismo pasillo a través de la atmósfera y sufrirá los mismos errores.

La idea que hay detrás del DGPS consiste en que disponemos de un receptor que mide los errores de temporización y proporciona la información de

corrección a los otros receptores que se están moviendo a su alrededor. En los primeros días del GPS, las estaciones de referencia eran establecidas por compañías privadas que tenían grandes proyectos que demandaban una alta precisión. Pero en la actualidad, existen suficientes agencias públicas transmitiendo correcciones hasta el punto de poder conseguirse gratuitamente. Los guardacostas de EE.UU. y otras agencias internacionales están estableciendo estaciones de referencia por todos los sitios, especialmente cerca de los puertos concurridos y de las rutas marítimas. Cualquiera de la zona puede recibir estas correcciones y mejorar considerablemente la precisión de las medidas de su receptor GPS. En la figura 4 se representa de forma esquemática cuál sería la configuración típica del sistema DGPS.



Figura 4. 23 Esquema del sistema diferencial de posicionamiento global. Fuente:

www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html

Sin embargo, no todas las aplicaciones DGPS necesitan un enlace radio, puesto que pueden no requerir un posicionamiento preciso inmediato. Supóngase que se desea grabar la ruta de una nueva carretera para incluirla en un mapa. En este caso, sería suficiente con que el receptor itinerante almacenara las posiciones medidas y el tiempo exacto en que se realizó cada medida. Posteriormente, estos datos pueden unirse con las correcciones almacenadas



por el receptor de referencia para la depuración de los datos. Luego el enlace de radio será necesario sólo en aquellas aplicaciones de precisión que se realicen en tiempo real.

Se ha desarrollado un sistema para aumentar aún más la precisión del GPS. El GPS diferencial (DGPS) es el GPS con una señal de corrección adicional. En el DGPS se utiliza una estación de referencia en un punto conocido para calcular y corregir los errores sistemáticos. La estación de referencia calcula las correcciones de cada señal de los satélites y transmite esas correcciones al receptor remoto del GPS. Éste aplica las correcciones a cada satélite utilizado para calcular su posición.

El DGPS puede brindar mediciones con un margen de error de un par de metros en el caso de las aplicaciones móviles y con una precisión aun mayor en el de las estacionarias. Ese aumento de la precisión influye profundamente en la importancia del GPS como recurso. Con él, el GPS se convierte en algo más que simplemente un sistema para la navegación de buques y aviones en todo el mundo, pues pasa a ser un sistema universal de medición capaz de localizar objetos a una escala muy precisa.

El GPS diferencial en tiempo real utiliza una estación básica situada en un punto de control conocido donde se calcula continuamente la diferencia entre su posición conocida y la posición sobre la que se informa más o menos en cada segundo. Luego, se envía esa información de corrección a un radiotransmisor, que la transmite en una frecuencia de radiodifusión existente. El receptor GPS del usuario ha de tener un segundo receptor de radio que reciba la transmisión diferencial y corrija la posición registrada 1 ó 2 segundos antes. Debido a que los errores en el sistema, o explorador, no saltan simplemente al azar, sino que “desaparecen” paulatinamente de acuerdo con modalidades direccionales, los



sistemas pueden determinar la posición en tiempo real con la precisión requerida de 2 a 5 metros.

El GPS de fase portadora es un segundo método de determinación de la posición, capaz de una precisión tal que el margen de error es de tan solo escasos centímetros, y es muy utilizado por topógrafos y expertos en geodesia a fin de establecer hitos topográficos y controles geodésicos precisos. Rastrea y registra las ondas radioeléctricas de 19 centímetros, que corresponden a la frecuencia portadora L1, transmitida desde los satélites.

Los receptores son mucho más complejos y caros que los receptores manuales del GPS, basados en un código. Se coloca un receptor sobre un marcador geodésico conocido y el otro se instala donde se requiere el nuevo punto de control o marcador.

Esta técnica se convierte rápidamente en el medio de realizar levantamientos de precisión centimétrica para varios fines prácticos y científicos, entre ellos la fotogrametría, controles de fototopografía aérea e incluso las mediciones de desplazamientos minúsculos de las placas tectónicas o las cúpulas de lava volcánica.

CAPITULO V

IMPLEMENTACIÓN Y COMPARATIVAS

5.1 SONAR

Acrónimo de *Sound Navigation and Ranging* (Navegación y medición por sonido). El sonar es un sistema de detección análogo al radar que utiliza el mismo principio físico, es decir, la emisión de ondas que se reflejan en un objeto y son recogidas en forma de ecos. Sin embargo, el sonar no utiliza ondas electromagnéticas, sino ondas de sonido. El sonar es por lo tanto un instrumento de detección muy valioso en los casos en los que las ondas de radio no se transmiten, como ocurre en el interior del agua.

Es el equipo, medio y propiedades que sirve al estudio y aprovechamiento de la propagación del sonido en el agua y su utilización para determinar la ubicación, características, distancias, velocidad, etc. de objetos, formaciones rocosas, como así también costas y lecho submarino. No debemos olvidar su utilización para las comunicaciones y la observación. El sonar reemplaza al radar en el agua, ya que este último opera a través de ondas electromagnéticas que, debido a la alta conductividad del medio acuático, se pierden sin lograr su objetivo. El sonar se vale de ondas acústicas, de fácil propagación en el medio antes nombrado.



Figura 5.1 Pantalla de un sonar haciendo una detección. Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/S%C3%B3nar>

Las ondas electromagnéticas son transversales mientras que las acústicas son longitudinales, por tanto las primeras pueden polarizarse mientras que las segundas no; la velocidad de propagación en las primeras varía inapreciablemente con las características cambiantes del medio, mientras que el sonido aumenta su velocidad a medida que decrece la compresibilidad del medio, lo que tiene una gran incidencia en el aspecto de la propagación. En los líquidos la compresibilidad es función de variables como la temperatura y la presión.

5.2 TIPOS DE SONAR

Existen dos tipos de Sonar: el activo y el pasivo.

5.2.1 SONAR ACTIVO

Se llama Sonar Activo al equipo que emplea para detectar objetos bajo el agua el eco que devuelve dicho objeto al incidir sobre él las ondas acústicas emitidas por un transmisor. El Sonar Activo es por tanto similar al radar. Empleando el Sonar Activo se emite un tren de ondas acústicas con una determinada potencia al agua. Un objeto sumergido sobre el que incidan estas ondas, reflejará parte de ellas que volverán hacia el foco emisor. La energía recibida proveniente del objeto es solo una muy pequeña parte de la que se emitió y el camino que recorren las ondas es el doble de la distancia entre el emisor y el objeto.

El Sonar Activo basa su funcionamiento en la detección del eco devuelto por un objeto sumergido al incidir sobre él un tren de ondas acústicas emitidas por un proyector, con el propósito de detectar objetos sumergidos y obtener información de su dirección, distancia y analizar su movimiento.

Los sistemas de Sonar Activo actuales tiene también capacidad de funcionar como Sonar Pasivo con ciertas limitaciones impuestas por la superior dureza del transductor y el margen más estrecho de frecuencias que es capaz de recibir.

Un sistema moderno de Sonar Activo esta compuesto esencialmente de los siguientes subsistemas:

- Base acústica.
- Selección y conmutación.
- Emisor.
- Receptor.
- Lectura y medición de la señal recibida.

La base acústica está formada generalmente por un solo transductor con capacidad tanto para transformar la señal eléctrica en acústica para emitirla al

líquido como para recibir señal acústica del líquido y transformarla en eléctrica. Debido a la posibilidad de usar el sistema como Sonar Pasivo o Activo dispone de un sistema de selección encargado de conducir la señal proveniente del transductor al receptor adecuado, bien al proceso de sonar pasivo, o bien al receptor de proceso del eco.

El receptor pasivo funciona de forma idéntica al del sonar pasivo. El receptor activo sin embargo, realiza un proceso distinto, ya que interesa solo un pequeño ancho de banda centrado en la frecuencia de transmisión. Esto es debido a que el eco devuelto por los objetos sobre los que incide el frente de ondas emitido, reflejará una parte de la energía cuya intensidad es muy pequeña y su frecuencia estará desplazada de la emitida solo un poco. Además la ganancia del amplificador receptor es variable en el tiempo, de forma que el nivel de amplificación aumenta con el tiempo en que se realizó la emisión para que los ecos devueltos por los objetos cercanos, más intensos no anulen a los más lejanos y débiles. El receptor activo realiza asimismo un tratamiento de la señal de dos formas, una en la formación de un canal de audio que partiendo de la frecuencia recibida, y tras una detección eléctrica es heterodinada a una frecuencia que facilite la escucha del operador y otra en la que la señal se digitaliza y es usada en el sistema de presentación y registro gráfico.

El emisor se encarga de formar el impulso eléctrico que se aplicará al transductor y que una vez convertido en energía acústica se conoce con el nombre de "PING SONAR". El pulso se forma a partir de un oscilador que genera una onda continua que se aplica a un dispositivo de disparo. El pulso es amplificado y aplicado al transductor por medio de un adaptador de impedancia y el circuito de conmutación.

El subsistema de selección y conmutación tiene como misión seleccionar el receptor adecuado al modo de SONAR usado, activo o pasivo y conmutar el transductor cuando el modo de trabajo es activo para unirlo al emisor en caso de transmitir un pulso SONAR o al receptor después de realizar la emisión.

El funcionamiento activo está formado por ciclos consecutivos de transmisión y recepción. En el instante de la emisión del "PING", el receptor no está unido al transductor y por tanto se encuentra bloqueado. En ese instante arrancan los circuitos de tiempo que gobernarán la ganancia variable del amplificador de recepción y los circuitos de presentación y registro. Al finalizar la transmisión, se acopla el transductor al receptor activo que posicionará los ecos recibidos en función del tiempo transcurrido desde la emisión y de la dirección en que se encuentran. Conociendo la velocidad del sonido en el agua, puede conocerse así la distancia al eco. Cada ciclo termina al transcurrir el tiempo de recepción, generalmente seleccionado por el operador del equipo.

5.2.2 SONAR PASIVO

El Sonar Pasivo se limita a escuchar el sonido que proviene de los objetos que se encuentran sumergidos. Estos dispositivos reciben directamente el ruido producido por el objeto y el camino que recorre la onda es la distancia existente entre el objeto y el receptor del ruido.

