



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

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO INDUSTRIAL

QUE PRESENTA:

P.D.I.I. GUILLERMO IBARAKY OCÁDIZ AGUILAR

ASESOR: ING. SERGIO BLAS RAMÍREZ REYNA



Instituto de Ciencias Básicas
e Ingeniería.

PACHUCA, HGO NOVIEMBRE 2006

ÍNDICE

<i>Introducción</i>	i
<i>Justificación</i>	iii
<i>Objetivo general</i>	v
<i>Objetivos específicos</i>	vi
<i>Hipótesis</i>	vii
Capítulo I	
<i>Antecedentes Históricos del Petróleo en México.</i>	1
1.1 El origen del petróleo	1
1.2 El petróleo	2
1.3 Composición del petróleo	3
1.4 El petróleo en México	4
1.4.1 Historia de la industria petrolera en México	6
1.4.2 Expropiación petrolera	11
1.5 Petróleos Mexicanos	14
1.5.1 Propósito de PEMEX	14
1.5.2 Visión de PEMEX al 2006	14
1.6 División de Petróleos Mexicanos	16
1.6.1 Exploración y producción	16
1.6.2 Refinación	17
1.6.3 Gas y petroquímica básica	18
1.6.4 Petroquímica	18
1.6.5 PEMEX Internacional	19
1.7 Definición de hidrocarburo	19
1.8 Destilación Básica	20
1.8.1 Destilación Fraccionada	20
1.8.1.1 Recorrido del crudo	22

1.8.2 Destilación por presión reducida	24
Capítulo II	
Sistema de posicionamiento global (GPS)	25
2.1 Antecedentes históricos del sistema de posicionamiento global (GPS)	25
2.2 Sistema de posicionamiento global GPS	29
2.3 Elementos que componen el GPS	31
2.3.1 Segmento espacial	31
2.3.2 Segmento de control	37
2.3.3 Segmento usuario	39
2.4 Funcionamiento del GPS	39
2.4.1 La triangulación desde los satélites	41
2.4.2 Medición de las distancias a los satélites	44
2.4.2.1 Sincronización de los relojes	46
2.4.3 Control perfecto del tiempo	48
2.4.4 Conocer donde están los satélites en el espacio	50
2.4.4.1 Un satélite a gran altura se mantiene estable	50
2.4.4.2 El control constante agrega precisión	51
2.4.4.3 Corrigiendo el mensaje	51
2.5 Fuentes de error del GPS	52
2.6 DGPS Sistema diferencial de posicionamiento global	55
Capítulo III	
Problemática, Inspección y Contratiempos en el Mantenimiento de Ductos	58
3.1 Inspección.	59
3.1.1 Inspección nivel 1.	60
3.1.1.1 Recorrido terrestre.	61
3.1.1.1.2 Personal.	61
3.1.1.1.3 Frecuencia.	61

3.1.1.1.4 Trabajos a efectuar.	61
3.1.1.1.5 Inspección en derecho de vía.	62
3.1.1.1.6 Inspección en tubería superficial.	62
3.1.1.2 Inspección por recorrido aéreo.	62
3.1.1.2.1 Frecuencia.	62
3.1.1.2.2 Personal	63
3.1.2 Inspección nivel 2.	63
3.1.2.1 Inspección en línea regular.	63
3.1.2.1.1 Medición de espesores de pared.	63
3.1.2.1.2 Localización de Medición de Espesores.	63
3.1.2.1.3 Frecuencia.	65
3.1.2.1.4 Equipo Principal.	66
3.1.2.1.5 Perfil del personal.	66
3.1.2.1.6 Trabajos que se deben ejecutar.	66
3.1.2.1.7 Registro.	67
3.1.2.1.8 Protección catódica.	67
3.1.2.1.9 Trabajos a ejecutar.	68
3.1.2.1.10 Frecuencia de inspección.	68
3.1.2.1.10.1 Fuentes de energía eléctrica.	68
3.1.2.1.10.2 Camas anódicas.	69
3.1.2.1.10.3 Conexiones y aislamientos eléctricos	69
3.1.2.1.10.4 Recubrimientos dieléctricos	69
3.1.2.1.10.5 Levantamiento de potenciales.	69
3.1.2.1.10.6 Localización de las mediciones	69
3.1.2.1.10.7 Equipo principal.	70
3.1.2.1.10.8 Perfil del Personal.	70
3.1.2.1.10.9 Registros.	70
3.1.2.1.10.10 Protección anticorrosiva.	71
3.1.2.2 Sistemas y dispositivos de seguridad.	71

3.1.2.2.1 Frecuencia.	71
3.1.2.2.2 Perfil del personal	72
3.1.2.2.3 Trabajos que se deben ejecutar.	72
3.1.2.2.4 Equipos, válvulas, accesorios y conexiones	72
3.1.2.2.5 Frecuencia.	72
3.1.2.2.6 Perfil del personal	73
3.1.2.2.7 Trabajos que se deben ejecutar.	73
3.1.3 Inspección nivel 3.	73
3.1.4 Inspección nivel 4.	74
3.1.4.1 Personal.	74
3.1.4.2 Equipo	74
3.1.4.3 Documentación y registros entregables.	74
3.2 Problemática en la inspección con DIM	74

Capítulo IV

<i>Dispositivos para Inspección y Mantenimiento (DIM) de ductos de PEMEX</i>	79
4.1 Dispositivo de inspección y mantenimiento	79
4.1.1 Para que sirve un DIM	80
4.1.2 Tipos de DIM	81
4.1.2.1 DIM de limpieza	81
4.1.2.2 DIM de lacre	82
4.1.2.3 DIM geometry o de dimensionamiento	82
4.1.2.4 DIM de inspección o instrumentado	84
4.2 Corridas de DIM	87
4.2.1 Procedimiento para el envío y recibo de un DIM	89
4.2.2 Trayectoria del DIM	95

Capítulo V

<i>Propuesta de Implementación y Costos</i>	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	107
5.5.3. Margen de detección	108
5.5.4. Zona ciega	108
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 UM-1820012	111
5.7.2 Temporizador AT100	113
5.8 Descripción del proceso de ensamblado del dispositivo	114
5.9 Análisis costo beneficio	129
5.10 Documentación de una corrida de un DIM de limpieza para un poliducto de 16" tramo Tula-Cerro gordo	130
Conclusiones	138
Anexos	140
Glosario de Términos y Definiciones	142
Bibliografía	161
Bibliografía Electrónica	162

ÍNDICE DE IMÁGENES

Capítulo I

Antecedentes Históricos del Petróleo en México.

1.1 Pioneros del petróleo en México.	4
1.2 Instalaciones en la primera refinería de Minatitlán Veracruz.	5
1.3 Porfirio Díaz y Weetman D. Person.	5
1.4 Refinería Salamanca.	7
1.5 Centro de almacenamiento Tabasco.	7
1.6 Refinería Salina Cruz.	8
1.7 Refinerías, ductos y puntos de venta en el país.	8
1.8 Tanque de almacenamiento de compañía el águila.	11
1.9 Tanque de almacenamiento.	13
1.10 Hidrocarburos derivados del petróleo.	19
1.11 Esquema del procesamiento del petróleo (extracción, almacenamiento, transporte, destilación y su consumo).	23

Capítulo II

Sistema de Posicionamiento Global (GPS)

2.1 Astrolabio, aparato utilizado para navegación.	26
2.2 Sextante.	26
2.3 Cronómetro náutico.	27
2.4 Triangulación satelital.	30
2.5 Constelación NAVSTAR-GPS formada por 24 satélites.	31
2.6 Segmentos del sistema GPS.	31
2.7 Órbitas y posiciones satelitales de la constelación NAVSTAR.	32
2.8 Fabricación de un satélite de la constelación NAVSTAR.	32
2.9 Posiciones de los satélites de la constelación NAVSTAR alrededor de la tierra	33

2.10 Diferentes tipos de señales de satélite de GPS	34
2.11 Transmisión de los diferentes códigos (un civil y dos militares)	35
2.12 Eliminación de la disposición selectiva	36
2.13 Antes y después de la eliminación de la disposición selectiva	36
2.14 Zonas en las que se dividen las orbitas de los satélites	37
2.15 Lugares donde se encuentran las bases del control y monitoreo terrestre del GPS	38
2.16 Diferentes equipos de recepción GPS	39
2.17 Mensaje de navegación GPS	41
2.18 Ubicación de un punto con un solo satélite	42
2.19 Ubicación de un punto con dos satélites	43
2.20 Ubicación de un punto con tres satélites	43
2.21 Cada satélite tiene un código seudo aleatorio único	47
2.22 Monitoreo constante de los satélites para conocer sus parámetros de ubicación	51
2.23 Corrección y reenvío del mensaje de GPS	52
2.24 Desincronización de los relojes atómicos de los satélites	53
2.25 Esquema de las diferentes fuentes de error del sistema GPS	55
2.26 Esquema del Sistema diferencial de posicionamiento global	56

Capítulo III

Problemática, Inspección y Contratiempos en el Mantenimiento de Ductos

3.1 Exceso de penetración de soldadura.	75
3.2 Deformación por abolladura	75
3.3 Atascamiento por diferencia de presiones	76
3.4 DIM destruido por defectos de fabricación	76
3.5 DIM atascado por exceso de sedimento	77
3.6 Copas rotas de DIM de limpieza	78

Capítulo IV

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

4.1 Dispositivo de inspección y mantenimiento.	80
4.2 DIM de copas limpieza.	82
4.3 DIM de larce.	82
4.4 DIM geometry y dimensionamiento.	83
4.5 Trazos 3d del DIM de dimensionamiento.	83
4.6 Calculo del espesor de tubería.	84
4.7 DIM instrumentado.	84
4.8 Grafica de resultado del análisis de la pared de un ducto.	85
4.9 Sensores magnéticos.	85
4.10 Resultados del análisis magnético.	86
4.11 Resultado de análisis magnético interior de un ducto dañado.	87
4.12 Formato de programa de corrida de DIM.	88
4.13 Lanzador / receptor estándar de DIM.	89
4.14 Envío convencional del DIM	90
4.15 Foto tomada en instalaciones de PEMEX durante el envío de un DIM.	90
4.16 Check-list de envío de DIM.	91
4.17 Recibo convencional de un DIM	93
4.18 Foto tomada durante el recibo de un DIM en instalaciones de PEMEX	93
4.17 Check-list recibo de DIM de PEMEX.	94
4.18 Trayectoria de un DIM	96

Capítulo V

Propuesta de Implementación y Costos

5.1 Pantalla de un sonar haciendo una detección	99
5.2 Diferentes tipos de sensores ultrasónicos	105
5.3 Captación y medición de distancia de un sensor ultrasónico	106
5.4 Onda emitida por un sensor ultrasónico	107
5.5 Captación de sonido por modo de operación opuesto	108

5.6 Onda de eco captada por un sensor ultrasónico de tipo difuso	108
5.7 Zona ciega y margen de detección.	109
5.8 Margen de detección en dos sensores de tipo opuesto	109
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 ultrasónico UM-1820012	113
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	115
5.15 Conexión del cable de detección del DIM al temporizador	116
5.16 Calibración del sensor y temporizador.	116
5.17 Sellado de la caja hermética	117
5.18 Colocación del tubo de PVC.	118
5.19 Colocación del dispositivo en la caseta	118
5.20 Conexión de los cables del dispositivo con GPS y batería	119
5.21 Colocación y conexión de celdas solares a batería.	119
5.22 Colocación de interruptor	119
5.23 Diagrama del dispositivo listo para su funcionamiento	120
5.24 Funcionamiento general del dispositivo.	121
5.25 Grafico de VPN de la propuesta de implementación	125
5.26 Grafico de VPN del método actual.	126
5.27 Grafico de TIR de la propuesta de implementación	127
5.28 Grafico de TIR del método actual.	128
5.29 Foto del DIM utilizado para esta corrida	130
5.30 Foto de la Refinería Miguel Hidalgo (Tula, Hgo). 04-10-2006	131
5.31 Fotografías tomadas durante la corrida (TED TULA Km 00+000.) emboquillado y detección de salida del DIM	132
5.32 Detección de DIM en válvula de seccionamiento Teocalco km 10+200	133

5.33 Detección de DIM en V.S. Tepetitlán	133
5.34 Detección de DIM V.S. Escandón	134
5.35 Detección de DIM V.S. Llano largo.	135
5.36 Recibo de diablo TRD Cerro gordo	135
5.37 DIM utilizado para esta corrida	136

ÍNDICE DE TABLAS

Capítulo I

Antecedentes Históricos del Petróleo en México.

1.1 Divisiones de PEMEX.	16
1.2 Referencias de hidrocarburos	21
1.3 Clasificación de torres de destilación.	22

Capítulo III

Problemática, Inspección y Contratiempos en el Mantenimiento de Ductos

3.1 Niveles de inspección en ductos terrestres	59
3.2 Localización de mediciones de espesores (LME) en tramos rectos de tubería	64

Capítulo V

Propuesta de Implementación y Costos

5.1 Ficha técnica del sensor de ultrasonido UM-1820012	112
5.2 Tiempo de envío de señal	113
5.3 Materiales necesarios para la fabricación del dispositivo ultrasónico	123
5.4 Materiales necesarios para la fabricación de la caseta para resguardo del dispositivo	124
5.5 Herramientas necesarias para la fabricación y colocación del dispositivo	124

5.6 Inversión inicial de la propuesta de implementación del dispositivo tramo de evaluación tula-cerro gordo 100 km.	125
5.7 Valor Presente Neto de la propuesta de implementación	125
5.8 Valor Presente Neto del método actual	126
5.8 Tasa Interna de Rendimiento para la propuesta de implementación en cuanto a mantenimiento de diez años calculada el mes de diciembre del 2006	127
5.9 Tasa Interna de Rendimiento del método actual en cuanto a mantenimiento de diez años calculada el mes de diciembre del 2006	128
5.10 Análisis costo beneficio	129
5.11 Horas extra laboradas durante la corrida del DIM	136
5.12 Costo total de horas extra y alimentos.	137

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.

En el primer capítulo se explicará del origen del petróleo y su composición así como una reseña histórica del petróleo en México y la consolidación de PEMEX como empresa, su visión, propósito, organismos que dependen de ella y los procesos de destilaciones más comunes, así como los hidrocarburos más importantes con los que comercializa esta empresa.

En el capítulo dos se explicará que es GPS (Global Positioning System) este sistema de navegación por satélite consistente en una constelación de 24 satélites orbitando a una distancia de 20,200 km. alrededor de la tierra.

NAVSTAR-GPS (NAVigation System Time And Ranging - GPS) pretende proporcionar a los usuarios precisiones dependientes del tipo de información recibida, tiempo de recepción y condiciones de la emisión en toda la superficie terrestre. 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.

En el capítulo tres se explicaran los niveles de inspección que PEMEX realiza a los diferentes ductos, equipos y procedimientos necesarios para realizarlos, así como la problemática al realizar un mantenimiento con Dispositivos de Inspección y Mantenimiento (DIM) para evitar con esto accidentes y pérdidas económicas a la empresa.

En el capítulo cuatro se explicaran los Dispositivos de Inspección y Mantenimiento (DIM) que son dispositivos que limpian el interior de la superficie de una tubería crean mapas tridimensionales de las redes de ductos de acuerdo a los diferentes perfiles geográficos y topográficos, inspeccionan tuberías, calculan el espesor del tubo, detectan la corrosión interna del ducto, perdidas de material (fugas y/o tomas clandestinas), golpes y abolladuras interiores, así como la distancia y posición exacta entre estas anomalías.

El (DIM) es un dispositivo para la inspección, y mantenimiento del interior de las tuberías subterráneas o bajo agua, estos supervisan el estado del ducto y evalúan el riesgo asociado con su funcionamiento. El DIM viaja dentro de la tubería propulsado con la fuerza del fluido (líquido o gas) bombeándose a través de la tubería.

En el capítulo cinco se explicará que es un sonar sus tipos y funcionamiento al igual que se dará una explicación de las características del sensor a utilizar para este proyecto, descripción de los pasos para fabricar el dispositivo, haremos una comparativa entre el proceso actual con la documentación de una corrida de DIM y el proceso propuesto sustentado por medio del análisis de costo beneficio para así demostrar que este trabajo de tesis es 100% aplicable y puede traer consigo muchos beneficios a la empresa y una metodología totalmente diferente a la que actualmente realiza PEMEX.

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 Dispositivos de Inspección y Mantenimiento (DIM), estos dispositivos son utilizados de acuerdo a los intereses de la propia empresa ya sea para limpieza ó detección de fallas e irregularidades en los ductos, con esto se mejora la eficiencia de la red manteniéndola limpia y libre de cualquier corrosión.

Actualmente la detección y rastreo del Dispositivo de Inspección y Mantenimiento se lleva a cabo de forma rudimentaria y esto se realiza haciendo sondeos de acuerdo a lo largo del tramo en el que se va a trabajar(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 ducto, regularmente el personal verifica el paso del DIM pegando la oreja al ducto y corrobora así que el DIM acaba de pasar, para posteriormente por medio de un radio se notifica la hora exacta en que paso el diablo en dicho punto si es que todo sale de acuerdo a lo planeado.

Por medio de un sondeo con 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: Estas se producen debido a que en 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, dando origen a el atascamiento del DIM.
- 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.
- 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.
- Atascamiento por defecto de fabricación: Se producen por las irregularidades de fábrica que presentan los diablos, (mala calibración de acuerdo a su diámetro y presión a la que serán sometidos).
- Extravío por disminución o incremento de gasto: Esta se debe a la mala coordinación entre la central de bombeo y el personal de rastreo.

Dada la problemática que existe en la actualidad propondremos un nuevo dispositivo basado en el Sistema de Posicionamiento Global (GPS) para hacer mas fácil la detección y rastreo simultaneo del (DIM) por medio de una computadora en cualquier red de ductos de PEMEX dando así su ubicación en caso de cualquier imprevisto antes mencionado. Logrando con esto una disminución de gastos y de mano de obra especializada para la detección manual de dicho dispositivo.

OBJETIVO

Propuesta de implementación de un nuevo dispositivo para la detección y rastreo de los diferentes tipos de Dispositivos de Inspección y Mantenimiento denominados (DIM) basado en el Sistema de Posicionamiento Global (GPS), para determinar su ubicación dentro de las redes de ductos de PEMEX ubicadas dentro del territorio nacional.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir la situación actual de PEMEX.
- Describir el funcionamiento del GPS.
- Describir la problemática y situación actual en inspecciones a ductos que realiza PEMEX.
- Identificar la necesidad de incluir nuevas tecnologías en los procesos de inspección de ductos que realiza PEMEX.
- Describir y comparar con soluciones existentes
- Diseñar un dispositivo de inspección de ductos automatizado.
- Analizar los costos de implementación del dispositivo basado en el Sistema de Posicionamiento Global.

HIPÓTESIS

Llevar a cabo el monitoreo de los diferentes tipos de Dispositivos de Inspección y Mantenimiento (DIM) dentro de la red de ductos de PEMEX mediante la propuesta de implementación de un nuevo dispositivo basado en el Sistema de Posicionamiento Global (GPS), logrando con esto una disminución de costos en el mantenimiento de ductos.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL PETRÓLEO EN MÉXICO.

1.1 EL ORIGEN DEL PETRÓLEO

Según (Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) el petróleo se originó aproximadamente entre 225 o 136 millones de años. Existen varias teorías sobre cómo se formó el petróleo y el gas natural pero éstas se encuentran divididas en dos grupos: la primera dice que el petróleo se originó a partir de materia inorgánica a altas temperaturas y la segunda sostiene que el petróleo 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. De esta manera se formó petróleo, el cual es un conjunto de hidrocarburos (carbón e hidrógeno). Esto apoya que el petróleo se formó a partir de materia biológica.

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, ya que a tan altas temperaturas, las porfirinas se hubieran descompuesto.

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. Se emplea como combustible y materia prima para la industria química. 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.

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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 1 a 4 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 (PEMEX 2006).

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 tienen un olor fétido), además del carbono e hidrógeno.

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 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

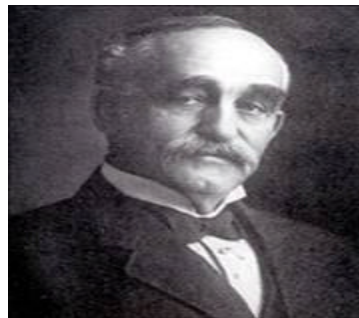
exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos.

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 ver figura 1.1, compraron 113 hectáreas de la hacienda "El Tulillo", en el municipio de Ebano, San Luis 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"



Edward L Doheny



Charles A Canfield

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 ver figura 1.2.



Figura 1.2. Instalaciones en la primera refinera 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 ver figura 1.3.



Porfirio Díaz



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.

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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 ver figura 1.4. 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 las refinerías de "Miguel Hidalgo", en Tula, Hgo.; "Ing. Héctor Lara Sosa", en Cadereyta, N.L., así como la "Ing. Antonio Dovalí Jaime", en Salina Cruz, Oax ver figura 1.6.



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.

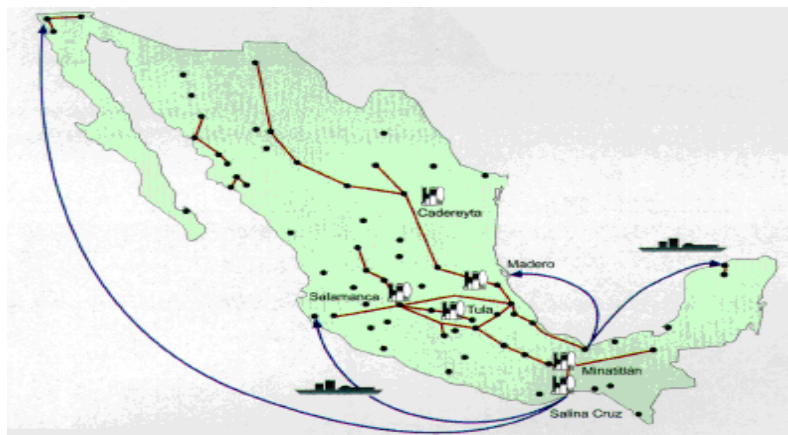


Figura 1.7. Refinerías, ductos y puntos de venta en el país.

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 ver figura 1.7.

