



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
“ZARAGOZA”

**EVALUACIÓN DE RIESGOS EN ESTACIONES DE BOMBEO
MEDIANTE LA APLICACIÓN DE LA CALIFICACIÓN RELATIVA
(*RELATIVE RANKING*).**

TESIS

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA:

CHÁVEZ MÁRQUEZ JOSÉ LUIS

ASESOR: ING. RENÉ DE LA MORA MEDINA.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



AGRADECIMIENTOS

A mi madre Irma: Por estar siempre a mi lado demostrándome su amor incondicional y su apoyo, que gracias a el he podido cumplir una de mis metas, que nunca me abandono en los momentos difíciles de la vida, doy gracias a dios por haberme dado una mama tan luchadora que ante las adversidades ella siempre fue fuerte y demostrándome que todo se puede lograr. Y sobre todo que siempre me tuvo fe en las metas que emprendí para convertirme en el hombre que ahora soy.

A mi padre Mauro: Que siempre me enseñó a trabajar para poder conseguir lo que quería y tener una visión de la vida diferente, agradezco a la vida por ponerme a un padre así, porque sin el no hubiera conocido el significado de las cosas que realmente valen en la vida.

A mis hermanos David y Mauro: que siempre me han cuidado en los momentos más difíciles y que me han enseñado de la vida a ser más humilde, a saber como aspirar a algo más y nunca dejar que los obstáculos me detengan.

A Luciy Arlett Fuentes Herrera: por apoyarme en todos los momentos que hemos compartido de la vida, gracias por cobijarme con su gran cariño cuando lo necesite, por enseñarme el significado del amor, por estar conmigo, cuando lo necesite en los días difíciles de mi vida y por compartir los días mas felices de mi vida.

Doy gracias a dios por haber puesto en mi camino a esta hermosa mujer de un carácter duro pero de un corazón de oro que sin ella muchas cosas en mi vida no tendrían sentido y que muchas tantas no habría podido lograr y realizar.

A mi tío: Alfredo que se que estará en un lugar mas tranquilo, que siempre me aconsejo como un padre y me orientaba en las decisiones que debía tomar, por pasar tiempo conmigo enseñándome las cosas buenas de la vida, nunca lo olvidare.



Que en paz descanse

A mi tía: Silvia que se ha convertido en mi segunda mama que gracias a sus consejos he llegado lejos, dándome el apoyo y el calor de una madre, agradezco a mis tíos por enseñarme el significado de tener a la familia unida.



A mis primos: Silvia, Alfredo, Marisol, Erick que son como mis hermanos, que con ellos he vivido cosas maravillosas de la vida, siempre me han demostrado su cariño incondicional en todo momento gracias dios por contar con una familia como esta.

A mis amigos: Omar, Alfonso, Oscar, Marcos Inocente, Juan Carlos, Amparo, Karina, Benjamín, Brenda, Ernesto, Sayri, Marlen, Tsayuri, Eduardo, Miguel Ángel, José Manuel, Pablo, José L. y todos aquellos con los que conviví en la fes Zaragoza, que me demostraron, el compañerismo, y la hermandad que se vive en la universidad y a los que se nos adelantaron como el buen Oscar E. M. que me enseñó a nunca rendirme por que el era y será un gran luchador de la vida, gracias dios por haberme puesto a esta maravillosas personas.

Gracias al invaluable apoyo brindado por el Ing. Rene de la Mora Medina para la realización de esta Tesis.



Índice

RESUMEN.....	1
INTRODUCCIÓN... ..	2
OBJETIVOS... ..	4
ALCANCE.....	5
CAPÍTULO 1. GENERALIDADES.....	6
1.1 HISTORIA DEL PETRÓLEO.....	6
1.2 TIPOS DE PETRÓLEO.....	14
1.3 LOCALIZACIÓN DE YACIMIENTOS A NIVEL MUNDIAL	15
1.4 LA OPEP.....	18
1.5 PRODUCCIÓN MUNDIAL... ..	18
1.6 SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS	21
1.7 ESTACIONES DE BOMBEO.....	26
CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE BOMBEO Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RIESGO.	27
2.1 DESCRIPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE BOMBEO.....	27
2.1.1 Área de recibo y envío.	27
2.1.2 Cabezal General de Succión.....	28
2.1.3 Filtros FV-01/02.	28
2.1.4 Sistema de Bombeo de Hidrocarburos Líquidos. ..	29
2.1.5 Cabezal de descarga y medición de flujo. ..	30
2.1.6 Salida de hidrocarburos líquidos de la estación.	30
2.1.7 Fosa de quemado.....	30
2.1.8 Control de proceso de la estación.	31
2.2 SERVICIOS AUXILIARES.	32
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL PRODUCTO (CRUDO)	42



2.4	MARCO NORMATIVO DE REFERENCIA.....	47
2.5	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RIESGO.....	49
2.5.1	Administración de riesgos.....	49
2.5.2	Checklist (Lista de Verificación).....	53
2.5.3	Hazop (Hazard and Operability).....	53
2.5.4	Análisis de árbol de fallas.....	55
2.5.5	Análisis de Árbol de eventos.....	56
2.5.6	Análisis “¿Que sucede sí?” (what if) ...	57
2.5.7	Análisis de confiabilidad humana.....	58
2.5.8	Análisis de modos de falla y efectos.....	59
2.5.9	Relative Ranking (Calificación Relativa) ...	59
2.6	COMPARATIVO DE METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE RIESGO.....	62
CAPÍTULO 3. IMPLEMENTACIÓN DE LA CALIFICACIÓN RELATIVA EN UNA ESTACIÓN DE BOMBEO PROTOTIPO. ...		63
3.1.	IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE CALIFICACIÓN RELATIVA MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE IMP © PARA ESTACIONES DE BOMBEO. ...	63
3.2.	DETERMINACIÓN DE RIESGO DE FALLA (ROF).....	65
3.3.	PROCESO PARA EVALUACIÓN DE RIESGO DE UNA ESTACIÓN DE BOMBEO MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CALIFICACIÓN RELATIVA.....	66
3.4.	DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE EVALUACIÓN PARA UNA ESTACIÓN DE BOMBEO.....	67
3.4.1	Definición de variables, atributos y asignación de Calificación Relativa.....	70
3.5.	PARÁMETROS DE EVALUACIÓN.....	82
CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN DE RIESGO A UNA ESTACIÓN DE BOMBEO PROTOTIPO.....		83
4.1	BASE DE DATOS DE ESTACIÓN PROTOTIPO ...	83
4.2	EVALUACIÓN DE RIESGO DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO ...	94
4.2.1	Probabilidad de falla.....	95
4.2.2	Consecuencia de falla.....	99
4.2.3	Riesgo de falla.....	102
4.2.4	Interpretación de resultados derivados de la evaluación de la Base de Datos. ...	103



CONCLUSIONES...	104
BIBLIOGRAFIA...	106
ÍNDICE DE FIGURAS...	108



RESUMEN

Dado la importancia que tienen las estaciones de bombeo dentro del sistema nacional de transporte y distribución de PEMEX, surge la necesidad de mantener las estaciones en óptimas condiciones de operación, mantenimiento y seguridad, mediante la evaluación del nivel de riesgo, por lo que el trabajo desarrollado se enfoca a la evaluación de riesgos para una estación de bombeo mediante la aplicación de la metodología de Calificación Relativa (Relative Ranking).

Actualmente Pemex cuenta con un modelo de administración de riesgos para el sistema de transporte por ductos, este modelo identifica el nivel de riesgos a través del uso del software especializado, para el caso de ductos cuenta con el software "Integrity Assessment Program (IAP)", en lo que respecta a instalaciones como estaciones de bombeo, compresión, regulación y medición se tiene el denominado "Integrity Management Program (IMP)". Estas herramientas están desarrolladas con base a la metodología de calificación relativa, lo que les permite arrojar como resultado un valor el cual es medido a través de parámetros de evaluación para poder establecer si el nivel de riesgo es tolerable, intolerable o administrable.

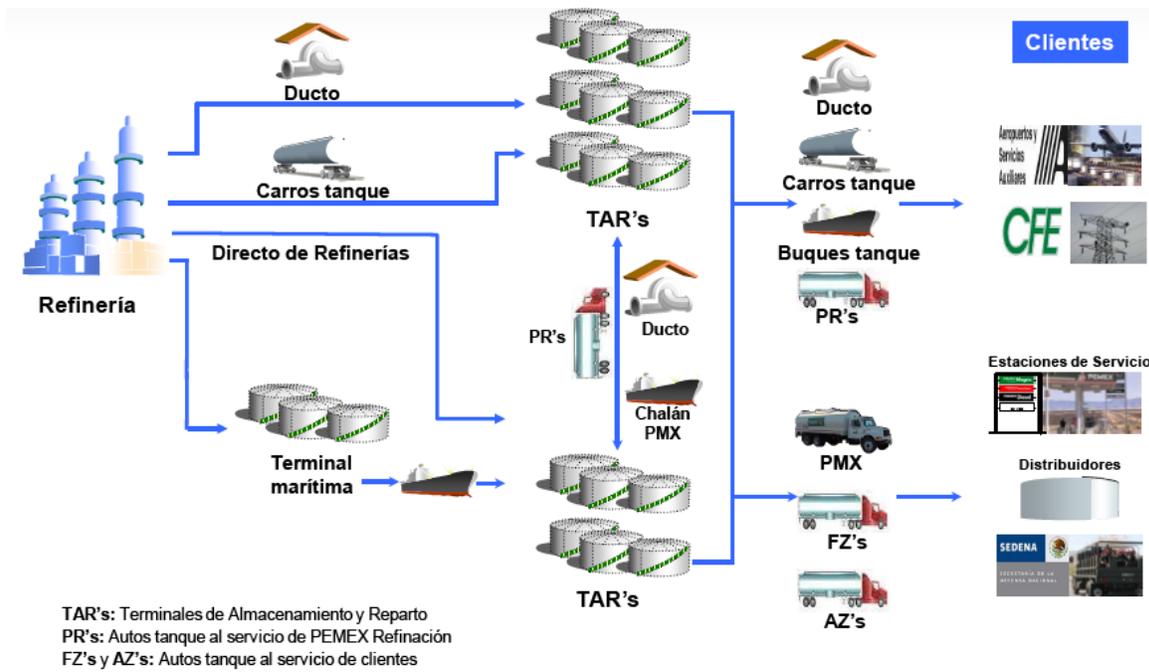
El estudio tuvo como finalidad determinar en una forma semicuantitativa el nivel de riesgo en que se encuentra una estación de bombeo en sus diferentes secciones que la integran, como son: área de trampas de diablos, cabezales de succión y descarga, filtros, bomba-turbina, así como servicios auxiliares, por lo que fue imprescindible el conocer las diferentes áreas que integran una instalación de este tipo. Para poder lograr lo anterior fue necesario desarrollar un algoritmo que permitiera dar el criterio de referencia para la evaluación de riesgos en la estación de bombeo, el cual incluyó las variables relacionadas para la valoración de los factores de probabilidad de falla y consecuencia de falla.

Una vez desarrollado el algoritmo, fue generada una base de datos, la cual integro información de diseño, operación, mantenimiento y seguridad de la estación prototipo, dicha base fue evaluada con las calificaciones relativas asignadas al algoritmo lo que arrojó un valor de riesgo el cual fue comparado con los parámetros de evaluación para poder determinar el nivel en que esta se encontró.



INTRODUCCIÓN

Debido a que el petróleo es base fundamental en la economía del país es de vital importancia mantener en óptimas condiciones de operabilidad las instalaciones de bombeo y ductos de transporte que se utilizan para trasladar el petróleo y sus derivados. El sistema de transporte y distribución constituido en PEMEX actualmente es como se visualiza en la figura mostrada a bajo.



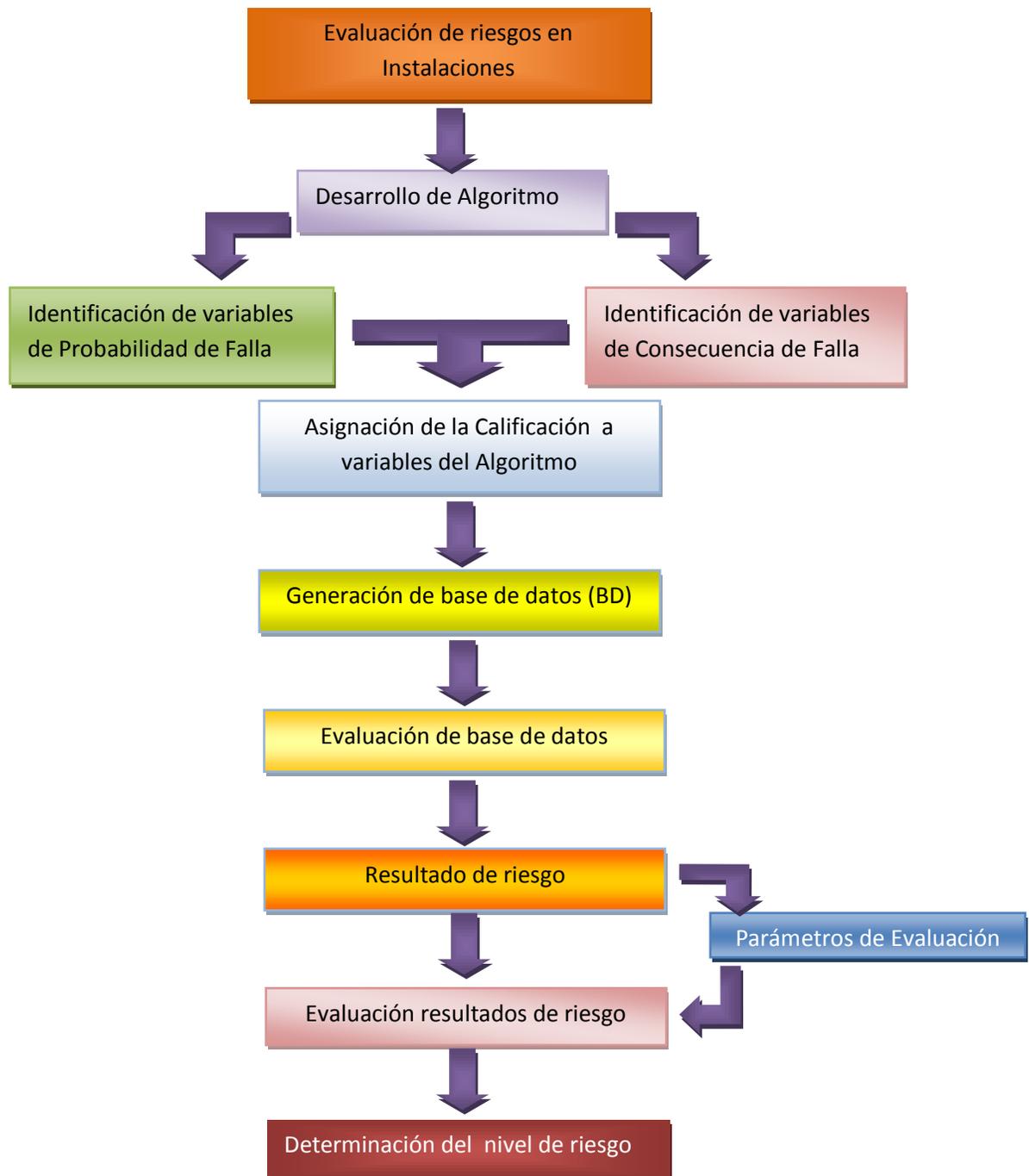
Es por todo esto que debemos tener instalaciones seguras por medio de técnicas de análisis de riesgo.

La aplicación de las diferentes metodologías de vanguardia de Análisis de Riesgos ayudan a Identificar, evaluar y mitigar el nivel de riesgo, al conocer dicho nivel es posible la toma de decisiones sobre operabilidad, seguridad, inspección y mantenimiento, con ello se puede proponer un programa de administración del riesgo para las instalaciones, tales como estaciones de bombeo e instalaciones de compresión de la industria petrolera, en donde se manejen, almacenen o transporten sustancias peligrosas, las cuales pueden causar daños a la población, instalaciones y medio ambiente.

Ante la necesidad de incrementar la confiabilidad en estaciones de bombeo, mediante la disminución del nivel riesgo, que permita tomar acciones a corto, mediano y largo plazo, surge la necesidad de enfocar el presente trabajo a la determinación del nivel de riesgo de falla de la estación de bombeo, utilizando el Método de Calificación Relativa (Relative Ranking)



Para determinar en una forma semicuantitativa el estado en que se encuentra una estación de bombeo en sus diferentes secciones tanto operativas como de seguridad, se desarrolló un algoritmo para evaluar el nivel de riesgo, el cual permitió evaluar el valor de riesgo de acuerdo a la Probabilidad de falla y su Consecuencia de falla. Las actividades desarrolladas para lograr la evaluación son las que se muestran en la siguiente figura.





OBJETIVOS

Objetivo General:

Determinar el nivel de riesgo de una estación de bombeo mediante la aplicación de la metodología de la Calificación Relativa (Relative Ranking).

Objetivos específicos

Capítulo I.- Identificación de la línea de tiempo que ha seguido el petróleo en México, tipos y características de petróleo, localización de yacimientos a nivel mundial, producción mundial, sistema de transporte y distribución en México y las estaciones de bombeo como parte de este sistema.

Capítulo II

- Conocer las áreas y servicios auxiliares que comprenden una estación de bombeo de hidrocarburos Líquidos.
- Identificación de normatividad aplicable a las estaciones de bombeo.
- Identificar la importancia de la administración de riesgos y las técnicas de análisis de riesgos.

Capítulo III

- Conocer la importancia de la aplicabilidad del método de calificación relativa en el sistema de administración de riesgos en PEMEX.
- Conocer como se evalúa el riesgo
- Establecer un proceso para la evaluación de riesgos en estaciones de bombeo mediante el método de calificación relativa.
- Desarrollar un algoritmo

Capítulo IV.- Evaluar el nivel de riesgo de una estación de bombeo prototipo con base al proceso desarrollado en el Capítulo III.



ALCANCE

El alcance esta orientado a determinar el nivel de riesgo para una estación de bombeo prototipo con base a la metodología de calificación relativa y tomando en cuenta parámetros de evaluación acorde a una instalación de este tipo. Para ello se desarrollará un algoritmo que permita evaluar el diseño, operación, mantenimiento y seguridad de la estación.



CAPÍTULO 1. GENERALIDADES

1.1 HISTORIA DEL PETRÓLEO

El petróleo se origina de una materia prima formada principalmente por detritos de organismos vivos acuáticos, vegetales y animales, que vivían en los mares, las lagunas o las desembocaduras de los ríos, o en las cercanías del mar. Se encuentra únicamente en los medios de origen sedimentario. La materia orgánica se deposita y se va cubriendo por sedimentos; al quedar cada vez a mayor profundidad, se transforma en hidrocarburos, proceso que, según las recientes teorías, es una degradación producida por bacterias aerobias primero y anaerobias después. Estas reacciones desprenden oxígeno, nitrógeno y azufre, que forman parte de los compuestos volátiles de los hidrocarburos.

A medida que los sedimentos se hacen compactos por efectos de la presión, se forma la "roca madre". Posteriormente, por fenómenos de "migración", el petróleo pasa a impregnar arenas o rocas más porosas y más permeables (areniscas, calizas fisuradas, dolomías), llamadas "rocas almacén", y en las cuales el petróleo se concentra y permanece en ellas si encuentra alguna trampa que impida la migración hasta la superficie donde se oxida y volatiliza, perdiendo todo interés como fuente de energía.