El alcance está limitado por un gran número de factores de factores siendo los más importantes la frecuencia de la onda y la efectividad del medio en el que se propaga la energía. Cuanto más baja es la frecuencia, mayor es el alcance que se obtiene.

Con ambos tipos es posible determinar la dirección en la que se encuentra el objeto, pero el sonar activo posibilita obtener la distancia midiendo el tiempo que transcurre entre el momento en que se emite la radiación y el instante en que se

recibe el eco si se conoce la velocidad a la que el sonido se propaga en el agua. El sonar pasivo no contempla esa posibilidad, aunque en la actualidad existen medios para obtener la distancia a un objeto midiendo la diferencia de fase en la que las ondas llegan a varios receptores separados entre sí, pero son más complejos y menos fiables.

En general el sonar activo y el pasivo se complementan para efectuar la detección y el análisis de objetos sumergidos y tanto los submarinos como los buques de superficie con capacidad antisubmarina emplean ambos tipos de forma conjunta.

El propósito del sonar pasivo es la captación de los sonidos emitidos por objetos sumergidos facilitando la información precisa para obtener la dirección del objeto, analizar su movimiento y posibilitar su identificación.

Un moderno sistema de sonar pasivo está formado esencialmente por tres subsistemas especializados dedicados respectivamente a:

- Captación de la señal acústica.
- Proceso de la señal.
- Lectura y medición de la señal procesada.

La captación de la señal se realiza mediante una base acústica, formada habitualmente por conjunto de hidrófonos, dispuestos en una determinada configuración que permita obtener los mejores resultados para los que se pretende usar el sistema. Generalmente la disposición de los mismos se realiza según el margen de frecuencias a obtener y las características de la plataforma sobre la que se montará el equipo.

Así el margen de frecuencias más alto en el que no afecta demasiado el ruido producido por la plataforma requiere dispositivos montados sobre ella en forma cilíndrica o esférica protegidos por estructuras que eliminen en la mayor medida



el ruido hidrodinámico que se produce por el desplazamiento de la plataforma en el agua; en el caso de bajas frecuencias, a las que si les afecta el ruido de la propia plataforma se suelen emplear *ARRAYS* que es una disposición lineal de los hidrófonos que permite que sean remolcados por la plataforma a suficiente distancia como para eliminar el indeseado ruido.

La señal captada por la base acústica debe sufrir un proceso para facilitar su interpretación. Este proceso incluye una amplificación previa de la débil señal captada, un filtrado para eliminar las frecuencias cuyos valores no estén en el margen necesario y un tratamiento adecuado. En general este tratamiento comprende la formación de una vía de audio que mediante un sistema de orientación electrónico permita conocer la dirección de la que proviene el sonido, y su escucha por un operador y una digitalización que permita su presentación visual y su registro gráfico.

La señal de audio procesada se usa como entrada al subsistema de lectura y medición que permite la escucha de la misma por un operador, su registro en magnetófonos y la posibilidad de conexión con otros equipos especializados que permitan el análisis a fin de obtener información que permita la identificación del objeto. Asimismo la señal digitalizada se suministra a unidades de presentación visual, registro gráfico y otras unidades.

5.3 TRANSDUCTORES

Un transductor es cualquier dispositivo capaz de convertir un tipo de energía en otra. Los transductores empleados en acústica convierten energía eléctrica en acústica e inversamente. Así pueden compararse los transductores acústicos empleados bajo el agua con los micrófonos y altavoces usados en el aire pero con las siguientes diferencias fundamentales:



- Un transductor submarino necesita 60 veces más potencia para proyectar la misma cantidad de energía que un altavoz equivalente usado en el aire.
- La presión ejercida por el medio acuático es mayor que la ejercida por el aire y además aumenta con la profundidad, lo que obliga a dotar a los transductores de una cierta resistencia mecánica.

Los transductores que trabajan en el agua y convierten el sonido en electricidad se llaman HIDROFONOS, los que realizan el proceso contrario se llaman PROYECTORES. Muchas veces un mismo transductor puede realizar ambos procesos. Las cualidades necesarias en un transductor son la LINEALIDAD (proporcionalidad entre la señal eléctrica y la acústica) y REVERSIBILIDAD (igualdad de movimiento en los dos sentidos de conversión de la energía). Cuando un transductor no posee intrínsecamente linealidad se precisa aplicar una determinada polarización para conseguir este efecto.

5.4 SENSORES

Un sensor es un dispositivo para detectar y señalar una condición de cambio. Con frecuencia, una condición de cambio, se trata de la presencia o ausencia de un objeto o material. También puede ser una cantidad capaz de medirse, como un cambio de distancia, tamaño o color. Los sensores posibilitan la comunicación entre el mundo físico y los sistemas de medición y/o de control, tanto eléctricos como electrónicos, utilizándose extensivamente en todo tipo de procesos industriales y no industriales para propósitos de monitoreo, medición, control y procesamiento.



Figura 5.2 Diferentes tipos de sensores ultrasónicos. Fuente: www.gemssensors.com

Censar no es percibir; los sensores son meramente transductores que convierten un fenómeno físico en señales eléctricas que un micro puede leer, esto puede hacerse por medio de un convertidor analógico digital, se carga un valor de un puerto de entrada/salida ó se usa una interrupción externa; comúnmente se necesita alguna interfase electrónica entre el sensor y la computadora (o micro) para acondicionar y/o amplificar la señal.

5.5 SENSORES DE ULTRASONIDO

Básicamente un sensor de ultrasonido emite cíclicamente un impulso acústico de alta frecuencia y corta duración, el cual se propaga a la velocidad del sonido por el aire y al encontrar un objeto, es reflejado y vuelve un eco al sensor de ultrasonido. Este último calcula internamente la distancia hacia el objeto, basado en el tiempo transcurrido entre la emisión de la señal acústica y la recepción de la señal de eco. Como la distancia hacia el objeto es medida por medio del tiempo de recorrido del sonido, y no por una medición de la intensidad, los sensores ultrasónicos son insensibles hacia el ruido de fondo.

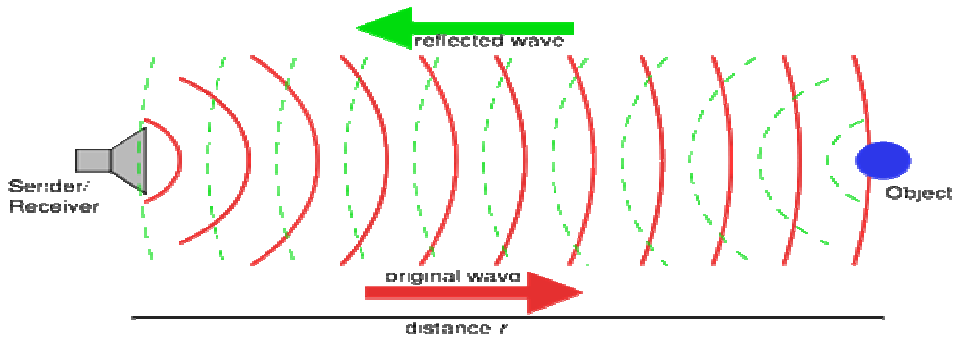


Figura 5.3 Captación y medición de distancia de un sensor de ultrasonido. Fuente:

<http://es.wikipedia.org/wiki/S%C3%B3nar>

Prácticamente todos los materiales que reflejan el sonido son detectados, independientemente de su color; sin presentar problemas los materiales transparentes o láminas delgadas. Asimismo los sensores funcionan en medio ambientes polvorientos y no ven afectada su función por depósitos delgados sobre la membrana del sensor.

5.5.1 PRINCIPIOS DE OPERACIÓN

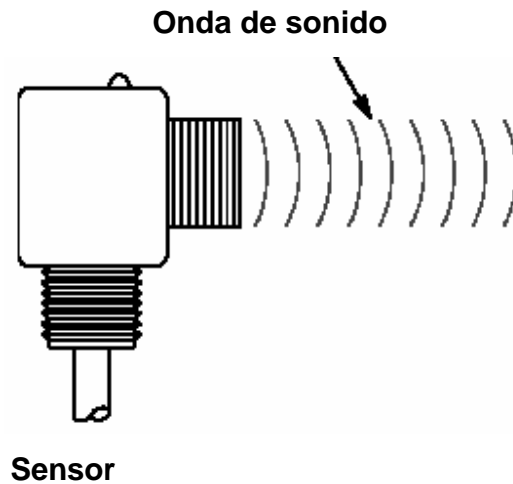


Figura 5.4 Onda emitida por un sensor de ultrasonido. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

Los sensores ultrasónicos funcionan emitiendo y recibiendo ondas de sonido de alta frecuencia. La frecuencia generalmente es de aproximadamente 200 KHz., un valor demasiado alto para ser detectado por el oído humano.

5.5.2 MODOS DE OPERACIÓN

Hay dos modos básicos de operación: modo opuesto y modo difuso (eco).

En el modo opuesto, un sensor emite la onda de sonido y otro, montado en posición opuesta al emisor, recibe la onda de sonido.

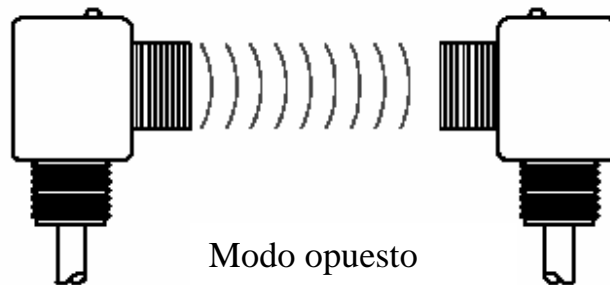


Figura 5.5 Captación de sonido por modo de operación opuesto. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

En el modo difuso, el mismo sensor emite la onda de sonido y luego escucha el eco que rebota de un objeto.

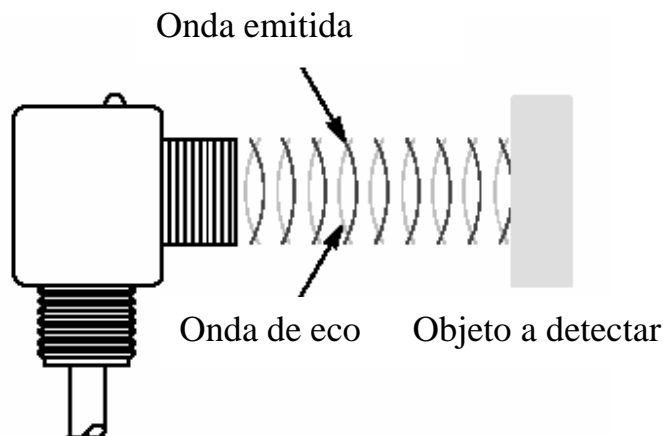


Figura 5.6 Onda de eco captada por un sensor de ultrasonido de tipo difuso. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

5.5.3 MARGEN DE DETECCIÓN

El rango de detección es la distancia dentro de la cual el sensor de ultrasonido detectará un objeto bajo fluctuaciones de temperatura y voltaje.