A partir de 1990, se inició un programa 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

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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, en abril de 1915, trabajadores de la refinería de El Águila (ver figura 1.8) 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 en las empresas "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 reconociese 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 (ver anexo 1), 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 (ver figura 1.9).

1.5 PETRÓLEOS MEXICANOS

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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.

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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.

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 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

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) Es la empresa nacional de México facultada para realizar la conducción central y la dirección estratégica de las actividades que abarca la industria petrolera (ver tabla 1.1), 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

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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

(Petróleos Mexicanos [PEMEX], 2006) 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.

1.7 DEFINICIÓN DE HIDROCARBURO

Los hidrocarburos son los compuestos orgánicos más simples y forman la base estructural común a todos los demás compuestos orgánicos. Están formados únicamente por átomos de hidrógeno y carbono.

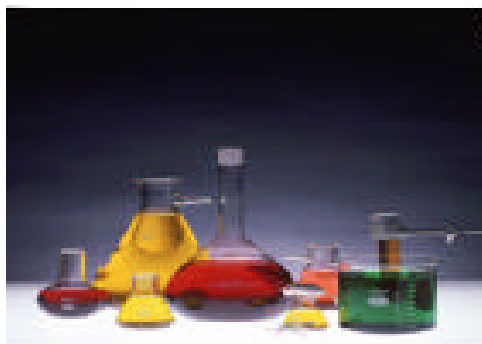


Figura 1.10. Hidrocarburos derivados del petróleo. Fuente: Diccionario de términos y definiciones de PEMEX Refinación

Los hidrocarburos se pueden clasificar en saturados e insaturados según la proporción de carbono e hidrógeno que participa en su composición. Los saturados, más ricos en hidrógeno, son muy comunes en la naturaleza, mientras que los insaturados son propios de los petróleos.

1.8 DESTILACIÓN BÁSICA

La herramienta básica de refinado es la unidad de destilación. El petróleo crudo empieza a vaporizarse a una temperatura algo menor que la necesaria para hervir el agua. Los hidrocarburos con menor masa molecular son los que se vaporizan a temperaturas más bajas, y a medida que aumenta la temperatura se van evaporando las moléculas más grandes. El primer material destilado a partir del crudo es la fracción de gasolina, seguida por la nafta y finalmente los gases ligeros. En las antiguas destilerías, el residuo que quedaba en la caldera se trataba con ácido sulfúrico y a continuación se destilaba con vapor de agua. Las zonas superiores del aparato de destilación proporcionaban lubricantes y aceites pesados, mientras que las zonas inferiores suministraban ceras y asfalto.

1.8.1 DESTILACIÓN FRACCIONADA

El petróleo, por si mismo es un conjunto de hidrocarburos (ver figura 1.10). Sin embargo, los derivados del petróleo se pueden obtener luego de algunos procesos químicos. Un método para destilar el petróleo crudo es la destilación fraccionada. Mediante este método se obtienen fracciones y no productos puros.

Para destilar el petróleo se utilizan las conocidas refinerías. Estas son enormes complejos donde se somete al petróleo crudo a procesos de separación física en los cuales se extrae gran variedad de sus derivados. Las torres de destilación industrial para petróleo poseen alrededor de 100 bandejas (ver figura 1.11). Dentro del petróleo existen varios compuestos de los cuales se obtienen alrededor de 2.000 productos.

La destilación fraccionada se realiza principalmente a base de temperatura. Cada sustancia dentro del petróleo destila a distinta temperatura (ver figura 1.11). Entonces, a partir de una temperatura fija se obtiene una sustancia predeterminada. Por ejemplo: se calienta el crudo hasta los 100 °C de donde se obtiene nafta, luego se sigue calentando el petróleo restante para obtener otras sustancias buscadas en temperaturas más altas y así hasta llegar a los 350-400 °C, temperatura en la cual el petróleo empieza a descomponerse. Es por esto que

dentro de las refinerías se somete al petróleo crudo a determinadas temperaturas en distintas instancias.

De este modo, los componentes se van desprendiendo de una manera ordenada. En el siguiente gráfico se pueden ver distintos derivados (los más importantes) del petróleo:

El porcentaje de extracción con respecto a la cantidad total del crudo, la temperatura de ebullición y los productos obtenidos a partir de la cantidad de átomos de carbono de cada componente, se pueden ver en la tabla 1.2:

Tabla 1.2. REFERENCIAS DE HIDROCARBUROS.

% Salida	Temp. de Ebullición (°C)	Átomos de C	Productos Obtenidos
2	< 30	1 a 5	Hidrocarburos ligeros
15 a 20	30 – 200	5 a 12	Gasolinas, naftas
5 a 20	200 – 300	12 a 15	Queroseno
10 a 40	300 – 400	15 a 25	Gas-oil
Residuo	+ de 400	+ de 25	Lubricantes, alquitrán

Fuente: Origen y la Historia del petróleo www.procesosdedestilacion.com

Las refinerías están compuestas por altas torres las cuales trabajan a presión atmosférica. Las mismas, tienen a su vez muchos compartimentos (bandejas) donde en cada uno de ellos se trabaja a temperatura diferente por lo que, obviamente, cada bandeja cumple una función determinada.

1.8.1.1 RECORRIDO DEL CRUDO

El petróleo crudo pasa primero por un horno, donde se calienta (hasta un máximo 400 °C), y se convierte en vapor, pasando luego hacia las altas torres. Una vez en las torres, los vapores ingresan (por debajo) y suben hasta llegar a las bandejas. Mientras los vapores van subiendo, se van enfriando, ya que pierden calor y se depositan automáticamente en sus respectivas bandejas. Luego de entrar en las bandejas, cada sustancia tiene ya su lugar determinado, mientras que el resto del petróleo que no se evaporó (crudo reducido) cae hacia la base de las bandejas.

De esta manera se obtienen: gasóleos, queroseno, turbosina, nafta y gases ricos en butano y propano. Los demás derivados del petróleo se obtienen luego, al realizarse otros procesos químicos al crudo reducido. Las diferentes torres de destilación se podrían clasificar de la siguiente manera ver tabla 1.3.

Tabla 1.3. CLASIFICACIÓN DE TORRES DE DESTILACIÓN.

Proceso	Material Entrante	Producto Final
Destilación al vacío	Crudo reducido	Gasóleos, parafinas, residuos
Craqueo catalítico	Gasóleos, crudo reducido	Gasolina, gas propano
Recuperación de Vapores	Gases ricos de otras plantas	Combustible, gas propano, butano y propileno
Mezclas	Naftas	Gasolina, extra y corriente
Unidad de parafinas	Destilados parafínicos y nafténicos	Parafinas y bases lubricantes, azufre, combusteóleo.

Fuente: Origen y la Historia del petróleo www.procesosdestilacion.com

En promedio, por cada barril de petróleo que entra a una refinería se obtiene entre un 40 y 50 por ciento de gasolina.

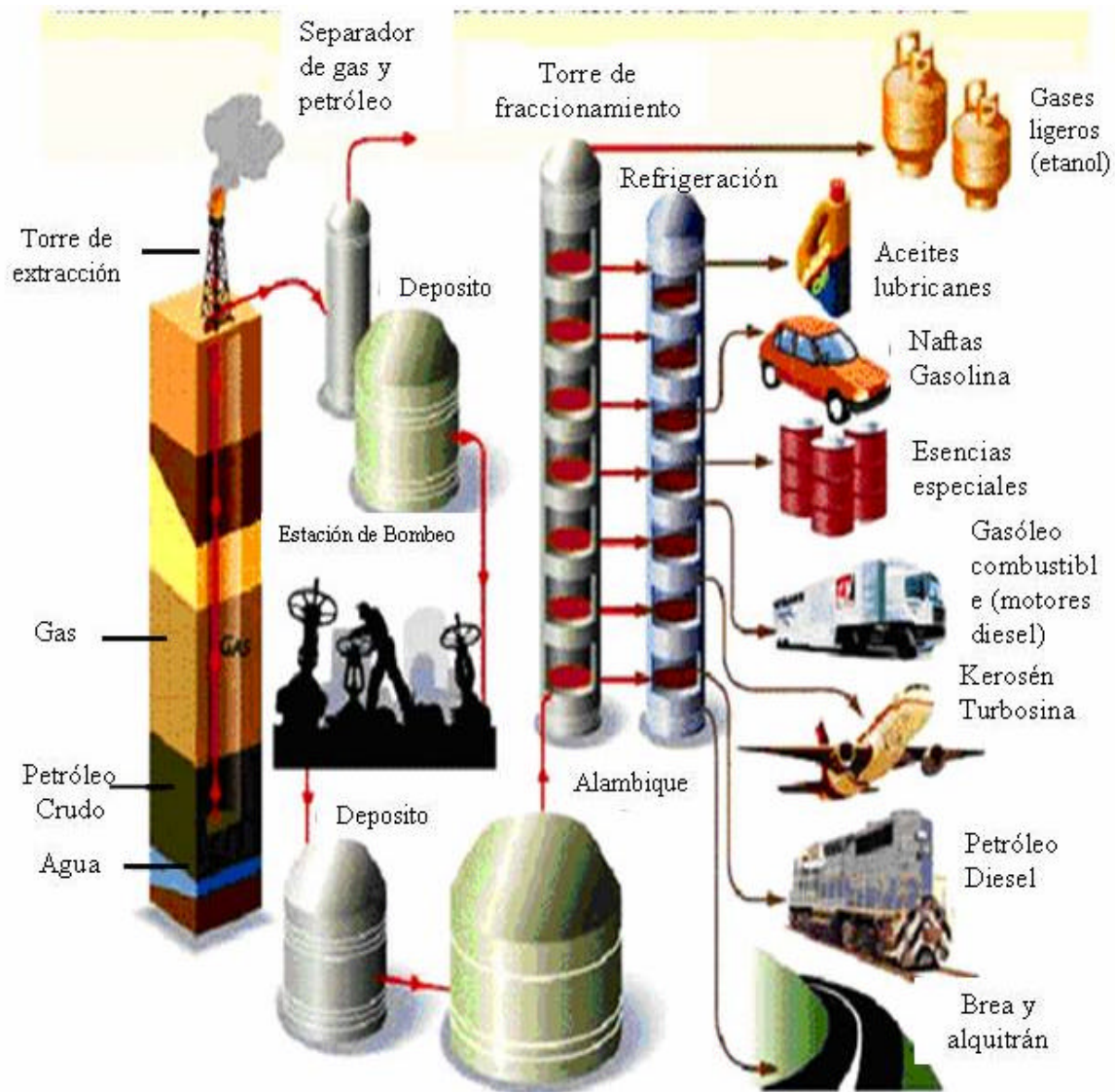


Figura 1.11. Esquema del procesamiento del petróleo (ex Refriggeración umiento, transporte, destilación y su consumo) Fuente: Refinación del petróleo http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_2806_refinacion_del_petro

1.8.2 DESTILACIÓN POR PRESIÓN REDUCIDA

La destilación es un proceso destinado a separar líquidos solubles por su punto de ebullición.

Luego de la destilación fraccionada se obtiene un material llamado éter de petróleo que también debe ser destilado para su aprovechamiento. El problema es que si se lo destila de la misma manera que el crudo (fraccionada), su punto de ebullición es muy alto y el líquido se quemaría o se evaporaría gran parte del material. La temperatura de descomposición de dicho material es menor que la de ebullición. A los 350° C, las cadenas carbonadas comienzan a descomponerse. Dicha temperatura no alcanza para destilar el material. Por esto se descubrió una solución... “La destilación por presión reducida”.

La destilación por presión reducida consiste en disminuir la presión a la que está sometido el líquido a destilar (la presión normal es de 760 miligramos de Mercurio, la presión a la que se somete es de 40 miligramos de mercurio aproximadamente), de esta manera, su punto de ebullición también disminuye, y al destilar el material no se pierde por evaporación.

Luego de la destilación por presión reducida se extraen materiales como el gas oil pesado, los aceites lubricantes (tanto livianos, medianos como pesados), el asfalto (brea), la vaselina, la parafina, entre otros.

CAPÍTULO II

SISTEMA DE

POSICIONAMIENTO GLOBAL

(GPS)

2.1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS DEL SISTEMA DE POSICIONAMIENTO GLOBAL (GPS)

Desde tiempos remotos el hombre se preocupó por orientarse correctamente durante sus incursiones por tierra o mar para llegar a su destino sin extraviarse y después regresar al punto de partida. Probablemente el método más antiguo y primitivo que utilizó para no perderse fue el de colocar piedras en el camino o hacer marcas en los árboles, de forma tal que le permitieran regresar después sobre sus pasos.

En los inicios de la navegación de largas travesías, los marinos seguían siempre la línea de la costa para no extraviarse en el mar. Los fenicios fueron los primeros navegantes que se alejaron de las costas adentrándose en el mar abierto con sus embarcaciones. Para no perder

el rumbo en las travesías por el Mar Mediterráneo en los viajes que hacían entre Egipto y la isla de Creta se guiaban de día por el Sol y de noche por la Estrella Polar.

A partir del siglo XII se comenzó a utilizar la brújula o compás magnético para orientarse en las travesías por mar. Por otra parte Cristóbal Colón empleó en 1492 un nuevo instrumento inventado en aquella época para ayuda a la navegación, el astrolabio ver figura 2.1.



Figura 2.1 Astrolabio, aparato utilizado para la navegación. Fuente:

http://www.asifunciona.com/electronica/af_gps/af_gps_14.htm

Este instrumento estaba compuesto por un disco metálico y un brazo móvil, y le sirvió de ayuda para orientarse durante la travesía que le llevó al descubrimiento de América. Años después surgió el sextante (ver figura 2.2), instrumento de navegación más preciso que el astrolabio, pero que durante mucho tiempo estuvo limitado a determinar solamente la latitud, una de las dos coordenadas necesarias para establecer un punto sobre la Tierra o en el mar.



Figura 2.2 Sextante. Fuente:

http://www.asifunciona.com/electronica/af_gps/af_gps_14.htm

La posibilidad de ubicar en el mar la posición exacta donde se encontraba navegando una embarcación surgió en 1761 con la invención del cronómetro náutico (ver figura 2.3), que no es otra cosa que un reloj de extrema exactitud. Dada su precisión sirvió de complemento al sextante para, en conjunto, poder determinar también la otra coordenada que faltaba, la longitud. La latitud es la coordenada que permite la orientación hacia el hemisferio norte o el sur de la Tierra, mientras que la longitud permite la orientación hacia el este o el oeste.



Figura 2.3 Cronómetro náutico. Fuente:
http://www.asifunciona.com/electronica/af_gps/af_gps_14.htm

El sextante y el cronómetro fueron durante dos siglos los únicos instrumentos de navegación con los que se podían determinar esas dos coordenadas sobre un punto cualquiera de la tierra o el mar, tomando como única referencia la hora y la posición del Sol durante el día y de la posición de las estrellas de noche.

La radionavegación se originó en el decenio de 1930. Los primeros sistemas se basaban simplemente en la capacidad de un receptor de radio, con una antena de cuadro, de determinar la dirección de llegada de una señal de radio y su ángulo de demora con el transmisor. Más adelante, varios sistemas de radionavegación se basaron en transmisores en tierra que enviaban señales moduladas que caracterizaban la dirección de la transmisión. Otros radiosistemas determinaban la dirección o la distancia del equipo de navegación a un transmisor fijo.

En el siglo XX, durante la Segunda Guerra Mundial, se desarrollaron algunos sistemas electrónicos de navegación para conocer las coordenadas y situar la posición de los barcos y aviones que participaban en la contienda bélica. Esos sistemas funcionaban utilizando cierto tipo de receptores de radio instalados a bordo de las naves para captar las señales de radiofrecuencia que emitían determinadas estaciones terrestres. En aquella época dichos sistemas constituyeron un gran avance tecnológico para la navegación, hasta tal punto que incluso algunos de ellos se utilizan todavía.

Ha habido también sistemas de navegación a gran distancia que medían la diferencia temporal entre las señales recibidas de pares sincronizados de transmisores en diferentes lugares o las diferencias entre las fases de transmisiones de onda continua provenientes de pares de transmisores.

Los transmisores de navegación en tierra utilizan una amplia gama de frecuencias. Las ondas de radio de baja frecuencia no son fáciles de modular y están sujetas a error debido a perturbaciones meteorológicas y de la ionosfera.

Los receptores de A.M. tampoco eran muy exactos a la hora de determinar las coordenadas donde se encontraban navegando los barcos. No obstante, la precisión de los datos obtenidos por mediación de esos dispositivos electrónicos de navegación se podía corroborar o contrastar con los cálculos de posición que los navegantes realizaban manualmente con el sextante y el cronómetro.

Los sistemas de navegación más exactos basaban su funcionamiento en la recepción de señales de radio UHF (*Ultra High Frequency – Frecuencia Ultra Alta*), las mismas que utilizan los canales de televisión del 14 en adelante, aunque tenían el inconveniente de que no podían cubrir un área muy extensa. Por el contrario, los que cubrían un área mayor basaban su funcionamiento en la recepción de señales de radio A.M. (*Amplitud Modulada*), las mismas que aún utilizan muchas estaciones comerciales de radiodifusión.

Las radiotransmisiones de alta frecuencia se limitan a la distancia visual, de modo que se necesitan muchos transmisores en tierra y es imposible instalar transmisores en el mar. Sin embargo, un satélite es el lugar ideal donde instalar un transmisor de radionavegación, y una constelación de satélites, en órbitas apropiadas, puede abarcar toda la Tierra con sus señales de navegación.

El primer sistema de navegación por satélite fue el sistema TRANSIT, el cual permitía conocer la posición de un receptor a partir de conocer la posición del satélite. El programa comenzó en 1958 y se declaró operacional en 1964 tras el lanzamiento de 10 satélites. En 1967 se permitió la utilización civil y se desarrolló vertiginosamente hasta 1992, último año en que se garantizó su explotación.

El éxito del TRANSIT estimuló al Departamento de Defensa estadounidense para estudiar otros sistemas más avanzados. Así nació en 1973 el NAVSTAR-GPS, cuya implantación definitiva se concluyó en 1992.

El NAVSTAR-GPS (NAVigation System Time And Ranging-Global Positioning System) es un sistema de radiodeterminación desarrollado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos. El sistema proporciona a los usuarios debidamente equipados información con alta precisión sobre posición, velocidad y tiempo (PTV). El GPS está diseñado para proporcionar servicio PTV a un número ilimitado de usuarios en cualquier parte sobre la superficie terrestre, mar, aire y espacio cercano.

2.2 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 como se muestra en la figura 2.4.

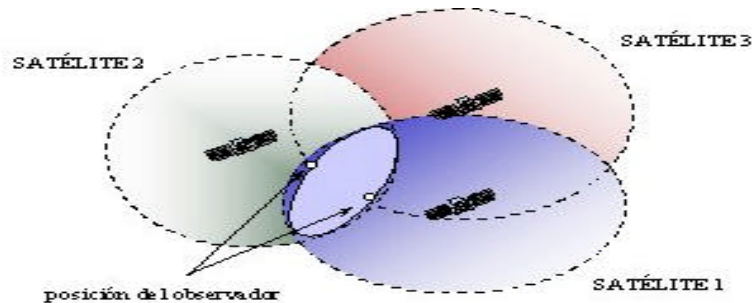


Figura 2.4 Triangulación satelital. Fuente:
www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html

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 está compuesta por 24 satélites en órbitas alrededor de la tierra (ver figura 2.5), para poder así localizar mediante unas coordenadas únicas cualquier equipo radio receptor terrestre sin importar su posición en cualquier parte del planeta e incluso fuera de el.

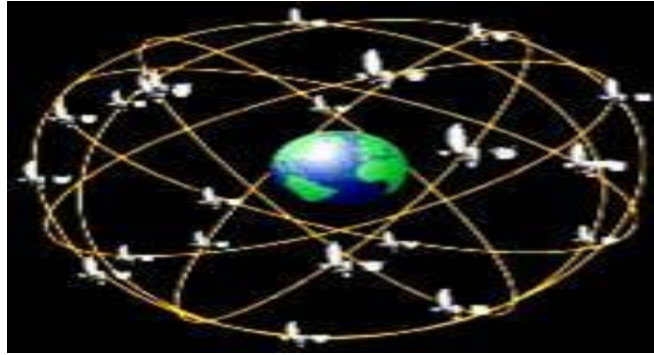


Figura 2.5 Constelación NAVSTAR-GPS formada por 24 satélites. Fuente:
http://www7.nationalacademies.org/spanishbeyonddiscovery/tec_007518-09.html#TopOfPage

2.3 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 (ver figura 2.6).

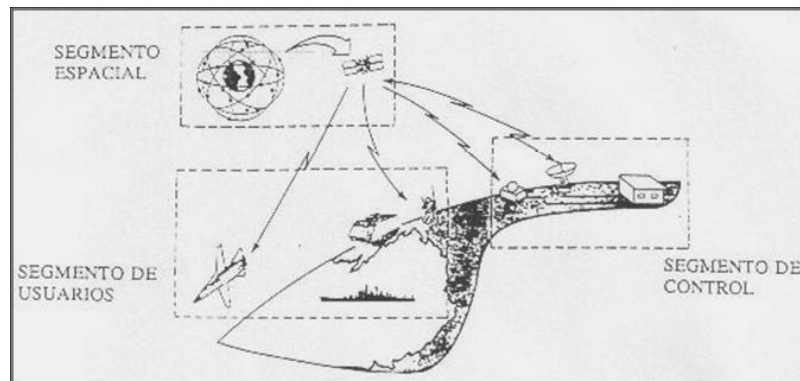


Figura 2.6 Segmentos del sistema GPS. Fuente:

www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html

2.3.1. 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.