El petróleo (del latín petrolĕum, y éste del griego bizantino πετρέλαιον, aceite de piedra) es una mezcla compleja no homogénea de hidrocarburos, compuestos formados por hidrógeno y carbono que se extrae de terrenos geológicos continentales o marítimos. Difieren mucho entre sí, desde amarillentos y líquidos a negros y viscosos. Estas diferencias son debidas a las relaciones entre los tipos de hidrocarburos. Es un recurso natural no renovable, y actualmente también es la principal fuente de energía en los países desarrollados.

En la industria petrolera, la palabra "crudo" se refiere al petróleo en su forma natural no refinado, tal como sale de la tierra. Este petróleo crudo es una mezcla de gran variedad de aceites minerales, llamados "hidrocarburos". Esta variedad de hidrocarburos forma una serie que va desde el asfalto grueso y pesado, o cera sólida a temperaturas ordinarias, hasta los aceites muy volátiles, tales como los que se encuentran en la gasolina, y técnicamente incluye también hidrocarburos gaseosos; bajo presiones suficientemente altas (como en el caso del gas propano el gas doméstico) estos gases son también líquidos, y bajo las presiones extremadamente altas que son creadas por la naturaleza en el subsuelo, todos estos hidrocarburos se encuentran generalmente presentes al principio en forma de petróleo crudo líquido.



La proporción de los diferentes hidrocarburos que integran el petróleo crudo varía en cada yacimiento, de lo que resulta la existencia de petróleos crudos que varían desde un líquido opaco, negro y grueso, tan pesado como el agua y que contiene muy poco algunas veces nada de los hidrocarburos que se usan como gasolina, hasta aquellos crudos que pueden contener 40% o más de esos componentes de la gasolina, de color claro y transparente y con tres cuartos del peso del agua; en casos extremos, un yacimiento puede producir solamente hidrocarburos que se convierten en gases al salir a la presión de la superficie.

Aunque el crudo es solamente una simple mezcla de tal variedad de hidrocarburos, estos componentes no se separan por sí solos, sino que hay que separarlos por medio de calor gradual, que hace evaporar primero los hidrocarburos livianos y luego, los más pesados; asimismo se puede calentar el crudo hasta convertirlo en gas y luego enfriarlo progresivamente, en cuyo caso los hidrocarburos pesados serán los primeros en convertirse en líquidos, luego los menos pesados, y así sucesivamente. Este último principio es la base principal en la refinación.

Todo el mundo necesita del petróleo. En una u otra de sus muchas formas lo usamos cada día de nuestra vida. Proporciona fuerza, calor y luz; lubrica la maquinaria y produce chapopote para acondicionar la superficie de las carreteras; y de él se fabrica una gran variedad de productos químicos. Poca gente llega a ver la materia prima del petróleo crudo de la cual se hacen tantos productos útiles.

En realidad, el petróleo comenzó a adquirir importancia comercial a partir de la segunda mitad del siglo XIX, cuando los países industrializados buscaban nuevas fuentes de materias primas, a la vez que nuevos mercados donde colocar sus manufacturas. Hacia 1850, un norteamericano, Samuel Kier, comenzó a destilar el petróleo que descubrió cuando perforaba un pozo de sal y lo ofreció como aceite iluminante.

La difusión de la lámpara de aceite que utilizaba queroseno en lugar de aceites de origen animal contribuyó a expandir el uso del petróleo y propició la búsqueda de nuevos yacimientos. De este modo, el "jugo de la tierra" se convirtió en un producto comercial con demanda creciente.

En países como Estados Unidos, hacia fines de la década de 1850, el petróleo refinado era de uso común en la iluminación y cumplía también funciones como lubricante, en ese sentido, Edwin L. Drake es considerado el iniciador de la era moderna del petróleo, pues en agosto de 1859 perforó el primer pozo dedicado exclusivamente a la extracción de crudo en Pensilvania, el cual produjo unos 25 barriles diarios. Paralelamente a estos acontecimientos, en México se llevaron a cabo varios intentos, tanto por parte de mexicanos como de extranjeros, para desarrollar una producción redituable. En Tabasco, el sacerdote Manuel Gil y Sáenz descubrió un yacimiento de petróleo al que llamó Mina de Petróleo de San Fernando.



No fue fácil durante esos años hacer de la producción de petróleo un negocio redituable. La mayoría de quienes se interesaron en la extracción de crudo se caracterizaron por la estrechez de recursos financieros. La adquisición e instalación de equipos de perforación, oleoductos y plantas de refinación representaban sin duda uno de los mayores gastos que no pudieron solventar.

Asimismo, los terrenos con mayores posibilidades de explotación se encontraban en zonas selváticas de difícil acceso y sin vías de comunicación. La falta de caminos complicaba la distribución del petróleo y elevaba enormemente los costos por transporte.

En sus refinerías mexicanas Pierce procesaba el crudo que las terminales de la Standard Oil producían en Pensilvania y que él mismo se encargaba de transportar en sus buques cisterna hasta el puerto de Veracruz. De esta manera, Pierce podía ofrecer directamente en un mercado prácticamente virgen el queroseno junto con otros productos refinados como gasolina, aceites lubricantes y parafina. Los primeros años del siglo XX representaron una etapa de verdadero apogeo para la empresa de Pierce. Hacia 1902 contaba con una importante fuerza de ventas representada por 20 estaciones distribuidoras y otras tantas agencias en todo el territorio nacional y una capacidad de transporte terrestre consistente en 350 carros tanque.

La búsqueda de petróleo continuó en el Valle de Casiano, al norte de Veracruz. Doheny venía explorando esta región de tiempo atrás y estaba seguro de localizar grandes depósitos, razón por la cual mandó construir allí, hacia 1906, 16 tanques de almacenamiento de 55 mil barriles cada uno y un oleoducto de 112 kilómetros equipado con diez estaciones de bombeo y la estación terminal de Mata Redonda, situada a las orillas del río Pánuco, entre la Barra y la ciudad de Tampico.

La historia del petróleo mexicano se encuentra dividida básicamente en dos períodos consecutivos: el primero abarca su nacimiento y desarrollo bajo el dominio de las empresas privadas extranjeras a partir de 1900; el segundo corresponde a la época del control estatal luego de la expropiación cardenista de 1938. Sin duda alguna, este último acontecimiento y sus posteriores resultados constituyeron un cambio trascendental para la vida económica, política y social de nuestro país. Sin embargo, dimensionar este hecho histórico en sus justas proporciones exige un viaje al pasado, a los orígenes de la industria petrolera en México.

La Huasteca Petroleum Company, subsidiaria de la Mexican Petroleum Company, y la Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila” fueron, sin lugar a dudas, las empresas privadas que dominaron el panorama de la producción petrolera en nuestro país a partir de 1910 y hasta 1938. La clave de su exitoso desempeño fue en gran medida su estructura organizativa de corporación moderna en la que los dueños de los capitales financieros se hallan separados de los cuadros administrativos. La complejidad de sus operaciones exigía el despliegue de enormes recursos que respaldaran la adquisición tanto de equipos de última tecnología para la extracción, tratamiento y transporte del



crudo, (tal como se muestra en la figura 1.1) como de los conocimientos necesarios para su operación considerando las condiciones locales.



Figura 1.1. El transporte por ferrocarril de petróleo crudo y productos derivados constituyó en elemento importante para las actividades de distribución en los mercados locales y del extranjero. A principios de la década de 1920, la Mexican Petroleum Company poseía alrededor de 1 200 carros tanque (Foto en: *Pan American and Transport Company, Mexican Petroleum, Nueva York, 1922*).

En los primeros dos años de operaciones como compañía integrada a la Royal Dutch-Shell, El Águila incrementó notablemente su producción. Tan sólo durante los primeros seis meses de 1921 había producido 38 millones de barriles, más del doble alcanzado en 1919.

Aún y cuando los pozos más productivos habían comenzado a expulsar agua salada unos años atrás, la compañía invirtió 6 millones de libras más para expandir sus refinerías, oleoductos y capacidad de almacenaje.

A mediados de 1911 instaló un segundo oleoducto entre el campamento de Casiano y la terminal de Mata Redonda.

En 1930 y 1931 las autoridades otorgaron los permisos para la instalación del oleoducto que vendría de Palma sola, Veracruz, y llegaría a Azcapotzalco, luego de recorrer una distancia de 500 kilómetros.

Más adelante, en 1933, el proyecto de una empresa nacional cobró más forma con la creación de la compañía Petróleos de México, S. A. (petromex), una empresa de capital mixto. La nueva compañía que sustituyó al CAPN (Control de Administración del Petróleo nacional) tenía como objetivos principales regular el mercado interno de petróleo y refinados; asegurar el abastecimiento interno (especialmente Para las necesidades del gobierno y los ferrocarriles) y capacitar personal mexicano. Petromex desarrolló todas las



capacidades de una empresa integrada verticalmente. Contaba con pozos y oleoductos (Figura 1.2) en la Faja de Oro junto con una refinería y varias estaciones terminales en Tampico.



Figura 1.2. Instalación de oleoductos.

La integración de los campos productivos, las refinерías y los centros de consumo necesitó de mayores capacidades de transporte. Los oleoductos más importantes construidos durante la gestión de Bermúdez fueron los de Poza Rica-Azcapotzalco (1946), Poza Rica-Salamanca (1950), Minatitlán-Salina Cruz (1951) y Tampico-Monterrey (1956).

En 1939 Petróleos Mexicanos inicia la construcción de una planta productora de tetraetilo de plomo. Para 1940. Entra en operación la refinерía de Poza Rica cuya edificación fue iniciada por la compañía de petróleo "El Águila", S.A. con capacidad de 5,000 barriles diarios (BD).

En 1945 cierra la refinерía de Bellavista en las inmediaciones de Tampico, Tamaulipas. El 20 de noviembre de 1946, se inaugura la Refinería "18 de Marzo" en Azcapotzalco, D.F., con capacidad de 50,000 BD y el 30 de julio de 1950, se inaugura la refinерía "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Guanajuato, con capacidad de 30,000 BD.

En 1950 el 26 de diciembre entra en operación la refinерía de Reynosa con capacidad para 4,000 BD. En 1955 el 12 de enero se inauguran las plantas de lubricantes y parafinas en la refinерía "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Gto., con capacidad de 2,400 barriles y 100 toneladas al día respectivamente



En 1955 el 23 de julio se inauguran 7 plantas de destilación en Azcapotzalco y se llega a una capacidad de 100,000 BD. Se inaugura un oleoducto que enlaza al sistema nacional de Refinación con el campo de Poza Rica y con los yacimientos de la nueva faja de Oro.

En 1956 el 22 de febrero se inaugura la nueva Refinería "Gral. Lázaro Cárdenas del Río" en Minatitlán, Ver., con capacidad de 50,000 BD que incluye la primera planta de desintegración catalítica en México.

En 1958 el 3 de marzo, comienza a operar el conjunto de instalaciones de Cd. PEMEX en el estado de Tabasco. 28 de noviembre. Se inaugura la planta catalítica de Azcapotzalco. Se construye el poliducto Madero-Monterrey y en 1960 inician en la Refinería "Francisco I. Madero" en Tampico, Tamps., las operaciones con plantas nuevas, estableciendo su capacidad de proceso de crudo en 125,000 BD. En noviembre se concluye el poliducto Monterrey-Gómez Palacio de 345 Km.

Definitivamente, entre 1946 y 1958 PEMEX se convirtió en una empresa consolidada y en proceso de expansión que contaba con toda la infraestructura necesaria para cumplir con uno de los principales objetivos para el cual fue creada: Surtir las necesidades del mercado interno.

De 1962.a 1976, se inauguran varias plantas como: la de amoníaco en la refinería "Ing. Antonio M. Amor" en Salamanca, Gto. En Noviembre entra en operación junto con la planta de tetrámero de Cd. Madero, la planta de absorción de Cd. PEMEX, Tabasco, con capacidad de procesamiento de 300 millones de pies cúbicos diarios de gas, la refinería "Miguel Hidalgo" construida en terrenos de los Municipios de Tula y Atitalaquia en el estado de Hidalgo, con capacidad para procesar 150,000 BD. Se amplían las Refinerías de Azcapotzalco, Madero, Minatitlán y Poza Rica a 105,000, 185,000, 270,000 (incluye la fraccionadora de gasolina) y 38,000 BD respectivamente.

En 1976 PEMEX contaba ya con 27 buques tanque para sus actividades de transporte marítimo y 183 embarcaciones de distintos tipos para labores de apoyo. La red integrada de transporte (ductos, transporte marítimo y terrestre) trasladó, en 1982, 23.7 millones de toneladas de diferentes productos petrolíferos y petroquímicos.

En 1983 toda esta infraestructura estaba conectada por una red de ductos de 42 mil 213 kilómetros, compuesta de la siguiente manera: 52%, gasoductos; 28%, oleoductos 13%, poliductos y 6%, ductos petroquímicos.

El transporte de la producción de petrolíferos experimentó también un mayor dinamismo como consecuencia del crecimiento de la demanda y la reestructuración geográfica de los centros productivos, de almacenaje y distribución.

De 1979 a 1981 se inauguran las plantas "Ing. Héctor R. Lara Sosa" en Cadereyta, Nuevo León con una capacidad de 100,000 BD, la Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz, Oaxaca con una capacidad de 165,000 BD, y el Complejo Petroquímico "La Cangrejera" con capacidad para procesar 113,000 BD de crudo y líquidos.



En 1989 se amplía la Refinería "Ing. Antonio Dovalí Jaime" en Salina Cruz, Oaxaca al entrar en operación la Planta Primaria No. 2 con capacidad para procesar 165,000 BD se llega a la más alta capacidad de destilación atmosférica en el sistema nacional de refinación de 1, 679,000 BD y para 1991 quedan fuera de operación las refinerías de Azcapotzalco y Poza Rica; la capacidad de proceso se reduce a 1, 525,000 BD.

En 1992 PEMEX realizó otra gran transformación corporativa. La ley orgánica de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios dispuso la creación de cuatro organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios, los cuales serían coordinados por un corporativo.

La nueva organización de la empresa quedó de la siguiente manera:

Pemex Exploración y Producción (PEP): es el organismo encargado de la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y gas natural, así como de su transporte y almacenamiento en terminales.

Sus operaciones se concentran en el noreste y sureste del país, en la sonda de Campeche y otras partes del Golfo de México. Las actividades de PEP se realizan en cuatro zonas geográficas: región norte, región sur, región marina noroeste y región marina sureste.

Pemex Refinación (PR): se ocupa de los procesos industriales de la refinación, elabora combustibles y otros derivados del petróleo (gasolina, diesel, combustóleo, turbosina, asfaltos y lubricantes) y los almacena, transporta, distribuye y comercializa.

Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB): lleva a cabo el procesamiento, transporte y venta de gas natural y sus líquidos. Comercializa gas natural y gas licuado en todo el país. También elabora y vende diversos productos primarios de la rama de los petroquímicos.

Pemex Petroquímica (PB): realiza procesos industriales petroquímicos diferenciados de los procesamientos básicos del gas natural. Cuenta con cuatro complejos petroquímicos y cuatro unidades petroquímicas.

La infraestructura de transporte y distribución de hidrocarburos es la que se muestra en la figura 1.3



Figura 1.3. Infraestructura de PEMEX

En la figura se muestra la conformación de PEMEX actualmente, donde se ve la Producción, Transportación, Exploración, Refinerías, Plataformas marinas, Terminales de almacenamiento y distribución de Productos Refinados.

La línea de tiempo que ha seguido el petróleo en nuestro país es la que se muestra en la figura 1.4

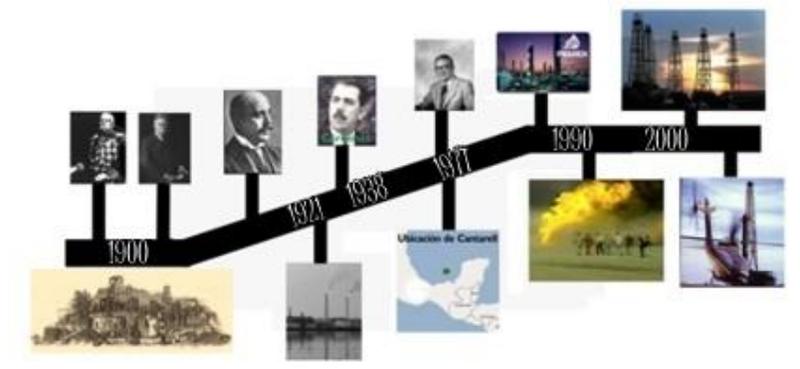


Figura 1.4. Línea del tiempo del Petróleo.



1.2 TIPOS DE PETRÓLEO

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

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

PETRÓLEO CRUDO	DENSIDAD (g/cm ³)	DENSIDAD GRADOS API
Extrapesado	mayor de 1.0	10.0
Pesado	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
Ligero	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Mediano	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Superligero	menos de 0.83	mayor que 39

En México se encuentran los siguientes tipos de petróleo crudo:

OLMECA:	Petróleo crudo muy ligero, con densidad API de 39.3° Y 0.8% de azufre en peso. Constituye el 20.4% de la producción nacional y es el de mayor precio en el mercado Internacional.
ISTMO:	Petróleo crudo ligero, con densidad API de 33.6° Y 1.3% de azufre en peso. Comprende el 33 % de la producción nacional y se ubica en un nivel de precio intermedio en el mercado internacional
MAYA:	Petróleo crudo pesado, con densidad API de 22° Y 3.3% de azufre en peso. Representa el 46.6 % de la producción nacional y es el de menor precio en el mercado Internacional
LIGERO	Petróleo crudo, con densidad API de superior a 27°



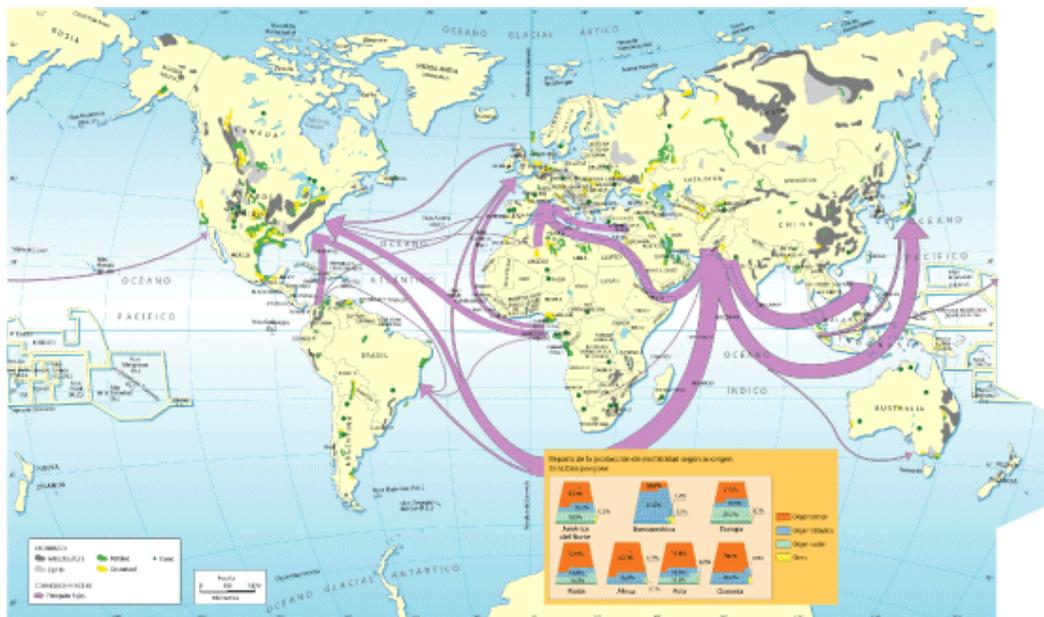
1.3 LOCALIZACIÓN DE YACIMIENTOS A NIVEL MUNDIAL

Paradójicamente, los lugares donde hay petróleo están, por lo general, situados a bastante distancia de las zonas de consumo (Figura 1.4). Los oleoductos son muy numerosos y el tráfico marítimo muy denso. Las tres zonas con mayor producción mundial son Medio Oriente, la antigua URSS y EE.UU., que producen el 70% del crudo en el mundo.