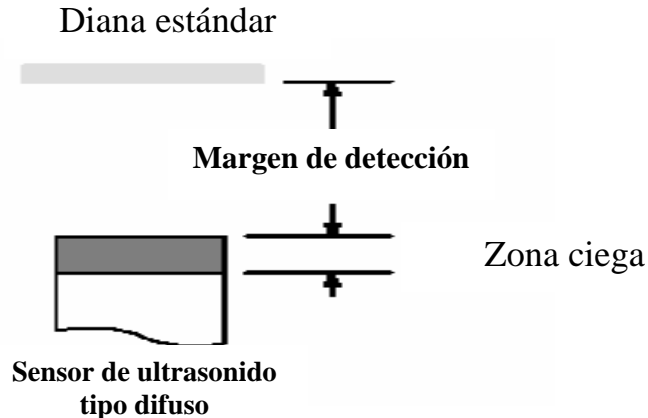


Figura 5.7 Zona ciega y margen de detección. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

5.5.4 ZONA CIEGA

Los sensores ultrasónicos tienen una zona ciega inherente ubicada en la cara de detección. El tamaño de la zona ciega depende de la frecuencia del transductor esto hace que esta zona se pueda calibrar. Los objetos ubicados dentro de la zona ciega no se pueden detectar de manera confiable ver figura 5.7.

5.5.5 CONSIDERACIONES SOBRE EL OBJETO

Se deben tener en cuenta ciertas características de los objetos cuando se usan sensores ultrasónicos. Éstas incluyen la forma, el material, la temperatura, el tamaño y la posición del objeto.

Los materiales suaves tales como telas o caucho esponjoso son difíciles de detectar por la tecnología ultrasónica difusa porque no reflejan el sonido adecuadamente.

Para los sensores ultrasónicos de modo opuesto, no hay un estándar establecido.

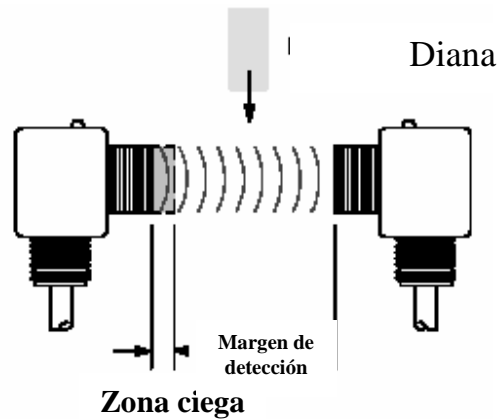


Figura 5.8 Margen de detección en dos sensores de tipo opuesto. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

Los objetos estándar se usan para establecer los parámetros de rendimiento de los sensores. El usuario debe tener en consideración las diferencias de rendimiento debido a objetos no estándares.



Figura. 5.9. Sensor de ultrasonido UM-1820012. Fuente: www.gemssensors.com

Como se puede observar una de sus características es el tener dos transductores piezoeléctricos uno que funciona como receptor y el otro como emisor.

5.6 MEDICIÓN DE UNA DISTANCIA

La manera de obtener esta información, de la distancia, se logra al hacer la medición del tiempo de vuelo. Si se toma en cuenta T_0 como el tiempo en el cual una ráfaga de pulsos es transmitida y T_1 el tiempo en el cual la ráfaga o parte de ella es recibida, entonces la distancia D .

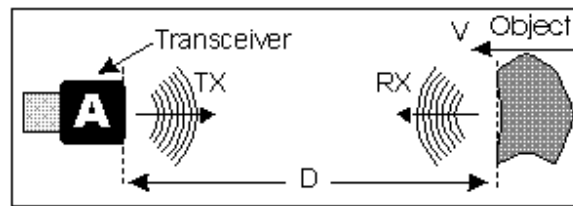


Figura. 5.10 Distancia "D" entre un transductor y un objeto (medición del tiempo de vuelo de una ráfaga de pulsos TX). Fuente: www.gemssensors.com

Entre el sensor y el objeto se determina de la siguiente forma:

$$D = 0.5 * C * (T1 - T0) \quad (3-19)$$

En donde:

D = distancia

C = velocidad del sonido en el aire

T0 = tiempo en el cual la onda de sonido es transmitida

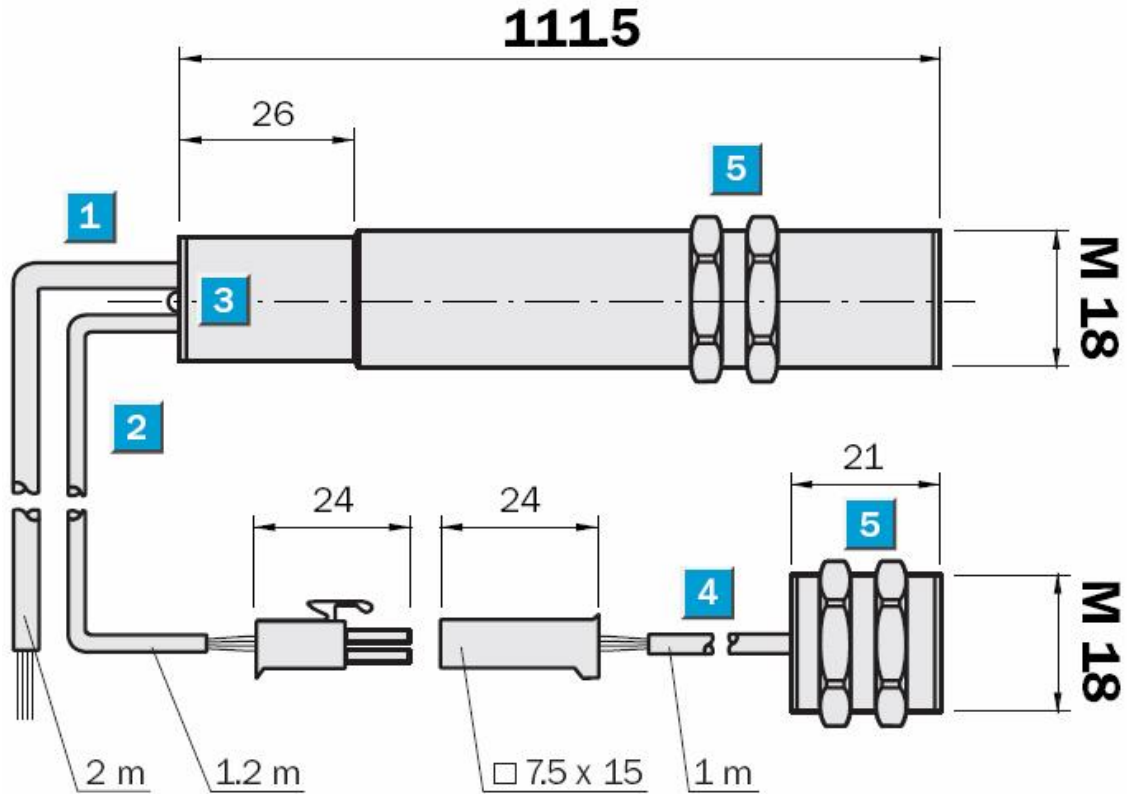
T1 = tiempo en el cual la onda de sonido es recibida

Se asume que la velocidad del sonido en el aire como 344 m/s.

5.7 CARACTERISTICAS DE LOS COMPONENTES DEL DISPOSITIVO DE DETECCIÓN

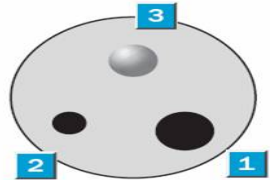
A continuación se muestra algunas características y datos técnicos de los dispositivos que se utilizarán en el desarrollo de este dispositivo.

5.7.1 SENSOR UM-1820012



Adjustments possible	
UM 18-20012	

- 1** Connection cable 2 m (receiver)
- 2** Connection cable 1.2 m, 2-pin sender and receiver
- 3** 2-color LED indicator, receiver
- 4** Connection cable 1 m, 2-pin sender and receiver
- 5** Fastening nuts, width across 24 mm



Connection types	
UM 18-20012*)	
Receiver	Sender




Figura. 5.11. Características del Sensor de ultrasonido UM-1820012. Fuente: www.gemssensors.com

Tabla 5.1 Ficha técnica del sensor de ultrasonido UM-1820012

Technical data	UM 18-
Installation distance	
sender – receiver	40 mm ± 3 mm
Blind zone	7 mm, each time before sender and receiver
Permissible angle deviation	± 45° perpendicular to sheet
Ultrasonic frequency	400 kHz
Resolution	Double-sheets not completely glued together
Operational area	
Paper grams per square meter	20 ... 1200 g/m ²
Metal-laminated sheets and films	≤ 0.4 mm thickness
Self-adhesive films, metal sheets	≤ 0.3 mm
Ultra-fine corrugated cardboard	
Supply voltage V_S	12 ... 30 V DC ¹⁾
Ripple	± 10 %
Current consumption ²⁾	≤ 45 mA
Double-sheet switching/Q₁ ³⁾	PNP, V _S – 2 V, I _{max} = 500 mA
Mis-fed-sheet switching output/Q₂ ³⁾	PNP, V _S – 2 V, I _{max} = 500 mA
Response time ⁴⁾	2.5 ms or 6.5 ms
Off delay	10 ms
V _S at control unit ⁴⁾	Response time 6.5 ms: V _S > 9 V DC Response time 2.5 ms: V _S < 5 V DC
Standby delay	300 ms
Connection type	Cable PVC, 2 m; 5 x 0.25 mm ²
Sender cable ⁵⁾	PVC, 1.2 m with 2-pin plug
Receiver cable ⁵⁾	PVC, 1 m with 2-pin plug
Enclosure rating	IP 65
Ambient temperature	Operation +5 °C ... +60 °C Storage –40 °C ... +85 °C
Weight	280 g
Housing material	Nickel-plated brass

¹⁾ Limit values

²⁾ Without load

³⁾ Outputs short-circuit protected, Opener; no switching hysteresis

⁴⁾ If the control line is laid against a ground, the response time is 2.5 ms. If the control line is laid against L+, the response time is 6.5 ms.