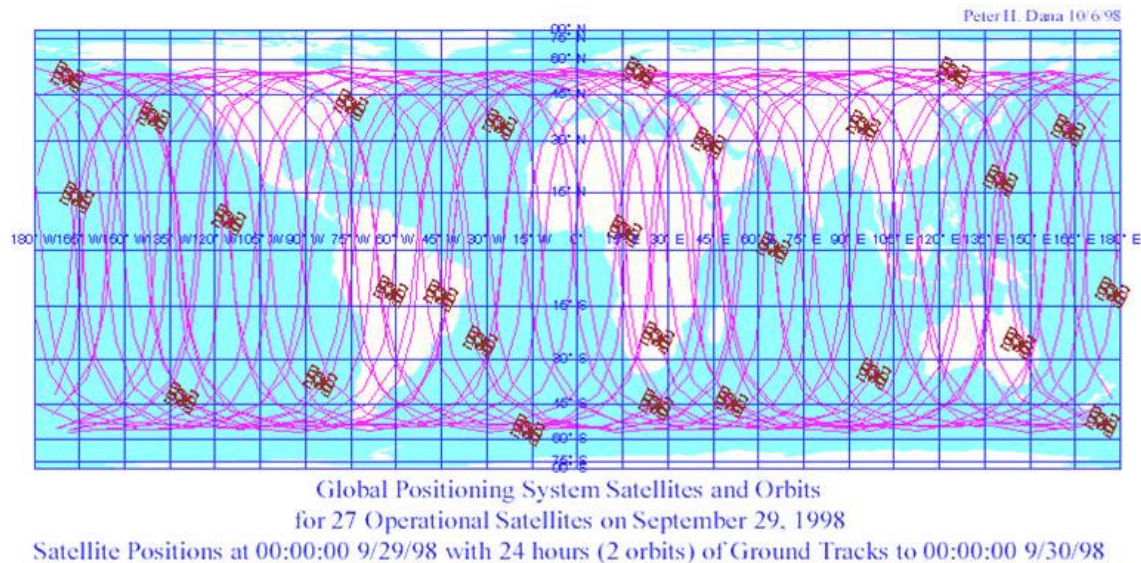


Figura 2.7 Órbitas y posiciones de los satélites de la constelación NAVSTAR. Fuente:

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



Figura 2.8 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 20,000 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 (ver

figuras 2.7 y 2.9). Esto es muy importante, porque se necesitan al menos cuatro satélites para conocer la posición del observador, y que éstos se dispongan con un ángulo de elevación sobre el horizonte superior a 15° ; no obstante, casi siempre son más de cuatro los satélites visibles.

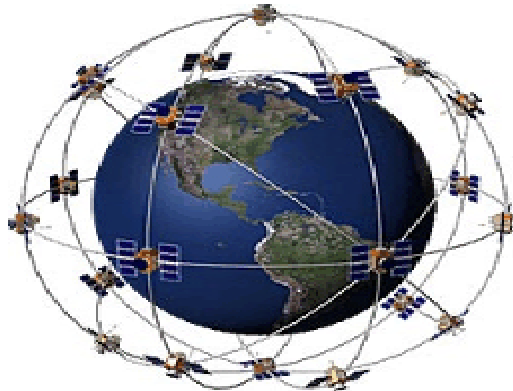


Figura 2.9 Posiciones de los satélites de la constelación NAVSTAR alrededor de la Tierra. Fuente: <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

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 10^9 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 (ver figura 2.10).

Las dos frecuencias portadoras 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.

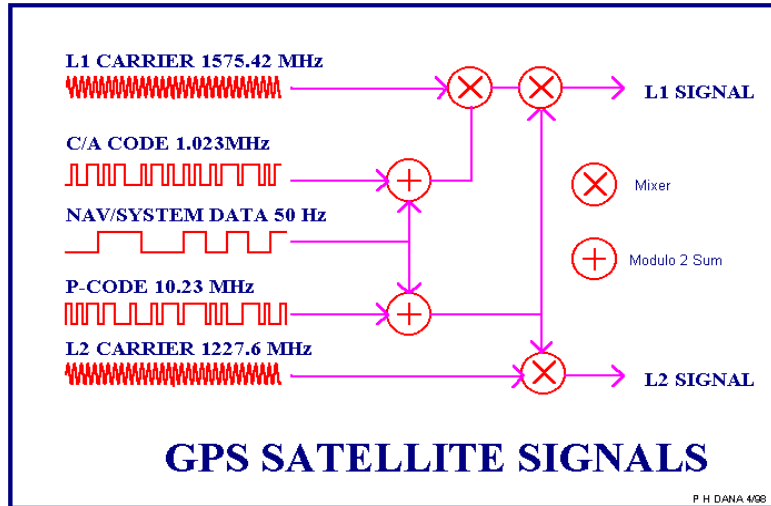


Figura 2.10 Diferentes tipos de señales de satélite del Sistema de Posicionamiento Global.

Fuente: <http://www.tel.uva.es/personales/jpozdom/telecomunicaciones/tutorial/capitulo1.h>

Sobre las dos frecuencias 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 (ver figura 2.11).

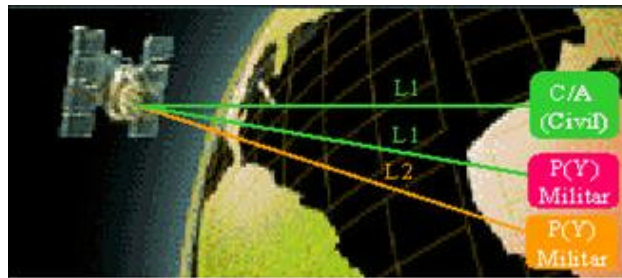


Figura 2.11 Transmisión de los diferentes códigos (un civil y dos militares) Fuente: <http://www.tel.uva.es/personales/jpozdom/telecomunicaciones/tutorial/capitulo1.html>

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 (figuras 2.12 y 2.13), en los que se documenta el momento en que se eliminó la Disposición Selectiva.

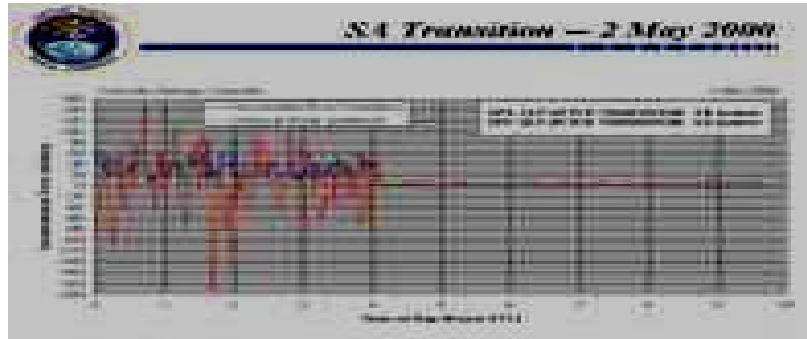


Figura 2.12 Eliminación de la disposición selectiva. Fuente: <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

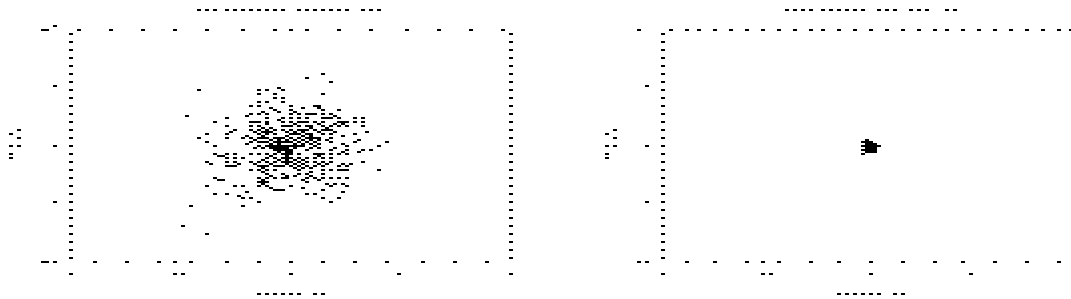


Figura 2.13 Antes y después de la eliminación de la disposición selectiva. Fuente: United States Space Command <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>©

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.

2.3.2. 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 (ver figura 2.14 y 2.15).

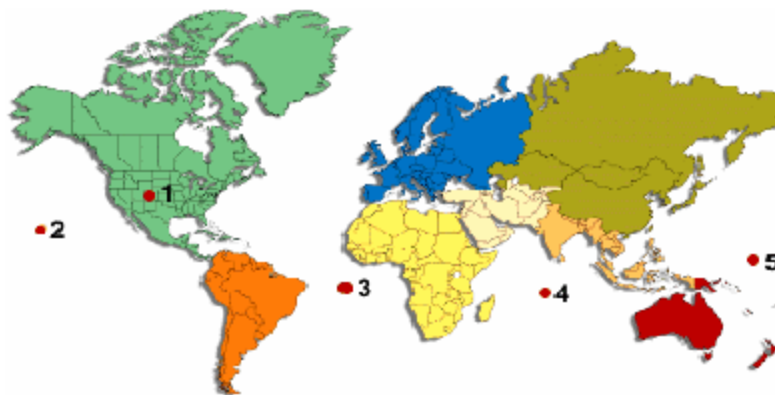


Figura 2.14 Zonas en las que se dividen las órbitas de los satélites. Fuente: <http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

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 Almanagues, cuyo cálculo depende también del segmento de control.



Figura 2.15 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 efemérides⁴. El usuario no experimentado no ve por ninguna parte rastro de las efemérides, pero hasta el navegador más sencillo las está utilizando en el momento en que estamos midiendo.

⁴ Efemérides: Órbitas recalculadas con datos de corrección para crear el mensaje de navegación.

2.3.3. 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 (ver figura 2.16). 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 2.16 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.

2.4. 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 pseudoaleatorios 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 pseudosaleatoria de 1,023 MHz que se repite cada 1023 bits. Se

57

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 pseudoaleatorios. 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 2.17. 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 (Fuerza Aérea de los EEUU 2005).

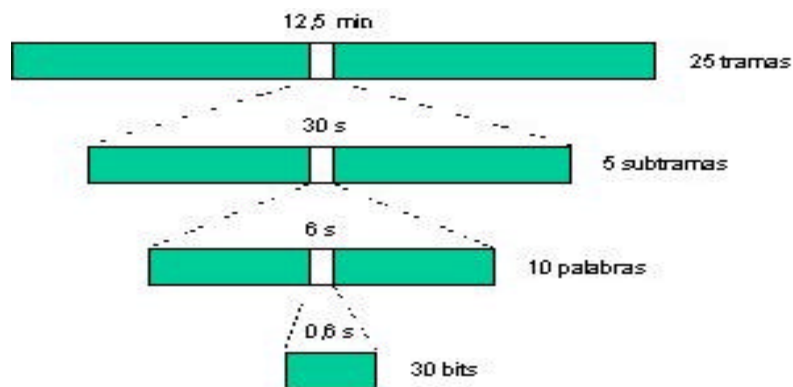


Figura 2.17. Mensaje de navegación GPS. Fuente:

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.

2.4.1. 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 como la medición de esas distancias nos permiten 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. 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 como lo muestra la figura 2.18.



Figura 2.18 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 primer 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 (ver figura 2.19).



Figura 2.19 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 (ver figura 2.20).

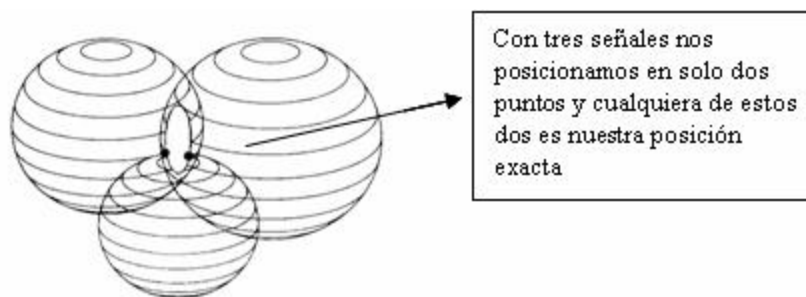


Figura 2.20 Ubicación de un punto con tres satélites. Fuente:

www.elgps.com/documentos/comofuncionagpstrimblenavigationlimited

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

Para decidir cuál 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 más adelante.

2.4.2. MEDICIÓN DE 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?

Velocidad (60 km/h) x Tiempo (2 horas) = 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 círculo que se forma de la intersección de las esferas S1 y S2 como se muestra en la figura 2.19

Paso 3

Luego el GPS hace lo propio con el tercer satélite y este traza una tercera esfera con centro en S3 (x3, y3, z3) y radio d3 la cual, al interceptarla con el círculo ya encontrado nos dará dos posibles puntos como solución (ver figura 2.20).

Paso 4

Por ultimo el GPS manda una ultima señal al cuarto Satélite el cual trazara una cuarta esfera desde S4 (x4, y4, z4) y radio d4 de donde se hallara el punto P0 de coordenadas (x0, y0, z0) con lo cual se encontrara así el punto buscado.

Determinación de las distancias d1, d2, d3, d4

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

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

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 aproximada a la de la luz ($c=300,000$ Km./s).

ϵ = (Fuerza Aérea de los EEUU 2005) Error que se admite ya que la señal no viaja en el vacío. Este error solo es conocido y calculado por el Ejército de los Estados Unidos en los centros de control del GPS.

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.

2.4.2.1. 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).

Oíríamos 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 2.21.

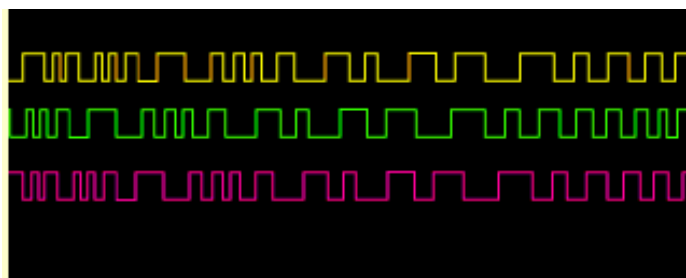


Figura 2.21 Cada satélite tiene un Código Pseudo aleatorio único. Fuente:

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 Pseudo 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 Pseudo 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?

2.4.3. 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 timing⁵ es casi perfecto porque llevan a bordo relojes atómicos de increíble precisión.

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

⁵ Timing: Es la medición del tiempo de viaje de una señal del emisor al satélite.

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 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 error 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 interceptarían en un único punto (que indica nuestra posición). Pero con relojes imperfectos, una cuarta medición, efectuados 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 Pseudo 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.

2.4.4. 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.

2.4.4.1. UN SATÉLITE A GRAN ALTURA SE MANTIENE ESTABLE

La altura de 20.000 km es en realidad un gran beneficio para este sistema, porque a esa altura el satélite está colocado sobre la atmósfera y evita cualquier tipo de interferencia. (Fuerza Aérea de los EEUU 2005) Esto significa que orbitará de manera regular y predecible mediante ecuaciones matemáticas sencillas, estas ecuaciones no se han dado aun a conocer por lo que este cálculo sólo lo realizan los centros de control del GPS.

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.

2.4.4.2. 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 de EEUU (ver figura 2.22).

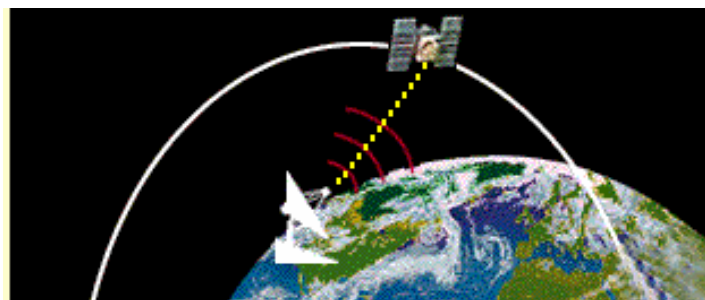


Figura 2. 22 Monitoreo constante de los satélites para conocer sus parámetros de ubicación.
Fuente:<http://liftoft.msfc.nasa.gov/realtime/jtrack/3d>

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.

2.4.4.3. 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.

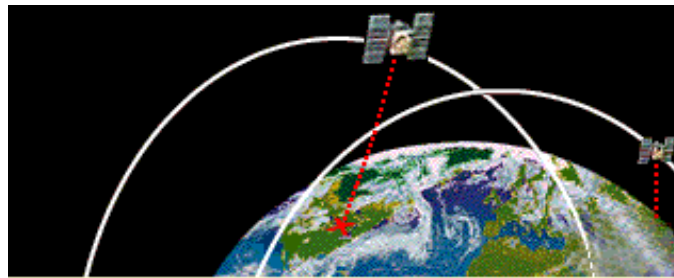


Figura 2.23 Corrección y reenvío de información del mensaje de GPS.

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 Pseudo Aleatorio con fines de timing. También contiene un mensaje de navegación con información sobre la órbita exacta del satélite como se muestra en la figura 2.23.

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.

2.5. 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 como se muestra en la figura 2.24; lo mismo sucede con los relojes de los receptores.

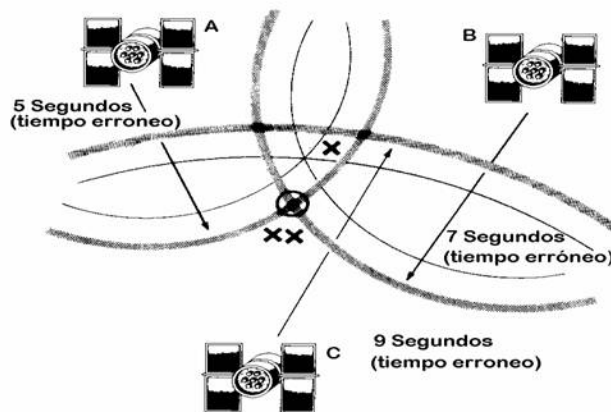


Figura 2.24 Desincronización de los relojes atómicos de los satélites. Fuente: www.//tesis/archivosGPS/tecnología.html

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*)

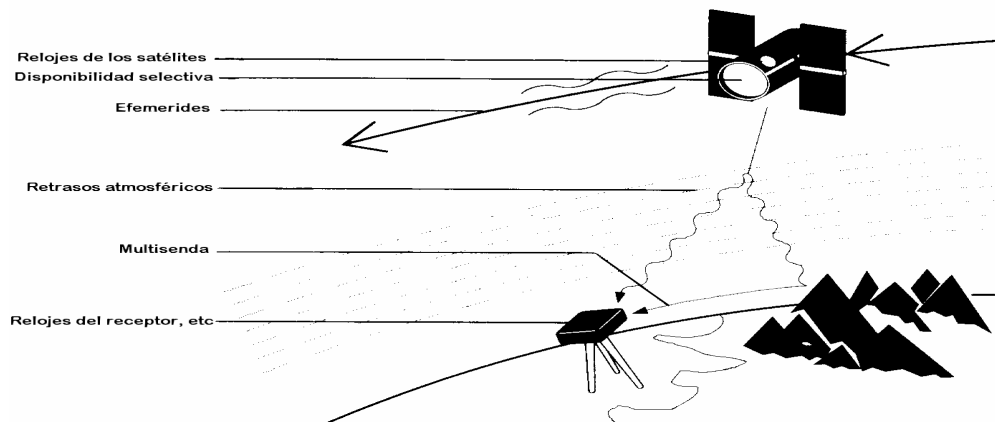


Figura 2.25 Esquema de los diferentes fuentes de error del sistema GPS. Fuente:

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 multisensores 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.

2.6 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 pseudodistancias 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 2.26 se representa de forma esquemática cuál sería la configuración típica del sistema DGPS.



Figura 2. 26 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.

CAPÍTULO III

PROBLEMÁTICA, INSPECCIÓN Y CONTRATIEMPOS EN EL MANTENIMIENTO DE DUCTOS.

Desde sus inicios PEMEX implementó y modificó sus redes de ductos a lo largo de todo el país de acuerdo a sus necesidades, lo que desde entonces ha 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 basa 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.

3.1 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 3.1.

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 3.1 para cada nivel de inspección.

Tabla 3.1 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 al tipo de espesor a medir	De acuerdo al tipo de espesor a medir	De acuerdo al 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, válvulas, accesorios y conexiones	Medición y espesores	Similar al requerido para línea regular	De acuerdo a las válvulas, accesorios y conexiones	Cuando menos una vez al año
Inspección de partes mecánicas ⁽¹⁾		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 DIM: a) de flujo magnético b) ultrasonido c) geometría	De acuerdo con la inspección nivel 3	De acuerdo con el programa establecido por PEMEX
Nivel 4	Localización particular que requiera de esta 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

3.1.1 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 DIM,
- Válvulas,
- Cruces de vías de comunicación,
- Cruces de ríos,
- Derechos de vía.

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

3.1.1.1 RECORRIDO TERRESTRE. Este tipo de inspección se debe realizar mediante el uso de vehículo y en sus casos recorridos 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:

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

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

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

- a) Verificar la protección anticorrosiva
- 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.).

3.1.1.1.5 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 (material que recubre el ducto) 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.

3.1.1.1.6 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.

3.1.1.2 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.

3.1.1.2.1 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.

3.1.1.2.2 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.

3.1.2 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.

3.1.2.1 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.

3.1.2.1.1 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.

3.1.2.1.2 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 3.2, dependiendo de la longitud del ducto.

Tabla 3.2 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 Km 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.

3.1.2.1.3 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.

3.1.2.1.4 EQUIPO PRINCIPAL. El espesor debe ser medido mediante el uso de equipos de pulso eco de 2.25 Mhz de frecuencia y ½” 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. (ASME Section V Pruebas no destructivas, 1992. “Nondestructive Examination”, 1992).

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.

3.1.2.1.5 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.

(SNT-TC-1A (ASNT) Recommended practice personnel qualification and certification in nondestructive testing. Prácticas recomendadas para certificación y calificación de personal en pruebas no destructivas).

(NMX-B-482-1991 Capacitación, calificación y certificación de personal de ensayos no destructivos).

3.1.2.1.6 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.

3.1.2.1.7 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.

3.1.2.1.8 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.

3.1.2.1.9 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.

(NRF-047-PEMEX-2002 Diseño, instalación y mantenimiento de sistemas de protección catódica.)

3.1.2.1.10 FRECUENCIA DE INSPECCIÓN:

3.1.2.1.10.1 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.

3.1.2.1.10.2 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.

3.1.2.1.10.3 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.

3.1.2.1.10.4 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.

3.1.2.1.10.5 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.

3.1.2.1.10.6 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.

3.1.2.1.10.7 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 deben 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.

3.1.2.1.10.8 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.

3.1.2.1.10.9 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.

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

3.1.2.1.10.10 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.

3.1.2.2 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.

3.1.2.2.1 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.

3.1.2.2.2 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.

3.1.2.2.3 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.
(NO. 09.0.03 Dispositivos de Alivio de Presión "Periodos máximos permisibles para la calibración y prueba". Septiembre/1987).
(NO. 09.0.04 Instalación de válvulas de bloqueo en las válvulas de seguridad).

3.1.2.3 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 "DIM", válvulas, bridas, injertos, etc.

3.1.2.3.1 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.

3.1.2.3.2 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.

3.1.2.3.3 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.

3.1.3 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.