Medio Oriente: Es el primer productor mundial de petróleo con más del 30% de la producción. En esta zona se dan unas condiciones óptimas para la explotación, por la abundancia de anticlinales, fallas y domos salinos que crean grandes bolsas de petróleo, además su situación costera y en pleno desierto, facilita la construcción de pipelines (éstos pueden ir perfectamente en línea recta durante miles de kilómetros), y puertos para desalojar el crudo. Arabia Saudita es el país de mayor producción en esta zona con el 26% de la producción total.

EE.UU.: Aunque tiene una producción muy alta, no es suficiente para satisfacer su consumo interno, por lo que se ve obligado a importar. La zona de los Apalaches fue la primera en ser explotada y actualmente ya casi no queda petróleo, por lo que ahora las explotaciones se centran en las zonas de California, Kansas, Oklahoma, costa del golfo de México, Texas, Luisiana y la zona central de las Rocosas.

Antigua URSS: Comenzó a producir petróleo en 1870. Actualmente los países que la formaban extraen suficiente crudo como para cubrir sus necesidades, e incluso para exportar. Los yacimientos más importantes se encuentran en el Cáucaso, Asia central, entre el Volga y los Urales, Siberia y Sajalín.





China: a pesar de que empezó a extraer su petróleo hace muy poco tiempo -en 1952-, consiguió desde 1970 lo suficiente como para autoabastecerse y exportar en pequeñas cantidades. Los yacimientos están muy alejados de los centros de consumo y de los puertos.

Venezuela: comenzó su explotación de crudo en 1914 a manos de la compañía Shell. Fue uno de los países más importantes hasta 1960 cuando se vio superado por la antigua URSS y Oriente Medio. Sus yacimientos más importantes se emplazan en la zona del Orinoco.

México: la etapa de la producción petrolera a gran escala se inició en México a principios de 1901, cuando la Mexican Petroleum comenzó sus operaciones en El Ébano, San Luis Potosí.

Los yacimientos más importantes en México son los que se describen a continuación y mostrados en las Figuras 1.6 y 1.7.

- Las zonas más importantes de yacimientos, base de los auges petroleros del siglo XX: la denominada “Faja de Oro”, en el norte veracruzano, y los campos de Reforma en Tabasco.
- Los yacimientos localizados por la Compañía el Águila en campos del istmo y del sur de Tuxpan, donde localizó yacimientos importantes en Poza Rica en 1932.
- Otros nuevos descubrimientos de yacimientos importantes a partir de 1948 en campos en Reynosa, Tamaulipas, la zona denominada región Noroeste
- Los yacimientos localizados en el sureste de México.
- Los yacimientos de Reforma y Campeche aportaron 93% de los 1 002 millones de barriles a los que llegó la producción nacional en 1982, cantidad que no fue superada sino hasta 1996 y con la cual México se colocaba en la cuarta posición entre los productores mundiales de petróleo

En 1993 PEP reportó que en los últimos tres años había descubierto 38 campos nuevos, cifra que aumentó a 96 considerando los hallazgos realizados desde 1989 y con los cuales rebasaba en 80% el número de campos descubiertos en el quinquenio 1984-1988.

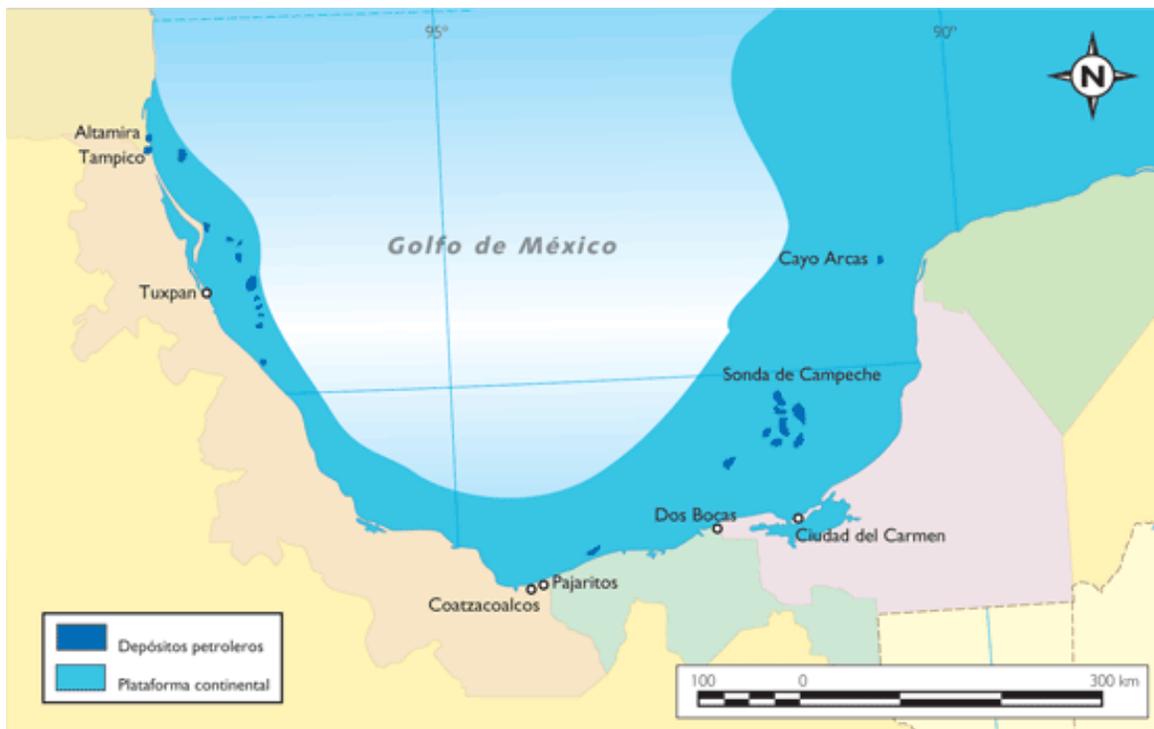


Figura 1.6. Localización de Yacimientos del Golfo de México.



Figura 1.7. Mapa de Yacimientos de México



1.4 LA OPEP

La organización de países exportadores de petróleo (OPEP) fue creada en 1960, con sede en Viena. Nació como producto de unas reuniones en Bagdad entre los países árabes productores y exportadores y Venezuela para intentar hacer frente a las maniobras de precios bajos producidos por los grandes trusts. En su fundación participaron Irán, Kuwait, Arabia Saudí, Qatar, Irak, Venezuela, Libia e Indonesia. Posteriormente han ingresado Argelia, Nigeria, Emiratos Árabes Unidos, Ecuador y Gabón, con lo que esta organización controla el 90% de la exportación mundial de petróleo.

Aunque en sus comienzos no tuvo la fuerza suficiente para hacer frente a la política de las multinacionales, a partir de 1971 decidió nacionalizar las empresas de explotación situadas en su territorio, y en 1973 inició importantes subidas en los precios (Confert La crisis del petróleo). A partir de entonces, la OPEP ocupó el primer plano de la actividad económica mundial, porque sus decisiones en materia de precios afectan directamente a las economías occidentales. Así los países de la OPEP incrementaron de forma importante sus recursos financieros, lo que les permitió desarrollar ambiciosos planes de industrialización (Arabia Saudita, Irán, Venezuela, etc.), entrar en el capital de empresas europeas o americanas e incluso crear un importante fondo de ayuda a países subdesarrollados en dificultades.

Sin embargo, en los últimos años, esta organización ha ido perdiendo progresivamente el poder de decisión que tenía de antaño.

1.5 PRODUCCIÓN MUNDIAL

Si bien algunos yacimientos petrolíferos fueron explotados desde la antigüedad, podemos considerar que el verdadero punto de partida de la industria del crudo fue la perforación de un pozo, realizado en Titusville (Pensilvania) en 1859.

En 1880, la producción mundial, localizada casi por completo en EE.UU. era inferior al millón de toneladas y sólo se utilizaba el queroseno, desaprovechándose los demás productos de la destilación.

Entre 1885-1900 se fueron sustituyendo los aceites vegetales por los del petróleo en calidad de lubricantes, a fines de dicho período, la producción mundial era de 20 millones de toneladas. La producción siguió incrementándose hasta los 200 millones de toneladas y el 20% del consumo energético mundial en 1929 por nuevos descubrimientos en México, Venezuela y Oriente medio. Pero no es hasta la Segunda Guerra Mundial que el petróleo comienza a ser realmente imprescindible en la economía mundial, por el



aumento de las necesidades energéticas derivado de una casi constante expansión económica, la importancia del sector automovilístico, y años más tarde del sector petroquímico. Así el petróleo cubría en 1958 el 38% de las necesidades energéticas mundiales y el 45% en 1976.

Hasta comienzos de la década de los setenta, el abastecimiento del petróleo no pareció constituir un problema, ya que la demanda crecía más o menos paralela al descubrimiento de nuevos pozos, y los precios se mantenían bajos. Pero en esa época, sin embargo, comenzó una lenta pero firme subida de los mismos, que pasó a ser brusca en 1973-1974, volvió a ser suave, y se disparó, nuevamente, en 1979. Aunque siempre se ha inculcado a los países árabes de esta subida de los precios (que, por otra parte, habían recibido compensaciones muy bajas por su petróleo), hay que tener en cuenta los intereses de las grandes multinacionales del petróleo, y del gobierno de EE.UU. que favoreció esta subida de los precios (al menos hasta que no superaron ciertos límites) para disminuir su dependencia energética y penalizar las economías competidoras (Figura 1.8).

En estos momentos existe el problema del agotamiento de las reservas de petróleo (Figura 1.9), pues al ritmo actual de consumo las reservas mundiales conocidas se agotarían en menos de 40 años. Por ello, los países desarrollados buscan nuevas formas de energía más barata y renovable como la energía solar, eólica, hidroeléctrica, etc. Mientras que los países productores de petróleo (figura 1.10) presionan para que se siga utilizando el petróleo pues si no sus economías se hundirían. Aún así, a medio plazo, la situación no parece tan alarmante, pues hay que tener en cuenta que los pozos no descubiertos son sustancialmente más numerosos que los conocidos, en zonas no exploradas como el mar de China, Arábia, mar de Bering, o la plataforma continental, en Argentina podrían encontrarse grandes reservas.

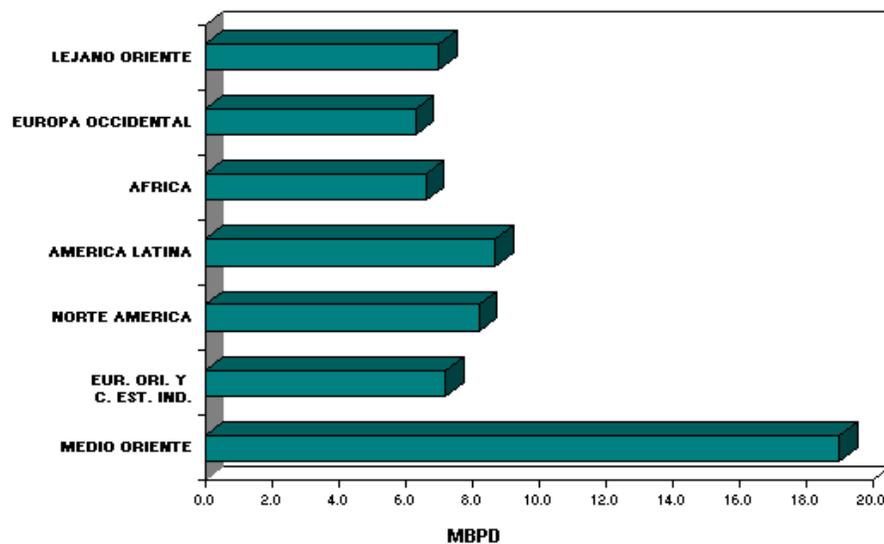


Figura 1.8. Producción mundial de petróleo.



Figura 1.9. Reservas Probadas en Latino América.

REGIONES	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	VARIACIÓN 2003/2004 (%)
MEDIO ORIENTE	20.269,7	20.669,4	21.683,5	22.915,8	22.096,8	23.377,6	22.808,4	21.145,1	23.162,6	24.571,2	6,08
EUROPA & EURASIA	13.825,3	14.003,2	14.233,5	14.188,1	14.474,6	14.944,4	15.443,0	16.283,8	16.968,2	17.582,7	3,62
NORTE AMERICA	13.789,0	14.052,0	14.267,0	14.182,0	13.678,0	13.904,0	13.906,0	14.069,0	14.193,0	14.150,0	-0,30
SUR & CENTRO AMERICA	5.782,3	6.158,6	6.493,0	6.937,9	6.819,9	6.895,0	6.814,1	6.944,1	6.385,1	6.763,9	5,93
AFRICA	7.111,7	7.441,0	7.766,5	7.641,9	7.609,5	7.856,9	7.942,0	8.059,5	8.464,0	9.263,7	9,45
ASIA PACIFICO	7.325,1	7.570,6	7.714,5	7.720,3	7.654,0	7.972,1	7.914,0	7.941,9	7.881,5	7.928,5	0,60
TOTAL	68.103,1	69.894,7	72.158,1	73.586,0	72.332,7	74.950,0	74.827,5	74.443,4	77.054,4	80.259,9	4,16
VARIACION ANUAL %	11,10	2,63	3,24	1,98	-1,70	3,62	-0,16	-0,51	3,51	4,16	

Figura 1.10. Producción Mundial de 1995 – 2004.



1.6 SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS

Actualmente el sistema de transporte y distribución de hidrocarburos en PEMEX (Figura 1.11) esta integrado por los sistemas que se listan y describen a continuación:

- Sistema de Ductos
- Transportación Marítima
- Transportación Terrestre

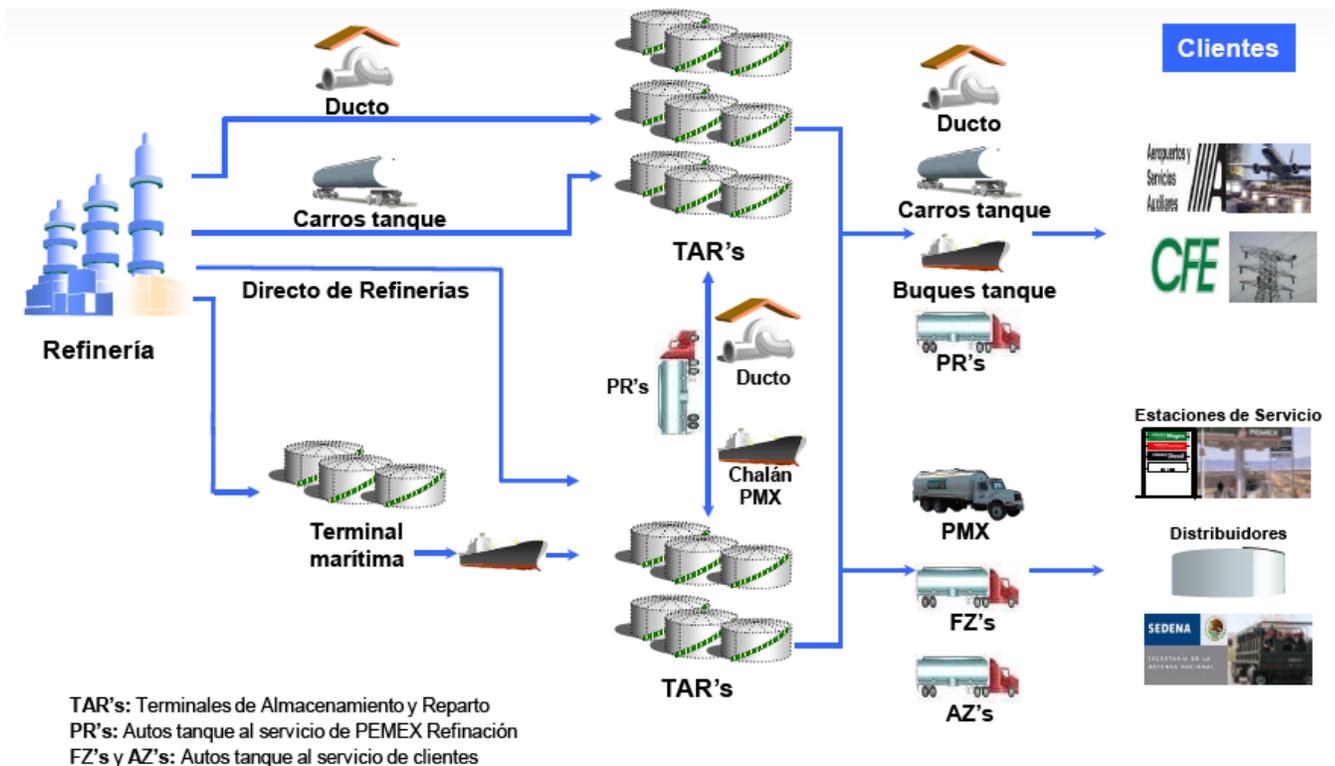


Figura 1.11. Esquema de logística y suministro en PEMEX



Sistema de Ductos

El sistema de transporte de hidrocarburos por ducto (Figura 1.12) a cargo de Petróleos Mexicanos está conformado por 55 mil 331 kilómetros, de los cuales 37 mil 257 el 67 por ciento son ductos de transporte en operación que varían desde 4" (pulgadas) hasta 48" de diámetro, para transporte y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos. La antigüedad promedio de estos sistemas de transporte es de 30 años.

Este sistema de ductos está compuesto por 70 estaciones de compresión y 99 estaciones de bombeo, con una potencia total instalada de 3.6 millones de caballos de fuerza. Lo anterior, sin tomar en cuenta las capacidades de los equipos que se encuentran dentro de los centros de proceso y que no están a cargo de las áreas de transporte.

En particular PEMEX refinación cuenta con 5,197 Km. de oleoductos para suministro de crudo a seis refinерías y 8,835 Km. de poliductos para transporte de refinados a terminales de almacenamiento.

PEMEX Gas cuenta con un sistema integrado por 8,985 Km. de gasoductos, 3,051 Km. de ductos de gas LP y petroquímicos básicos, 498 Km. de ductos petroquímicos secundarios, 20 terminales de distribución de gas LP y 10 centros procesadores de gas.

PEMEX Exploración y producción cuenta con 10 mil 691 Km. de ductos de transporte operando, entre los que se encuentran los ductos marinos, y 18 mil 074 Km. de ductos de descarga y producción de pozos.



Figura 1.12. Sistema de transportación por ducto en PEMEX



Transportación Marítima

Con el tiempo se ha desarrollado toda una industria de transportación marítima que tiene como eje fundamental el transporte de hidrocarburos en sus diferentes formas. La transportación marítima de hidrocarburos es una actividad muy importante y delicada

En el caso del transporte marítimo (figura 1.13), por el cual se suministran 131 millones de barriles al año, se proveen los productos demandados, específicamente en aquellas zonas en donde por las condiciones de geografía y distancia entre los centros productores y de reparto, no se puede optar por los otros medios de distribución.