5.7.2 TEMPORIZADOR AT100



Especificaciones técnicas:

Power Supply:

AC: 24, 250 (ie. 90-250) 400 (ie. 380-415) V ±15%
 DC: 48, 60, 110 VDC ±10%
 AC/DC: 24 (ie. 12 or 24) V

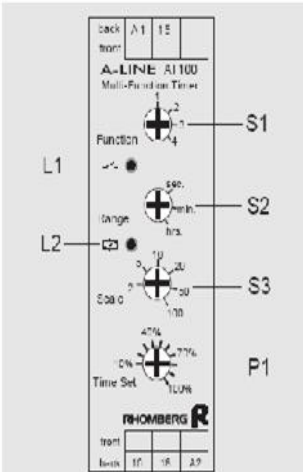
Note: 400V units have a 45mm wide housing

Setting accuracy: 5%
 Repeatability: 0.5%

time Scale Selection	time setting: 10 to 100%	time range Selection: sec, min, hrs
2	0.2 to 2	Sec, min, hrs
5	0.5 to 5	Sec, min, hrs
10	1 to 10	Sec, min, hrs
20	2 to 20	Sec, min, hrs
50	5 to 50	Sec, min, hrs
100	10 to 100	Sec, min, hrs

Relay:

2 x DPDT
 1 x SPDT & 1 instantaneous (available on request)



The diagram shows the front panel of the AT100 timer. It includes a 'back front' indicator, 'A-LINE AT100 Multi-Function Timer' label, and a 'RHOMBERG R' logo. Controls are labeled L1 (Function selector), L2 (Range selector), S1 (Timing Function selector), S2 (Time Range selector), S3 (Time Scale selector), and P1 (Time Setting potentiometer).

L1: The red "Relay ON" LED illuminates when the relay is energised.

L2: The green "Power ON" LED illuminates when power is supplied to the unit. The LED flashes when the unit is timing. Before the relay switches, the flash rate increases.

S1: The **Timing Function** is set on S1.
 Position 1: Delayed ON Operation
 Position 2: Interval (one shot) Operation
 Position 3: Symmetrical Recycling, OFF Cycle First
 Position 4: Symmetrical Recycling, OFF Cycle First

S2: The **Time Range** is set on S2.
 Sec: Seconds
 Min: Minutes
 Hrs: Hours

S3: The **Time Scale** is set on P3. The time scales are 2, 5, 10, 20, 50 & 100.

P1: The **Time Setting** is adjusted on P1. The time setting can be adjusted from 10% to 100% of the selected time. (The selected time is the time range multiplied by the time scale).

Figura. 5.12. Características del temporizador AT100. Fuente: www.gemssensors.com

5.8 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE ENSAMBLADO DEL DISPOSITIVO

1.- RECEPCIÓN DE MATERIALES

Los materiales necesarios para la construcción del dispositivo se transportaran al área de ensamblado evitando su deterioro o maltrato del material en cualquier sentido. Ya en el área de ensamblado los materiales se inspeccionan de acuerdo a las características con las que debe contar cada uno de ellos al igual que con su calidad y su buen funcionamiento.

2.- COLOCACION DEL SENSOR DE ULTRASONIDO EN LA CAJA HERMÉTICA

Después de inspeccionar los materiales a utilizar y de verificar su correcto funcionamiento se procederá a colocar el sensor de ultrasonido dentro de la caja de plástico o polímero resistente al agua ya colocado se pegara el sensor con pegamento de secado rápido y de larga duración con el fin de dejar completamente sujeto el sensor a la caja hermética.

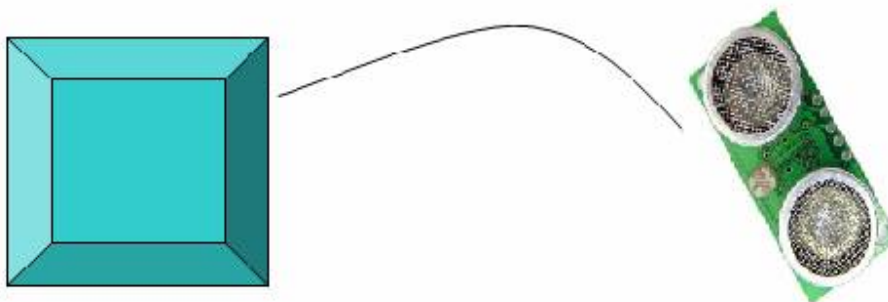


Figura 5.13 Colocado del sensor dentro de la caja hermética.

3.- CONEXIÓN DE LOS CABLES AL SENSOR

Previamente pegado el sensor a la caja se sueldan los cables que van a salir del sensor hacia el temporizador así como los cables que serán conectados a la batería estos cables deberán ser medidos previamente y se les quitara el

recubrimiento que tienen por medio de las pinzas alicatas, esto se realizara solo en sus extremos aproximadamente 1 cm. de longitud, se estañaran estas puntas para después ser soldados al sensor por medio de un caudín de pistola teniendo cuidado de que estén bien soldados y en el lugar correcto, se cortara el exceso de cable solo si es necesario y se procederá a inspeccionar

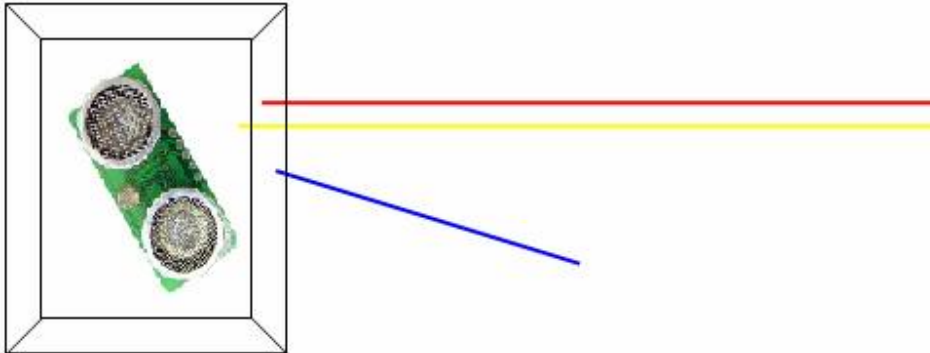


Figura 5.14 Conexión de cables al sensor

4.-CONEXIÓN DEL CABLE DE DETECCIÓN DEL DIM AL TEMPORIZADOR

El cable del disparador o de detección del sensor de ultrasonido será atornillado al temporizador y a su vez se pondrá un cable que saldrá del temporizador hacia el GPS

El temporizador será colocado dentro de la caja hermética y al igual que el sensor se fijara por medio de pegamento cuidando de que no obstruya el área del sensor para su buen funcionamiento para poder ser transportada a el área de calibrado

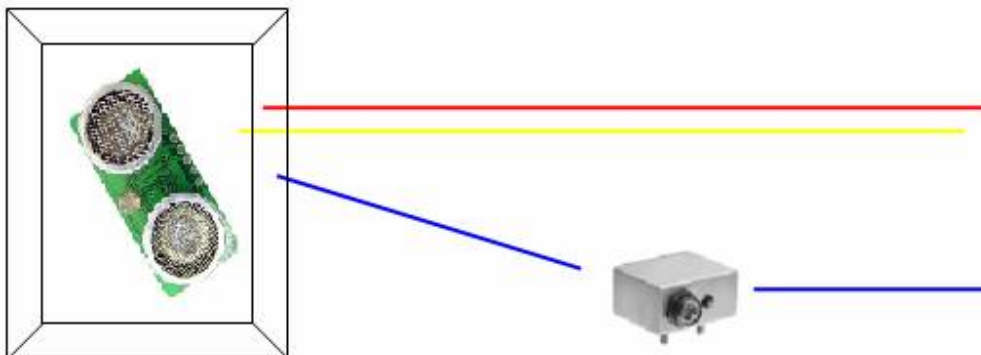


Figura 5.15 Conexión del cable de detección del DIM al temporizador

5.- CALIBRACIÓN DEL SENSOR Y TEMPORIZADOR

En esta etapa se calibrará el sensor y temporizador de acuerdo al área geográfica donde será instalado el dispositivo ya que el espesor del tubo varía de acuerdo a cada área esto se podrá hacer teniendo un pequeño tramo del ducto de cada espesor en el área de calibrado terminado este calibrado se realizará una inspección para probar que el sensor detecta correctamente y que el temporizador manda una señal el tiempo necesario para que funcione el GPS.

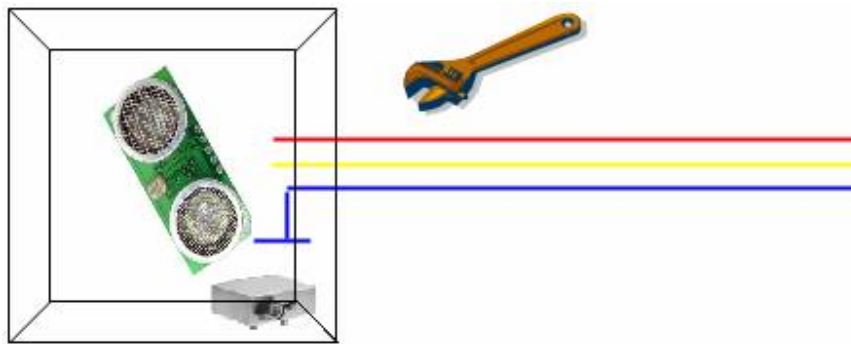


Figura 5.16 Calibración del sensor y temporizador.

6.- SELLADO DE LA CAJA

Antes del sellado se perforará un orificio de $\frac{1}{4}$ " de diámetro con un taladro y una broca de la misma medida en medio de la tapa de la caja con el fin de pasar los tres cables tanto del sensor como el del temporizador por este orificio. Consiguiente a esto se procederá a el sellado de la tapa de la caja por medio de pegamento y se realizará una inspección para verificar que este bien sellada.