(NRF-060-PEMEX-2002 Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados).

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.

3.1.4 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).

3.1.4.1 PERSONAL.

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

3.1.4.2 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.

3.1.4.3 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.

3.2 PROBLEMÁTICA EN LA INSPECCIÓN CON DIM

Como nos podemos dar cuenta dentro de estos tipos de inspecciones se encuentran los tipos de inspección con equipos instrumentados (DIMs instrumentados) y de limpieza, he aquí la importancia de que cuando se realiza una corrida de DIM es necesario conocer el avance y ubicación de este Dispositivo de Inspección y Mantenimiento, 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 DIMs.

- 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.

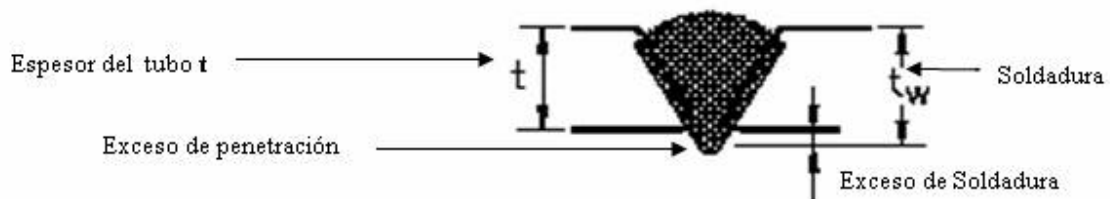


Figura 3.1 Exceso de penetración de soldadura. Fuente: Comité de normalización de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios. Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos NRF-030-PEMEX-2003

- 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 3.2 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 3.3 Atascamiento por diferencia de presiones. Fuente: www.ROSEN.com

- Atascamiento por defecto de fabricación: Se producen por las irregularidades de fabrica 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 3.4 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 breña 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 3.5 DIM atascado por exceso de sedimento. Fuente: Imagen tomada en la corrida de DIM el día 24 de Octubre del año 2005

- 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.



Figura 3.6 Copas rotas de DIM de limpieza. Fuente: Imagen tomada en la corrida de DIM el día 10 de abril del año 2006

CAPÍTULO IV

DISPOSITIVO PARA INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO DE DUCTOS DE PEMEX

4.1 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.

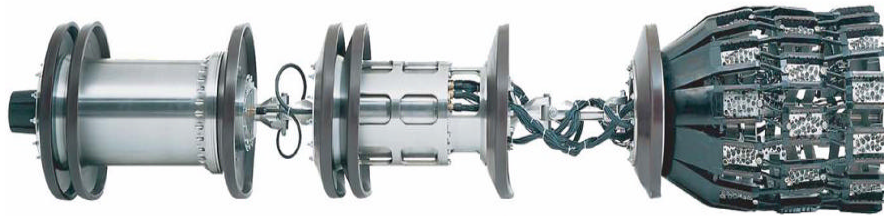


Figura 4.1 Dispositivo de inspección y mantenimiento (DIM) Fuente: Stress Corrosion Cracking
www.tuboscopepipeline.com

4.1.1 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 DIM 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 tomas clandestinas.
- Son utilizados para la separación de distintos hidrocarburos, gasolina, turbosina, diesel, petróleo crudo, etc.

4.1.2 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.

4.1.2.1. DIM DE LIMPIEZA

Se utilizan para quitar los sólidos y residuos acumulados en las paredes de la tubería. Esto es normalmente parafina en tuberías de petróleo crudo. Tienen cepillos de alambre o láminas de acero para raspar las paredes del tubo para quitar los sólidos y facilitar la limpieza (ver figura 4.2). 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.

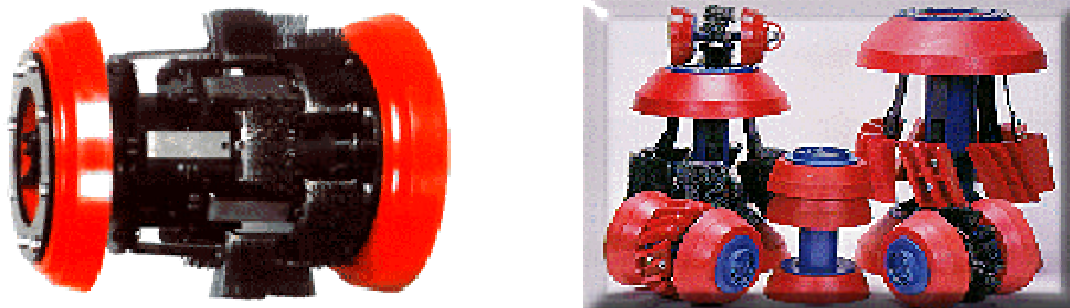


Figura 4.2 .DIM de copas de limpieza. Fuente: www.girard.com

4.1.2.2 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 disímiles³ 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 como se muestra en la siguiente figura.

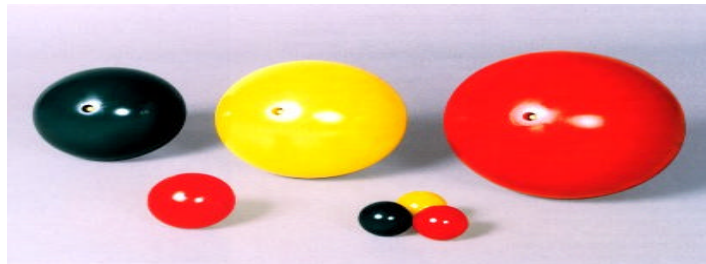


Figura 4.3 DIM de lacre. Fuente: www.girard.com

4.1.2.3 DIM GEOMETRY O DE DIMENSIONAMIENTO

El DIM de geometría esta diseñado para proporcionar información muy específica sobre el interior de la tubería como los deterioros, perdidas de circularidad, el radio de la tubería,

³ Disímil : Diferente, distinto a otros hidrocarburos

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 (ver figura 4.5). 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 4.4 DIM geometry y dimensionamiento. 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

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.

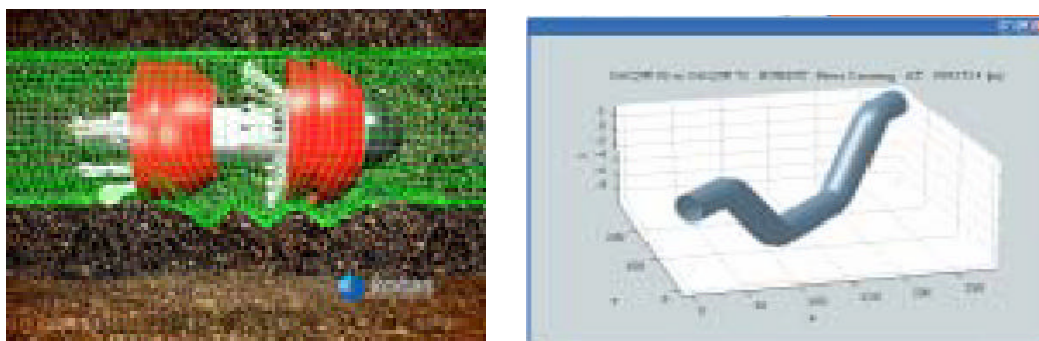


Figura 4.5 Trazos 3d del DIM de dimensionamiento Fuente: Bok Dong Kim1, Sang Ok Ko Integrated Visualization for Geometry PIG Data 3R&D Division, Korea Gas Corporation, 426-790 Ansan, South Korea. www.pipesurveyinternational.com

4.1.2.4 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 (ver figura 4.6), 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.

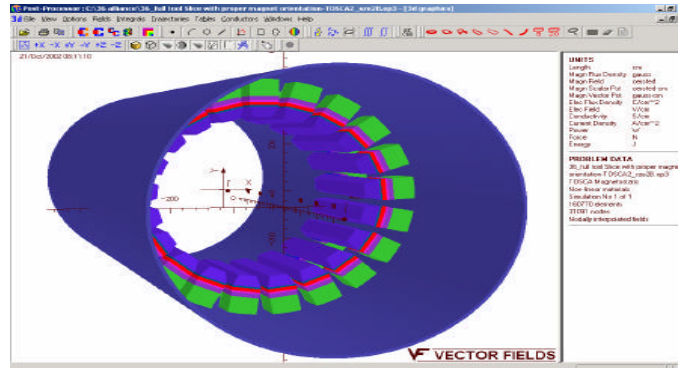


Figura 4.6 Cálculo de espesor de tubería Fuente: www.bjservice.com

Estos dispositivos funcionan en los principios de los followings⁴:

Salida Magnética Del Flujo: Los imanes montados en estos dispositivos saturan la pared de la tubería con flujo magnético (ver figura 4.7 y 4.9). Si 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.

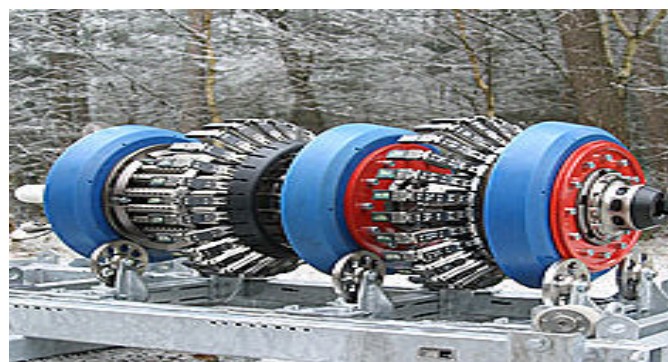


Figura 4.7 DIM instrumentado. Fuente: www.bjservice.com

⁴ Followings : Salida de flujo magnético el cual detecta por medio de sensores magnéticos el espesor del ducto y corrosión.

Principio Ultrasonico: 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 como se muestra en la siguiente figura.

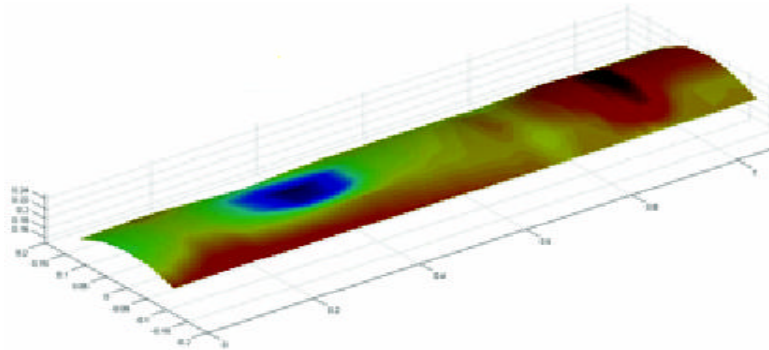


Figura 4.8 Grafica de resultado del análisis de la pared de un ducto Fuente :Thomas Beuker andDrFlorianRahe High-quality Smart-pig Inspection of Dents , Compliant with the US Code of Federal Regulations www.ROSEN.com

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.

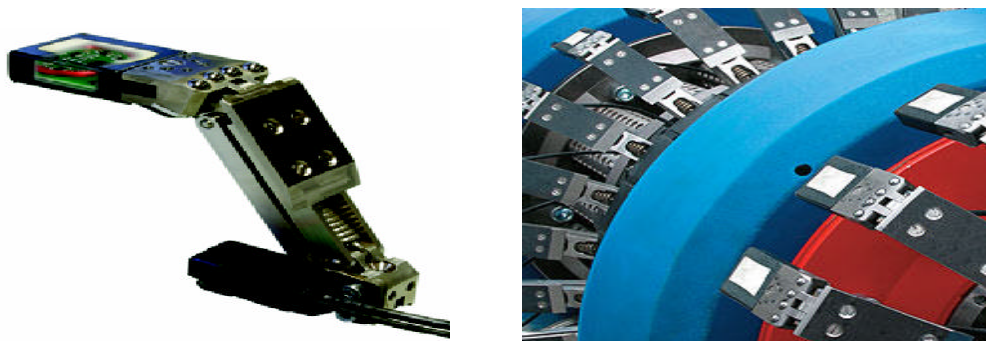


Figura 4.9 Sensores magnéticos. Fuente: www.bjservice.com

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 como se muestra en la siguiente figura.

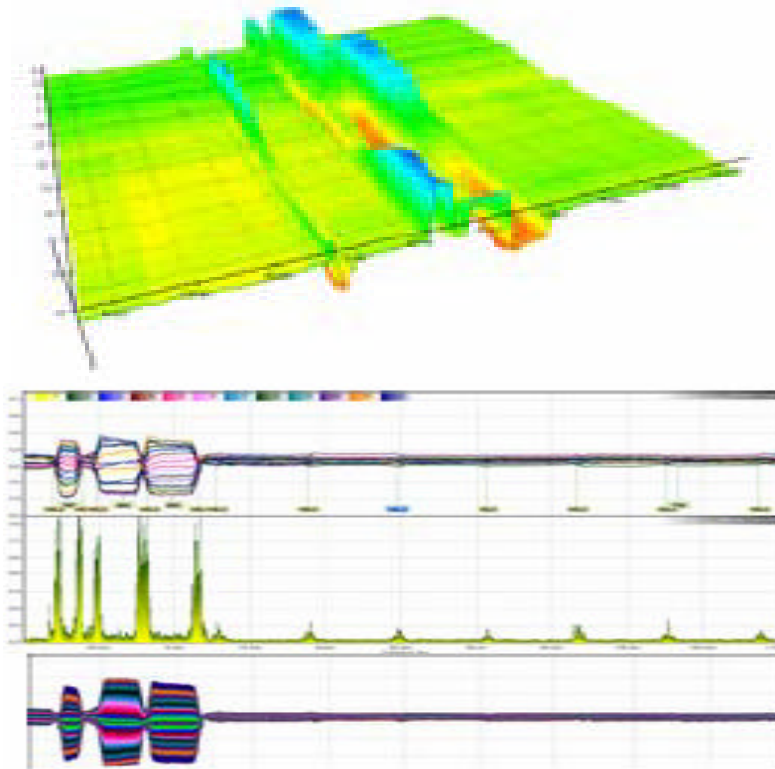


Figura 4.10 Resultados del análisis magnético. Fuente: Bok Dong Kim¹, Sang Ok Koo¹, Integrated Visualization for Geometry PIG Data 3R&D Division, Korea Gas Corporation, 426-790 Ansan, South Korea. www.pipesurveyinternational.com

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 MFL⁵, puede detectar pérdida del metal en la pared interior de la tubería causada debido a las abolladuras (ver figura 4.11) y a la corrosión etc.

⁵ MFL: Magnetic Fluid Level, Principio de salida de flujo magnético

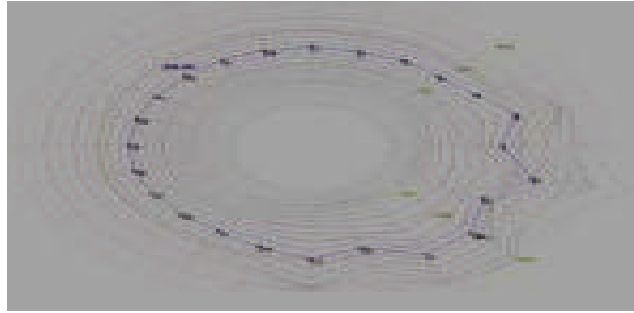


Figura 4.11 Resultado de análisis magnético interior de un ducto dañado. Fuente: www.bjservice.com

4.2 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 DIM*”.

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

- Envío de DIM
- Trayectoria de DIM
- Recibo de DIM

Para realizar este tipo de tareas el departamento de mantenimiento debe realizar un verdadero trabajo en equipo no sólo con su personal sino también con el departamento de seguridad y control que es 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 DISTRIBUCIÓN
GERENCIA DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCIÓN
CENTRO
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	LLENADO	PREVIO A INSTRUMENTADO	ANEXO No.6	PAGINA	
		VACIADO		INSTRUM.			30	30
NOMBRE DEL SISTEMA: DC - MXX - T - 08							REVISION 0	
TRAMO: AZCAPOTZALCO - A. S. A. TURBOSINO 8" Ø				FECHA: 04 DE FEBRERO DE 2006		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					
T.E.D. Azcapotzalco	0+000	09:00	07/FEB/06			PRESENTARSE CON	ENVIO	RECIBO
V.S. Los Reyes Ixtacala	5+986	10:10	07/FEB/06			DOS HORAS DE	PERM. COPAS	PERM. COPAS
V.S. San Juan Ixhuatpec	13+900	11:42	07/FEB/06			ANTICIPACION PARA	1.-	1.-
V.S. Tepatitlan	21+175	13:07	07/FEB/06			ABAJOS PRELIMINA	2.-	2.-
T.R.D. A.S.A.	27+483	14:20	07/FEB/06			SUJETO A CONDICI	3.-	3.-
						OPERATIVAS	4.-	4.-
							5.-	5.-
							PRESION:	PRESION:
							HORA:	HORA:
							FECHA:	FECHA:
PERSONAL QUE PARTICIPA:							CONDICIONES DE RECIBO:	
ING. GABRIEL GOMEZ CARDENAS								
ING. ISRAEL REYES CANO								
CUADRILLA DE MANTTO.							KILOGRS. DE SEDIMENTO:	
PERSONAL DE S.I.P.A.								
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.		$V = \frac{(.217215 \times Q) .06}{D^2}$	

Figura 4.12 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.

4.2.1 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.

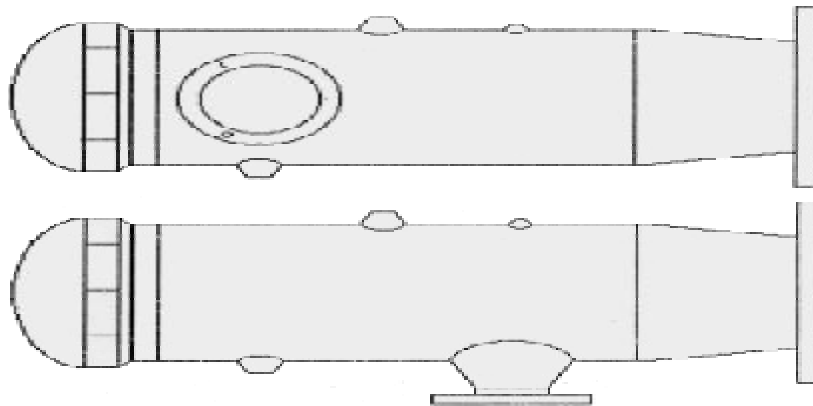


Figura 4.13 Lanzador / receptor estándar de DIM. Fuente: <http://www.girard.com/valves-launching.html>

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 de realiza un envío de un DIM se muestra la siguiente figura.

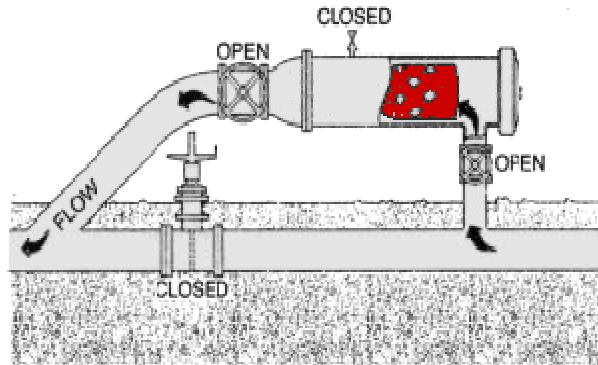



Figura 4.14 Envío convencional del DIM. Fuente: <http://www.girard.com/valves-launching.html>

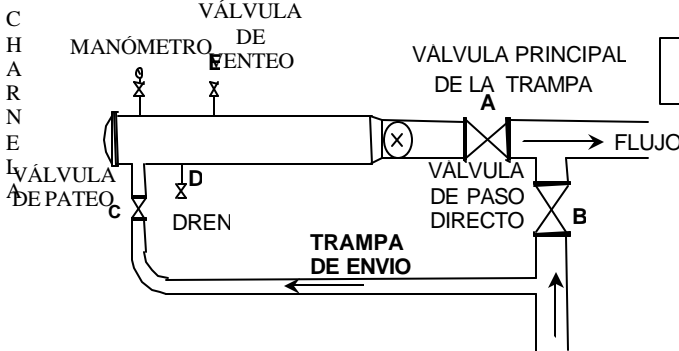


Figura 4.15 Trampa de envío de DIM. Fuente: Foto tomada en instalaciones de PEMEX durante el envío de un DIM (13-06-06)

Aquí se puede observar las válvulas que habilitan la entrada del flujo el 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.

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

CHECK - LIST CONDICIONES NORMALES	VALVULA DE VENTEO VALVULA PRINCIPAL DE LA TRAMPA VALVULA DE PASO DIRECTO		
	C H A R N E L V A L V U L A D E P A T E O C	MANÓMETRO DE VALVULA DE PATEO	
			
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.- ACTIVIDADES PREVIAS IDENTIFICAR QUE LA TRAMPA ES LA CORRECTA PARA EFECTUAR LAS MANIOBRAS.</p> <p>INSTALAR MANOMETROS EN LA TRAMPA</p> <p>1. - DRENAR LA TRAMPA DE ENVIO 1.1.- ABRIR VALVULA D 1.2.- ABRIR VALVULA E PARA DESPLAZAR EL LIQUIDO.</p> <p>2. - INTRODUCIR DIABLO EN TRAMPA 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.- IGUALACION DE PRESIONES 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.- ALINEAR LA TRAMPA 4.1.- ABRIR VALVULA A</p> <p>5.- LANZAMIENTO DE DIABLO 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.- RESTABLECIMIENTO DE LAS CONDICIONES NORMALES EN LA TRAMPA CUANDO SE HA CONFIRMADO QUE EL DIABLO HA ENTRADO EN EL DUCTO 6.1.- ABRIR TOTALMENTE LA VALVULA B 6.2.- CERRAR 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) DEPOSITANDOS EN CONTENEDORES ESPECIALES PARA SER TRASLADADOS A UN CONFINAMIENTO TEMPORAL EN LA RESIDENCIA DE MANTENIMIENTO.	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> No. 2 </div>		
	7.- INFORME A CENTRO DE CONTROL 7.1.- HORA DE LANZAMIENTO 7.2.- PRESION DE LANZAMIENTO 7.3.- TIPO DE DIABLO		
	FECHA		
	OBSERVACIONES:		
	SISTEMA: TRAMO: KM:		
ELABORO: REVISO: APROBO			

Figura 4.16 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 sólo 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.