Para el abasto por vía marítima, actualmente se cuenta con 5 Terminales Marítimas, 10 Residencias de Operación Portuaria, 6 buques propios en operación, así como 4 buques en arrendamiento puro a casco desnudo tripulados con personal de Petróleos Mexicanos, complementando la plantilla con 10 buques arrendados en fletamento por tiempo. De estos 20 buques en servicio, 6 se tienen asignados al litoral del Golfo de México y 14 dedicados al movimiento de productos en el Pacífico.



Figura 1.13. Sistema de transportación marítima PEMEX



Transportación Terrestre

La transportación terrestre (Figura 1.14), cuyo costo es el mayor de todos los medios, está conformada por 2,752 auto-tanques con una capacidad de arrastre de 247 mil barriles diarios, los que se utilizan para complementar el suministro de gasolinas, turbosinas, diesel, butano, combustóleo y otros, hacia las terminales que no cuentan con la entrega por ducto, así como a aquellas en donde el suministro por ducto no es suficiente.



Figura 1.14. Sistema de transportación terrestre en PEMEX

Infraestructura de Almacenamiento

Para el almacenamiento (figura 1.15) y su posterior reparto se cuenta con 77 terminales terrestres. De éstas, 39 cuentan con infraestructura para recibir por ductos, 11 por buque tanques, principalmente por el litoral del pacífico; 3 por carro tanques, 6 se abastecen directamente de las refinerías y 65 tienen instalaciones para recibir por auto tanques.

La capacidad nacional de almacenamiento es superior a los 16.6 millones de barriles nominales, con 621 tanques.



Figura 1.15. Infraestructura de almacenamiento de hidrocarburos en PEMEX



1.7 ESTACIONES DE BOMBEO

Las Estaciones de bombeo tienen como objetivo, dentro del plan de funcionalidad hidráulica de una conducción, transferir volúmenes de fluido tales como Petróleo crudo, gasolinas, gas LP, gas natural entre otras de un determinado punto a otro para satisfacer ciertas necesidades de transportación para abastecer a lugares lejanos.

Actualmente en PEMEX la distribución de productos derivados del Petróleo se realiza mediante líneas de transporte (ductos) estaciones de Bombeo y/o Compresión, carros tanque y buque tanque. En la figura 1.16 es mostrada la infraestructura de la red de ductos de PEMEX.



Figura 1.16. Infraestructura de Ductos de PEMEX



CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE BOMBEO Y TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RIESGO.

Dada la importancia que tienen las estaciones de bombeo dentro del sistema nacional de transporte y distribución surge la necesidad de hacer énfasis en este capítulo al describir una estación de bombeo y visualizar las técnicas de análisis de riesgo aplicables a estas y con ello tener una mejor administración del riesgo.

2.1 DESCRIPCIÓN DE UNA ESTACIÓN DE BOMBEO

La principal función de una estación de bombeo de hidrocarburos líquidos o gas licuado es incrementar la presión para llevar a cabo el transporte de estos, desde un punto “A” hasta un punto “C”, tal como se muestra en la Figura 2.1.

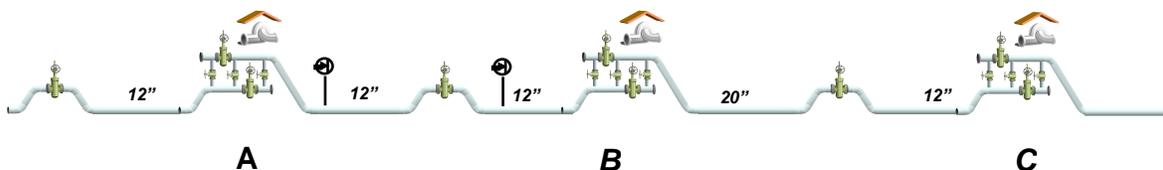


Figura 2.1. Representación de Estaciones de Bombeo

A continuación se describe las áreas que comprenden una Estación de Bombeo (B) de hidrocarburos líquidos

2.1.1 Área de recibo y envío.

La recepción de los hidrocarburos líquidos proveniente de una estación “A” se realiza por medio de una línea de llegada (Figura 2.2) hacia la Trampa de Recibo de Diablos (TRD). La línea de llegada cuenta con una junta monoblock, cuya función es evitar fugas de corriente impresa para la protección del ducto y un transmisor de presión PT-1 con indicación en cuarto de control para monitorear la presión de llegada a la estación.



Figura 2.2. Ductos de llegada

La TRD se emplea únicamente cuando se requiere efectuar limpieza y/o inspección de la línea regular correspondiente.

La TRD cuenta con una válvula de desvío, una válvula de bloqueo y una válvula con actuador, normalmente abierta. Esta válvula se encuentra automatizada con indicadores de posición y control de apertura y cierre, automático y manual, en forma local y desde el cuarto de control.

2.1.2 Cabezal General de Succión

El fluido procedente de una estación “A” pasa a través del cabezal general de succión (Figura 2.3 a) el cual tiene una PSV (Sistema de Protección por Alta Presión), hacia los filtros FV-01/02.

En el cabezal de succión se tienen instalados el transmisor de presión PT-02 y el transmisor de temperatura TT-01, ambos con indicación y alarma en el cuarto de control, así como señal de paro por alta temperatura.

2.1.3 Filtros FV-01/02.

Los filtros FV-01/02 (Figura 2.3 b) tienen la función de retener los posibles sólidos y partículas suspendidas arrastradas por la corriente de hidrocarburos líquidos. El filtro FV-01 se encuentra en operación en tanto el filtro FV-02 se encuentra disponible como relevo.

La alimentación a los filtros es por medio del cabezal general de succión con ramificaciones a ambos filtros. Cada filtro cuenta con válvulas manuales a la entrada y salida. Además, están provistos de válvulas de drenado, que permite enviar los desechos a la fosa de quemado. El monitoreo del grado de ensuciamiento de los filtros se realiza a través de una alarma de presión diferencial configurada en el sistema de control.



El fluido procedente de los filtros alimenta a las dos bombas de la estación.



Figura 2.3 a. Cabezal general de succión



Figura 2.3 b. Filtros FV-01/02

2.1.4 Sistema de Bombeo de Hidrocarburos Líquidos.

Del cabezal de succión se derivan líneas de succión para cada una de las bombas, con su válvula de bloqueo motorizadas (EOV-102 y EOV-104) y volantes para su operación de forma manual.



Figura 2.4.S Bombas-turbina.

Cada una de las líneas de succión cuenta con una línea igualadora de presión de 2"Ø con válvula tipo macho, normalmente cerrada, un transmisor de temperatura con indicación en cuarto de control, un transmisor de presión con indicación en cuarto de control y una línea de drenado de 2" con una válvula tipo esférica, cuya apertura permite enviar el producto empacado a la fosa de quemado, para las bombas respectivamente. Además, para protección de las bombas se cuenta con un sistema de alarma y paro por baja presión de succión, señal al cuarto de control el flujo sigue a cabezal de descarga.



2.1.5 Cabezal de descarga y medición de flujo.

Las líneas de descarga de ambas bombas convergen en el cabezal de descarga, el cual cuenta con el transmisor de presión PT-03 y el transmisor de temperatura, con indicación en cuarto de control; también se cuenta con una línea de drenado, normalmente cerrada, con destino a la fosa de quemado.

Los hidrocarburos líquidos provenientes del cabezal de descarga se envía al patín de medición por medio de una línea. El arreglo para la medición consta de 2 tubos; uno aloja al elemento primario de medición (placa de orificio instalado entre bridas) y el otro sirve como línea de by-pass.

En el cabezal de descarga existe una alarma de protección por alto y bajo nivel.

2.1.6 Salida de hidrocarburos líquidos de la estación.

Finalmente, el hidrocarburo se envía hacia la Trampa de Envío de Diablos (TED), para su transporte a la estación siguiente (C) a través de la línea de salida, la cual cuenta con una junta monoblock, cuya función es evitar fugas de corriente impresa para la protección del ducto

En el cabezal de descarga antes de llegar a la TED, se tiene instalado un transmisor de temperatura, una válvula check cuya función es evitar flujo inverso hacia la estación, una válvula compuerta eléctricamente operada (EOV-106), y un transmisor de presión PT-117 con indicación al Cuarto de Control.

2.1.7 Fosa de quemado

Cabe hacer mención que a lo largo del proceso existen líneas destinadas a drenar el producto de secciones de tubería o equipos presurizados con la finalidad de realizar reparaciones o servicios de mantenimiento, son válvulas que operan normalmente cerradas y para poder abrirlas se requiere siempre la decisión del operador en turno previa verificación que el quemador de fosa este encendido. La única excepción son las válvulas motorizadas en las líneas de succión de cada bomba donde su abertura es función de la unidad de control de la estación por “paro de emergencia de estación”.

Es importante destacar que en la estación, el sistema incluye un quemador de fosa, cuya operación es completamente manual incluyendo el encendido del quemador.

La operación del quemador de fosa se realiza sólo cuando hay actividades de corrida de diablos o ante escenarios de emergencia donde es necesario eliminar el inventario de las líneas de entrada y salida de la estación.



2.1.8 Control de proceso de la estación.

El sistema de control de la estación y de la turbomaquinaria están basados en tecnología digital cimentada en PLC's, la interfaz humano máquina permite el control y monitoreo de la estación en tiempo real; asimismo, la estación está integrada a un sistema donde se monitorea el estado de operación de todas las estaciones de bombeo del sistema de transporte.

El control de la estación está basado en tres variables de proceso; presión de succión de la estación, flujo de la estación y presión de descarga de la estación. Cada una de estas variables tiene su propio lazo de control y están vinculados al control de velocidad de la turbobomba.

Respecto a la protección de la estación, en el control de proceso están configurados dos niveles de paro de estación y que corresponden a la siguiente filosofía:

a) Paro de Emergencia de Estación.

El paro será iniciado bajo situaciones en las cuales no es seguro para el personal ni los equipos y tiene prioridad sobre todas las funciones. La orden de paro proviene de la unidad de control de gas y fuego, y genera las siguientes acciones:

- Cierre de la válvula de entrada de la estación.
- Cierre de la válvula de salida de la estación.

Ordena la ejecución de Paro de Emergencia de Unidad (a los PLC's de cada una de las turbobombas) y a fin de parar la turbina, cerrar válvulas de succión y descarga de unidad y drenado de unidad.

b) Disparo de Estación Asegurado.

Se inicia cuando se detectan condiciones en las cuales no es seguro continuar operando las unidades de bombeo.



2.2 SERVICIOS AUXILIARES.

La estación cuenta con los servicios auxiliares, que se describen a continuación:

2.2.1 Sistema de Gas Combustible y Gas de Arranque.

El objetivo principal del paquete es proveer de gas combustible seco a las turbinas que accionan las bombas.

El gas medido y regulado llega a un tanque acumulador de gas (dimensiones aproximadas: diámetro 26" y longitud 22 ft) cuya función es acumular el Gas de Arranque y suministrar el Gas Combustible a las Turbinas mediante una línea de 12", la cual se divide en dos cabezales de 4" cada una para el suministro de gas a las turbinas y de arranque respectivamente. Este tanque cuenta con una línea de drenaje que es enviado a la fosa de quemado, así como con una válvula de seguridad de 1 ½" x 2", la cual descarga a la atmósfera en caso de una sobrepresión en el tanque.

2.2.2 Sistema de Aire de Planta.

El aire de planta es proporcionado por un compresor de aire tipo reciprocante portátil (Figura 2.5), acoplamiento por bandas y poleas, filtro en toma de aire y línea de descarga de aire; accionado con motor eléctrico.

La instrumentación instalada en el área de proceso, no requiere de aire para su funcionamiento, por lo que el compresor de aire existente en esta área está disponible y presta servicio para las actividades de mantenimiento del área, como por ejemplo limpieza de cartuchos filtrantes (sopletear) y en herramienta neumática, principalmente.



Figura 2.5. Compresor de aire tipo reciprocante portátil



2.2.3 Sistema de Agua de Servicios.

El agua de servicios se almacena en el tanque TV- 01(figura 2.6), la distribución se realiza por medio de una bomba. El suministro de agua a la estación se realiza por una línea a los diversos usuarios.



Figura 2.6. Tanque de almacenamiento TV- 01

2.2.4 Red de Agua Contra incendio.

El suministro general de agua se realiza por medio de un manantial, ubicado a una distancia aproximada de 0.5 Km. de la estación.

La estación cuenta con sistemas contra incendio para proteger las áreas de proceso, este sistema cuenta con un tanque vertical de almacenamiento de agua (TV-01).

Con la finalidad de combatir un posible incendio, se tienen distribuidos en la estación, hidrantes, monitores, extintores portátiles, extintores de carretilla, estos dos últimos de Polvo Químico Seco (PQS).

La red de contra incendio para la estación de bombeo, cubre las siguientes áreas:

- Área de trampas de diablos.
- Área de filtros
- Cabezales de succión y descarga de bombas.
- Cobertizo de turbobombas.
- Cuarto de control.

La red de agua contra incendio de la estación de bombeo, cuenta con una motobomba de combustión interna la cual tiene un tanque con capacidad suficiente para alimentar durante 4.0 hrs. continuamente al motor de combustión interna.



2.2.5 Sistema de control e instrumentación.

- **Sistema de control básico de proceso.**

La estación opera con un sistema de control básico de proceso dedicado a ejecutar las acciones de control y seguridad de proceso (Figura 2.7).

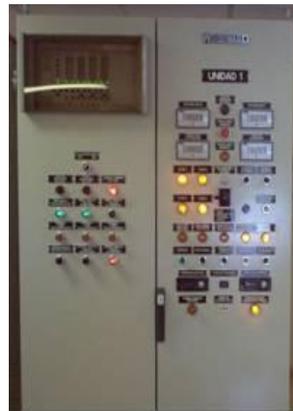


Figura 2.7. Tablero de Instrumentos

Y está conformado por los siguientes componentes:

Equipo instalado en el cuarto de control de proceso.

- Una estación de operación (una computadora con tres monitores).
- Un servidor (una computadora con un monitor).
- Impresora de matriz de punto (registro de alarmas y eventos)
- Gabinete de la unidad de control de la estación. El PLC, el cual está integrado por:
 - PLC de estación.
 - Sistemas de intercomunicación y
 - Un panel local de control.
- Dos gabinetes para las turbo-bombas.
- Un gabinete de seguridad de estación.
- Un CPU del MMI.
- Sistema de comunicación.
- Sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos (SCADA).



Con base en la arquitectura del sistema de control, el PLC de la estación tiene la jerarquía de “maestro”, mientras que el PLC de la unidad No. 1 y el PLC de la unidad No. 2 su desempeño es como “esclavo”.

Con el fin de tener una operación confiable se monitorean las siguientes variables en tiempo real:

Bomba centrífuga:

- Presión de succión.
- Presión de descarga.
- Temperatura de succión.
- Temperatura de descarga.
- Temperatura de la bomba.
- Temperatura de chumaceras de bomba lado coplee y lado libre.
- Vibración en chumaceras lado coplee y lado libre.

Turbina:

- Temperatura de gases de combustión.
- Presión de gas combustible.
- Velocidad de turbina de potencia.
- Velocidad del generador de gas.
- Presión diferencial de filtro de aire.
- Temperatura de chumaceras lado coplee y lado libre.
- Vibración en chumaceras lado coplee y lado libre.
- Temperatura de turbina de potencia.
- Estado de quemadores.
- Presión de descarga del compresor axial.



Sistema de lubricación:

- Nivel de aceite en el depósito.
- Presión diferencial de filtros.
- Presión de descarga de la bomba de lubricación.
- Temperatura del aceite de lubricación.

Líneas de succión y filtros.

- Presión de succión.
- Temperatura de la succión de la bomba.
- Presión diferencial.

Líneas de descarga.

- Presión de descarga.
- Temperatura de descarga de la bomba.
- Densidad.
- Flujo de descarga.

2.2.6 Sistema eléctrico.

La acometida eléctrica proviene del sistema de distribución aéreo de C.F.E. de 13,200 V.C.A., 3 fases, 3 hilos, 60 Hz. (Figura 2.8), es bajada a través de apartarrayos y unos corta –circuitos fusibles de capacidad adecuada e introducida al complejo en forma subterránea. De esta manera llega a la subestación de la estación, en donde es subida a un arreglo de postes y derivada para proporcionar servicio.



Figura 2.8. Postes de luz de la estación de bombeo



- **Generador eléctrico de emergencia.**

El sistema eléctrico de emergencia (figura 2.9), está compuesto por dos motogeneradores eléctricos, accionados con motor de combustión interna a diesel.



Figura 2.9. Generador de emergencia



2.2.7 Sistemas de seguridad.

Atendiendo al compromiso de aumentar el nivel de seguridad, en la estación se cuenta con diferentes sistemas de seguridad física, los cuales son mostrados en la Figura 2.10.

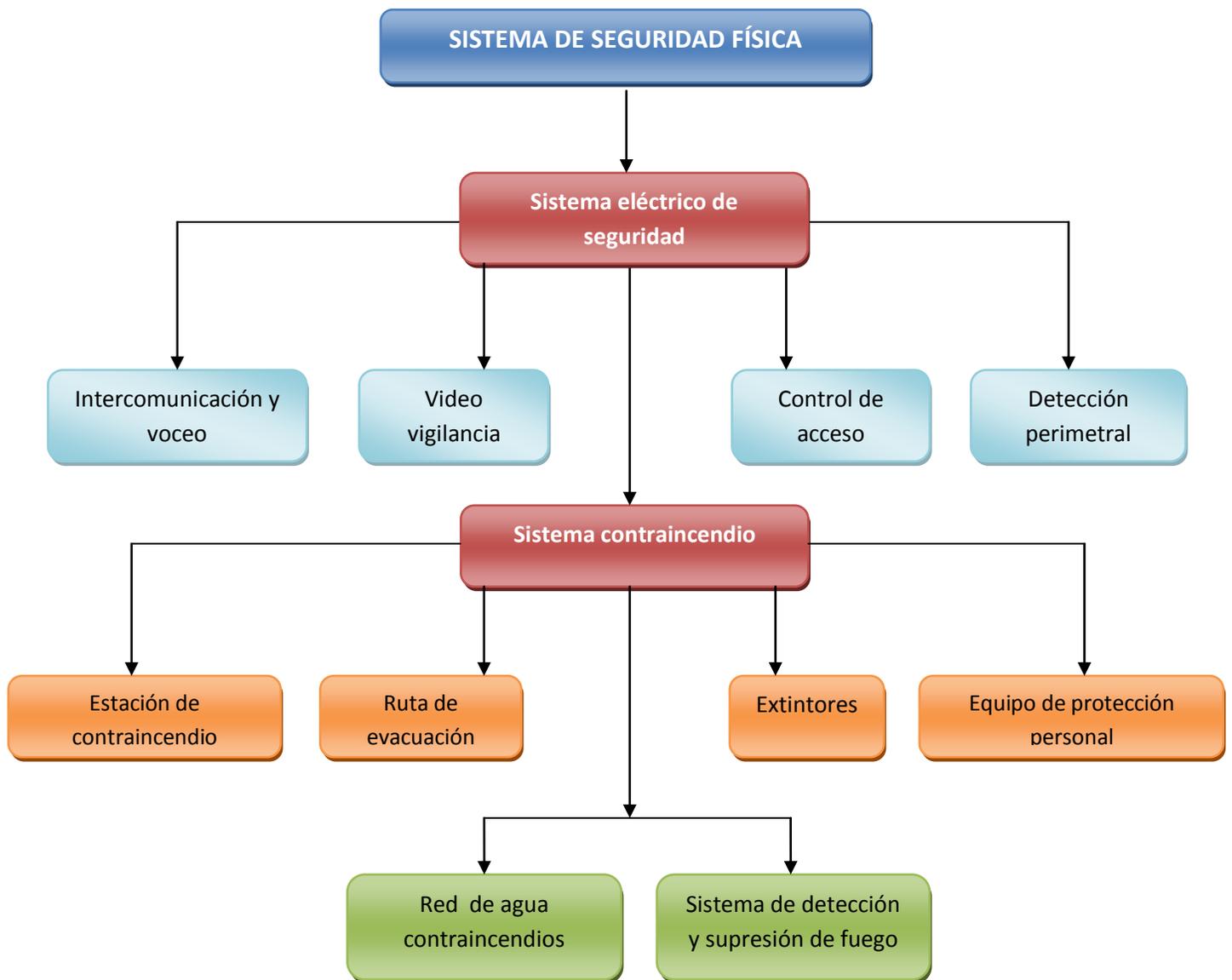


Figura 2.10. Sistema de seguridad física



- **Alarmas visibles:**

Dentro de la instalación de bombeo se encuentran instaladas 5 alarmas luminosas tipo semáforos en áreas estratégicas, dispuestos de tal manera que el cono de visión de una persona y alcance a distinguir las luces estroboscópicas desde cualquier punto en que se encuentre ubicado. (área de turbinas, área de bombas, área de trampas de diablos, área de mantenimiento y área de acceso principal).