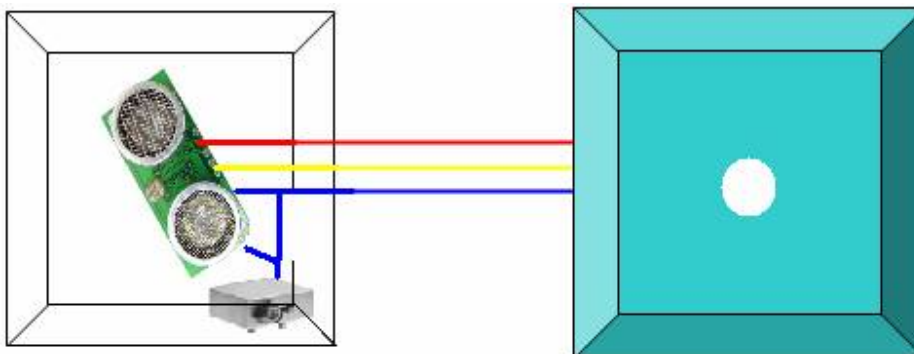


Figura 5.17 Sellado de la caja hermética.

7.-COLOCACIÓN DEL TUBO DE PVC DE 1pul. DE DIÁMETRO

para la colocación del tubo de PVC previamente se deben introducir tanto los dos cables que irán a la batería para proporcionarles energía como el que saldrá del temporizador hacia el GPS para mandar la señal, la longitud del tubo y del cableado dependerá del área geográfica de su instalación aproximadamente de 1 a 2 m de largo, ya hecha esta operación se fijara el tubo en la parte superior de la caja con pegamento cuidando que el orificio de la caja quede completamente cubierto y se realizara una inspección para verificarlo.

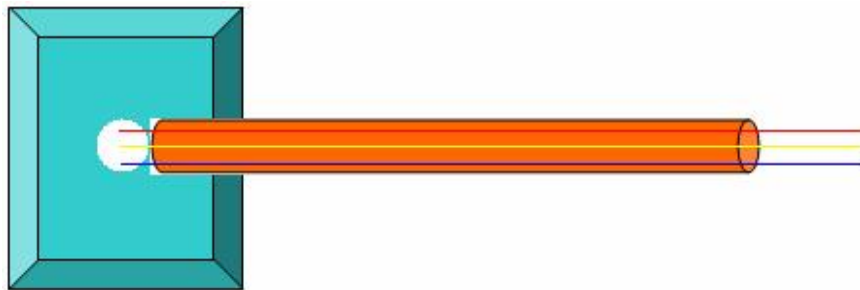


Figura 5.18 Colocación del tubo de PVC.

8.-INSPECCIÓN DE COMPONENTES EXTERNOS DEL DISPOSITIVO

Se verificara que el emisor del GPS, la batería y las celdas solares funcionen correctamente para su posterior colocación así como la inspección de la caseta de cemento que se construirán previamente sobre el ducto una cada 1 Km. de dimensión 1m² x 2m de alto así como la respectiva excavación debajo de dicha caseta para la colocación posterior del dispositivo.

9.-COLOCACIÓN DEL DISPOSITIVO

Ya en el ducto se procede a la limpieza minuciosa del ducto para la perfecta adherencia de la caja por medio de pegamento y de dos abrazaderas de plástico que mantengan firme el dispositivo asegurando de que estén bien sujetas, se realizara una inspección para asegurar la correcta colocación del dispositivo.

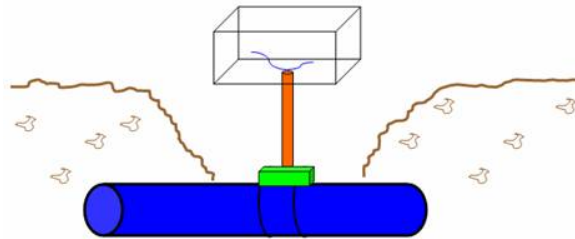


Figura 5.19 Colocación del dispositivo.

10.-CONEXIÓN DE LOS CABLES DEL DISPOSITIVO CON GPS Y BATERÍA

Los cables que sobresalen del tubo de PVC serán conectados a la batería y al GPS según la función y polaridad con la que hayan sido conectados al dispositivo, se hará una inspección para la correcta conexión de estos componentes y se encintarán todos los cables para evitar algún corto asegurando de esta forma un correcto funcionamiento.

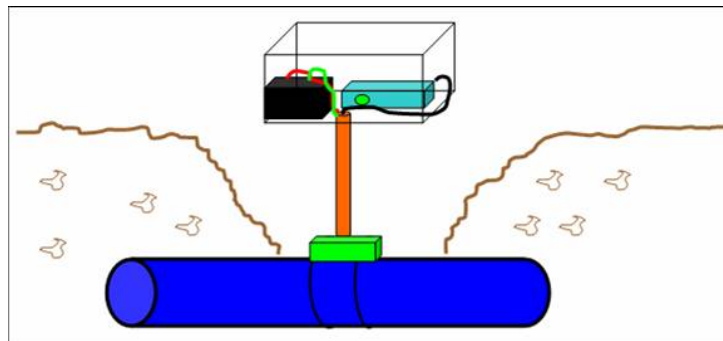


Figura 5.20 Conexión de los cables del dispositivo con GPS y batería

11.-COLOCACIÓN Y CONEXIÓN DE CELDAS SOLARES A BATERÍA

Antes de la conexión se procederá a la colocación en el techo de la caseta las celdas solares para una mayor recepción de rayos solares que proveerán de una carga constante de energía a la batería durante todo el año proporcionando así

la energía suficiente y necesaria para un buen funcionamiento de todos los componentes del dispositivo (duración estimada de la batería 4 años)

Una vez colocada las celdas solares se conectara por medio de cables lo suficiente mente largos ya sea soldados o atornillados a la batería y se inspecciona para verificar la correcta polaridad

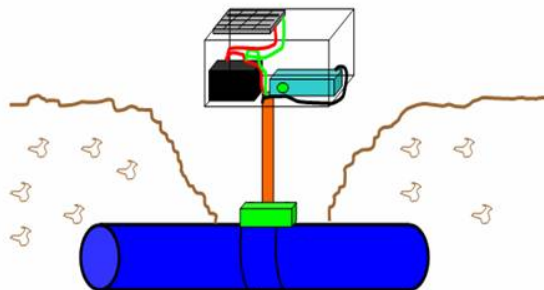


Figura 5.21 Colocación y conexión de celdas solares a batería.

12.-COLOCACIÓN DE INTERRUPTOR

Se colocara un interruptor en el cableado positivo de la batería que proveerá de energía al sistema con el fin de poder encenderlo o apagarlo en caso de mal funcionamiento o reemplazo de partes del dispositivo.

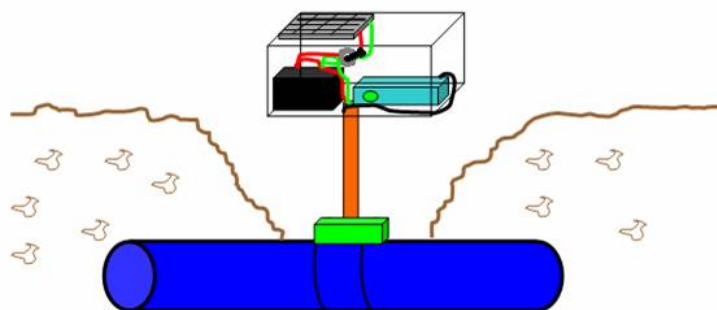


Figura 5.22 Colocación de interruptor

13.- DEMORA

Ya conectado dicho contacto se pondrá en modo de encendido dejando en completo funcionamiento el sistema esperando con esto una corrida de DIM para la completa verificación del sistema se procederá a la instalación de siguiente dispositivo.

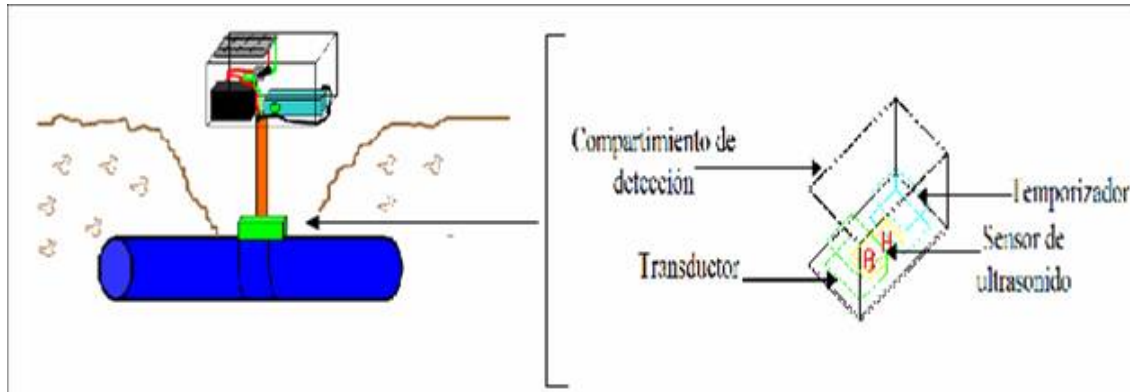


Figura 5.23 Diagrama del dispositivo listo para su funcionamiento



DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO (PRODUCTO)

Objeto del diagrama: Sistema localizador de DIM				Diagrama No. 1			
Objeto No. 1		Patente Pendiente		Diagrama del método:			
Actual							
El diagrama empieza en: Transportar el material necesario al área de ensamblado							
Elaborado por: Ing. Mario Ortiz Castelán							
El diagrama termina en: Esperar corrida de DIM				Fecha			
hora							
DIST EN METROS	TIEMPO EN m	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	DIST EN METROS	TIEMPO EN m	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO
	10	○	Recepción de materiales			→	Transporte al área de colocación del dispositivo
		→	Transportar al área de ensamblado		10	○	Colocación del dispositivo en la caseta
		□	Inspeccionar las características funcionamiento y calidad de los materiales			□	Inspección de la colocación del dispositivo
	5	○	Colocar el sensor de ultrasonido dentro de la caja hermética		10	○	Conexión de los cables del dispositivo con GPS batería
	10	○	Soldar cables al sensor		10	○	Colocación y conexión de celdas solares a batería
		□	Inspección de correcto soldado de cable			□	Inspección de conexiones
	5	○	Conexión del cable de detección del dim al temporizador		2	○	Colocación de interruptor
		→	Transportar la caja con el sensor al área de calibrado			□	Inspección final del sistema
	10	○	Calibración del sensor y temporizador			D	Esperar al día de la corrida del DIM
		□	Inspeccionar el calibrado del sensor y temporizador				
	5	○	Sellado de la caja				
		→	Inspección de sellado de la caja				
	5	○	Colocación del tubo de PVC de 1pul. De diámetro				