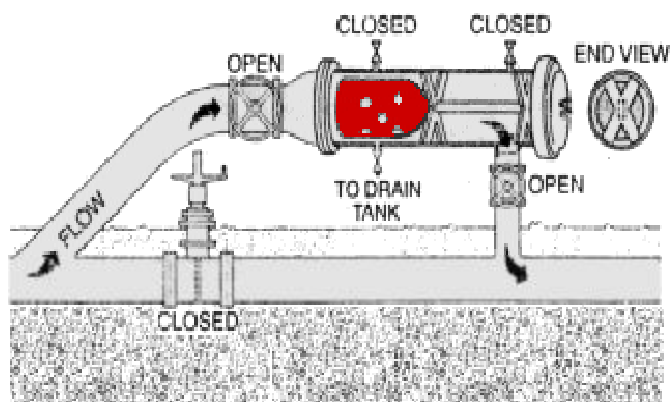

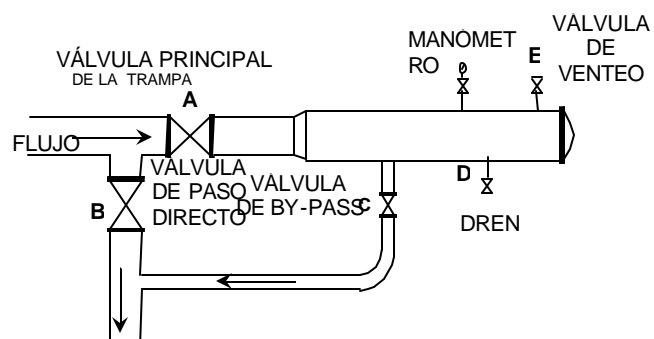


Figura 4.17 Recibo convencional de un DIM. Fuente: <http://www.girard.com/valves-launching.html>



Figura 4.18 Trampa de recibo de DIM. Fuente: 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		No. 1 C H A R N E L A
			<p>3.- IGUALACION DE PRESIONES</p> <p>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</p> <p>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> <p>5.- RECEPCION DE DIABLO 5.1.- DETECTAR EL DIABLO 500 MTS. ANTES DE LA TRAMPA 5.2.- DETECTAR QUE EL DIABLO PASE A TRAVES DE LA VALVULA A 5.3.- REGISTRAR LA HORA DE RECEPCION EN FORMATO No. 1 5.4.- REGISTRAR PRESION DE RECEPCION EN FORMATO No. 1 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 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		
5.6. CERRAR TOTALMENTE LA VALVULA A 5.7.- CERRAR TOTALMENTE LA VALVULA C 6.- <u>DRENADO DE TRAMPA Y RETIRO DELDIABLO</u> 6.1.- ABRIR LA VALVULA D 6.2.- ABRIR LA VALVULA E PARA DESPLAZAR EL LIQUIDO. 6.3.- DESPUES DE DRENAR LA TRAMPA VERIFICAR QUE LA TRAMPA INDIQUE PRESION 0 KG/CM ² 6.4.- ABRIR LA CHARNELA PARA RETIRAR EL DIABLO 6.5.- RETIRAR EL DIABLO 6.6.- CUANTIFICAR SEDIMENTO 6.7.- ENGRASAR LA CHARNELA CON GRASA SELLANTE EN EL O-RING. 6.8.- PONER GRASA LUBRICANTE EN PERIMETRO DE CHARNELA 6.9.- CERRAR TOTALMENTE LA CHARNELA 6.10.- CERRAR LA VALVULA D 6.11.- CERRAR LA VALVULA E. 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..		<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> No. 2 </div>	
		7.- REGISTRO DE CONDICIONES 7.1.- REGISTRAR CANTIDAD DE SEDIMENTO EN ANEXO No. 1 8.- INFORME AL CENTRO DE CONTROL 8.1.- HORA DE RECIBO 8.2.- PRESION DE RECIBO 8.3.- CANTIDAD DE SEDIMENTO 8.4.- PERIMETRO DE COPAS (EN SU CASO)	
		FECHA:	
		OBSERVACIONES:	
		SISTEMAS:	
		TRAMO:	
		KM:	
		ELABORO:	
		REVISO:	
		APROBO:	

Figura 4.19. Check-list recibo de DIM de PEMEX. Fuente: Procedimiento para corrida de un DIM de limpieza del sistema DC-MCB-C-02 sector México

4.2.2 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.

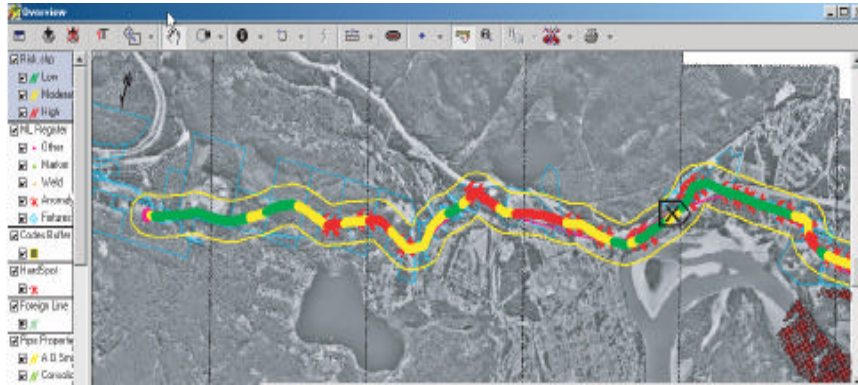


Figura 4.20. Trayectoria de un DIM. Fuente: www.toboscope.com/pipeline

(Supervise Control and Acquisition of Data [SCADA] 2006) Realiza el cálculo en el momento en que se hace el programa de corrida del DIM, este cálculo proporciona el avance del DIM dentro de la tubería. SCADA aplica una fórmula condensada hecha a partir de la unión de otras (el origen de esta fórmula al igual que sus constantes no fue revelado ya que es de gran importancia para la empresa):

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

DONDE:

V = Velocidad (km/hr)

Q = Gasto(miles de barriles por DIA)

D = Diámetro del ducto (pulg)

.217215 = Constante calculada por SCADA (Supervise Control and Acquisition of Data)

.06= Constante calculada por SCADA (Supervise Control and Acquisition of Data)



De acuerdo con esta fórmula se hace el cálculo de la velocidad que llevara el DIM, todos estos datos son entregados a el personal que se encargará de hacer el seguimiento 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 (Supervise Control and Acquisition of Data) la hora exacta en que pasó el DIM en dicho punto si es que todo sale de acuerdo a lo planeado.

CAPÍTULO V

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN Y COSTOS

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 (ver figura 5.1). El sonar se vale de ondas acústicas, de fácil propagación en el medio antes nombrado.

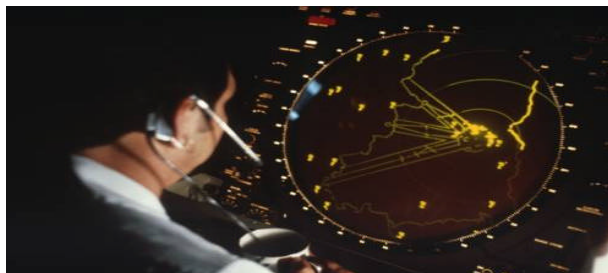


Figura 5.1 Pantalla de un sonar haciendo una detección. Fuente: <http://es.wikipedia.org/wiki/S%C3%B3nar>

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 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

Sensar 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 como se muestra en la figura 5.3. 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.

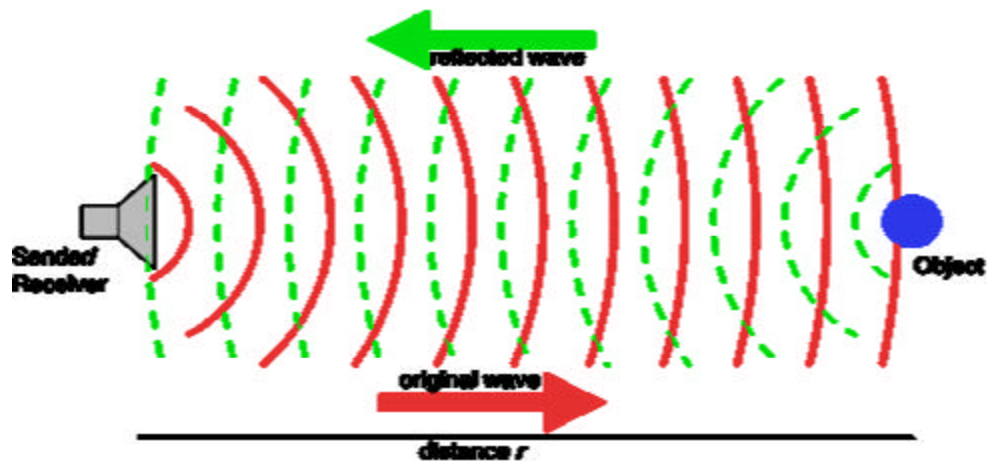


Figura 5.3 Captación y medición de distancia de un sensor de ultrasonido. Fuente:

<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

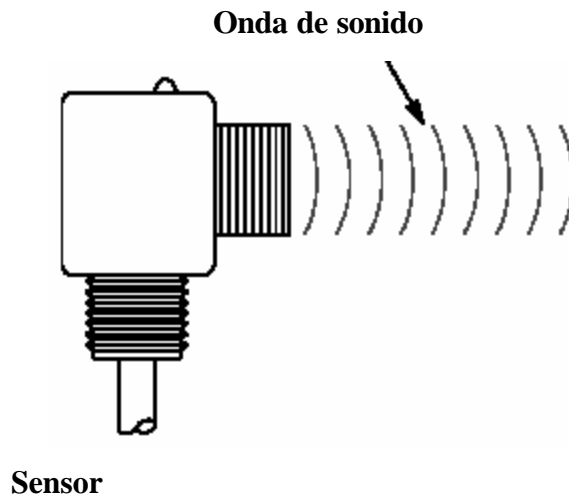


Figura 5.4 Onda emitida por un sensor de ultrasonido. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

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 como se muestra en la siguiente figura.

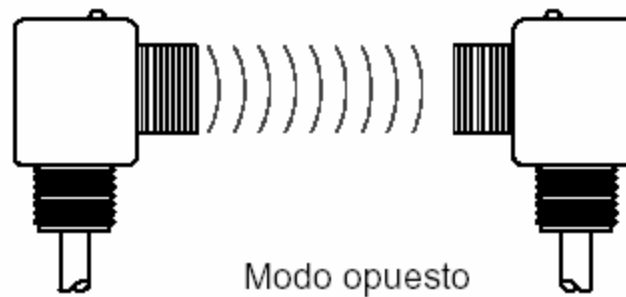


Figura 5.5 Captación de sonido por modo de operación opuesto. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

En el modo difuso, el mismo sensor emite la onda de sonido y luego escucha el eco que rebota de un objeto como se muestra en la siguiente figura.

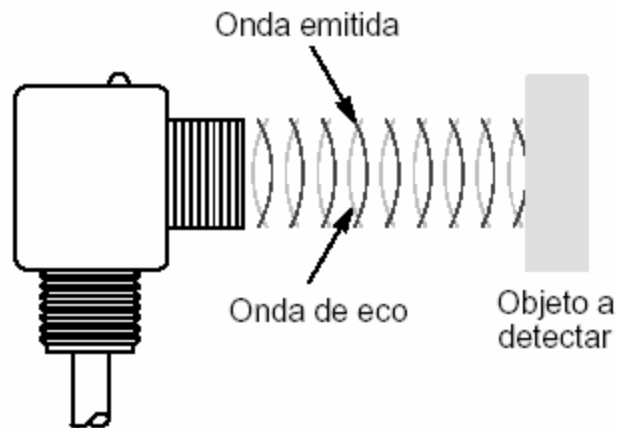


Figura 5.6 Onda de eco captada por un sensor de ultrasonido de tipo difuso. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

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 (ver figura 5.8).

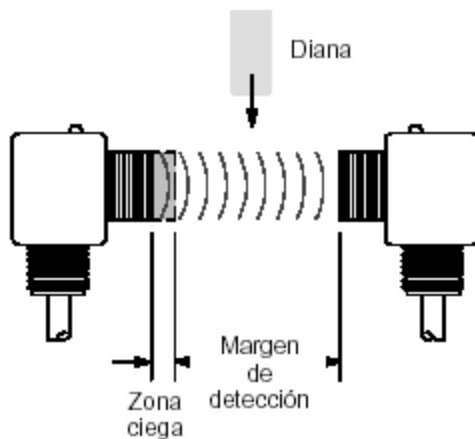


Figura 5.8 Margen de detección en dos sensores de tipo opuesto. Fuente: <http://www.pepperl-fuchs.com>

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 ésta 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 .

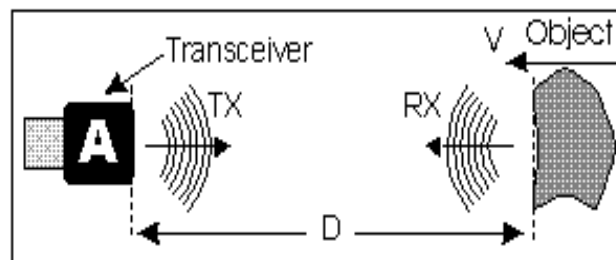


Figura. 5.10 Distancia "D" entre un transductor y un objeto (medición del tiempo de vuelo de una ráfaga de pulsos TX). Fuente: www.gemssensors.com

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

$$D = 0.5 \times C \times (T_1 - T_0)$$

En donde

D = distancia

C = velocidad del sonido en el aire

T_0 = tiempo en el cual la onda de sonido es transmitida

T_1 = tiempo en el cual la onda de sonido es recibida

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

5.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES DEL DISPOSITIVO DE DETECCIÓN

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

5.7.1 SENSOR UM-1820012:

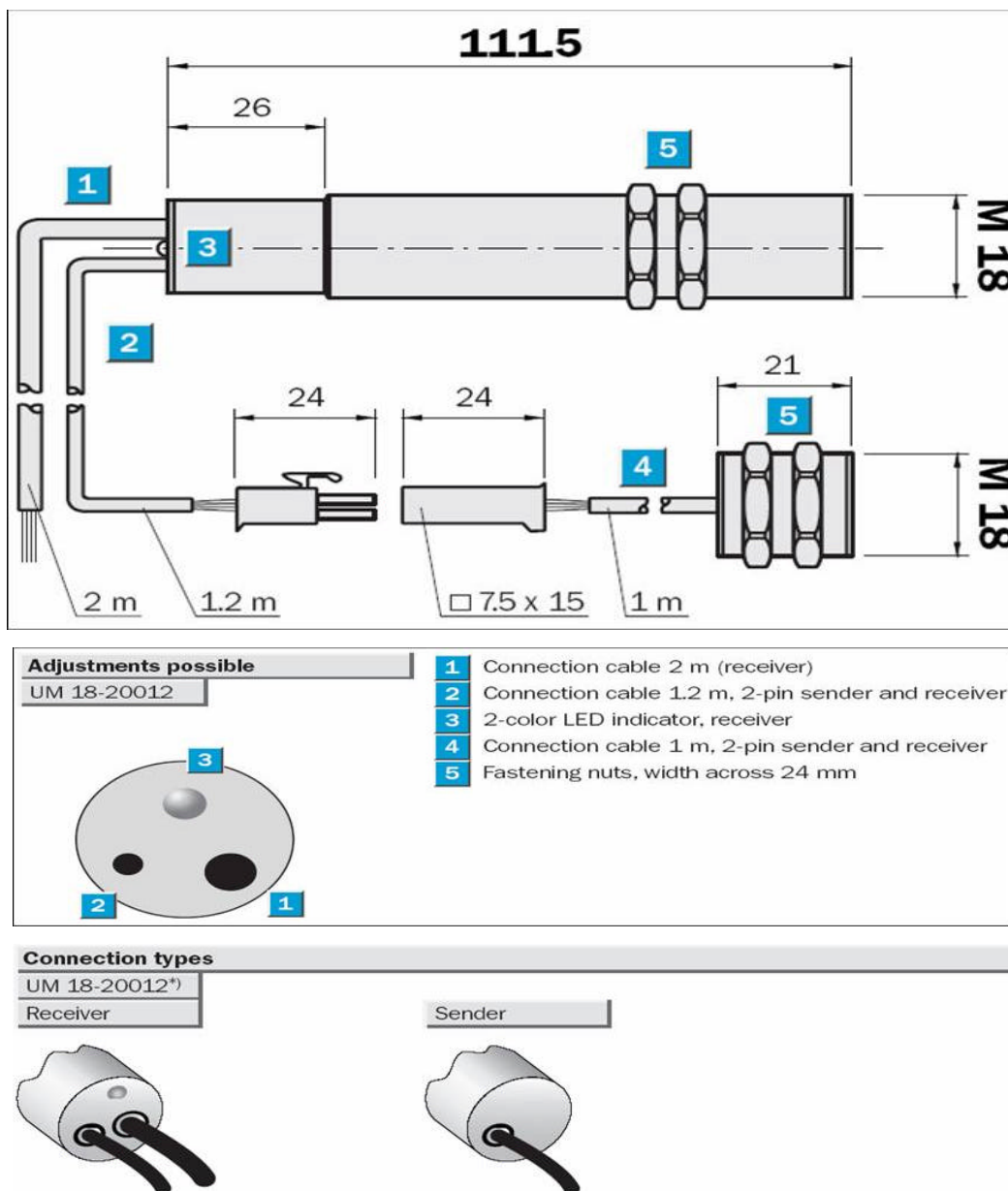


Figura. 5.11. Características del Sensor de ultrasónico UM-1820012. Fuente: www.gemssensors.com

Tabla 5.1 FICHA TÉCNICA DEL SENSOR DE ULTRASONIDO UM-1820012

Technical data	UM 18-
Installation distance	
sender – receiver	40 mm \pm 3 mm
Blind zone	7 mm, each time before sender and receiver
Permissible angle deviation	\pm 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	\leq 0.4 mm thickness
Self-adhesive films, metal sheets	\leq 0.3 mm
Ultra-fine corrugated cardboard	
Supply voltage V_S	12 ... 30 V DC ¹⁾
Ripple	\pm 10 %
Current consumption ²⁾	\leq 45 mA
Double-sheet switching/ Q_1 ³⁾	PNP, $V_S - 2$ V, $I_{max} = 500$ mA
Mis-fed-sheet switching output/ Q_2 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	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.
²⁾ Without load	
³⁾ Outputs short-circuit protected, Opener; no switching hysteresis	

Fuente: www.gemssensors.com

5.7.2 TEMPORIZADOR AT100

Especificaciones técnicas:



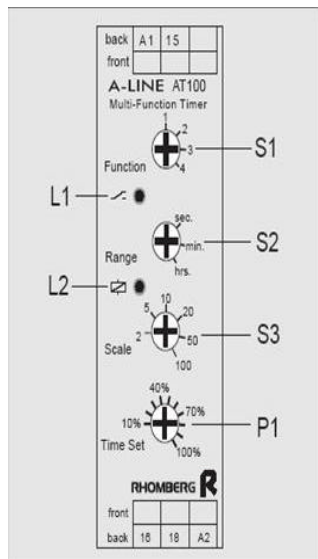
Voltaje de entrada:

AC:24,250 400 ± 15%
 DC:48,60, 110 VCD ±10%
 AC/DC 24 (12 o 24)

Tabla 5.2 TIEMPO DE ENVIÓ DE SEÑAL

Tiempo en minutos	Tiempo de envió 10% a 100%	Rango de selección
2	0.2 a 2	Seg, min, hrs
5	0.5 a 5	Seg, min, hrs
10	1 a 10	Seg, min, hrs
20	2 a 20	Seg, min, hrs
50	5 a 50	Seg, min, hrs
100	10 a 100	Seg, min, hrs

Fuente: www.gemssensors.com



The diagram shows the AT100 Multi-Function Timer with the following adjustment points labeled:

- L1:** Relay ON LED indicator.
- L2:** Power ON LED indicator.
- S1:** Timing Function selector (4 positions).
- S2:** Time Range selector (Sec, Min, Hrs).
- S3:** Time Scale selector (2, 5, 10, 20, 50, 100).
- P1:** Time Set selector (10%, 40%, 70%, 100%).

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 ULTRASÓNICO 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.

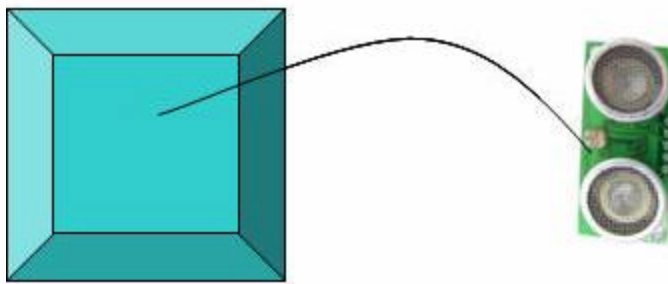


Figura 5.13 Colocado del sensor dentro de la caja hermética. Fuente: Elaboración Propia

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 realizará 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

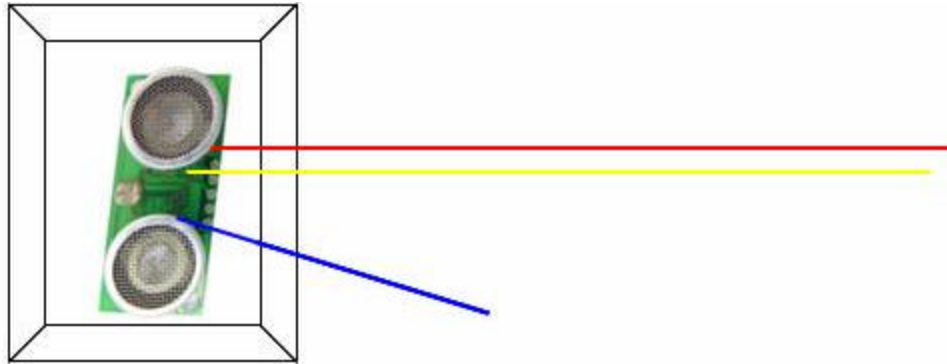


Figura 5.14 Conexión de cables al sensor. Fuente: Elaboración Propia

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.