- **Alarmas luminosas en la estación.**

Alarma luminosa	Descripción
Luz verde	Condición normal
Luz roja	Condición de fuego
Luz ámbar	Presencia de mezclas explosivas
Luz azul	Abandono de estación

- **Alarmas audibles (bocinas):**

Junto con los 5 semáforos instalados en la instalación existen instalados altoparlantes, que emiten un sonido característico dependiente del evento que se este anunciando, además de tener mensajes pregrabados indicando la misma referencia:

Las alarmas audibles se utilizan para avisar alguna condición anormal dentro de la estación de bombeo al personal que en ese momento se encuentre o intente ingresar a la estación.

Sistema de comunicación.

El sistema de comunicación esta conformada por radio trunking para establecer comunicación móvil local de persona a persona, voz abierta para establecer comunicación entre estaciones y el centro de control para establecer comunicación de persona a persona a nivel nacional y línea Telmex para establecer comunicación externa en caso de emergencia.



2.2.8 Cuarto de Control.

El Cuarto de Control es una construcción tipo semi-bunker (Figura 2.11) en donde se encuentra el Centro de Control de Motores (CCM), sistema de energía de respaldo (baterías), gabinetes de control, oficina, las características del edificio son las siguientes:

- Aire acondicionado.
- Puerta principal de acceso.
- Oficinas y sala de juntas.
- La acometida de las señales entre el cuarto de gabinetes y el CCM es vía subterránea y entre el CCM y el cuarto de control de operación es a través de plafón falso.
- Área de cocina y comedor.
- Servicios sanitarios.
- Cuenta con sistema de detección de humo y fuego.
- Extintores de fuego a base de FM-200.
- Dos portafolios para equipo de respiración autónoma.
- Telecomunicaciones integradas por "micro", trunking, línea Telmex y voz abierta.
- Ventanas con vista al proceso.



Figura 2.11. Cuarto de control



2.2.9 Localización de la Estación

La estación se encuentra ubicada en la región Sureste del país, en una superficie plana, alejada de la población, y de áreas de reserva ecológica, áreas recreativas, carreteras, ríos y zonas agrícolas.

En la Figura 2.12 se puede observar la ubicación de de la estación.

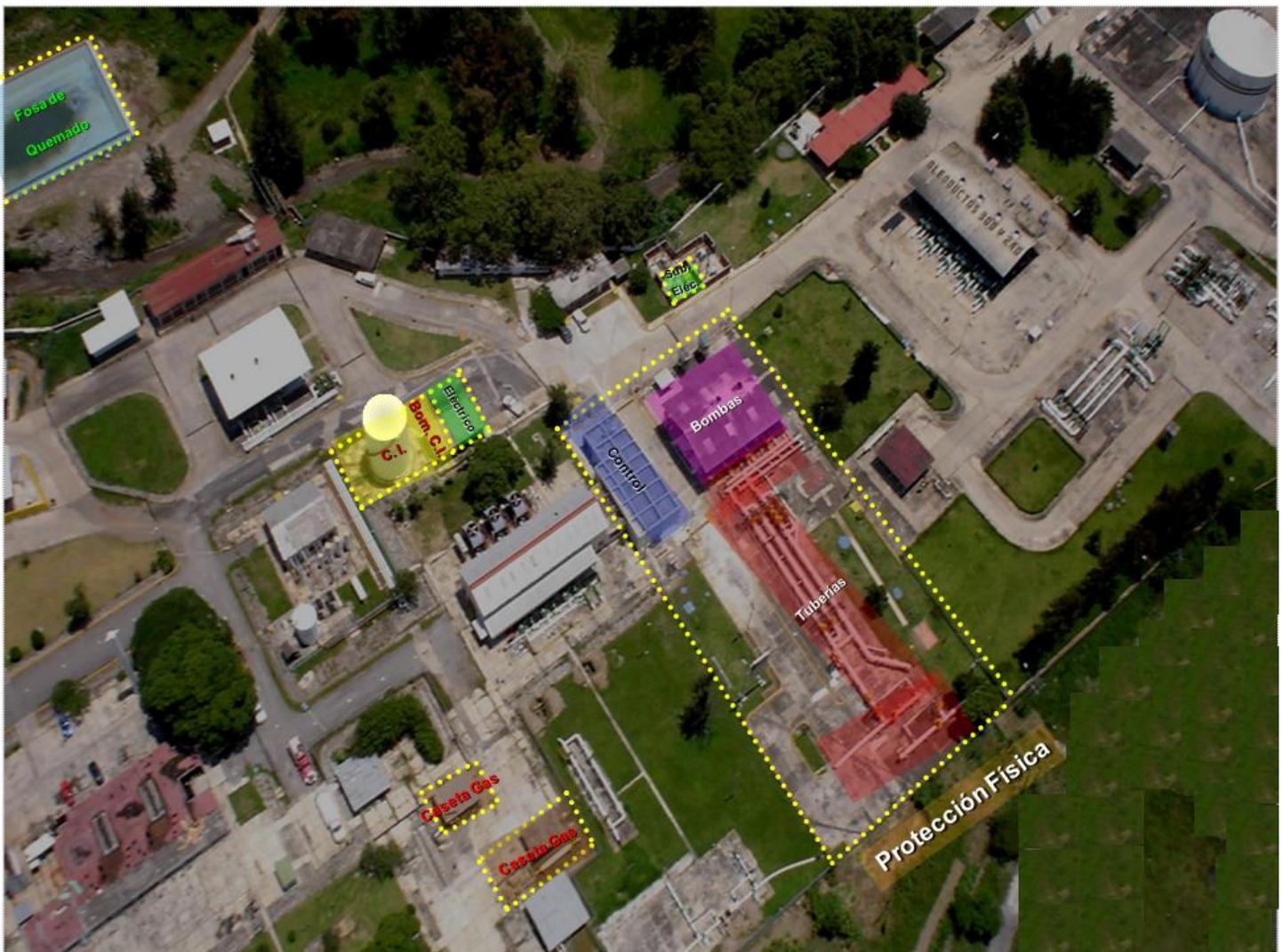


Figura 2.12. Vista satelital de la estación de bombeo



2.3 CARACTERÍSTICAS DEL PRODUCTO (CRUDO)

Ficha Técnica del Crudo

Sinónimos: Petróleo, aceite de la tierra.

Propiedades: El crudo es un líquido espeso, mezcla de un complejo muy alto de hidrocarburos parafínicos, cicloparafínicos (nafténicos) y aromáticos que contienen porcentajes bajos de azufre y trazas de nitrógeno y compuestos de oxígeno.

El crudo es un líquido aceitoso de color café oscuro o negro, olor alquitranado, combustible, inflamable, insoluble en agua, usado como combustible en grandes instalaciones vapor generadoras de tipo comercial, industrial, marino y de generación de fuerza motriz.

PROPIEDADES	
GRAVEDAD ESPECÍFICA	<1 (AIRE=1)
DENSIDAD	0.780 – 0.970
PUNTO DE FUSIÓN	°C -60 A -20
PUNTO DE EBULLICIÓN	°C 150 A 300
PUNTO DE INFLAMACIÓN	°C -10 A 20
TEMPERATURA DE AUTOIGNICIÓN	>400
LIMITES DE EXPLOSIVIDAD	Variable 1 a 7
SOLUBILIDAD	Muy poco soluble en agua
CLASIFICACIÓN PARA TRANSPORTE	Clase 3.1
NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN	1267 Crudo

Peligro:

- Líquido inflamable.

Inflamabilidad:

Es inflamable, puede inflamarse bajo casi todas las condiciones de temperatura ambiente.



Toxicidad:

Generalmente tiene baja toxicidad solo si contiene sulfuro de hidrógeno H_2S , este producto es altamente inflamable y corrosivo para los ojos y tejido respiratorio. Presenta baja evaporación y permanece por mucho tiempo en las áreas contaminadas.

En el agua forma una capa superficial que impide que el oxígeno llegue a los peces, bloquea la entrada de la luz a los vegetales y puede contaminar por contacto a los peces y a otros animales.

Control de Emergencias

En caso de derrame en tierra o aire:

- Cortar posibles fuentes de ignición.
- Restringir el acceso al área.
- Parar o reducir el derrame, cerrando válvulas o tapando orificios sin utilizar martillos metálicos, ni piedras para no producir chispas o conduciendo el crudo a un sitio de almacenamiento, para reducir la polución.
- Prevenir la entrada de crudo a las alcantarillas.
- Contener el derrame represando con tierra. Arena u otra barrera.
- Recoger, bombear o utilizar solventes para recoger los residuos.
- Si es en carretera, bloquear las cunetas y que estas le sirvan para retener y almacenar provisionalmente el crudo.
- Recoger el producto recuperado en contenedores disponibles o en un hueco en tierra, previamente cubierto con polietileno, paja, periódicos u hojas vegetales para evitar contaminación.
- Notificar a las autoridades ambientales para discutir el arreglo y limpieza de materiales contaminados.
- Mezclar con palas, la tierra contaminada con igual cantidad de tierra limpia, agregando en el proceso, un bulto de fertilizante NPK por hectárea contaminada. El área recuperada se dejará con surcos como si se fuera a sembrar. A los cuatro meses aproximadamente la tierra se habrá recuperado.



En caso de derrame en agua:

- Es un producto tóxico para los peces.
- Parar o reducir el derrame, cerrando válvulas o tapando orificios, sin utilizar martillos metálicos ni piedras para no producir una chispa o conduciendo el crudo a un sitio de almacenamiento, para reducir la contaminación.
- Restringir el agua para el consumo humano, para riego y para uso industrial.
- Recoger, bombear, usar desnatadores, o solventes para recoger los residuos.
- Notificar a las autoridades ambientales para discutir el arreglo y la limpieza de materiales contaminados.

En caso de incendio:

- Utilizar polvo químico seco, dióxido de carbono, espuma.
- No utilizar chorro de agua sobre la llama ya que es ineficaz.
- Enfriar los contenedores expuestos al calor o al fuego con grandes cantidades de agua.
- Tener cuidado con humos tóxicos que emana el crudo.

Equipo de protección personal:

Usar gafas protectoras o escudos faciales, guantes y botas de caucho.

Contacto con la piel:

- Remover rápidamente toda la ropa contaminada con aceite.
- Retirar tanto aceite como sea posible.
- Lave la zona afectada con agua caliente y jabón por lo menos 15 minutos



Contacto con los ojos:

- Produce ligera irritación.
- Lave inmediatamente los ojos con chorro de agua a baja presión durante un mínimo de 15 minutos.

Ingestión:

- Dar agua para beber a la víctima si se encuentra consciente.
- Conducir a un centro de atención médica.
- No se debe inducir el vómito, si se presenta vómito suministre más líquidos.

Primeros auxilios:

- Mover la víctima fuera del área del derrame hacia el aire fresco.
- Si la víctima no respira, suministrar respiración artificial.
- Se debe suministrar oxígeno.

Efectos sobre el organismo:

- Cuando es inhalado puede producir vértigo, mareo, dolor de cabeza.
- El contacto directo con el líquido puede causar irritación.
- El contacto con los ojos puede producir irritación ocular.
- A condiciones normales de temperatura y presión se encuentra en estado líquido, en caso de ser ingerido puede causar náuseas y vómito.

Almacenamiento:

- En el lugar de almacenamiento se debe prohibir fumar y usar llama abierta, por lo que resulta conveniente instalar avisos visibles al respecto.
- No se debe almacenar cerca de otros líquidos inflamables.
- Su almacenamiento se puede realizar en canecas o barriles.



- Se distribuye a granel, en forma tal que se garantice la seguridad del producto y de las personas que lo manejan durante el transporte y envase del mismo.

Prevención

- Los contenedores no deben llenarse totalmente.
- Se debe dejar suficiente espacio para prevenir derrame o distorsión de los contenedores debido a la expansión del contenido por incremento de la temperatura durante el tránsito.
- Cada vehículo llevará una planilla de control, en la cual el fabricante o distribuidor especificará los siguientes datos:
 - a. Nombre del fabricante o distribuidor.
 - b. Nombre del comprador.
 - c. Número de referencia.
 - d. Contenido neto en unidades de volumen del sistema internacional.
- Etiqueta roja de líquido inflamable.
- Consultar Norma ICONTEC1692.



2.4 MARCO NORMATIVO DE REFERENCIA.

Una parte muy importante de la filosofía de operación y control, de las estaciones de bombeo, lo constituye la normatividad, ya que a partir de ella se establecen los requerimientos mínimos necesarios con que debe contar cada una de las estaciones de bombeo, para que sean consideradas, seguras tanto en su instalación como en su operación. A continuación se presentan algunas normas tanto nacionales como internacionales relacionadas con las estaciones de bombeo.

Normas PEMEX

NO.09.1.06. Instrumentación y dispositivos de protección para los sistemas de transporte por tubería.

NRF-010-PEMEX-2004. Espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales en centros de trabajo de petróleos mexicanos y organismos subsidiarios.

NRF-019-PEMEX-2008. Protección contra incendio en cuartos de control que contienen equipo electrónico.

NRF-045-PEMEX-2002. Determinación del nivel de integridad de seguridad de los sistemas instrumentados de seguridad.

NRF-050-PEMEX-2007. Bombas centrífugas.

NRF-072-PEMEX-2008. Muros contra incendio.

NRF-100-PEMEX-2004 Turbinas de gas para accionamiento de equipo mecánico en instalaciones costa afuera.

NRF-015-PEMEX-2003. Protección de áreas y tanques de almacenamiento de productos inflamables y combustibles.

Normas ISO y SASIPA

ISO 14224. Petroleum, petrochemical and natural gas industries-collection and exchange of reability and maintenance data for equipment.



DG-GPASI-SI-02720 Norma sobre sistemas automáticos para la detección y alarma por fuego o por atmósferas riesgosas

DG-GPASI-IT-03620 Dictamen normativo de las medidas adicionales de seguridad (m.a.s.) en tanques atmosféricos

Normas API Y ASME

API-RP-520 Sizing, Selection, and Installation of Pressure – Relieving Devices in Refineries. Part 1. - Sizing and Selection.

API Standard 614 Lubrication, shaft-sealing, and control-oil systems and auxiliaries for petroleum, chemical and gas industry services. 1999.

API-RP-610 Centrifugal pumps for the general refinery service

API-RP-620 Design and construction of large, welded, low-pressure storage tanks

NOM-001-STPS-1993, Condiciones de seguridad e higiene en los edificios, locales, instalaciones y áreas de los centros de trabajo.

NOM-002-STPS-2000. - “Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo”.

NOM-026-STPS-1998, Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos por tuberías.

NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de seguridad y alivio (seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resortes y piloto, fabricadas de acero y bronce.

N0.09.1.06 “Instrumentación y dispositivos de protección para los sistemas de transporte por tubería”

NSPM No. 09.0.03 Dispositivos de alivio de presión, períodos máximos permisibles para la calibración y prueba.

CID NOR-N-SI-001 Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte.

ASME-B31.4 "Liquid transportation systems for hydrocarbons, liquid petroleum gas, anhydrous ammonia, and alcohols,"

ASME-B133.4 “Gas Turbine Control and Protection Systems, 1977 “



2.5 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RIESGO.

2.5.1 Administración de riesgos

La Administración de Riesgo es un proceso general, bajo el cual se deciden las acciones a tomar para controlar o reducir el Riesgo esperado o existente, la Administración de Riesgo involucra la aplicación sistemática de políticas de administración, procedimientos, recursos y prácticas de las tareas de elaboración, análisis y control de riesgo. La meta de un buen sistema de Administración de Riesgo es proteger a los empleados, población, ambiente y activos de la compañía. La evaluación de riesgo es solamente uno de los componentes del proceso de Administración de Riesgo. En la figura 2.13 se muestra el proceso de Administración de Riesgos

Objetivo de la Administración de Riesgo

El objetivo principal de la Administración de Riesgo, consiste en evaluar la integridad y niveles de riesgo de los sistemas de ductos, para eficientar la asignación de recursos financieros, humanos y de inversión, en las actividades y proyectos de mantenimiento.

En los modelos de riesgo se conjunta toda la información de los ductos, desde el diseño, hasta las condiciones más recientemente registradas.



Figura 2.13. Administración de Riesgo



Evaluación de riesgo y reparaciones: La evaluación de riesgo es el proceso de identificación de peligros o fuentes de riesgo, y estimar o calcular la severidad de las consecuencias potenciales.

Administración del mantenimiento: La clave para un programa exitoso de administración de riesgo es la selección pro-activa de actividades de mantenimiento que reduzcan el potencial de falla.

El Proceso de administración de riesgo es continuo. Conforme el usuario gana más experiencia en la selección de proyectos de reducción de riesgo, se dará cuenta que la necesidad de datos se vuelve más importante. Como en cualquier análisis, entre más completos y confiables son los datos, se obtendrán resultados más cercanos a la realidad.

Etapas de la Administración de Riesgo

- Identificación del riesgo.
- Análisis de resultados.
- Evaluación del riesgo.
- Control y reducción del riesgo.

Beneficios de la Administración de Riesgo

- Identificación de áreas con problemas potenciales.
- Selección de proyectos de mantenimiento para la reducción de la corrosión y riesgo potencial de un sistema, tomando en cuenta restricciones de inversión y recursos humanos.
- La Administración de Riesgo permite mejorar y sustentar las inversiones.

Pasos para la Evaluación del Riesgo

PASO 1 Localización de puntos de alto riesgo en la estación ó ducto.

PASO 2 Localización de partes altas de riesgo en la estación ó línea.

PASO 3 Determina las variables que incrementan el riesgo.

PASO 4 Diseño de proyectos para mitigación del riesgo.

PASO 5 Evaluación de proyectos para mitigación del riesgo.



¿Qué es riesgo y peligro?