		<input type="checkbox"/>	Inspección de colocación de tubote PVC				
		<input checked="" type="checkbox"/>	Inspección de componentes externos del dispositivo				

Tabla 5.2 MATERIALES NECESARIOS PARA LA FABRICACIÓN DEL DISPOSITIVO ULTRASÓNICO

MATERIAL	CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
Sensor de ultrasonido (sensor de movimiento)	Capaz de penetrar los diferentes espesores del ducto de tamaño no mayor a la caja donde será Colocado	Debe de tener un emisor y un receptor para una rápida detección del DIM
Emisor de GPS	Capaz de emitir una señal lo suficientemente fuerte para que los satélites la capten sin ningún problema	No es necesario adquirir un receptor-emisor-con pantalla ya que la señal se recibirá en una base central en PEMEX
Caja de plástico	Debe de ser de un plástico o polímetro resistente a el agua hermética	Tamaño aproximado de 1000 cm ³ para una fácil colocación de los materiales
Batería	De 9 a 12 celdas con capacidad de 12 voltios corriente directa	Tipo automotriz de larga duración de vida

Celdas solares	Que generen una corriente capaz de mantener cargada a la batería en cualquier momento	Tamaño aproximado de 20x20 cm.
Temporizador	Que este calibrado para una duración de 3 a 5 minutos	Que no varíe su tiempo de funcionamiento (que no se descalibre)
Tubo	Fabricado en PVC resistente al agua	De 1" de diámetro
Cables	Del #10 y de diferentes colores para su fácil identificación	El largo es de acuerdo a donde se encuentra el ducto
Estaño (soldadura)	Con bajo contenido de plomo para su fácil soldado	Aproximadamente medio metro para el completo soldado del dispositivo
Pegamento	Especial para pegar plástico, polímeros y PVC	Que no sea tóxico para su utilización en lugares sin ventilación

Tabla 5.3 MATERIALES PARA LA COLOCACIÓN DEL DISPOSITIVO SOBRE EL DUCTO

MATERIAL	CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
Pegamento	Especial para pegar plástico, polímeros y PVC	Que no sea tóxico para su utilización en lugares sin ventilación
Abrazaderas	De plástico o polímero resistente al agua	Deben de ser adecuadas al tamaño del ducto donde se colocara el dispositivo,

Cable	Del #10 y de diferentes colores para su fácil identificación	El largo es de acuerdo a el área geográfica donde se encuentra el ducto

Tabla 5.4 HERRAMIENTAS NECESARIAS PARA LA FABRICACIÓN Y COLOCACIÓN DEL DISPOSITIVO

HERRAMIENTA	CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN
Cautín	Tipo pistola de 110 volts con punta de cobre	De 200 watts para un rápido calentamiento de su punta
Desarmador de cruz	Tamaño de aprox. 20 cm. de largo	La cabeza debe coincidir con el tamaño de los tornillos
Desarmador plano	Tamaño de aprox. 20 cm. de largo	La cabeza debe coincidir con el tamaño de los tornillos
Alicatas	De punta con área para cortado de cables	Deben estar debidamente aisladas
Taladro	De 110 volts de una sola velocidad o de baterías	El taladro puede ser de baterías ya que no es necesario una gran potencia
Broca	¼ pulg. de diámetro para perforar madera o plástico	No es necesario que este templada ya que solo es para perforar plástico

Navaja	De acero inoxidable para que no se oxide	Que su filo sea durable
--------	--	-------------------------

5.9 CORRIDA DE UN DIM DE LIMPIEZA PARA UN POLIDUCTO DE 16" TRAMO TULA-CERRO GORDO

Esta corrida fue realizada con el propósito de dar mantenimiento preventivo al poliducto de 16" → entre la refinería de la ciudad de TULA DE ALLENDE (Hidalgo) y la TRD ubicada en CERRO GORDO (a las orillas de la ciudad de San Juan del Río, Querétaro.); A continuación se describe el equipo y el desarrollo de esta corrida:

Tipo de DIM: DIM de discos

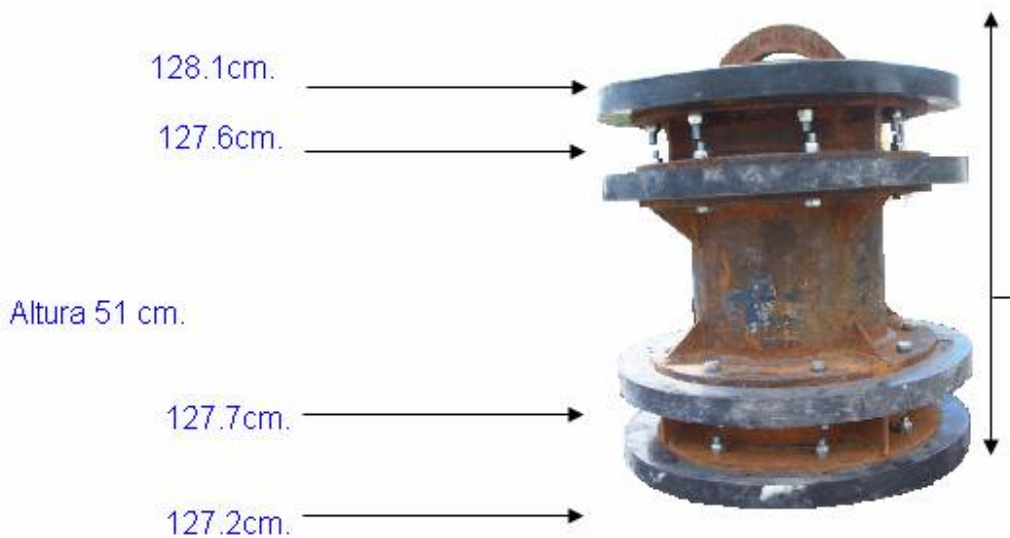


Figura 5.24 Foto del DIM utilizado para esta corrida

Puntos de detección:

- V.S. TEOCALCO Km. 10+200
- V.S. TEPETITLÁN Km. 30+000
- V.S. ESCANDÓN Km. 45+000
- V.S. LLANO LAGO Km. 69+871
- T.R.D. CERRO GORDO Km. 89+ 710

El recorrido total del DIM es de 89.71 Km. aproximadamente, a lo largo de los cuales la cuadrilla tendrá que detectar el paso del DIM en los puntos de detección ya mencionados.

PATEO DE DIM:

El pateo del DIM se llevó a cabo el día 4 de Octubre en el **Área de Trampas (TED y TRD)** de la refinería MIGUEL HIDALGO a las 12:22 hrs. con las siguientes características.



Figura 5.25 Foto de la Refinería Miguel Hidalgo (Tula, Hgo). 04-10-2006

Hora de pateo: 12:22

Presión: 37 Kg.

Barrilaje por hora: 2900 barriles.

Barrilaje por día: 69600 barriles.



Figura 5.26 Fotografías tomadas durante la corrida (TED TULA Km. 00+000.) emboquillado y detección de salida del DIM

Con estos datos se procede a calcular la velocidad con la que viajará el DIM:

$$V = \frac{(.217215 * Q)}{D^2} .06$$

DONDE:

V = velocidad (km/hr)

Q = gasto (miles de barriles por DIA)

D = diámetro del ducto (pulg.)

.217215 = constante calculada por SCADA

.06 = constante calculada por SCADA

$$V = \frac{(.217215 * 69600)}{240.25} .06 = 3.7 \text{ km/hr.}$$

Ahora bien si sabemos que el DIM tiene un avance de 3.7 Km. /hr y el primer punto de detección se encuentra a una distancia de 10.2 km deducimos que tardará un tiempo aproximado de 2 horas 40 min.

PRIMERA DETECCIÓN

V.S. Teocalco km 10+200

Hora de paso 15:10 pm.

Tiempo 2 hrs. 50 min.

Velocidad 4.06 km/hr



Figura 5.27 Detección de DIM en válvula de seccionamiento Teocalco km 10+200

SEGUNDA DETECCION:

Estación de rebombeo Tepetitlan km 27+500

Hora de paso 20:15 p.m.



Figura 5.28 Detección de DIM en V.S. Tepetitlán.

NOTA: a partir de que se registro el paso del DIM por la V.S. en la estación Tepetitlán se redujo el barrilaje a 1700 barriles por hora; por lo tanto la velocidad del DIM descendió.

Barrilaje por hora: 1700

Barrilaje por día: 40800

$$V = \frac{(.217215 * 40800)}{240.25} * .06 = 2.21 \text{ km/hr.}$$

Ahora sabemos cual es la nueva velocidad del DIM y deducimos que su paso por la V.S. de Escandón tardará aproximadamente 6:40 minutos.

TERCERA DETECCION:

En la tercera detección se tenía estimado el paso del DIM a las 2:55 a.m.

V.S. Escandón

Hora de paso 5:25



Figura 5.29 Detección de DIM V.S. Escandón

NOTA: la línea fue parada a las 6:15 y reanudo a las 15:30, se paro de nuevo 1:20 y reanudo 6:05

CUARTA DETECCION:

V.S. llano largo

km 69+871 tula - salamanca

Hora de paso: 7:50

En este punto se aumento el barrilaje de 1700 a 3500



Figura 5.30 Detección de DIM V.S. Llano largo.

TRD hora de llegada 14:25 con 46 Kg. de presión



Figura 5.31 Recibo de diablo TRD Cerro gordo

Medidas finales de los discos:

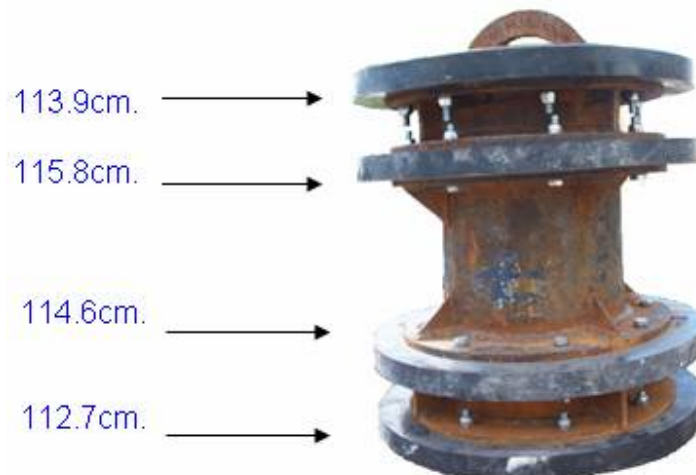


Figura 5.24 Foto del DIM utilizado para esta corrida

De acuerdo a los datos mencionados procederemos a calcular las horas extras trabajadas por el personal de mantenimiento:

- Horas extra laboradas.
- Horas laboradas dentro de la jornada regular de trabajo.