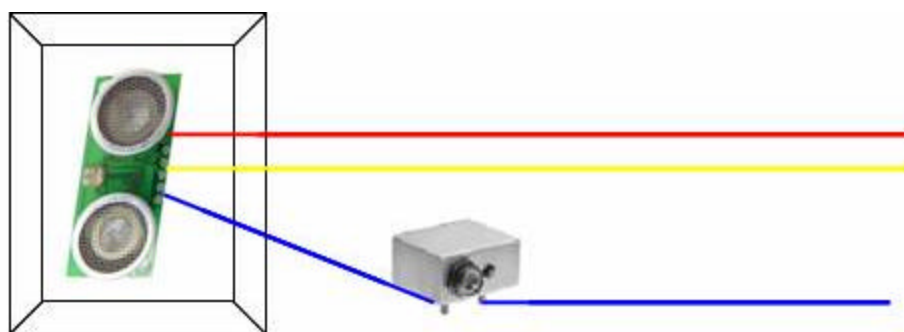


Figura 5.15 Conexión del cable de detección del DIM al temporizador. Fuente: Elaboración Propia

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 varia 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 realizara una inspección para probar que el sensor detecta correctamente y que el temporizador manda una señal el tiempo necesario para que funcione el GPS.

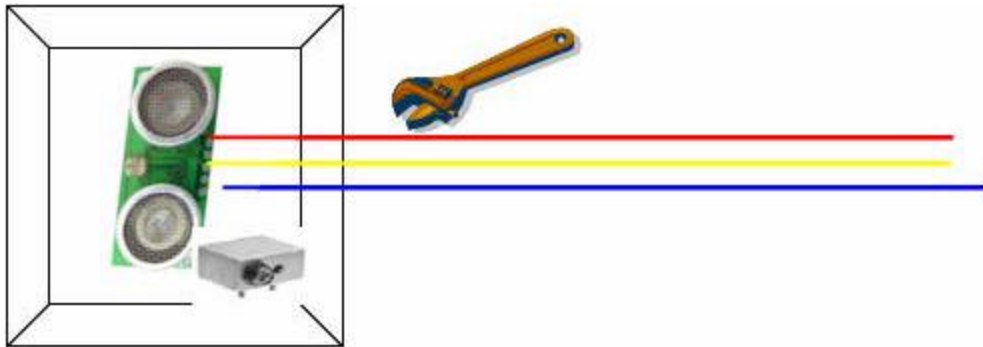


Figura 5.16 Calibración del sensor y temporizador. Fuente: Elaboración Propia

6.- SELLADO DE LA CAJA

Antes del sellado se perforara un orificio de ¼” 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 realizara una inspección para verificar que este bien sellada.

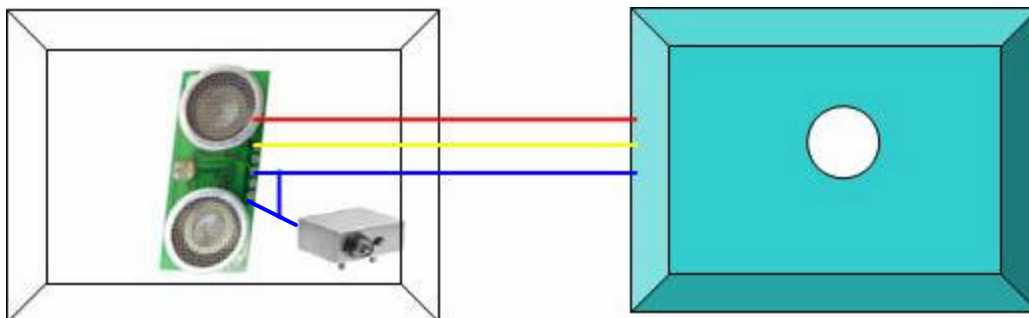


Figura5.17 Sellado de la caja Hermética Fuente: Elaboración Propia

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.

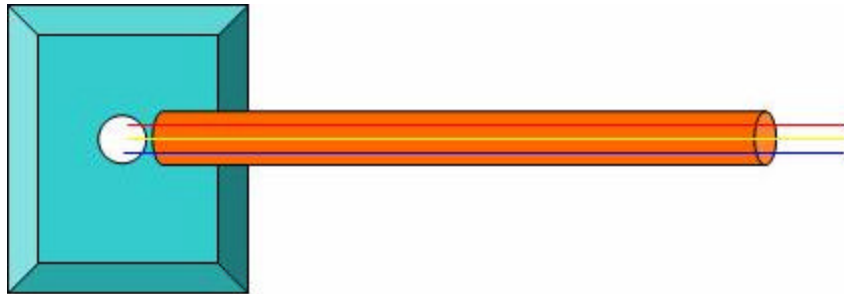


Figura 5.18 Colocación del tubo de PVC. Fuente: Elaboración Propia

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 en la caseta así como la inspección a 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.

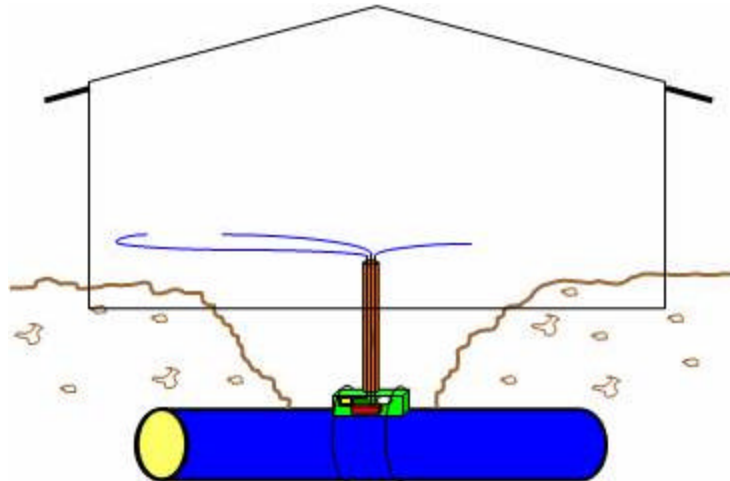


Figura 5.19 Colocación del dispositivo. Fuente: Elaboración Propia

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 encintaran todos los cables para evitar algún corto asegurando de esta forma un correcto funcionamiento.

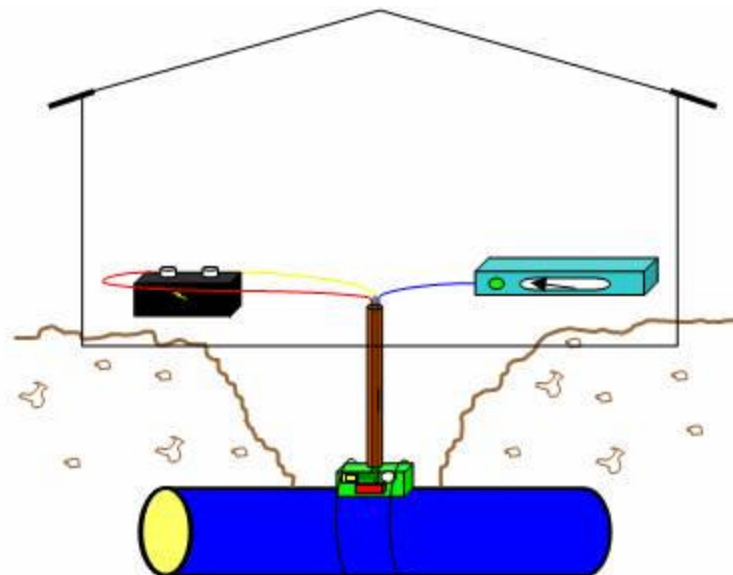


Figura 5.20 Conexión de los cables del dispositivo con GPS y batería. Fuente: Elaboración Propia

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.

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

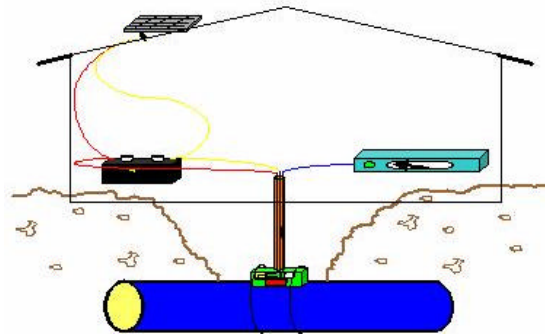


Figura 5.21 Colocación y conexión de celdas solares a batería. Fuente: Elaboración Propia

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.

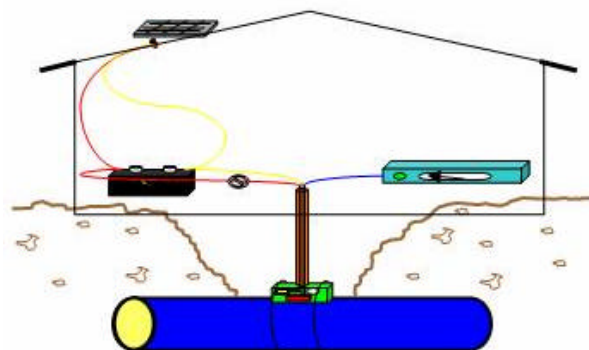


Figura 5.22 Colocación de interruptor. Fuente: Elaboración Propia

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.

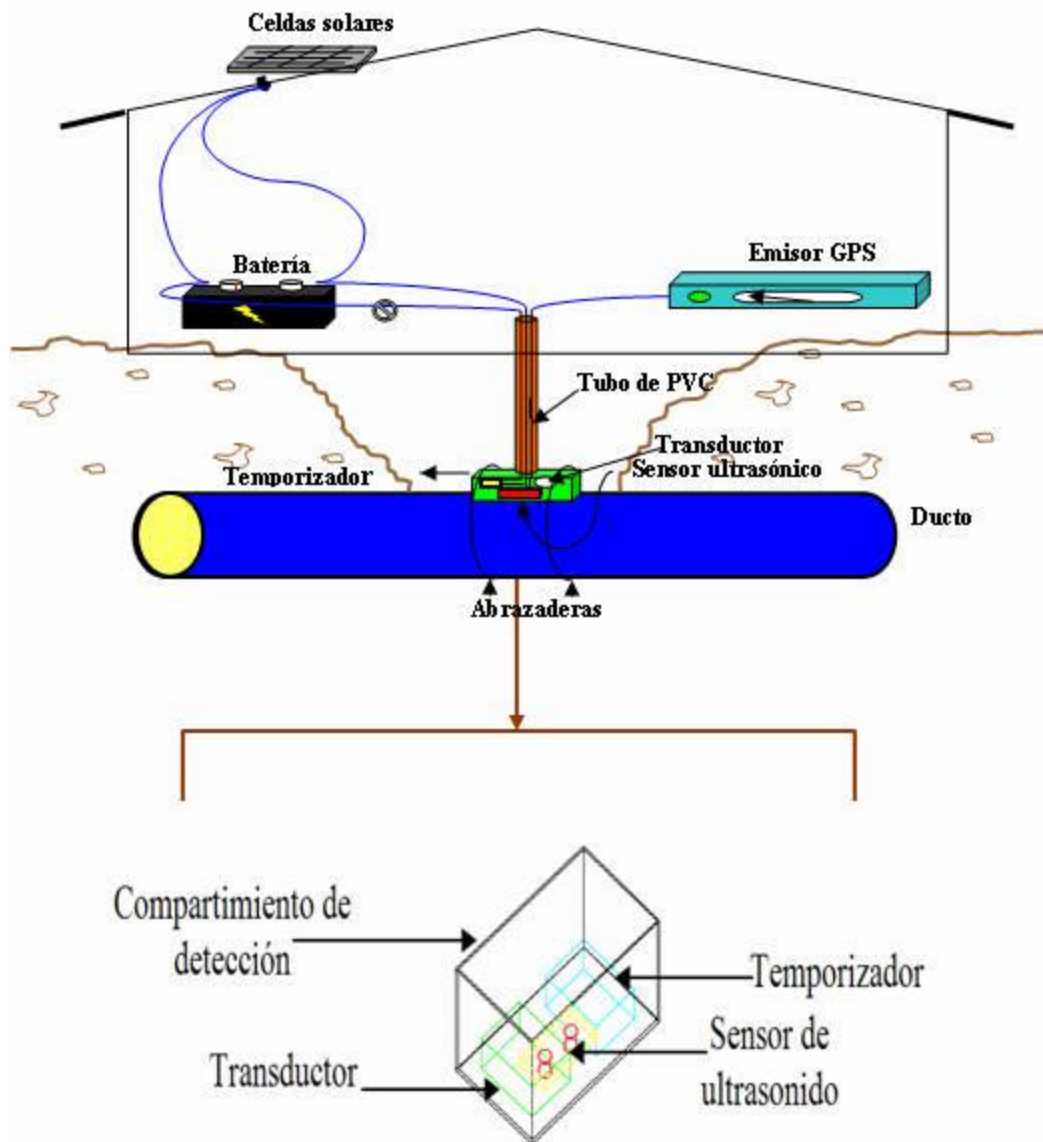


Figura 5.23 Diagrama del dispositivo listo para su funcionamiento. Fuente: Elaboración Propia

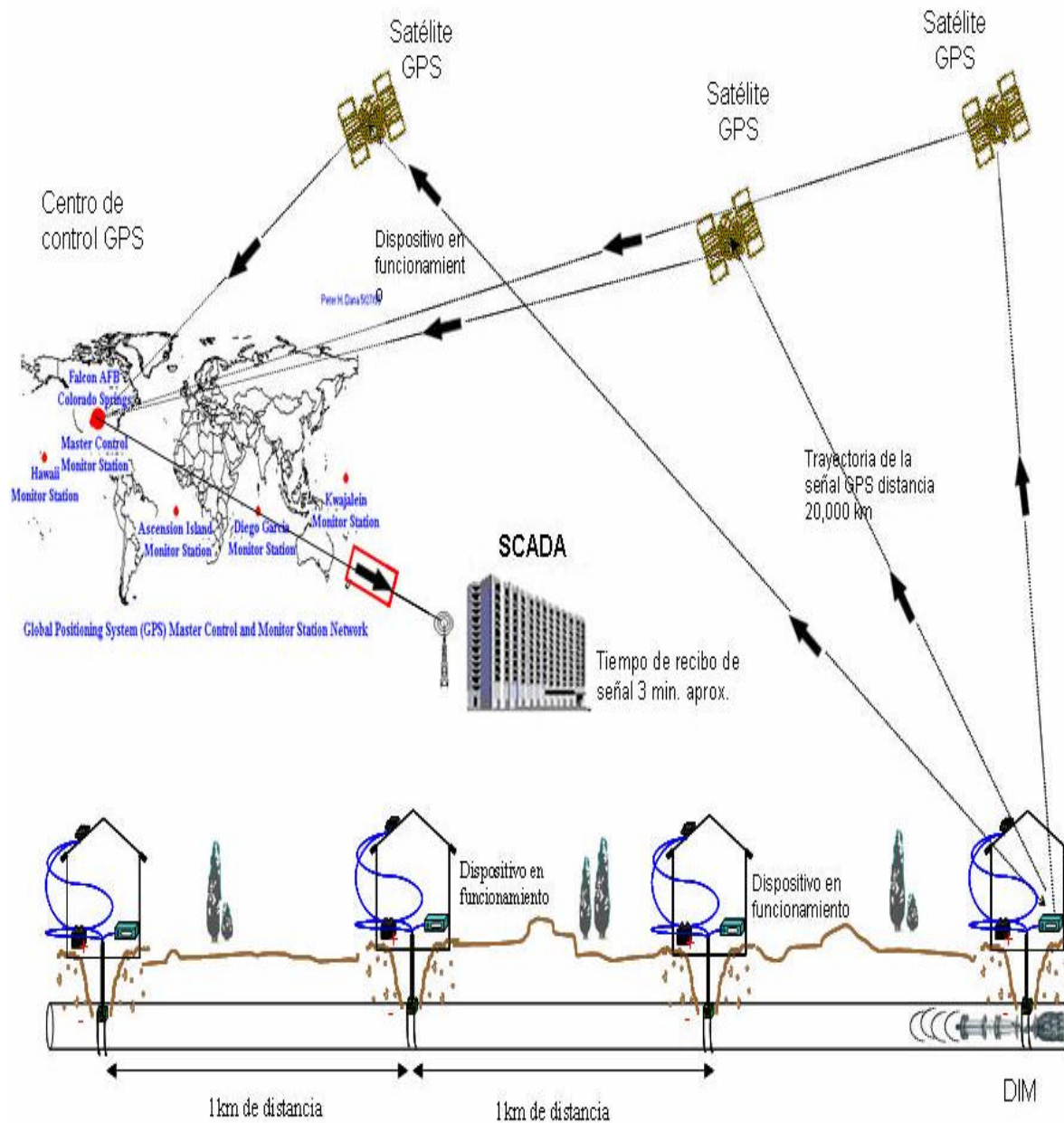


Figura 5.24 Funcionamiento general del dispositivo. Fuente: Elaboración Propia

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: PDII Guillermo Ibaraky Ocadiz Aguilar							
El diagrama termina en: Esperar corrida de DIM				Fecha _____ hora _____			
DIST EN METROS	TIEMPO EN min	SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	DIST EN METROS	TIEMPO EN min	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				
		□	Inspección de colocación de tubote PVC				
		➡	Inspección de componentes externos del dispositivo				

Fuente: Elaboración Propia

**Tabla 5.3 MATERIALES NECESARIOS PARA LA FABRICACIÓN DEL DISPOSITIVO
ULTRASÓNICO**

MATERIAL	CARACTERÍSTICAS	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	COSTO EN PESOS
Sensor de ultrasónico (sensor de movimiento)	Capaz de penetrar los diferentes espesores del ducto ver tabla 5.1. No mayor a la caja donde será colocado ver tabla 5.1	Debe de tener un emisor y un receptor para una rápida detección del DIM ver figura 5.11	1	\$200.00
Emisor de GPS	Capaz de emitir una señal lo suficientemente nítida 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 (SCADA)	1	\$1,000.00
Caja de plástico	Debe de ser de un plástico resistente a el agua	Tamaño aproximado de 1000 cm ³ para una fácil colocación de los materiales	1	\$30.00
Batería	De 9 a 12 celdas con capacidad de 12 voltios corriente directa	Tipo automotriz de larga duración de vida	1	\$350.00
Celdas solares	Que generen una corriente capaz de mantener cargada a la batería en cualquier momento	Tamaño aproximado a 30 largox30 ancho y 2 cm de espesor que genere 12 voltios.	1	\$300.00
Temporizador	Que este calibrado para una duración de 3 a 5 minutos	Que no varíe su tiempo de funcionamiento(que no se descalibre)	1	\$200.00
Tubo	Fabricado en PVC resistente al agua	De 1" de diámetro	2 metros	\$20.00
Cables	Marca Iussa de #10 de diferentes colores para su fácil identificación	El largo es de acuerdo a donde se encuentra el ducto	10 metros	\$200.00
Estaño (soldadura)	Con bajo contenido de plomo para su fácil soldado	Aproximadamente medio metro para el completo soldado del dispositivo	2 metros	\$10.00
Pasta fundente	Que baje el punto de fusión de la soldadura	Que sea apta para soldadura de estaño/plomo	1 lata chica	\$12.00
Abrazaderas	De plástico resistente al agua	Del tamaño del ducto donde se colocara el dispositivo	2	\$20.00
Cinta de aislar	Marca 3m de larga duración	Para voltajes bajos 0-12 voltios	1	\$10.00
Interruptor	Marca Iussa fabricado en material aislante	Tipo apagador para 12 voltios	1	\$5.00
Mano de obra	\$8000.00 pesos quincenales	Tiempo de armado 2 horas aproximadamente	2 horas	\$55.55
			Total	\$ 2,412.55 PESOS

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5.4 MATERIALES NECESARIOS PARA LA FABRICACIÓN DE LA CASETA PARA RESGUARDO DEL DISPOSITIVO

MATERIAL	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	P/U EN PESOS	COSTO EN PESOS
Block	Hecho con graba tipo pómez	150 piezas	\$3.00	\$450.00
Cemento	Tipo Portclan de 50 kg. Marca tolteca	3 bultos	\$80.00	\$240.00
Cal	Normal de 25 kg marca Beltrán	5 bultos	\$30.00	\$150.00
Arena	Fina tipo pómez	¼ de camionada	\$150.00	\$37.50
Agua	No potable	200 litros	\$50.00	\$50.00
Varilla	De ½ pulgada de diámetro, acero dulce recocido.	4 piezas (10 m cada una)	\$560.00	\$240.00
Alambron	De ¼ de pulgada de diámetro, acero dulce recocido.	40 metros	\$300.00	\$120.00
Puerta	De lamina pintro o cintro con ángulo de acero de ¾ de pulg. y chapa con cerrojo incluido	1 puerta	\$500.00	\$500.00
Mano de obra	Un maestro albañil	2 semanas	\$1,000.00	\$2,000.00
Grava	Caliza triturada ½ a 1 pulg. de – tamiz	¼ de camionada	\$300.00	\$75.00
			Total	\$3,862.50 PESOS

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5.5 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
Alicatas	De punta con área para cortado de cables	Deben estar debidamente aisladas
Taladro	De 110 volts de una sola velocidad o de batería recargable.	El taladro puede ser de baja potencia
Broca	¼ pul. de diámetro para perforar madera o plástico	No es necesario que este templada ya que solo perforara plástico
Navaja	De acero inoxidable tamaño aprox. 10 cm de largo	Que su filo sea durable

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5.6 INVERSIÓN INICIAL DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DEL DISPOSITIVO tramo de evaluación Tula-Cerro gordo 100 Km.