Todo trabajador ya sea de la industria Química, industria agrícola, industrial Farmacéutica u otra está expuesto a peligros que ponen en riesgo su vida durante la ejecución de sus actividades de trabajo. Dentro de la literatura encontraremos muchas definiciones sobre el término de riesgo, donde cada autor expresa sus propias ideas sobre esta palabra. Unificando algunas definiciones desde el enfoque de la evaluación de riesgos¹, y considerando que los riesgos pueden ser cuantificados, podremos decir que riesgo, es la medida de pérdida o daño hacia las personas, a la propiedad, a los bienes, y al entorno, expresada en función de la probabilidad de que ocurra el evento por la magnitud de sus consecuencias.

Los términos peligro y riesgo suelen emplearse indistintamente, pero su concepción es diferente los cuales se complementan entre sí. El peligro, se define como la “característica física o química inherente al sistema, material, proceso, planta que tiene la capacidad de producir un daño a las personas, la instalación o el ambiente”. Se dice que un peligro constituye un riesgo solo si existe contacto. Retomando la definición de riesgo¹ que es la combinación de la probabilidad y frecuencia de ocurrencia por la magnitud de sus consecuencias de uno o varios eventos y por otro lado tenemos al peligro como la característica física o química con el potencial de causar daño. Así también tenemos que cuando se habla de un accidente se hace referencia a lo que ya sucedió, es decir, el accidente es la consecuencia del riesgo una vez que este ocurre.

Un accidente se puede describir como “cualquier suceso o acontecimiento que altera o interrumpe repentinamente el equilibrio entre el hombre y su trabajo y que es respuesta a una desviación intolerable sobre las condiciones de diseño de un sistema cuyos efectos repercuten en las personas, el medio ambiente y las instalaciones”.

Análisis de Riesgos

La aplicación de las diferentes metodologías de vanguardia, en cumplimiento con la normativa disponible vigente, los análisis de riesgos nos ayudan a identificar, evaluar y mitigar el nivel de riesgo.

¹ Kolloru Rao, Manual de evaluación y administración de Riesgos, McGraw Hill año 1999



Al conocer el nivel de riesgo es posible la toma de decisiones sobre operabilidad, seguridad, inspección y mantenimiento y con ello se puede proponer un programa de administración del riesgo para las instalaciones en estudio tales como: ductos e instalaciones terrestres y marinas de la industria petrolera, en donde se manejen, almacenen o transporten sustancias peligrosas, las cuales pueden causar daños a las personas, comunidad, instalaciones y medio ambiente. En la Figura 2.14 se muestra las diferentes metodologías de análisis de riesgo aplicables a una estación de bombeo.



Figura 2.14. Análisis de riesgos en instalaciones



A continuación serán descritas las metodologías de análisis de riesgos que pueden ser aplicables a una estación de bombeo.

2.5.2 Checklist (Lista de Verificación)

Técnica muy simple para identificar riesgos consiste en un listado de preguntas, en forma de cuestionario, que se pueden basar en la información de los códigos actuales relevantes, estándares que valoran, a través de un examen detallado de la experiencia en la operación y los incidentes ocurridos en procesos similares, el grado de cumplimiento de los procedimientos o normas establecidas,

Principales aplicaciones en la actualidad:

- a) Se usa principalmente para evaluar diseños específicos, que cumplen los estándares, códigos y en los que una compañía o industria tiene mucha experiencia.
- b) Se puede utilizar en cualquier fase del ciclo de vida, pero es más eficiente cuando se utiliza en la fase de diseño conceptual, ya que identifica los peligros que han ocurrido anteriormente en la operación de procesos similares, de manera sencilla y rápida.
- c) Puede evaluar el trabajo de construcción y verificar si cumple con las especificaciones.
- d) Instalaciones donde normalmente se utiliza:
 - Pozos petrolíferos.
 - Batería de tanques de almacenamiento.
 - Gasoductos, oleoductos

2.5.3 Hazop (Hazard and Operability)

El método de **HAZOP** data de los 60''s, siendo un estudio de tipo cualitativo, en donde participa un grupo multidisciplinario, mediante el cual realiza el análisis de peligros y operabilidad de las instalaciones de proceso.

Estudio de Peligro y Operabilidad. Es una técnica de análisis de seguridad del proceso, desarrollada para identificar los problemas de tipo operativo y los peligros implícitos de los procesos de plantas químicas y por extensión tiene aplicación en instalaciones de transporte de hidrocarburos líquidos o gaseosos.



El método de HAZOP permite identificar eventos que potencialmente pueden resultar peligrosos como:

- Relevo de materiales peligrosos a la atmósfera
- Paros indeseados del proceso
- Trastornos en el proceso que puedan propiciar situaciones peligrosas.

Es un estudio que se estructura, a fin de determinar las desviaciones posibles del diseño que pueden dar como resultado situaciones peligrosas, por lo que se requiere proporcionar soluciones a estos problemas.

Se basa en las palabras guía que se combinan a fin de establecer preguntas, que son analizadas por el grupo que realiza la evaluación (Figura 2.15).

Objetivos principales del HAZOP

- Identificación de riesgos potenciales
- La identificación de problemas potenciales de operación

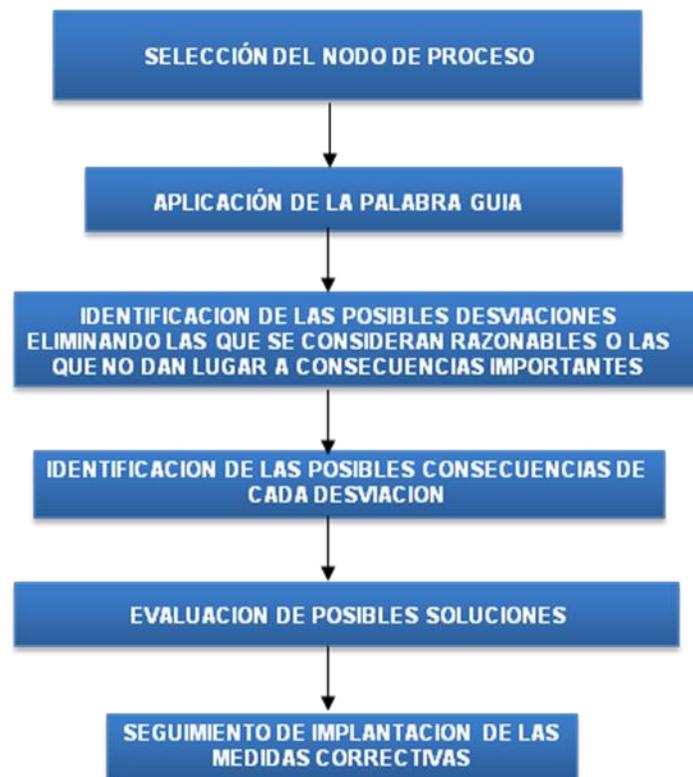


Figura 2.15. Secuencia de Análisis de HAZOP



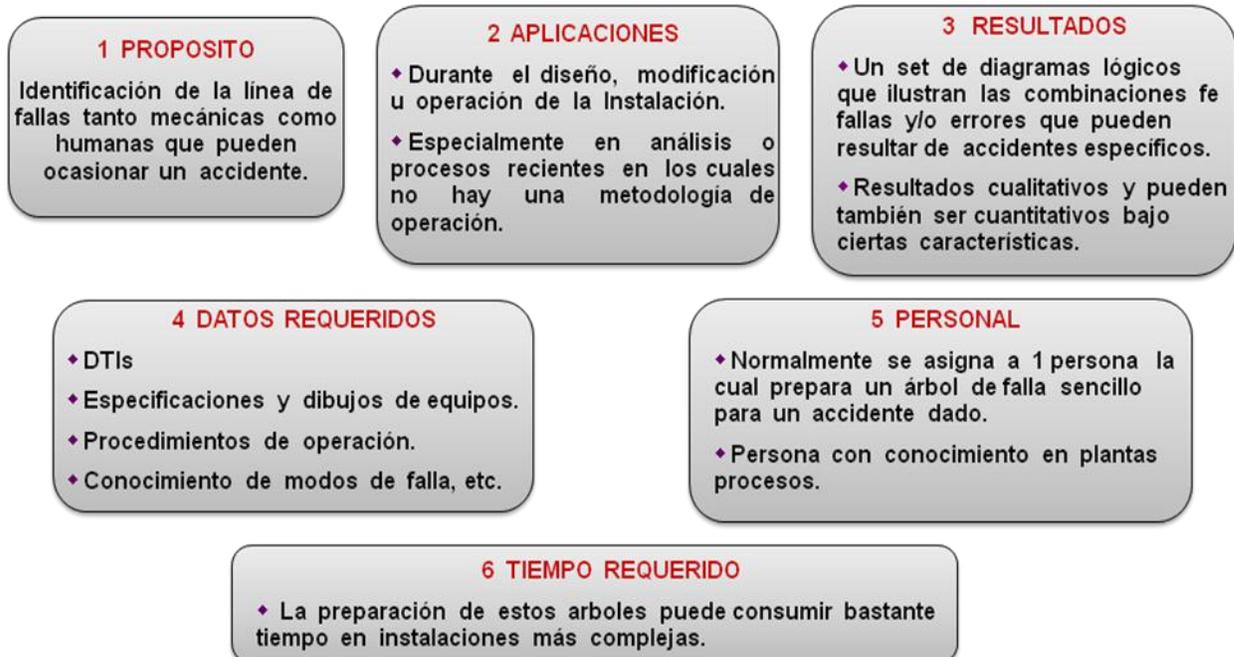
2.5.4 Análisis de árbol de fallas

El árbol de fallas es un modelo gráfico que ilustra las combinaciones de falla que pueden causar una falla específica de interés, llamada “evento cumbre”.

El análisis de árbol de fallas (FTA), es una técnica deductiva, que emplea los símbolos de la lógica booleana (ej. Compuertas “and”, compuertas “or”), para romper hacia abajo las causas de un evento cumbre, dentro de la falla de un equipo básico y errores humanos (llamados eventos básicos).

El análisis se inicia con un accidente o evento indeseable que debe ser evitado e identificando las causas inmediatas de que evento.

Cada una de las causas inmediatas (llamadas eventos de falla), son examinados de la misma manera hasta que el análisis tenga identificado las causas básicas de cada evento de falla o alcance los límites establecidos para el análisis. Los resultados del modelo de árbol de fallas despliegan la relación lógica entre eventos básicos y los eventos cumbres seleccionados.





2.5.5 Análisis de Árbol de eventos

Técnica desarrollada en los años 60 por Bell laboratorios durante el proyecto del misil Polaris, inicialmente se aplicaba a la industria aeroespacial, para extenderse más tarde a la industria química de procesos. Es una herramienta analítica que utiliza un razonamiento deductivo para determinar la probabilidad de ocurrencia de un suceso no deseado.

Se centra en un accidente particular o fallo principal de un sistema (top event, los cuales son situaciones específicas de peligro que han sido identificadas anteriormente a través de otras técnicas PHA, como HAZOP, what-if) y proporciona un modelo gráfico (utiliza símbolos de la lógica Booleana (puertas AND, OR) que muestra las combinaciones de fallos del equipo y errores humanos (causas) que pueden producir el fallo principal del sistema (top event).

Principales aplicaciones en la actualidad:

La suelen utilizar los encargados de tomar decisiones como herramienta de comunicación, ya que puede estimar la probabilidad de que ocurra un determinado suceso o accidente que otra técnica PHA ha señalado como importante.

Es muy apropiado para sistemas altamente instrumentados y redundantes, como los sistemas de alarmas y de cierre.





2.5.6 Análisis “¿Que sucede sí?” (what if)

El método que *sucede si* o que *pasaría si*, es del tipo no estructurado por considerar que los resultados de los eventos no esperados que pueden en primer lugar dar como resultado algo indeseado. Este método utiliza las cuestiones que empiezan con “que pasa si”, como por ejemplo considerar que se inicia el llenado de un tanque con líquido.

- a).- ¿Que pasaría si la bomba de llenado del tanque se para?
- b).- ¿Que pasaría si la válvula de entrada se cierra por una falla?
- c).- ¿Que pasaría si la alarma por alto nivel falla?
- d).- ¿Que pasaría si el operador ignora la alarma por alto nivel?

Cuando se aplica apropiadamente el método, resulta muy poderoso ya que permite lograr:

- La cobertura completa de una amplia gama de riesgos.
- El consenso por una amplia gama de disciplinas: producción, mecánica, seguridad y personal de la planta.





2.5.7 Análisis de confiabilidad humana

Evaluación sistemática de los factores que influyen sobre la actuación de los operadores, personal de mantenimiento, técnicos y otro personal de la planta, como las características físicas, medioambientales de la instalación.

Principales aplicaciones en la actualidad:

Identificar y evaluar los errores humanos, que han sido declarados como importantes por otras técnicas de análisis de riesgo (HAZOP, etc.), que pueden causar accidentes.

El Análisis de Confiabilidad Humana (HRA) es una técnica usada para identificar, analizar, cuantificar y documentar sistemáticamente los posibles modos de falla humanos dentro de una Instalación, y los efectos de las fallas sobre la confiabilidad global de los activos. La técnica cuantitativa de HRA más ampliamente usada es la “Technique for Human Error Rate Prediction” (THERP), creada en Sandia National Laboratories, NM.

La THERP es definida como una “metodología para pronosticar la frecuencia de los errores humanos y valorar la degradación probable del sistema hombre - máquina, debida a los errores personales asociados con el trabajo del equipo, con los diversos procesos y prácticas operacionales, y con las características técnicas y humanas de otros sistemas que influyen en el comportamiento del activo”.

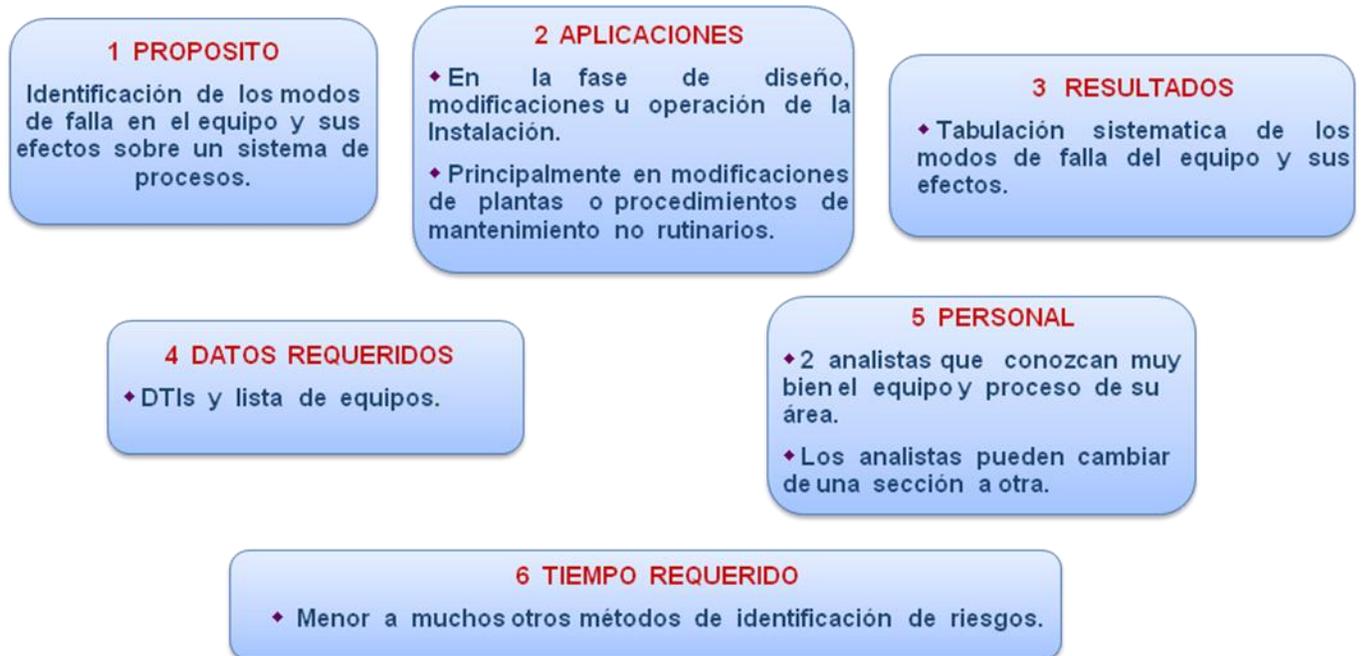
Los cinco pasos del proceso cíclico necesarios para aplicar el modelo THERP son:

- Definir las fallas del equipo
- Identificar las operaciones humanas y las tareas relacionadas con cada falla de equipo
- Determinar las probabilidades de error humano asociadas
- Calcular los efectos de los errores humanos sobre la confiabilidad del equipo
- Recomendar los cambios básicos para optimizar el sistema hombre - máquina, y regresar al paso dos, si fuere necesario.



2.5.8 Análisis de modos de falla y efectos

Reporte donde se describen las causas que originan que el equipo o sistema falle y la respuesta o accidente a dicha falla.



2.5.9 Relative Ranking (Calificación Relativa)

Esta técnica se empleaba para proporcionar una calificación relativa de los riesgos de las instalaciones. Se utiliza una guía (algoritmo) para asignar penalidades mediante puntos o créditos para las diferentes partes de las instalaciones.

Los puntos de penalidades se asignan para materiales peligrosos, condiciones o procesos que pueden contribuir a un accidente.

Los puntos o créditos a favor contribuyen a la seguridad, ya que permite mitigar los peligros inherentes en un accidente. Por la combinación de las penalidades y créditos se llega a un número (un índice) que puede ser utilizado para calificar la instalación en una escala relativa.



1 PROPOSITO

Proporcionar una medida relativa de riesgo para una instalación.

2 APLICACIONES

♦ Durante la etapa de diseño, modificación u operación de Instalaciones.

3 RESULTADOS

♦ Calificaciones relativas de varias unidades de proceso en la instalación, basándose en el riesgo.
♦ Resultados cualitativos.

4 DATOS REQUERIDOS

♦ Planos de localización general del equipo (actuales).
♦ Conocimiento completo de los procesos y del equipo de proceso involucrado.
♦ Conocimiento completo del equipo de mitigación de riesgos y técnicas disponibles.
♦ Formas adecuadas y guías índices para asignar calificaciones.

5 PERSONAL

♦ La calificación en cada unidad de proceso puede ser hecha por un ingeniero con experiencia en equipo y procesos.

6 TIEMPO REQUERIDO

♦ Una vez que el personal esta familiarizado con el sistema, las unidades de proceso simples pueden ser calificadas en pocas horas.