Tabla 5.5 HORAS EXTRA LABORADAS DURANTE LA CORRIDA DEL DIM

MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES
07:00 – 15:00	00:00 – 07:00	00:00 – 07:00
15:00 – 24:00	07:00 – 15:00	07:00 – 15:00
	15:00 – 24:00	15:00 – 21:00

Ahora bien tenemos que en relación a la tabla cada trabajador de la cuadrilla laboró alrededor de: 38 horas extra.

NOTA: Durante los tres días laborados a los trabajadores se les abono una cantidad extra en relación a los tres alimentos que se ingieren a lo largo del día. (el tiempo extra es adicionado al salario catorcenal que percibe el trabajador).

A continuación se muestra una tabla donde se especifican las horas trabajadas y los alimentos por cada trabajador:

Tabla 5.6 COSTO TOTAL DE HORAS EXTRA Y ALIMENTOS.

CATEGORIA	HORAS EXTRA (\$33.18)	ALIMENTOS (\$65.35)	TOTAL: \$
1 Operario	38	9	1,848.99
Obrero 1	38	9	1,848.99
Obrero 2	38	9	1,848.99
Obrero 3	38	9	1,848.99

Esto nos arroja un costo total de \$7,395.96 pesos de tiempo extra para el personal de mantenimiento; a esta cantidad se le suman los gastos de gasolina consumidos por la unidad en la cual se desplazo la cuadrilla que fue aproximadamente de \$682.07pesos (400 Km. recorridos).

TOTAL: \$8,078.03 pesos es el costo de la corrida en relación al personal y el gasto de gasolina.

En cuanto al costo del diablo oscila entre los 5 a 50 mil pesos solo los de limpieza y dependiendo del tipo y material del que este hecho.

Los llamados DIM instrumentados se cotizan en dólares y solo las compañías extranjeras los poseen ya que son contratadas por PEMEX para dar este servicio

Tabla 5.7 COSTO POR DISPOSITIVO PARA LA DETECCIÓN DEL DIM

MATERIAL	COSTO
SENSOR DE ULTRASONIDO	4000
TEMPORIZADOR	900
CAJA DE PLÁSTICO O POLÍMETRO RESISTENTE AL AGUA	450
PASTA PARA SOLDAR	12
TUBO DE PVC DE 1 PULG	50
CABLE DEL NUMERO 10 DE DIF. COLORES	100
EMISOR GPS	1000
BATERÍA AUTOMOTRIZ DE 9 A 12 CELDAS	400
CELDA SOLARES DE 20X20 CM	800
ABRAZADERAS DE PLÁSTICO DEL ESPESOR DEL DUCTO	250
CINTA PARA AISLAR	10
INTERRUPTOR	5
TRASDUCTOR	1000
ESTAÑO	12
TOTAL	8989 PESOS

Comparado con lo que ganan en horas extra en una corrida de 5 obreros con duración de 38 horas se comprarían tres dispositivos. Los costos aquí calculados pueden ser menores ya que si este proyecto se lleva a cabo los costos bajarían casi a la mitad por la gran cantidad de dispositivos que se fabricarían.

5.10 VENTAJAS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL DISPOSITIVO

- Bajo costo de mantenimiento.
- Bajo costo de los materiales para la fabricación del dispositivo.
- Larga duración de funcionamiento.
- Fácil reemplazo de componentes.
- Se activa y se desactiva automáticamente de acuerdo al paso del DIM.
- No es necesario seguir el DIM como habitualmente lo hacen los operarios de PEMEX.
- Saber la ubicación del DIM en pocos minutos y así poder seguir su rastro a lo largo del ducto donde se realiza la corrida.
- Sin importar el material del que estén hechos los DIM el dispositivo los detectara sin excepción.
- Puede detectar varios DIM en una sola corrida.
- No es necesario contratar con servicio de satélite puesto que PEMEX ya cuenta con este, así como el equipo de cómputo y las antenas necesarias para captar la señal que provenga de los dispositivos.

CONCLUSIONES

La tesis aquí presentada no es solo un trámite realizado para conseguir el título profesional si no el desarrollo de un proyecto 100% aplicable en la industria del transporte de productos por medio de ductos, el cual puede resultar de gran ayuda en las labores del mantenimiento preventivo y correctivo de los ductos.

El objetivo de la tesis fue desarrollar un sistema capaz de llevar a cabo las labores que usualmente realiza el personal de PEMEX Refinación (mantenimiento) dentro de una corrida de DIM como lo es el proporcionar la ubicación exacta, la velocidad del DIM y la hora en que se detectó el paso del DIM a través del ducto; debido a que dichas labores generan grandes costos a la compañía, en relación a que se le tiene que pagar tiempo extra corrido, viáticos y alimentos entre otros gastos a cada uno de los miembros de la cuadrilla que realiza éstas labores sin contar con el riesgo que corren constantemente los trabajadores por el hecho de que la mayoría del tiempo se encuentran viajando en carretera de un punto a otro para realizar las detecciones correspondientes.

Esta tesis es una clara prueba de que la ingeniería industrial y la ingeniería en electrónica y telecomunicaciones se pueden fusionar en pro de la

tecnología utilizando aplicaciones y conocimientos de ambas ramas; en este caso se combinó la tecnología del GPS y los avanzados detectores de ultrasonido con la resistencia de los materiales y las ciencias hidráulicas; al hacer una combinación de todos éstos conocimientos obtuvimos como resultado un sistema que puede adaptarse a todas las condiciones de trabajo sin cobrar algún tipo de comisión, ya que a excepción de su mantenimiento no generaría ningún costo adicional, se puede adaptar a cualquier distancia y es muy precisa en todas sus detecciones y a diferencia de la cuadrilla de mantenimiento éste dispositivo puede estar operando al 100% las 24 horas del día lo cual nos da más seguridad al momento de recibir la información sobre los puntos y horas de detección.

Lo anterior, arroja un resultado ampliamente favorable para la implementación del sistema, como nos podemos dar cuenta el gasto que resulte de la implementación se pagaría solo a largo plazo si se utilizará cada vez que se realice una corrida de DIM optimizando así los gastos y costos de la empresa; resguardando la seguridad de los trabajadores.

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES

B

Barril de petróleo (*oil barrel*)

Unidad de volumen basada en la medida del barril utilizado en la industria del petróleo. Equivale a 158.9873 litros (42 galones de Estados Unidos).

A principios de siglo era una vasija cilíndrica de madera, de preferencia de encino blanco. Se formaba con duelas apretadas por aros o zunchos. Se fabricaba también de hierro o acero. El petróleo se transportaba en barriles colocados en barcos o carretas. En la actualidad se transporta en barcos o carros con tanques elaborados para tal fin.

Barriles por día (*Barrels per day - bpd or b/d*)

En términos de producción, el número de barriles de aceite que produce un pozo en un período de 24 horas, normalmente se toma una cifra promedio de un período de tiempo largo. (En términos de refinación, el número de barriles recibidos o la producción de una refinería durante un año, divididos por trescientos sesenta y cinco días menos el tiempo muerto utilizado para mantenimiento).

C

Combustible, st. (*fuel*)

Material que, al combinarse con el oxígeno, se inflama con desprendimiento del calor.

Sustancia capaz de producir energía por procesos distintos al de oxidación (tales como una reacción química), incluyéndose también los materiales fisiónables y fusiónables.

Combustible diesel (*aceite*)(*Diesel fuel (oil)*)

Un término general que cubre aceite combustible ligero proveniente del gasóleo, utilizado en motores diesel. Algunas veces es llamado combustible diesel para máquinas de vehículos rodantes (Diesel Engine Road Vehicle - Derv).

Combustóleos (*Fuel oils*)

Aceites pesados provenientes del proceso de refinación; utilizados como combustibles en plantas de generación de energía, en la industria, en barcos, etc. Futuros (aceites): La venta y compra de aceite a un precio acorde con una fecha de entrega a futuro. El vendedor puede no tener aún el aceite, y ambos comprador y vendedor están especulando sobre como cambiarán los precios en el futuro.

Conexión, st. (*hook up, connection, joint*)Enlace de dos mecanismos o piezas de una máquina o aparato, o de éstos con la corriente eléctrica, o de varios aparatos o conductores eléctricos entre sí. Unión de dos o más piezas o accesorios de una tubería.

Fís. Sustancia que ha pasado de la fase de vapor a una fase líquida o sólida.

Corrosión (*corrosion*)

Proceso de desgaste, desintegración o destrucción gradual de los metales, aleaciones u otros materiales sólidos por ataque a su superficie efectuada por

agentes químicos o electroquímicos, tales como los ácidos derivados de agentes contaminantes de la atmósfera.

Cuadrilla, st. (*gang, crew*)

Grupo de personas que se asignan a una tarea que puede ser de mantenimiento, de construcción, entre otras.

D

Densidad, lat. *dense* - denso (*density*)

Fís. Relación entre la masa de un cuerpo y su volumen. Su valor depende de muchos factores, como la temperatura y presión a la que estén sometidos.

Derecho de vía (*right-of-way*)

Figura jurídica referida a la franja de terreno en la que se encuentran instalados ductos, vías de ferrocarril o cableado eléctrico. El derecho de vía señala que debe respetarse y no obstruir el paso libre a lo largo de la instalación.

Destilación, lat. *destillatio* - gotear (*distillation*)

Proceso de separación de componentes de una mezcla líquida por vaporización parcial y la recuperación separada del vapor y el residuo. Mediante este proceso se logra aumentar la concentración del componente más ligero o volátil en la fase de vapor y del pesado o residuo en la fase líquida.

Diesel, PEMEX (*diesel*).

Combustible derivado de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Se obtiene de una mezcla compleja de hidrocarburos parafínicos, olefínicos, nafténicos y aromáticos, mediante el procesamiento del petróleo. Es un líquido insoluble en agua, de olor a petróleo.

(DIM) DIABLO (s) , st. (*go-devil*)(pig)

Equipo que limpia los ductos interiormente, impulsado por la presión de operación a la que se está trabajando. Los diablos están diseñados para desplazarse en el interior de los ductos con el fluido normal de operación. Mediante un registro electrónico se conoce el estado físico de las tuberías.