COMPONENTE	CARACTERÍSTICAS	P/U EN PESOS	CANTIDAD	COSTO EN PESOS
Dispositivo	Dispositivo ultrasónico para detección de DIMs	\$2,412.55	50	\$120,627.50
Caseta	Caseta para seguridad y protección del dispositivo	\$3,862.50	50	\$193,125.00
			Total	\$313,752.50 PESOS

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5.7 VALOR PRESENTE NETO DE LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN

VALOR PRESENTE NETO DEL LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN			
AÑO	FNE EN \$	VALOR <i>i</i>	VPN
1	-\$193,000	5.00%	-\$1,718,140.33
2	-\$193,000	5.00%	
3	-\$193,000	5.00%	
4	-\$193,000	5.00%	INVERSIÓN INICIAL
5	-\$193,000	5.00%	-\$313,752.50
6	-\$193,000	5.00%	
7	-\$193,000	5.00%	
8	-\$193,000	5.00%	
9	-\$193,000	5.00%	
10	-\$193,000	5.00%	

Fuente: Elaboración Propia

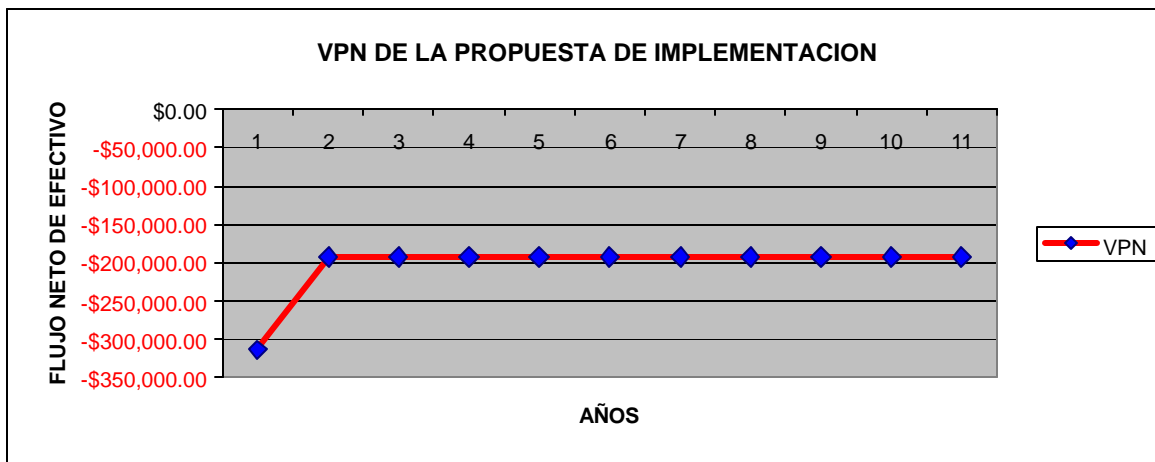


Figura 5.25 Grafico de VPN de la propuesta de implementación. Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5.8 VALOR PRESENTE NETO DEL MÉTODO ACTUAL

VALOR PRESENTE NETO DEL MÉTODO ACTUAL			
AÑO	FNE EN \$	VALOR <i>i</i>	VPN
1	-\$1,040,780.30	5.00%	-\$7,653,932.95
2	-\$1,040,780.30	5.00%	
3	-\$1,040,780.30	5.00%	
4	-\$1,040,780.30	5.00%	
5	-\$1,040,780.30	5.00%	
6	-\$1,040,780.30	5.00%	
7	-\$1,040,780.30	5.00%	
8	-\$1,040,780.30	5.00%	
9	-\$1,040,780.30	5.00%	
10	-\$1,040,780.30	5.00%	

Fuente: Elaboración Propia

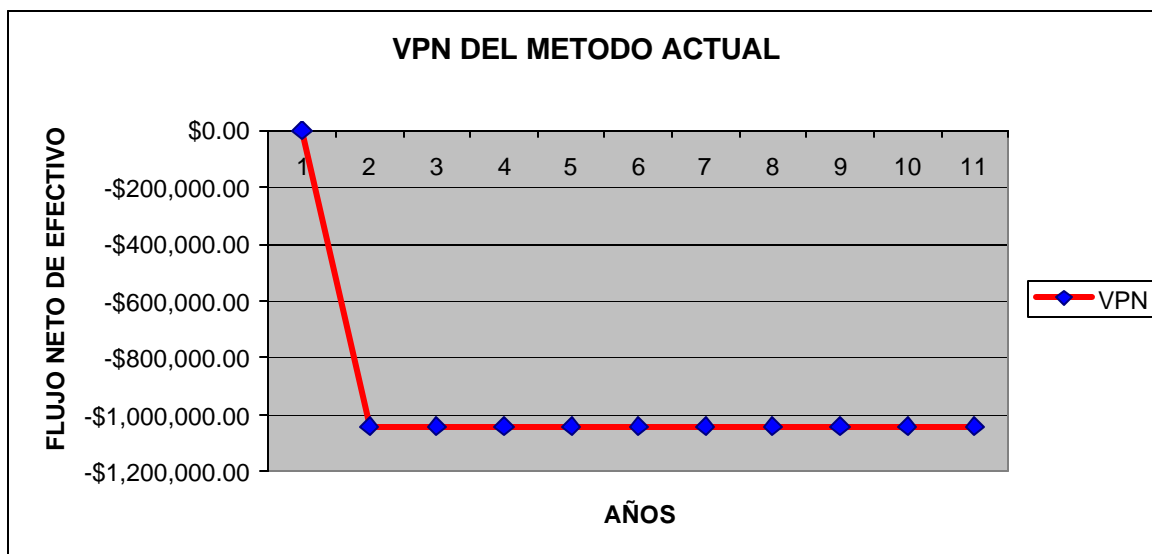


Figura 5.26 Grafico de VPN del método actual. Fuente: Elaboración Propia

TABLA 5.8 TASA INTERNA DE RENDIMIENTO PARA LA PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN EN CUANTO A MANTENIMIENTO DE DIEZ AÑOS CALCULADA EL MES DE DICIEMBRE DEL 2006

AÑOS	FNE	
0	\$0.00	
1	-\$1,000.00	TIR
2	-\$1,000.00	2%
3	-\$1,000.00	
4	-\$1,000.00	
5	-\$1,000.00	inflación enero-diciembre 2006
6	-\$1,000.00	3.92%
7	-\$1,000.00	Fuente: Banco Nacional de México
8	-\$1,000.00	
9	-\$1,000.00	
10	\$10,000.00	

Fuente: Elaboración Propia

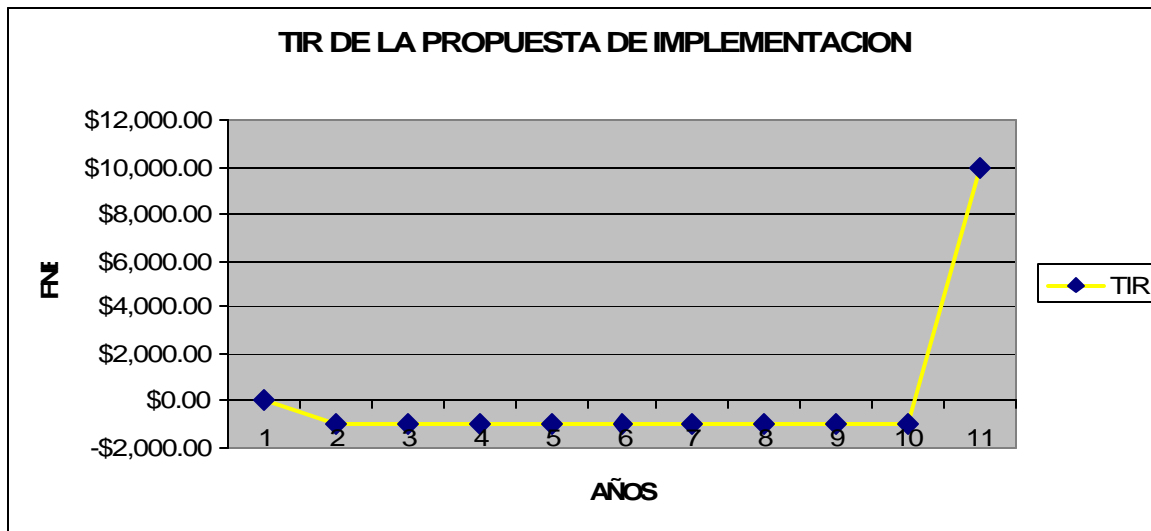


Figura 5.27 Grafico de TIR de la propuesta de implementación. Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5.9 TASA INTERNA DE RENDIMIENTO DEL MÉTODO ACTUAL EN CUANTO A MANTENIMIENTO DE DIEZ AÑOS CALCULADA EL MES DE DICIEMBRE DEL 2006

AÑOS	FNE	TIR PEMEX
0	\$0.00	-4%
1	-\$1,040,780.30	
2	-\$1,040,780.30	
3	-\$1,040,780.30	
4	-\$1,040,780.30	
5	-\$1,040,780.30	inflación enero-diciembre 2006
6	-\$1,040,780.30	3.92%
7	-\$1,040,780.30	Fuente: Banco Nacional de México
8	-\$1,040,780.30	
9	-\$1,040,780.30	
10	\$7,653,932.95	

Fuente: Elaboración Propia

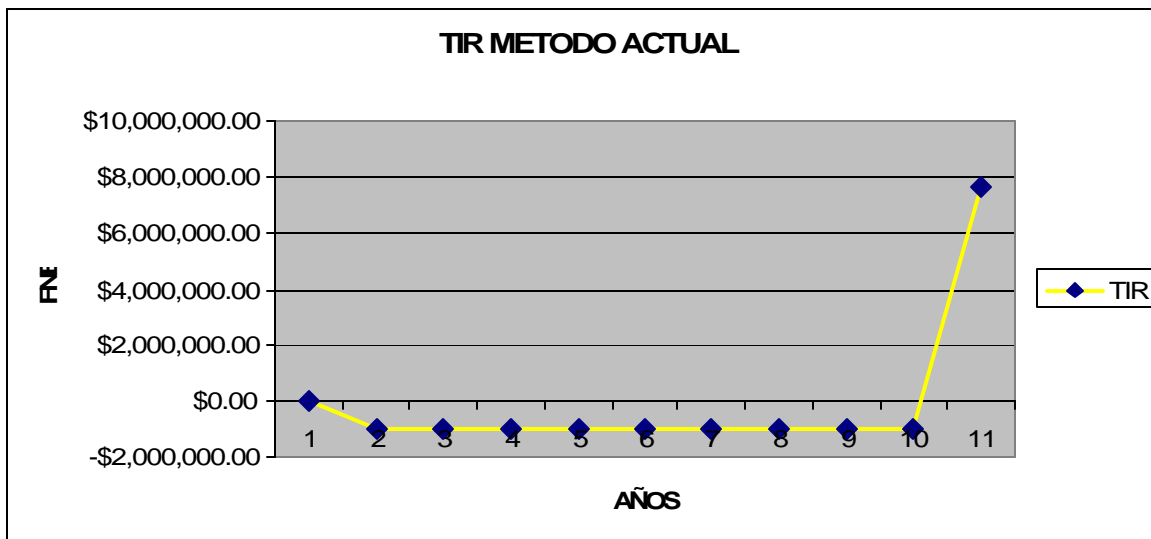


Figura 5.28 Grafico de TIR del método actual. Fuente: Elaboración Propia

5.9 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

Tabla 5.10 ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

LO QUE SE PROPONE	PORQUE SE PROPONE (VENTAJAS Y DESVENTAJAS)	COSTO EN PESOS	BENEFICIO	QUE PASA SI NO SE HACE
Propuesta de implementación de un nuevo dispositivo para la 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.	<p>Bajo costo de mantenimiento.</p> <p>Bajo costo de los materiales para la fabricación del dispositivo.</p> <p>Larga duración de funcionamiento (diez años).</p> <p>Fácil reemplazo de componentes.</p> <p>Se activa y se desactiva automáticamente de acuerdo al paso del DIM.</p> <p>Sin importar el material del que estén hechos los DIM el dispositivo los detectara sin excepción.</p> <p>Puede detectar varios DIM en una sola corrida.</p> <p>No es necesario contratar un 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.</p> <p>DESVENTAJAS Despido de personal Inversión inicial “alta”</p>	<p>\$2,412.55 por dispositivo + \$3,862.05 por caseta para resguardo del dispositivo \$6,275.05 en total pero se pretende implementar en el tramo Tula-Cerro gordo con una distancia de 100 Km. de largo lo cual nos arroja una cantidad de 50 dispositivos completos con un costo de \$313,752.5 de inversión inicial</p>	<p>No es necesario seguir el DIM como habitualmente lo hacen los operarios de PEMEX.</p> <p>Saber la ubicación del DIM en pocos minutos y así poder seguir su rastro a lo largo del ducto donde se realiza la corrida.</p> <p>No se pagarían horas extra a los operarios.</p> <p>Costo de mantenimiento anual bajo</p>	<p>El mantenimiento que se realiza en la actualidad es ineficiente</p> <p>Sería demasiado costoso a lo largo de diez años en cuestión de pago de salarios para la compañía.</p>

Fuente: Elaboración Propia

Con los beneficios de este nuevo dispositivo de bajo costo y gran durabilidad podemos afirmar que reducirá en gran medida los costos de mantenimiento de ductos y al mismo tiempo optimizara la detección de DIM. Además se encontró por medio de los cálculos del Valor Presente Neto y de la Tasa Interna de Rendimiento que reduciría en más de seis

millones de pesos los costos de la empresa solo de mano de obra en el tramo Tula-Cerro gordo el cual se evaluó a diez años lo que puede verse en la tabla 5.10 en la cual se muestra con claridad la comparativa del análisis costo/beneficio y la importancia de la implementación de este sistema.

5.10 DOCUMENTACIÓN DE UNA 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

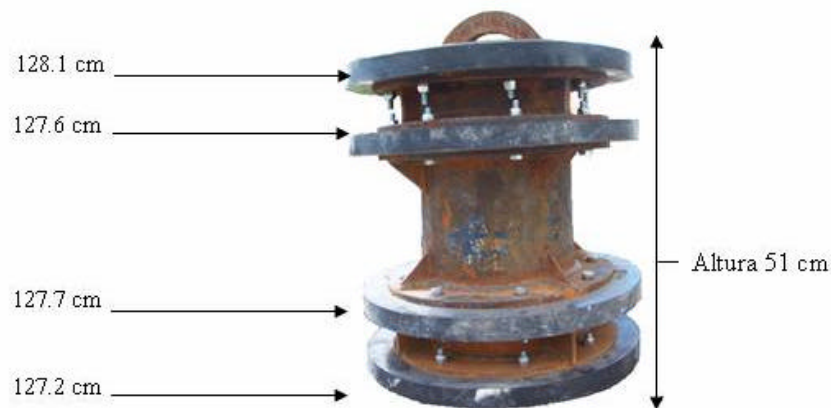


Figura 5.29 DIM utilizado para esta corrida. Fuente: Fotografía tomada antes de la corrida (04-10-2006)

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.

INTRODUCCIÓN DEL DIM EN EL DUCTO:

La introducción 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.

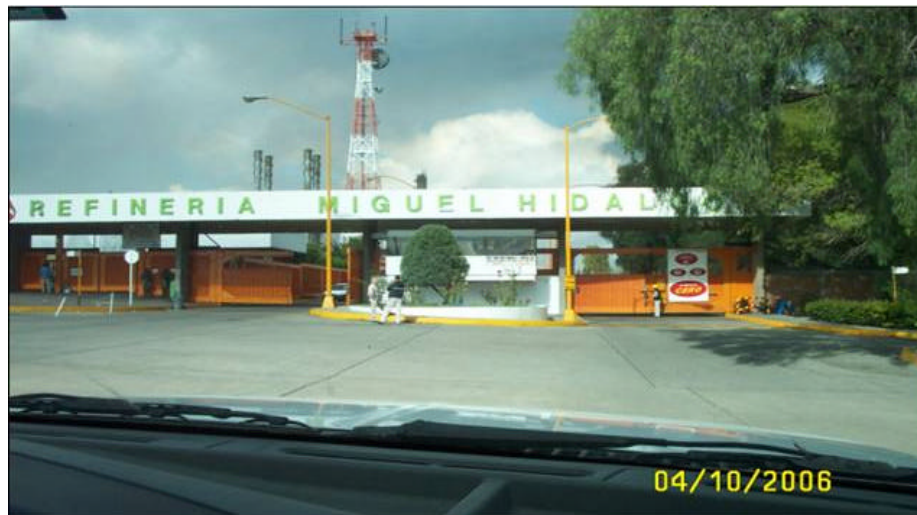


Figura 5.30 Refinería Miguel Hidalgo. Fuente: Fotografía de la Refinería Miguel Hidalgo (Tula, Hgo).
(04-10-2006)

Hora de introducción del DIM: 12:22

Presión: 37 kg

Barrilaje por hora: 2900 barriles.

Barrilaje por día: 69600 barriles.



Figura 5.31 Emboquillado y detección de salida del DIM en el ducto (TED TULA Km 00+000.) Fuente: Fotografías tomadas durante la corrida (04-10-2006)

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

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

DONDE :

V = Velocidad (km/hr)

Q = Gasto(miles de barriles por DIA)

D = Diámetro del ducto (pulg)

.217215 = Constante calculada por SCADA (Supervise Control and Acquisition of Data)

.06 = Constante calculada por SCADA (Supervise Control and Acquisition of Data)

$$V = \frac{(.217215 \times 69600)}{256} \cdot .06 = 3.5433 \text{ km/hr.}$$

Ahora bien si sabemos que el DIM tiene un avance de 3.5433 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/hra



Figura 5.32 Detección de DIM en válvula de seccionamiento Teocalco km 10+200 Fuente: Fotografía tomada durante la detección de DIM (04-10-2006)

SEGUNDA DETECCIÓN:

Estación de bombeo Tepetitlan km 27+500

Hora de paso 20:15 p.m.



Figura 5.33 Detección de DIM en V.S. Tepetitlán. Fuente: Fotografía tomada en el km 27+500 (04-10-2006)

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

$$V = \frac{(.217215 \times 40800)}{256} \cong 2.0771 \text{ km/hr.}$$

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 DETECCIÓN:

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 5.34 Detección de DIM V.S. Escandón. Fuente: Fotografía tomada durante la corrida de DIM (05-10-2006)

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 DETECCIÓN:

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 5.35 Detección de DIM V.S. Llano largo. Fuente: Fotografía tomada en el km 68+871 (05-10-2006)

TRD hora de llegada 14:25 con 46 kg de presión



Figura 5.36 Recibo de DIM en Cerro gordo Fuente: Fotografía tomada durante el recibo del DIM
(06-10-2006)

Medidas finales de los discos:

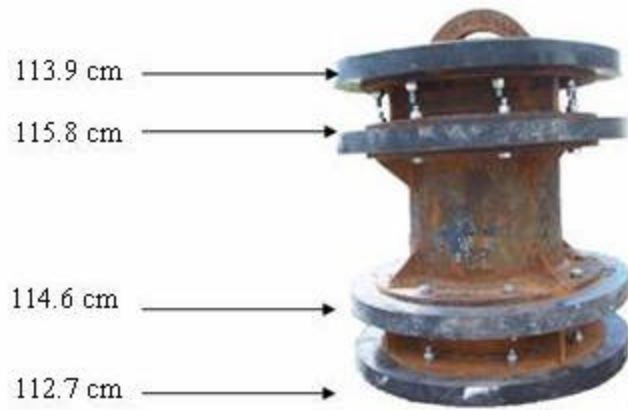


Figura 5.37 DIM utilizado para esta corrida. Fuente: Fotografía tomada al finalizar la corrida de DIM (06-10-2006)

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 5.11 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

Fuente: Elaboración Propia

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 5.12 COSTO TOTAL DE HORAS EXTRA Y ALIMENTOS.

CATEGORÍA	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

Fuente: Elaboración Propia

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 \$682.07 pesos (400 km recorridos).

TOTAL: \$8,078.03 pesos es el costo de la corrida en relación al personal y el gasto de gasolina. Comparado con lo que ganan en horas extra en una corrida de 5 obreros con duración de 38 horas se comprarían tres dispositivos.

CONCLUSIONES

Dadas las características del sistema que aquí se expone y el cual se trata de implementar lo más pronto posible, podemos afirmar que reducirá en gran medida los costos de mantenimiento de ductos y al mismo tiempo optimizara la detección de los Dispositivos de Inspección y Mantenimiento haciendo la correcta detección en el momento preciso del paso del DIM eliminando por completo la incertidumbre y las grandes esperas ayudando con esto a un mantenimiento preventivo y en otros casos correctivo de los ductos para su correcto funcionamiento.

Este sistema es capaz de llevar a cabo las labores que usualmente realiza el personal de PEMEX Refinación (mantenimiento) dentro de una corrida del Dispositivo de Inspección y Mantenimiento, 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; dichas labores generan grandes costos a la compañía, ya que se le tiene que pagar tiempo extra al personal que realiza el recorrido, viáticos, alimentos entre otros gastos a cada uno de los miembros de la cuadrilla que realiza estas labores sin contar con el riesgo que corren constantemente los trabajadores ya que la mayoría del tiempo se encuentran viajando en carretera de un punto a otro para realizar las detecciones correspondientes.

La larga duración de funcionamiento aunado a su fácil mantenimiento y a su gran funcionalidad hace de este sistema una gran oportunidad para que PEMEX Refinación optimice y actualice la forma en que realizaba estas operaciones para una fácil detección del Dispositivo de Inspección y Mantenimiento, la reducción de riesgos, la eliminación de gastos innecesarios debido a retrasos tanto en la detección del DIM como en su extravío hacen de este sistema la mejor opción para la detección del DIM.

Con esta investigación 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 preciso en todas sus detecciones, a diferencia de los integrantes de la cuadrilla de mantenimiento este sistema puede estar operando al 100% las 24 horas del día sin importar las condiciones climatológicas ni la distancia a la que se encuentre el ducto lo cual nos da la completa seguridad al momento de recibir la información casi instantánea sobre los puntos y horas de detección exacta del paso del DIM.

Todo esto nos da un resultado ampliamente favorable para la implementación de este sistema ya que como nos podemos dar cuenta el costo que resulte de la implementación se pagaría a mediano plazo si se utilizara cada vez que se realice una corrida de DIM optimizando así los recursos de la empresa y resguardando la seguridad de los trabajadores.

ANEXOS

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 1º. Se crea una institución pública que se denominará "Petróleos Mexicanos".

Artículo 2º. 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 3º. "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 adquiera para fines de la industria petrolera.

Artículo 4º. 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.

Artículo 5º. 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 6º. 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 7º. 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 8º. 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.

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.

*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.