Metodología de la Calificación Relativa (*Relative Ranking*)

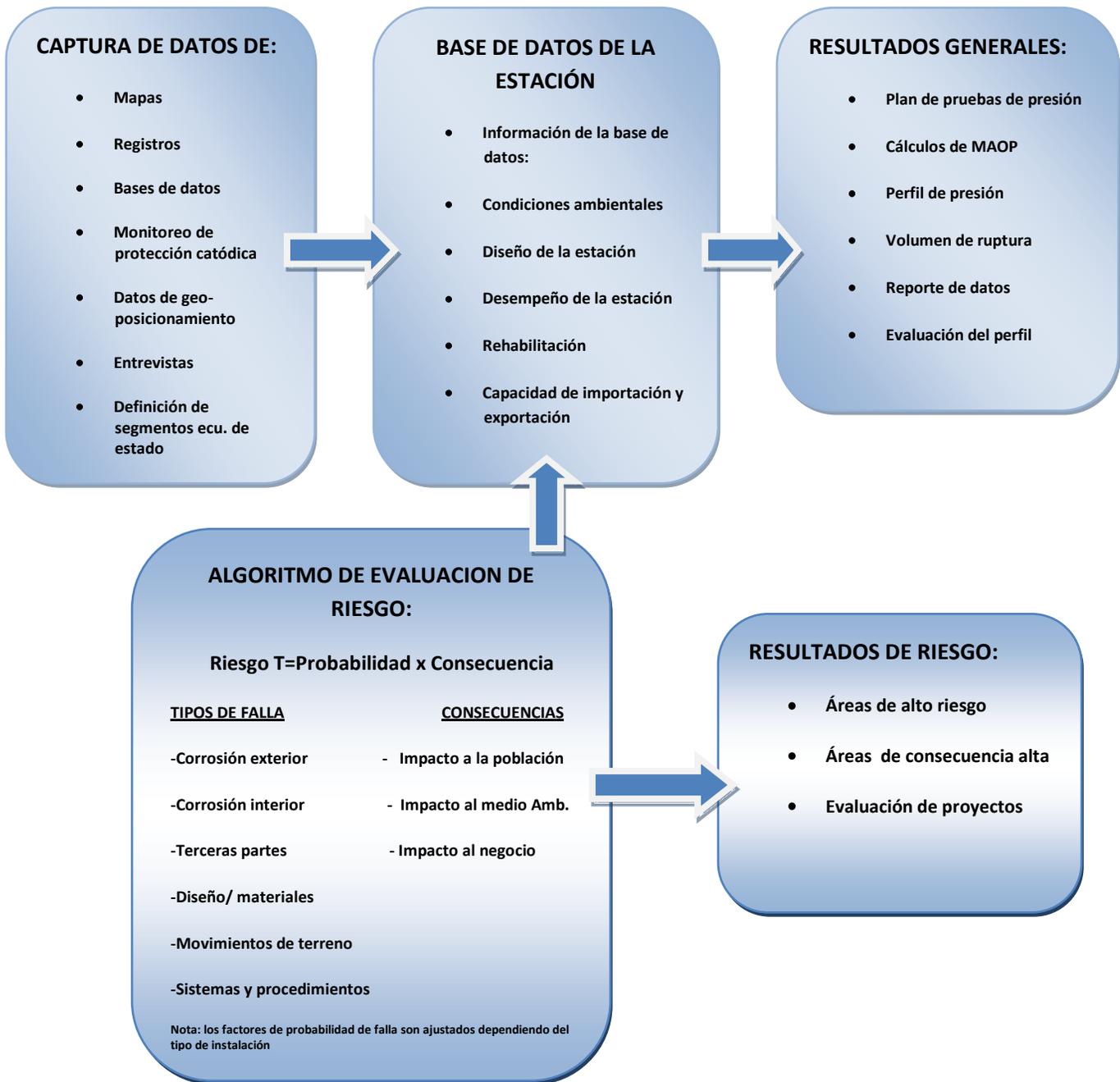


Figura 2.16. Metodología de la Calificación Relativa



2.6 COMPARATIVO DE METODOLOGÍAS DE ANÁLISIS DE RIESGO

En la Tabla 2.1 se muestra la aplicabilidad de las metodologías de análisis de riesgo

Desarrollo del Proyecto	¿Qué pasa si?	Checklist	Hazop	Análisis de árbol de fallas	Análisis de árbol de eventos	Análisis de confiabilidad humana	Análisis de modos de falla y efectos	RELATIVE RANKING
Investigación y desarrollo	X							X
Diseño conceptual	X	X						X
Operación de la unidad piloto	X	X	X	X	X	X	X	X
Ingeniería de detalle	X	X	X	X	X	X	X	X
Construcción y arranque	X	X				X	X	X
Operación rutinaria	X	X	X	X	X	X	X	X
Expansión o modificación	X	X	X	X	X	X	X	X
Investigación de accidentes	X		X	X	X	X	X	X
Desmantelamiento	X	X						X

Tabla 2.1. Selección de metodología²

La metodología de Calificación Relativa (*Relative Ranking*) fue la seleccionada para evaluar la estación de bombeo prototipo que veremos en el siguiente capítulo, por tener un mayor ámbito de aplicabilidad y por ser un método el cual rige en los planes de administración de integridad en los sistemas de transporte y distribución, con que cuenta PEMEX

² Referencia: De la Norma PROY-NFR-018-PEMEX-2007



CAPÍTULO 3. IMPLEMENTACIÓN DE LA CALIFICACIÓN RELATIVA EN UNA ESTACIÓN DE BOMBEO PROTOTIPO.

Actualmente Pemex cuenta con un modelo de administración de riegos para el sistema de transporte por ductos, dicho modelo es mediante el uso del software Integrity Assessment Program (IAP) para el caso de ductos y el software Integrity Management Program (IMP) para instalaciones (estaciones de bombeo, compresión, regulación y medición). Estas herramientas están desarrolladas con base a la metodología de calificación relativa, lo que les permite arrojar como resultado un valor el cual es medido a través de parámetros de evaluación para poder establecer si el nivel de riesgo es tolerable, intolerable o administrable.

3.1. IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE CALIFICACIÓN RELATIVA MEDIANTE EL USO DEL SOFTWARE IMP © PARA ESTACIONES DE BOMBEO.

El software IMP© es una aplicación basada en Microsoft SQL Server, para soportar la integración y análisis de cualquier tipo de ducto, estaciones de Bombeo/Compresión, estaciones de Medición y Regulación, así como otro tipo de instalaciones superficiales. Así también el programa es capaz de usar datos de un GIS (Sistema de Información Geográfica), y crear campos espaciales que pueden ser mostrados dentro del GIS. El software IMP© tiene las siguientes capacidades para dar soporte a la Administración de Riesgo:

- Maneja datos de las instalaciones tales como líneas de transporte, tanques de almacenamiento, estaciones de Bombeo/Compresión, estaciones de Medición Regulación, etc.
- Soporta la creación de un plan base de evaluación de riesgo para segmentos de un ducto o en Instalaciones superficiales.
- Maneja datos de desempeño e inspección tales como: Inspecciones en Línea (ILI), Inspección de potenciales a intervalos cortos (CIS) y Direct Assessment (DA), Análisis Dinámicos, entre otros permitiendo que esta información sea almacenada independientemente de la información de otros objetos.
- Integra, determina y da prioridad a los defectos descubiertos a través de una inspección en línea como: pruebas de presión, termografía, etc.
- Analiza el costo-beneficio de implementar proyectos específicos para alcanzar un nivel deseado de riesgo.
- Reproduce dibujos que dan soporte para un análisis visual de la integridad y riesgo de la instalación en referencia.



- Soporta análisis de sensibilidad como resultado de grupos de comparación o análisis de sensibilidad de variables.
- Importan datos de la mayoría de las bases de datos u hojas de cálculo.
- Soportar la capacidad para el manejo de datos.

Los cálculos de la evaluación de riesgo del software IMP© se basan en un método de Riesgo Relativo (calificación relativa). Este método asigna de manera estratégica valores numéricos a cada variable que tiene probabilidades de afectar o influir en el riesgo de falla de cada uno de los componentes de una instalación. Aplicando el algoritmo a la base de datos se producen resultados que dan soporte a las decisiones de canalización de recursos, ponderación de riesgo y apoyo a la administración de riesgo. Como parte del proceso que se sigue en la evaluación de riesgo de una instalación, está por un lado la conformación de la base de datos, la cual se obtiene a partir de la información que se recopila de planos, documentos de diseño, entrevistas con personal de la estación y visitas realizadas a las propias instalaciones. La otra parte medular del modelo de evaluación es el algoritmo, el cual se basa fundamentalmente en el cálculo del Riesgo de Falla (ROF) y que es producto de la probabilidad de falla (LOF) por la consecuencia de falla (COF). El proceso seguido para la evaluación de las Estaciones de Bombeo se muestra en la siguiente figura.

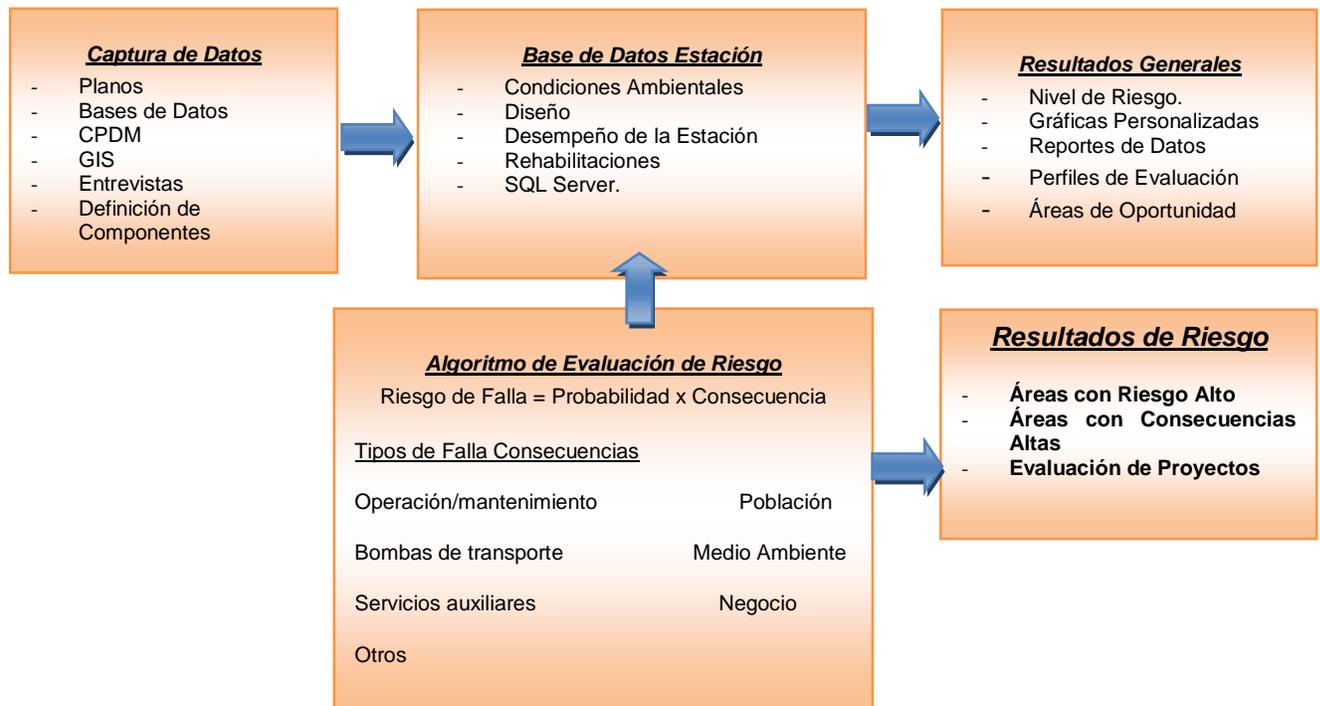


Figura 3.1 Proceso de Evaluación de Estaciones



3.2. DETERMINACIÓN DE RIESGO DE FALLA (ROF).

El riesgo se evalúa de acuerdo a la probabilidad de falla (LOF) multiplicando por la Consecuencia de Falla (COF)

De acuerdo a la definición anterior se tiene que:



Donde:

Probabilidad de Falla (LOF). Es la incertidumbre de que ocurra una falla en un equipo, elemento, componente o sistema.

Consecuencia de Falla (COF): Es la magnitud de la implicación que se tendría sobre la instalación, el personal, los alrededores o el medio ambiente, en caso de ocurrir una falla, incidente o evento. Por ejemplo, lesiones, amputaciones, muerte, daño de inmuebles, suspensión de la producción, etc.



3.3. PROCESO PARA EVALUACIÓN DE RIESGO DE UNA ESTACIÓN DE BOMBEO MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE CALIFICACIÓN RELATIVA.

Para evaluar el riesgo en instalaciones mediante esta metodología es necesario llevar a cabo una serie de actividades, las cuales se visualizan en la Figura 3.2 y se describen a continuación.

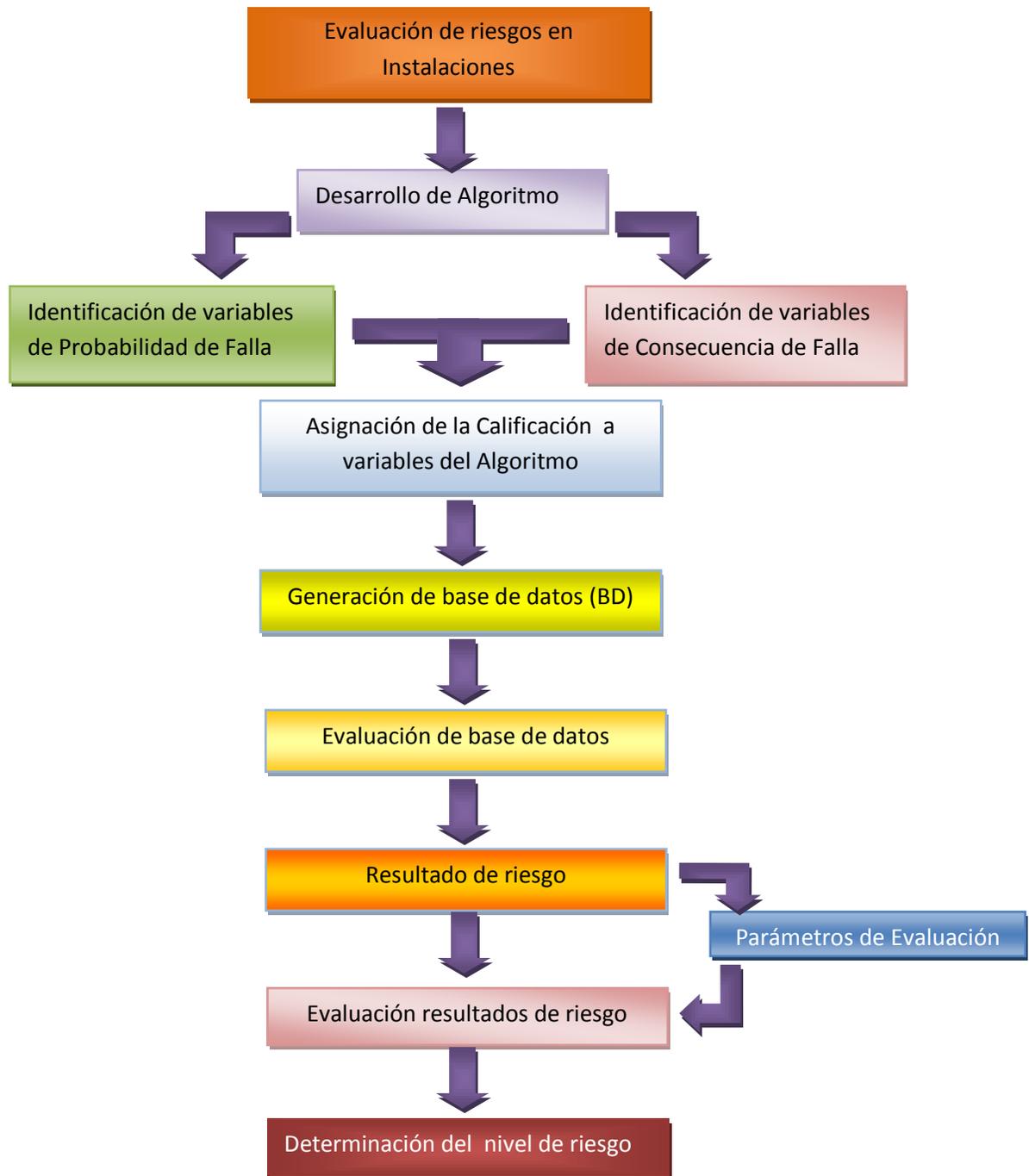


Figura 3.2. Metodología de Implementación de la calificación Relativa



Algoritmo: Es el criterio de referencia para la evaluación de riesgos en los sistemas de transporte de hidrocarburos. Incluye las variables relacionadas para la valoración de los factores de probabilidad de falla y consecuencia de falla.

Desarrollo de Algoritmo: En esta actividad serán determinados los factores, variables y atributos asociados a la probabilidad de falla, así como los impactos con sus respectivas variables y atributos para la consecuencia de falla de una estación de bombeo.

Generación de bases de datos (BD): Con las respectivas variables definidas en el algoritmo se procede a llenar una base de datos que integra información de operación, mantenimiento, diseño y seguridad de la instalación a evaluar.

Evaluación de las bases de datos (BD): Una vez llena la base de datos, el siguiente paso es identificar el valor que le corresponde a cada variable y evaluarlo de acuerdo a la determinación de riesgo de falla.

Evaluación de resultados de riesgo: Una vez determinado el valor de riesgo este es comparado con los parámetros de evaluación lo que permitirá definir el nivel de riesgo de la instalación.

3.4. DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE EVALUACIÓN PARA UNA ESTACIÓN DE BOMBEO.

Con la finalidad de determinar en una forma semicuantitativa el estado en que se encuentra una estación de bombeo en sus diferentes secciones: operativas, áreas de proceso sistemas de seguridad, servicios auxiliares, etc., se desarrollo un algoritmo para evaluar el nivel de riesgo.

El algoritmo permitirá evaluar el valor de riesgo de una estación de bombeo de acuerdo a la probabilidad de falla y su consecuencia de falla.

La probabilidad de falla se definió en función de los siguientes cuatro factores:

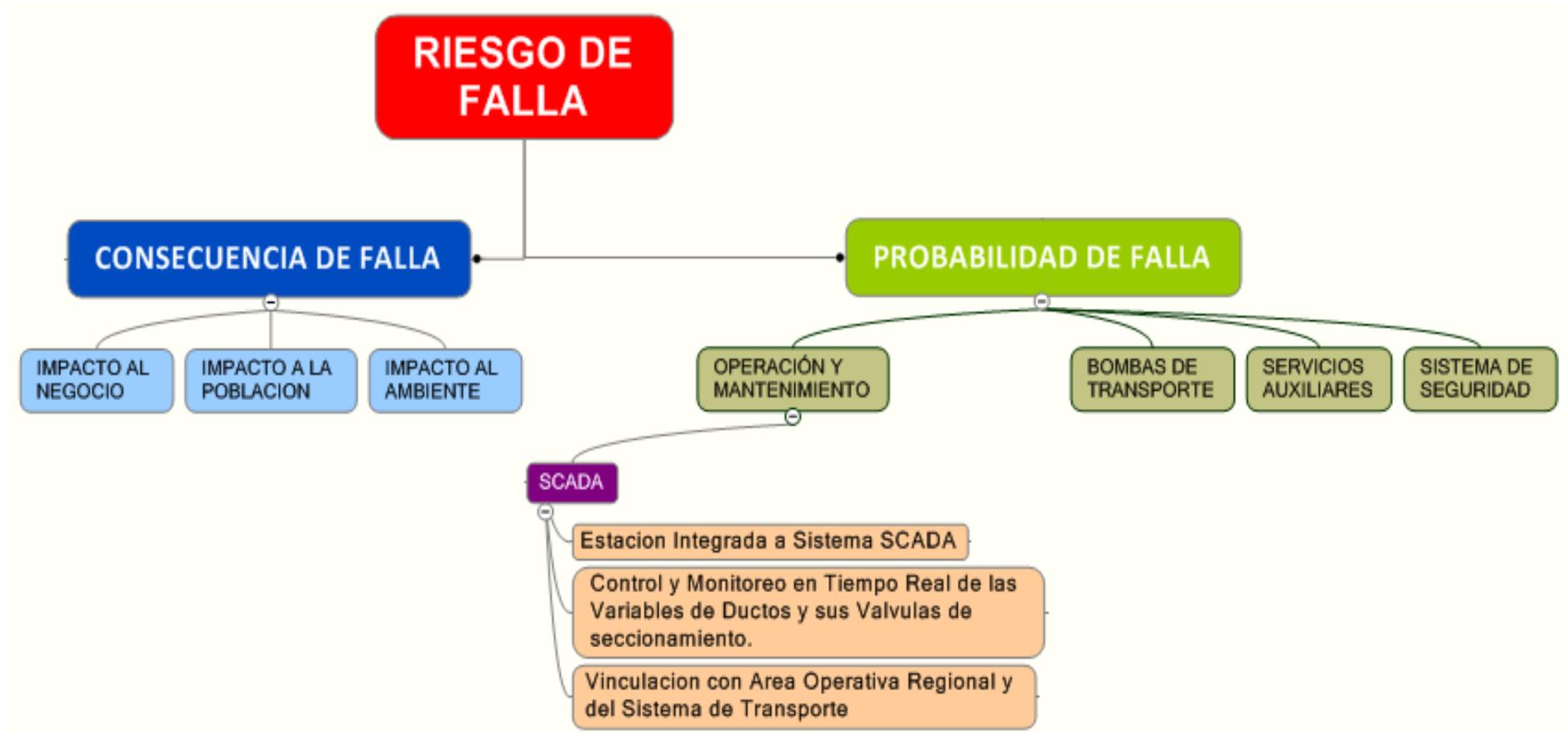
- Operación y Mantenimiento.
- Bombas de Transporte.
- Servicios Auxiliares.
- Sistema de Seguridad



La Consecuencia de Falla se definió en tres impactos y son:

- Impacto a la población (IOP)
- Impacto al ambiente (IOE)
- Impacto al negocio (IOB).