Ducto(s), st. (pipeline(s))

Tuberías destinadas para transportar aceites, gas, gasolinas y otros productos petrolíferos a las terminales de almacenamiento, embarque y distribución, o bien de una planta o refinería a otra. Su espesor varía entre 2 y 48 pulgadas, según los usos, las condiciones geográficas y el clima del lugar.

E

Efemérides

Órbitas recalculadas con datos de corrección para crear el mensaje de navegación.

F

Followings

Salida de flujo magnético el cual detecta por medio de sensores magnéticos el espesor del ducto y corrosión.

Fuga, st. (leak)

Salida o escape de un líquido o gas, causado por algunos efectos de la corrosión a la estructura metálica. También existen algunos factores internos o externos que provocan las fugas tales como laminaciones, grietas, fisuras, golpes o defectos de fabricación, entre otros.

G

Gasolina, st. (*gasoline*).

Nombre comercial que se aplica de una manera amplia a los productos más ligeros de la destilación del petróleo. En la destilación del petróleo crudo la gasolina es el primer corte o fracción que se obtiene. En su forma comercial es una mezcla volátil de hidrocarburos líquidos con pequeñas cantidades de aditivos, apropiada para usarse como combustible en motores de combustión interna con ignición por chispa eléctrica, con un rango de destilación de aproximadamente 27 a 225° C. Indudablemente es el producto derivado del petróleo más importante por su volumen y valor en el mercado.

Gasto (Q).

Es el envío diario de hidrocarburos, petróleo crudo o gas, a través de los ductos y se mide en miles de barriles por día.

“GPS” (*Global Positioning System*).

Sistema de posicionamiento global. Es un sistema de navegación por satélite consistente en una constelación de 24 satélites orbitando alrededor de la tierra que permiten situar puntos, con grandes precisiones, en aplicaciones geodésicas y topográficas, y precisiones ampliamente satisfactorias para navegación en tiempo real por tierra, mar y aire.

H

Hidrocarburo(s), st. (*hydrocarbon*)

Familia de compuestos químicos formada, principalmente, por carbono e hidrógeno. Pueden contener otros elementos en menor proporción, como son oxígeno, nitrógeno, azufre, halógenos (cloro, bromo, yodo y flúor), fósforo, entre otros.

Su estado físico, en condiciones ambientales, puede ser en forma de gas, líquido o sólido, de acuerdo al número de átomos de carbono y otros elementos que posean.

I

Inspección (*inspection*)

La inspección es la comparación de una característica de un objeto con respecto a un estándar de calidad o de cantidad.

M

MFL

Principio de salida de flujo magnético

Molécula (*Molecule*)

La partícula más pequeña a la que un compuesto puede ser reducido sin perder su identidad química.

N

NAVSTAR (*NAVigation System Time And Ranking*).

Sistema de navegación por medio de la alineación de tiempo que consta de una constelación de 24 satélites posicionados en 6 orbitas para la ubicación de un punto a través del sistema GPS.

Nitrógeno, st. (*nitrogen*).

Elemento químico cuyo símbolo es N, de número atómico 7. Constituye en volumen el 78.95 por ciento del aire, y en peso el 75.72 por ciento. El nitrógeno libre se desprende de restos orgánicos en estado de putrefacción. Combinado forma parte esencial de todo tejido vivo. Se encuentra presente en el petróleo crudo. Es un elemento no deseable para los catalizadores empleados en los procesos de refinación del crudo.

O

Oleoducto, st. (*crude oil pipeline*)

Conducto artificial más o menos largo, de diámetros variables que transporta por medio de tubos, aceite líquido (petróleo), utilizando para dicho transporte instalaciones intermedias de estaciones auxiliares de bombeo.

P

PEMEX.(*Petróleos mexicanos*). Empresa dedicada a la exploración, perforación, extracción y refinamiento de hidrocarburos.

PEMEX Refinación

Organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos. Fue constituido en julio de 1992 a partir de la reestructuración de PEMEX; dentro de este marco es responsable de la producción, distribución y venta de productos petrolíferos en el país, sea mediante producción propia o a través de comercio internacional.

Petróleo, st. (*petroleum, oil*)

Proviene del latín *petra*, piedra y *oleum*, aceite. Es un líquido viscoso, de color pardo oscuro, de olor desagradable, tóxico, irritante e inflamable. Se encuentra en yacimientos a diferentes profundidades en el interior de la tierra.

Petróleo crudo (*crude oil*), No. UN1267, guía 13.

Mezcla de hidrocarburos que se encuentran en forma natural, generalmente en estado líquido, que pueden incluir compuestos de azufre, nitrógeno, oxígeno, metales y otros elementos

Planta de destilación primaria o planta de destilación atmosférica (*topping plant, skimming plant*) Instalación donde se procesa la destilación inicial del petróleo crudo, obteniéndose productos tales como: gas licuado, gasolina primaria, turbosina, querosina, diesel, gasóleo pesado y residuo primario.

Estos productos no se consideran terminados o finales, por lo que se envían a tanques de almacenamiento o directamente a las plantas tratadoras o desulfuradoras en donde se eliminan los compuestos de azufre.

R

Radar, st. (*radar*)

Abreviatura de las palabras inglesas *radio-detecting-and-ranging*. Procedimiento utilizado para detectar la presencia y localización de objetos. Aparato que con la ayuda de ondas de radio puede detectar objetos y determinar la distancia (alcance) y la dirección (marcación) de éstos al receptor.

Red de ductos (*duct system*)

Sistema de tuberías utilizado para la distribución de petróleo o sus derivados dentro de las zonas urbanas o industriales.

Refinación, st. (*refining*)

La constituye el conjunto de procesos físicos y químicos a los cuales se someten los crudos obtenidos en las labores de perforación, a fin de convertirlos en productos de características comerciales deseables. Para ello se emplean distintos métodos entre los cuales se cuentan la destilación (en sus variantes atmosférica y al vacío), hidrotratamiento, hidrosulfuración, reformación catalítica, isomerización, alquilación, producción de oxigenantes, entre muchos otros que permiten el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos que conforman al petróleo.

Refinería, st. (*refinery*)

Instalación industrial en la que se lleva a cabo la refinación del petróleo crudo mediante diferentes procesos. La forma general de operar de una refinería es la siguiente: La refinería recibe la carga de petróleo crudo procedente de los campos productores por medio de oleoductos o de buqué tanques para transporte de crudo.

Reformación (*Reforming*)

Proceso que mejora la calidad antidetonante de fracciones de gasolina modificando su estructura molecular. Cuando se lleva a efecto mediante calor se le conoce como reformación térmica, y como reformación catalítica cuando se le asiste mediante un catalizador.

T

Timing

Es la medición del tiempo de viaje de una señal del emisor al satélite

Toma clandestina en ductos de transporte de petrolíferos

También conocida como ordeña o robo de productos petrolíferos de los ductos. Instalación de accesorios, por terceras personas no autorizadas, sobre un ducto en operación para extraer gasolina o diesel. La falta de colocación adecuada y deficiente de este tipo de operaciones causa derrames o accidentes. La toma clandestina de estos productos constituye un grave riesgo para la seguridad personal y patrimonial.

V

Válvula, st. (*valve*)

Mec. Aparato que regula, interrumpe o restablece la circulación de fluidos en una tubería.

Asimismo puede servir como dispositivo de seguridad automático o semiautomático.

Válvula de seccionamiento (*sectioning valve*)

Dispositivo que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto. Se encuentra espaciada de acuerdo con su localización.

Y

Yacimiento petrolífero (*oil field*)

Cualquier estructura geológica o estrato poroso que contenga o pueda contener cualesquiera de los hidrocarburos del grupo del petróleo.

BIBLIOGRAFÍA

COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS *Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos* No. de Documento NRF-030-PEMEX-2003 Rev.: 0

COMITÉ INTERORGANISMOS DE DUCTOS GRUPO DE NORMATIVIDAD *Documento normativo requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte* No. de Documento: CID-NOR-N-SI-0001 Rev: 0

Riviello Vidrio Victoria. *Diccionario de términos de PEMEX Refinación*. Dirección editorial PEMEX Refinación Rev: 0

Visión de PEMEX al 2006, Antecedentes Históricos, 25/03/2006
<http://www.pemex.com.mx>

Halliburton Pipeline and Process Services, 15/04/2006
<http://www.halliburton.com/eseach/ExSearch/search.jsp>

HISTORIA DEL GPS, 14/08/2005
<http://www.unispace111.com>

Determining Corrosion Growth Accurately and Reliably, 27/06/2006
<http://www.slb.com>

El funcionamiento del GPS: un repaso a los principales componentes, tipos de receptores y métodos 03/06/2006
<http://www.NASA - Science@NASA j-track 3d.htm>

Pipeline Inspection Services, 27/03/2006
<http://www.bjservecopany.com>

Thomas Beuker, High-quality Smart-pig Inspection of Dents, 20/03/2006
<http://www.rosen.com>



In-Line Inspection (Pigging) Services, 07/07/2006
www.mears.net

LinaView Professional The most comprehensive, easy to use Pipeline Integrity Management Suite 23/03/2006
<http://www.tuboscopepipeline.com>

Esferas De la Tubería Y Esferas Del Prover Del Metro,30/06/2006
<http://www.girard>

Elementos que lo componen 16/03/2006
<http://es.wikipedia.org/wiki/GPS>

Capabilities 02/10/2006
<http://www.tdwilliamson.com>

Refinación del petróleo27/03/2006
http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2806_refinacion_del_petro

Sistema NAVSTAR-GPS 24/04/2006
http://www.colorado.edu/geography/gcraft/notes/gps/gps_f.html

Pedro Gutovnik, Como funciona el sistema GPS,14/08/2006
<http://www.elgps.com/comofuncionagps.html>

A.pozo-ruz,A.ribeiro Sistema de posicionamiento global (gps): descripción, análisis de errores, aplicaciones y futuro,09/08/2006
<http://www.tesis/archivos/gps/tecno.html>

N. Bednarz. PRECISION Y ERRORES,11/02/2006
<http://www.upv.es/satelite/trabajos/prackgrupo4/>

OTROS SISTEMAS ALTERNATIVOS DE POSICIONAMIENTO,17/03/2006
http://www.asifunciona.com/electronica/af_gps/af_gps_14.htm

Joseph K. Berry, NAVEGADORES CONVENCIONALES 17/03/2006
<http://www.omnistar.com>

GPS (Global Positioning System)11/02/2006
<http://www.elgps.com/cableantena.html>