CURSÓ GRAMA ANALÍTICO

ACTIVIDAD	SÍMBOLO DE EVENTO	TIEMPO En min.	DISTANCIA En metros	RECOMENDACIÓN OBSERVACIONES
Comprar el sensor ultrasónico que se adecue a nuestras necesidades	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Buscar el proveedor adecuado con especificaciones dadas
comprar caja de plástico hermética para colocar el sensor	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Buscar el proveedor adecuado con especificaciones dadas
Comprar el disparador para GPS	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Buscar el proveedor adecuado con especificaciones dadas
Comprar batería y celdas solares	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Buscar el proveedor adecuado con especificaciones dadas
Comprar GPS	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Buscar el proveedor adecuado con especificaciones dadas
Transportar al área de ensamblado	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Tener cuidado de no dañarlo
Colocar el sensor ultrasónico dentro de la caja hermética y conectarlo	○ ◎ ⇨ ▽ □ D	5		Cerciorarse que este bien colocado
Sellar la caja	○ ◎ ⇨ ▽ □ D	5		Ocupar pegamento no toxico y de secado rapido
Inspeccionar que este bien sellada la caja	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Es importante ya que no debe penetrar agua al dispositivo
Transportar la caja con el sensor al área de calibrado	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			
Calibrar el sensor para detectar el DIM en varios espesores de tubería	○ ◎ ⇨ ▽ □ D	10		Se calibrara de acuerdo al área donde se colocara
Inspeccionar el calibrado del sensor	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			
Transportar el sensor calibrado para colocación del disparador	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Tener cuidado ya que se puede descalibrar
Conectar el sensor con el disparador	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Cerciorarse de su correcta conexión
Inspeccionar que estén bien conectados	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			
Conectar el sensor y disparador con la batería y las celdas solares	○ ◎ ⇨ ▽ □ D	5		Tener cuidado de la correcta conexión de la polaridad de la batería
Conectar el GPS con el disparador, batería y celdas solares	○ ◎ ⇨ ▽ □ D	10		Tener cuidado de la correcta conexión de la polaridad de la batería
Inspeccionar que funcionen todos los dispositivos del sistema	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Cerciorarse que el dispositivo funcione correctamente
Transportar al lugar de la instalación	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Tener cuidado en no maltratar el dispositivo
Descubrir el ducto (rascar) cada kilómetro sucesivamente	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Tener cuidado en no golpear el ducto
Limpiar perfectamente una superficie de 200cm ² aprox.	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Esta puede ser menor o mayor de acuerdo al tamaño de la caja
Inspeccionar la limpieza del ducto	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Cerciorarse de la correcta limpieza para la colocación del dispositivo
Colocar y pegar en la posición correcta el sistema	○ ◎ ⇨ ▽ □ D	10		El pegamento no debe ser toxico y de secado rápido
Sujetar con unas abrazaderas el sistema como precaución	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			
Inspeccionar que este bien sujeto el sistema	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Cerciorarse que no este suelto ya que no se podría realizar la detección
Verificar que todo el sistema funciona perfectamente	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Se realizara previamente conectándolos por separado
Colocar la batería, celdas solares y gps en una caseta previamente construida	○ ◎ ⇨ ▽ □ D	5		
Inspeccionar que los dispositivos del sistema no se encuentren malcolocados	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Cerciorarse de la correcta colocación
Tapar el ducto	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Solo una parte ya que estará protegido por la caseta
Verificar que no quede ninguna parte del sistema expuesta a la intemperie	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			
Poner en funcionamiento el sistema	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Tener cuidado de no ocasionar un corto
Esperar al día de la corrida del DIM	○ ◎ ⇨ ▽ □ D			Esto puede tardar incluso varios meses

Fuente: Elaboración Propia

GLOSARIO DE TÉRMINOS Y DEFINICIONES

A

Almanaque.

Registro o catálogo que comprende todos los días del año, distribuidos por meses, con datos astronómicos y noticias relativas a celebraciones y festividades religiosas y civiles. Publicación anual que recoge datos, noticias o escritos de diverso carácter.

Anaerobio, bia. .

Dicho de un organismo: Que puede vivir sin oxígeno

Ánodo.

Elemento emisor de corriente eléctrica, es el electrodo en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

Aromático (s), st. (*aromatic(s)*)

Familia de hidrocarburos que contienen en su molécula uno o varios núcleos de seis carbonos, cadena cerrada y forma hexagonal, los cuales poseen en su estructura tres dobles ligaduras (anillos bencénicos).

De este importante grupo, un amplio número de compuestos derivan, principalmente, del petróleo y del alquitrán de hulla. Son, generalmente, muy reactivos y químicamente versátiles. Son la materia prima básica para la elaboración de una extensa variedad de productos químicos

Asfalteno(s), st. (*asphaltenes*)

Moléculas complejas formadas por compuestos poliaromáticos de alto peso molecular. Se encuentran en las fracciones más pesadas del petróleo (residuos) y en el betún. Estos

compuestos tienen una alta relación carbono-hidrógeno y se usan para la elaboración del asfalto, pudiendo contribuir a las características de combustión, mezclado, fusión y adhesividad de los productos residuales.

Asfalto, st., lat. *asphaltus* (*asphalt*).

El asfalto es un material de cementación sólido o semisólido de color oscuro, formado principalmente por bitúmenes. Se encuentra a veces en grandes depósitos naturales como betunes y presente en la mayoría de los petróleos crudos de donde se separa por varios procedimientos y se puede tratar para dar lugar a numerosos tipos y grados de asfalto.

Azufre, st., lat. *sulphur* (*sulfur*, *sulphur*).

Su símbolo químico es **S**, de número atómico 16 y masa atómica 32.06. Elemento sólido no metálico de color amarillo, existe en dos formas cristalinas: D y E, además de otras estructuras amorfas; su punto de fusión varía según la forma cristalina, 113° C para la forma D y 119° C para la E; su punto de ebullición es 445° C, de inflamación 207° C y auto ignición 232° C, con una variación de su gravedad específica (20/4° C) de 1.96 (monoclínico) a 2.07 (rómico).

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).

Benceno, st. (*benzene*).

Hidrocarburo cuya fórmula condensada es C_6H_6 . Es el más simple de los hidrocarburos aromáticos. Su molécula consta de seis átomos de carbono, con enlace alternativamente simple y doble que forman una estructura cíclica hexagonal (de anillo). Líquido de color amarillo claro a incoloro, no polar, altamente refractivo y de olor aromático, cuyos vapores arden con una llama humeante.

Bituminoso, Betún st. (*bitumen*)

Producto semi-sólido extremadamente pesado de la refinación del petróleo, compuesto de hidrocarburos pesados utilizado para construcción de caminos y para impermeabilización de techos. Brea mineral con compuestos de elevado peso molecular.

C

Cadena, st., del lat. *catena* (*chain*)

Quím. Serie de átomos de un elemento particular que se unen entre sí mediante enlaces químicos, conformando la estructura fundamental de un compuesto químico. Las cadenas más comunes están formadas por átomos de carbono.

Cadena lineal o abierta. Serie de átomos de carbono que forman una línea recta (es característica de las parafinas y olefinas no ramificadas).

Cadena ramificada. Secuencia lineal de átomos de carbono que tienen una o más cadenas insertadas que a su vez pueden contener uno o más átomos de carbono. Los compuestos ramificados presentan mejores propiedades que los lineales en la elaboración de gasolinas, como por ejemplo el isooctano.

Cadena cerrada o anillo. Estructura cíclica de átomos de carbono o de éstos con otros. Es característica de los compuestos alicíclicos, aromáticos y heterocíclicos.

Carbono, st. (*carbon*)

Elemento químico de símbolo C, con número atómico de 6 y masa atómica de 12.01; es un metaloide. Es un cuerpo simple que se encuentra puro en la naturaleza, cristalizado en el diamante y en el grafito o amorfo en el carbón de piedra, antracita, lignito o turba.

Es uno de los elementos químicos esenciales para la vida. Forma parte de las sustancias alimenticias básicas (proteínas, grasas, carbohidratos) y de todos los demás compuestos orgánicos.

Catalizador, st. (*catalyst*)

Sustancias que facilitan las reacciones químicas, dado que aumentan la velocidad con que se producen o, en casos reducidos, las retardan (catalizadores inhibidores). Su finalidad puede estar determinada y encauzarse a obtener productos deseables o bien se utilizan para liberar a un producto específico de sustancias indeseables. Terminada la reacción química que desencadena el catalizador, este último regresa a su estado químico original.

Cátodo.

Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura a proteger.

Chapopote, brea, st. (*asphalt, tar*)

Palabra de origen náhuatl. *Tzápotl-poctli*, zapote que humea, alude al color negro y a la forma en que arde el petróleo crudo despidiendo humo. Alcocer sugiere la siguiente etimología : de *chiámatl*, aceite de chía, y *popoctli*, humo” Petróleo crudo, viscoso y muy espeso ; muy usado entre los aztecas, para embadurnar. Asfalto, aceite fósil que se obtiene de las chapopoterías ya sea acuáticas o terrestres. Petróleo crudo que brotó a la superficie de manera natural. En Poza Rica existen chapopoterías con gilsonita (material asfáltico, o hidrocarburo solidificado. Es uno de los betunes naturales más puros).

Chimenea, st. (*chimney, stack*)

Conducto para dar salida al humo de la combustión o en ciertos casos a los gases residuales de una reacción química; en la industria las chimeneas deben ser muy altas para no contaminar el ambiente.

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.

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.

Condensado, (*distillate, condensate*)

Hidrocarburos líquidos que se producen junto con el gas natural y que se separan de él por enfriamiento o compresión o ambos. Tiene las características de una nafta o gasolina ligera que requiere de tratamiento posterior para su uso como combustible o materia prima para petroquímica. Sustancia que ha pasado de la fase de vapor a una fase líquida o sólida.

Condensador(es), st. (*condensers*)

Equipo de intercambio de calor utilizado para eliminar calor latente en lugar de calor sensible, licuando los vapores correspondientes. cas.

Coque del petróleo (*petroleum coke*)

Producto sólido, poroso, de color negrozco, cuya densidad aproximada es 1.2 g/cm². Se obtiene de la descomposición térmica de los hidrocarburos de alto peso molecular que se encuentran en las fracciones más pesadas o residuo, del proceso de refinación del petróleo. Sus propiedades más importantes son su poder calorífico, contenido de azufre, cenizas y materiales volátiles. Se usa como combustible industrial; purificado se puede utilizar como agente reductor o en ánodos en procesos metalúrgicos e industriales, así como abrasivos, grafito artificial, pigmentos, combustible y otros usos.

Corrosión (*corrosión*)

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.

Curva de destilación (*distillation curve*)

Curva que caracteriza las propiedades de vaporización de mezclas de líquidos, que es representativa de una destilación en condiciones definidas y que se traza relacionando el porcentaje de volumen destilado o recuperado con la temperatura a la cual es destilado.

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.

Destilación fraccionada (*Distillation*)

Es un proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse. Mediante vaporización y condensación sucesiva del aceite crudo

en una columna de fraccionamiento, se separarán los productos ligeros dejando un residuo de aceite combustible o bítumen. La destilación se lleva a cabo en forma tal que se evite cualquier desintegración. Es el proceso básico que tiene lugar en una refinería.

Destilación al vacío (*vacuum distillation*)

Proceso de destilación de crudos utilizado como paso intermedio para extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las plantas de desintegración catalítica, así como las fracciones para la elaboración de los aceites lubricantes.

Destilado (*distillate*)

Producto de la destilación que proviene de la vaporización y posterior condensación de una mezcla de sustancias miscibles, en componentes individuales o en grupos o fracciones de componentes, siendo más rico en componentes más ligeros que la mezcla original.

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.

Disímil

Diferente, distinto a otros hidrocarburos. Que no es lo mismo, que tiene realidad o existencia diferente de aquello otro de que se trata. Que no es parecido, que tiene diferentes cualidades.

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

Libro o comentario en que se refieren los hechos de cada día. Sucesos notables ocurridos en la fecha en que se está o de la que se trata, pero en años anteriores. Libro en que se anotan anualmente las coordenadas de los planetas y de las estrellas fijas, respecto a la Eclíptica y al Ecuador, así como los eclipses, distancias lunares, ecuaciones de tiempo y otros elementos necesarios para los cálculos puramente astronómicos y para los marinos de situación.

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

Encriptar

Transformar mediante las reglas de un código la formulación de un mensaje, para protección de datos informáticos, implantada a finales de la década de 1970, se ha visto complementada recientemente por los sistemas de clave pública que permiten a los usuarios codificar y decodificar con facilidad los mensajes sin intervención de terceras personas.

La información puede cifrarse y descifrarse empleando ecuaciones matemáticas y un código secreto denominado clave. Generalmente se emplean dos claves, una para codificar la información y otra para descodificarla. La clave que codifica la información, llamada clave privada, sólo es conocida por el emisor. La clave que descodifica los datos, llamada clave pública, puede ser conocida por varios receptores.

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

Gasavión, st. (*aviation gasoline*)

Gasolina similar a la automotriz, pero utilizada en aviones con motores del ciclo Otto, esto es, motores con ignición por chispa eléctrica (*spark-ignition engine*) y especificaciones más estrictas que proporcionan un mayor factor de seguridad.

Gasóleo, st. (*gasoil*)

Producto refinado del petróleo cuya densidad es mayor que las de las gasolinas y querosinas, pero menor que la de los residuos; generalmente comprende los hidrocarburos destilados entre 190 y 370° C,

Dentro de la industria de la refinación se usa el término gasóleo para designar ciertos productos intermedios, adicionalmente a los productos terminados.

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.

Glosa. (*Glossa*)

Explicación o comentario de un texto oscuro o difícil de entender. Nota que se pone en un instrumento o libro de cuenta y razón para advertir la obligación a que está afecto o sujeto algo, como una casa, un juro, etc. Nota o reparo que se pone en las cuentas a una o varias partidas de ellas. Composición poética a cuyo final, o al de cada una de sus estrofas, se hacen entrar rimando y formando sentido uno o más versos anticipadamente propuestos.

“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

Hercio. (*Hertz*,

Unidad de frecuencia del Sistema Internacional, que equivale a la frecuencia de un fenómeno cuyo período es un segundo. (Símb. *Hz*).

Heterodino a. (*hétérodyne*).

Receptor que produce ondas de frecuencia diferente a la de las ondas recibidas, para obtener por batimiento una frecuencia inferior fija, que es la que se utiliza para recibir las señales.

Hexano, st. (*hexane*).

Sexto miembro de la serie de hidrocarburos parafínicos o alcanos. Es un líquido volátil incoloro de olor débil. C₆H₁₄.

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, iodo 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.

Hidrofono

Aparato que transforma las ondas sonoras en corrientes eléctricas o viceversa para su amplificación.

Hidrógeno, st. (*hydrogen*)

Elemento número **1** de la tabla periódica; es un gas diatómico, H₂, que cuenta con dos isótopos. Su temperatura de ebullición es -252° C. Sus límites de explosividad en el aire son de 4.0 por ciento a 74.2 por ciento. Su temperatura de ignición es 580° C, ligeramente soluble en agua, alcohol e hidrocarburos. Es cuatro veces más permeable a través de sólidos que el aire. Es el elemento más abundante en el universo. En la tierra se encuentra combinado principalmente con el agua y los hidrocarburos.

I

Inspección (*inspection*)

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

Ionosfera

Conjunto de capas de la atmósfera que están por encima de los 80 km. Presentan fuerte ionización causada por la radiación solar, y afectan de modo importante a la propagación de las ondas radioeléctricas.

K

Kerosina (*Paraffin*)

Nombre que se da en el Reino Unido a una kerosina de calidad premium que se emplea en quinqués y calentadores de espacios interiores.

Kerosina (*Kerosine or kerosene*)

Un aceite medio ligero procedente de la refinación del petróleo, intermedio entre el gasóleo y la gasolina; utilizado para alumbrado y calefacción y también como combustible para los motores de los aviones a chorro y los de turbo-hélice.

L

Lacre

acción de cerrar o sellar un área determinada, en cuestión de ductos el lacre es el sellado interior de los ductos por medio de un DIM el cual tiene una forma esférica para poder viajar dentro de la tubería separando a dos distintos hidrocarburos que son transportados a una misma área.

M

MFL

Magnetic Fluid Level, 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

Nafta, st. (*naphtha*).

Nombre dado en la antigüedad al petróleo crudo, al petróleo refinado y en general a los hidrocarburos fósiles. Actualmente, en la industria petrolera se da el nombre a los productos del petróleo refinado, particularmente refinados o no refinados, así como a

productos líquidos del gas natural, cuyo rango de destilación comprende de los 30 a los 232° C.

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.

Número de octano (*octane number*)

Valor obtenido en la prueba física comparativa entre la gasolina y una mezcla de hidrocarburos de composición conocida que da como resultado una medida o índice de calidad antidetonante de la gasolina, es decir, de su capacidad de resistir la detonación durante la combustión, en un motor monocilíndrico de prueba, con relación de compresión variable a determinadas condiciones de temperatura y velocidad.

O

Octano, st. (*octane*). Número de identificación UN1262, guía 13

Miembro de la serie de hidrocarburos parafínicos; su fórmula condensada es C₈H₁₈; posee 18 isómeros;

Octanaje, st. (*octane rating*)

Número de octano. Medida de calidad y capacidad antidetonante de las gasolinas para evitar las detonaciones y explosiones en las máquinas de combustión interna, de tal manera que se libere o se produzca la máxima cantidad de energía útil.

Olefina(s), st. (*olefin(s)*)

Hidrocarburos parafínicos de cadena recta o ramificada a los que se les han eliminado dos átomos de hidrógeno permitiendo así a dos átomos de carbono intercambiar valencias entre sí y tener lo que se llama doble ligadura. Las olefinas más sencillas y de mayor importancia desde el punto de vista químico y comercial son el etileno ($\text{CH}_2=\text{CH}_2$), el propileno ($\text{CH}_3\text{CH}=\text{CH}_2$) y butileno $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}=\text{CH}_2$.

Las olefinas son de los compuestos básicos más importantes en la industria petroquímica, donde se producen por desintegración térmica controlada del etano, gas licuado y naftas.

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.

Oxígeno, st. (*oxygen*).

Elemento químico vital para los organismos animales y vegetales. Es uno de los constituyentes del agua y del aire, también forma parte de la composición de muchos minerales. Su símbolo químico es O y su número atómico es 8. Su densidad respecto del aire es 1.10535 y como líquido es 1.14. Es un gas inodoro e incoloro. Cuando se encuentra en estado líquido es de color ligeramente azulado. Sus disoluciones acuosas tienen sabor metálico.

P

Parafina, st. (*paraffin*)

Las parafinas son sólidos grasos que se funden rápidamente y poseen cierto brillo, plasticidad y resbalosidad. Aunque el término parafina se acostumbra usar para las parafinas derivadas del petróleo, a veces se confunde con las ceras de origen animal, vegetal o mineral, tales como las ceras de abeja, lanolina, carnauba, candelilla, jojoba, arroz. Las parafinas derivadas del petróleo se obtienen como un coproducto en la fabricación de aceites lubricantes.

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

Ping

Sustantivo sonido metálico verbo intransitivo hacer un sonido metálico.

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.

Porfirinas

Sustancias químicas de vital importancia, sintetizadas por casi todos los organismos vivos y necesarias para la respiración celular. La estructura molecular fundamental de las porfirinas consiste en un esqueleto cíclico de cuatro anillos unidos entre sí. Cada anillo está formado por cuatro átomos de carbono y uno de nitrógeno. Los diferentes tipos de porfirinas se

distinguen por los átomos que se unen al esqueleto cíclico y por los metales que ocupan la posición central. El componente mayoritario de la hemoglobina es el grupo hemo, que es una ferroporfirina. La clorofila, que es la sustancia responsable del color verde de las plantas, es un derivado de una porfirina con magnesio.

Producto de destilación (*Straight-run*)

Descripción aplicada a un producto obtenido del petróleo crudo mediante destilación y sin conversión química.

Productos blancos (*White products*)

Gasolina, nafta, kerosina y gasóleo, es decir, productos del extremo alto del proceso de destilación. Ver también: Productos negros, fracciones ligeras.

Productos negros (*Black products*)

Aceites diesel y aceites combustibles, tales como productos del extremo bajo (o pesado) del proceso de destilación. Ver también productos blancos.

Protección Catódica.

Es el procedimiento eléctrico para proteger los ductos enterrados y/o sumergidas contra la corrosión exterior, la cual consiste en establecer una diferencia de potencial para que las convierta en cátodo mediante el paso de corriente directa proveniente del sistema seleccionado.

Q

Querosina, querosén o queroseno, st. (*kerosene, kerosine*),

Segundo corte o fracción de la destilación del petróleo crudo (el primero es la nafta o gasolina); su color, contenido de azufre y características de ignición varían según las propiedades del crudo que provienen.

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), hidrot ratamiento, 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 buque 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.

S

SCADA (Supervise Control and Acquisition of Data)

Organismo perteneciente a PEMEX el cual se encarga del monitoreo, manejo de presiones de los fluidos en el interior de los ductos, envío de hidrocarburos hacia las diferentes refinerías y a las zonas de almacenamiento al igual que de abrir o cerrar válvulas ubicadas en los ductos por medio de la utilización del Sistema de Posicionamiento Global.

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.

Torre de destilación fraccionada (*fractionating tower*)

Conocida también como torre de fraccionamiento. Recipiente cilíndrico en el que la carga líquida es separada en varios componentes o fracciones, generalmente por destilación. las refinerías.

Trampa de DIM.

Es el arreglo de tuberías, conexiones y accesorios de un ducto que se requieren para el lanzamiento y/o el recibo de dispositivos de limpieza, calibración u otros servicios.

Turbosina (*aviation turbine fuel, jet kero*).

Combustible para avión. Destilado del petróleo similar a la querosina. Líquido claro, olor a aceite combustible, insoluble en agua. Conocido también con los nombres de *jet fuel* y combustible de reactor. Se utiliza como combustible en las turbinas de los aviones de propulsión a chorro.

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.

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 ÍTER ORGANISMOS 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

Baca, Urbina Gabriel. (2005). *Evaluación de proyectos*. 5ª Edición: MC.Graw Hill.

Coss, Bu. (2003). *Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión*. 2ª Edición: Limusa Noriega Editores.

Nievel. (1996). *Ingeniería Industrial, Métodos, Tiempos y Movimientos*. 10ª Edición: Alfaomega.

Edgard, V. Krick. (1982). *Ingeniería de Métodos*. 1ª Edición: Limusa.

Leland, B. Anthony T. (2005). *Ingeniería económica*. 6ª Edición: MC.Graw Hill.

BIBLIOGRAFÍA ELECTRÓNICA

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.bjservicecompany.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 de poliuretano, 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 petróleo 27/03/2006

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 Precisión 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>

Inflación (*i*) Enero- Diciembre del 2006

<http://www.bancomexico.com.mx>