En la Figura 3.3 se muestra la jerarquía del algoritmo, en donde puede ser visualizado cada uno de los parámetros que lo integran.



-  Factores de Falla
-  Impactos
-  Variables
-  Atributos

Figura.3.3. La Jerarquía del algoritmo.



Dentro de la estructura del algoritmo podemos visualizar que cuenta con Factores, Impactos, variables y atributos por lo que a continuación se definen cada uno de estos términos:

- **FACTOR:** Se refiere a los aspectos de diseño que afectan la integridad del ducto como: Operación y Mantenimiento, Bombas de Transporte, Servicios Auxiliares, Sistema de Seguridad, etc.
- **IMPACTOS:** Se refiere a los aspectos de medio ambiente que afectan a una Estación como: Negocio, Población y Ambiente.
- **VARIABLES:** son todas aquellas que determinan el tipo de elementos característicos, como por ejemplo tipo de suelo, tipo de producto, características del recubrimiento, edad de la Estación, diseño, población, etc.
- **ATRIBUTOS:** se refiere a la información específica que afecta a la Instalación como por ejemplo de la variable “Control y monitoreo en tiempo real de las variables de proceso” sus atributos son: Total, Parcial o Nulo.

3.4.1 Definición de variables, atributos y asignación de Calificación Relativa

En las tablas de Factor de Probabilidad de Falla se muestran las variables definidas para cada uno de los factores e Impactos de falla, dicha variables fueron definidas de acuerdo al marco normativo mostrado en la sección 2.4, reportes de integridad de estaciones de bombeo y tomando en cuenta la experiencia de especialistas del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

El siguiente paso fue el asignar una ponderación para el LOF y COF, quedando estos de la siguiente manera:

Factores de Probabilidad de Falla (LOF)

- 25 “Operación y Mantenimiento”.
- 35 “Bombas y/o Compresores de Transporte”.
- 15 “Servicios Auxiliares”.
- 25 “Sistema de Seguridad”



Impactos de Consecuencia de Falla (COF)

- 30 “Impacto al Negocio”.
- 35 “Impacto Ambiental”.
- 35 “Impacto a la Población”.

Para el caso de las variables se les asignó un porcentaje de afectación el cual también se muestra en las tablas de Factor de Probabilidad de Falla, finalmente a los atributos les fue asignada una calificación manejando una escala de 0 – 10, con base a criterios definidos por PEMEX- IMP durante el desarrollo del algoritmo del Software IMP®, dicha escala se conceptualiza de forma diferente para los factores e impactos. En la siguiente Tabla se describe la manera en que se conceptualizan.

Calificación	Probabilidad de Falla (LOF)	Consecuencia de Falla (COF)
Próximo a 0	Caso mas critico	Caso mas Favorable
Próximo a 10	Caso mas Favorable	Caso mas critico

Tomando como antecedente la descripción anterior de asignación de calificaciones en la Figura 3.4 se muestra un ejemplo a fin de clarificar como se llevo acabo la calificación Relativa del Algoritmo desarrollado.

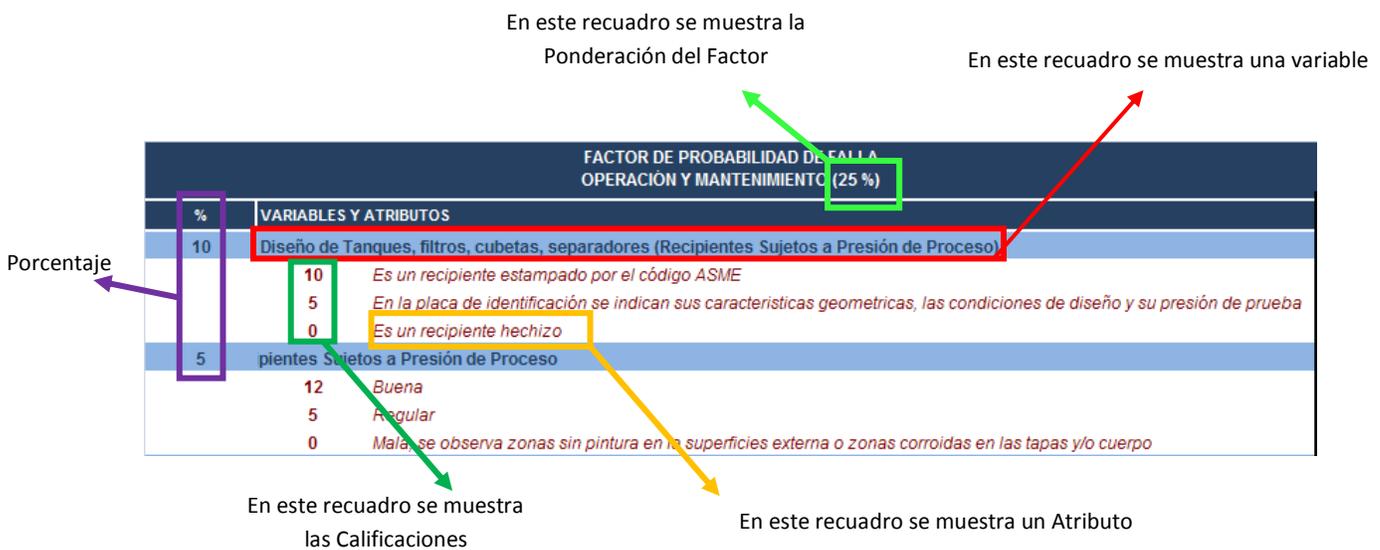


Figura. 3.4. Ejemplo de Ponderación y Calificación



En las siguientes tablas se muestran las variables consideradas para el factor de probabilidad de falla por **operación y mantenimiento**

FACTOR DE PROBABILIDAD DE FALLA OPERACION Y MANTENIMIENTO	
%	VARIABLES
10	Diseño de Tanques, filtros, cubetas, separadores (Recipientes Sujetos a Presión de Proceso).
5	Tapas y Cuerpo DE Recipientes Sujetos a Presión de Proceso
5	Dispositivos de Seguridad de Recipientes Sujetos a Presión de Proceso
4	Diseño de Tanques Atmosféricos de Proceso
4	Tapa, Fondo y Cuerpo de Tanques Atmosféricos de Proceso
2	Dispositivos de Seguridad de Tanques Atmosféricos de Proceso
2	Registro de inspección de Tanques Atmosféricos de Proceso
4	Sistema de Control de la Estación
3	Control y monitoreo en tiempo real de las variables de proceso
1	Control y monitoreo en tiempo real de las variables de los servicios auxiliares
1	Control y monitoreo en tiempo real del Equipo Dinámico (Turbomaquinaria y motor eléctrico de velocidad variable)
1	Desplegados o tableros del sistema de Control y Monitoreo de la Estación..
2	Registro del Sistemas de Alarmas audibles y visibles (En base de datos electrónica).
2	Registro histórico de las variables de la estación. (En base de datos electrónica).
2	Circuitos de Control Suficientes y Disponibles
2	Instrumentación:
2	Estado de la instalación de instrumentos y conducción de señales neumáticas, eléctricas e hidráulicas.

 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
	Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
	Fecha:	May-09



FACTOR DE PROBABILIDAD DE FALLA OPERACION Y MANTENIMIENTO	
%	VARIABLES
2	Cumplimiento a clasificación de áreas de la instrumentación.
5	SCADA
3	Alarma preventiva audible y visible, con punto de ajuste correcto.
4	Paro (BPCS), con punto de ajuste correcto.
4	Paro (ESD), con punto de ajuste correcto.
7	PSV's
3	Mantenimiento a Instrumentación y PSV's
2	Se cuenta con un SIS (Sistema Instrumentado de Seguridad) dedicada a ésta función.
2	SDV's y BDV's
2	Vinculación entre Sistemas ESD, BPCS y F&G
5	Cuarto de Control
2	Ingeniería en versión As Built
2	Registros de Diseño y Construcción
5	Manuales y Procedimientos de Operación y Mantenimiento

 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
	Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
	Fecha:	May-09



En las siguientes tablas se muestran las variables consideradas para el factor de probabilidad de falla de **Bombas de Transporte**

FACTOR DE PROBABILIDAD DE FALLA BOMBAS DE TRANSPORTE	
%	VARIABLES
15	Carcaza (Bombas)
9	Sello (Bombas)
4	Cople (Bombas)
3	Lubricación y enfriamiento (Bombas)
2	Detección y monitoreo de vibraciones (Bombas)
1.5	Placa base (Bombas)
1.5	Flecha (Bombas)
4	Instrumentación y control (Bombas)
1.5	Recubrimiento y pintura (Bombas)
1	Cimentación (Bombas)
6.5	Generador de gas y turbina de potencia
1.5	Cople y guarda cople (Turbina)
2.5	Caja de Engranajes(Turbina)
2.5	Encabinado acústico(Turbina)
1.5	Patin o base(Turbina)
1.5	Sistema de gas combustible(Turbina)
2.5	Sistema de arranque(Turbina)

 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
	Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
	Fecha:	May-09



FACTOR DE PROBABILIDAD DE FALLA BOMBAS DE TRANSPORTE	
%	VARIABLES
2	Sistema de admisión de aire (Turbina)
2.5	Detección de fuego-gas y sistema de supresión con CO ₂ (Turbina)
2.5	Sistema de gases de escape(Turbina)
3	Sistema de reducción y monitoreo de emisiones contaminantes(Turbina)
2	Sistema de lubricación(Turbina)
2	Recubrimiento y pintura(Turbina)
1	Cimentación(Turbina)
3	Baja Presión Succión/Alta Presión Descarga
1	Detección de vibraciones axiales y radiales
2	Sobrevelocidad ó Alto Amperaje
1	Alta Temperatura de Aceite de Lubricación
0.5	Baja Presión de Aceite de Lubricación
1	Bajo Nivel de Aceite de Lubricación
0.5	Alta Presión Diferencial en Filtros
1	Sistema de sellos.
1	Detección de fuego-gas y sistema de supresión con CO ₂
6	Unidad de Control Digital integrada al Sistema de Control de la Estación
3	Sistema de Detección de Vibración y Temperatura
3	Vinculación entre ESD y el paro del equipo
1	Mantenimiento

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09



En las siguientes tablas se muestran las variables consideradas para el factor de probabilidad de falla de **Servicios Auxiliares**

FACTOR DE PROBABILIDAD DE FALLA	
SERVICIOS AUXILIARES	
%	VARIABLES
10	Tubería
9	Válvulas
4	Accesorios
1	Tornillería
3	Niplería
3	Rectificador de gas(Gas Combustible)
2	Sistema de medición(Gas Combustible)
2	Sistema de regulación(Gas Combustible)
5	Dispositivos de seguridad(Gas Combustible)
2	Tanques acumuladores(Aire de Planta e Instrumentos)
2	Compresores(Aire de Planta e Instrumentos)
2	Secadora(Aire de Planta e Instrumentos)
2	Dispositivos de Seguridad(Aire de Planta e Instrumentos)
2	Fuente de suministro, alimentación y distribución(Agua de Servicios)
1	Tanque acumulador(Agua de Servicios)
1	Dispositivos de Seguridad(Agua de Servicios)
3	Sistema de recolección (Drenaje Aceitoso)
3	Fosa API (Drenaje Aceitoso)
3	Corrientes de integración (Drenaje Aceitoso)
2	Sistema de recolección (Drenaje Pluvial)

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por: Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por: Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha: May-09



FACTOR DE PROBABILIDAD DE FALLA	
SERVICIOS AUXILIARES	
%	VARIABLES
1	Registros (Drenaje Pluvial)
1	Recuperación del drenaje Pluvial
2	Clasificación de áreas peligrosas (Sistema Eléctrico)
1	Diagrama Unifilar (Sistema Eléctrico)
2	Sistemas de Emergencia (Sistema Eléctrico)
1	Sistema general de fuerza (Sistema Eléctrico)
1	Cédula de conductores y canalizaciones (Sistema Eléctrico)
2	Sistemas generales de tierra y pararrayos (Sistema Eléctrico)
1	Sistema de alumbrado (Sistema Eléctrico)
1	Coordinación de protecciones eléctricas (Sistema Eléctrico)
1	Mantenimiento (Sistema Eléctrico)
1	Diseño (Sistema Civil Estructural)
1	Construcción (Sistema Civil Estructural)
2	Mantenimiento (Sistema Civil Estructural)
1	Ambiental (Sistema Civil Estructural)
1	Tanques de Almacenamiento de Crudo (Sistema Civil Estructural)
1	Tanques de Almacenamiento de Agua (Sistema Civil Estructural)
1	Recipientes a Presión (Sistema Civil Estructural)
1	Recipientes Atmosféricos (Sistema Civil Estructural)
1	Área de Trampas (Sistema Civil Estructural)
1	Subestación Eléctrica (Sistema Civil Estructural)
3	Edificios de Servicio (Sistema Civil Estructural)
5	Sistema de Almacenamiento de Líquidos y Sólidos (Disposición de Desechos)
5	Contaminación (Disposición de Desechos)

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09



En las siguientes tablas se muestran las variables consideradas para el factor de probabilidad de falla de **Sistema de Seguridad**

FACTOR DE PROBABILIDAD DE FALLA SISTEMA DE SEGURIDAD	
%	VARIABLES
5	Red de Agua Contra Incendio (Sistema de Agua Contra Incendio)
5	Almacenamiento y Suministro (Sistema de Agua Contra Incendio)
8	Equipo de Bombeo (Sistema de Agua Contra Incendio)
2	Procedimientos (Sistema de Agua Contra Incendio)
5	Sistema de Espuma
2	Vínculo entre Sistemas ESD con Gas y Fuego (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)
2	Capacidad de aislar la fuente de hidrocarburos (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)
5	Cobertura (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)
5	Semaforo en área de proceso Alarmas visibles y audibles (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)
2	Activación automática de los sistemas de supresión (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)
19	Plan de respuesta a emergencias
6	Rutas de Evacuación y Señalización
6	Edificios (Muros Contra incendio / Explosión)
4	Seguridad y Salud
8	Construcción (Cerca Perimetral)
8	Edificios / Caseta de Vigilancia (Control de Acceso)
8	Extintores Contra Incendio





En las siguientes tablas se muestran las variables consideradas para el factor de consecuencia de falla de **Impacto al Negocio**

FACTOR DE CONSECUENCIA DE FALLA		
IMPACTO EN NEGOCIO (COF)		
VARIABLES	%	
Daño Potencial en Propiedad	0.17	
Interrupción de Servicio (# Clientes Afectados)	0.15	
Efectos en el Publico Escasez/Demanda	0.05	
Daño de Imagen de la Compañía (Público, regulación, inversionistas, PR)	0.05	
Magnitud de Consecuencias (Descripción de Impactos)	0.02	
Clasificación de Consecuencias	0.07	
Persistencia (dificultad para controlar o extinguir)	0.2	
Tipo de Producto	0.09	
Volumen de Producto Pérdido (MSCF ó BLS)	0.02	
Tiempo de Respuesta ante Incidentes, Min	0.07	
Capacidad de Respuesta ante Emergencias	0.07	
Efectividad de Respuesta a Emergencias	0.04	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09



En las siguientes tablas se muestran las variables consideradas para el factor de consecuencia de falla de **Impacto al Ambiente**

FACTOR DE CONSECUENCIA DE FALLA IMPACTO AMBIENTAL (COF)		
VARIABLES	%	
Area de Altas Consecuencias	0.12	
Magnitud de las Consecuencias (Descripción de Impactos)	0.1	
Cercanía con Áreas Ambientalmente Sensibles (m)	0.08	
Condiciones de Ventilación	0.08	
Condiciones del Terreno	0.06	
Flamabilidad / Explosividad	0.15	
Toxicidad	0.1	
Reactividad	0.08	
Persistencia (dificultad para controlar o extinguir)	0.08	
Tipo de Producto	0.15	

 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
	Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
	Fecha:	May-09



En las siguientes tablas se muestran las variables consideradas para el factor de consecuencia de falla de **Impacto a la Población**

FACTOR DE CONSECUENCIA DE FALLA IMPACTO EN POBLACIÓN (COF)		
VARIABLES	%	
Áreas sensibles de Población	0.2	
Densidad de Población	0.35	
Flamabilidad / Explosividad	0.25	
Toxicidad	0.15	
Tipo de Producto	0.2	
Educación a la Población - Situación del Programa	0.08	
Sistema de Detección de Fugas	0.1	
Capacidad de Respuesta ante Emergencias	0.1	
Efectividad de Respuesta a Emergencias	0.1	

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09



3.5. PARÁMETROS DE EVALUACIÓN

Los parámetros de evaluación fueron definidos con base a la experiencia del personal del IMP en trabajos de administración de integridad de instalaciones de bombeo para los sistemas de transporte Nuevo Teapa-Venta de Carpio, Nuevo Teapa- Salina Cruz y Nuevo Teapa- Poza Rica en la Tabla 3.1 se muestran dichos valores.

VALOR DE RIESGO	%
Intolerable	701-1000
Administrable	350-700
Tolerable	0-349

Tabla 3.1. Parámetros de evaluación

Riesgo Tolerable: Nivel de riesgo para el cual no se requieren inversiones para mitigar riesgo (Riesgo Inherente)

Riesgo Intolerable – Nivel de riesgo para el cual es necesario invertir sin importar las relaciones Beneficio – Costo para reducir riesgo.

Entre estos dos Criterios existe un área amarilla (riesgo administrable) donde se puede emplear un criterio adicional para determinar si se reduce o no el Riesgo; por ejemplo, donde las inversiones producen los resultados esperados en términos de reducción de riesgo.

Riesgo Administrable – aquí se pueden aplicar criterios adicionales para determinar si es necesario o no reducir riesgos. Ejemplo.: invertir en aquellas áreas que proporcionan un periodo de retorno adecuado en términos de la reducción de riesgo lograda



Figura 3.5. Valores de Riesgo



CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN DE RIESGO A UNA ESTACIÓN DE BOMBEO PROTOTIPO

La evaluación de riesgos se desarrolla de acuerdo al proceso descrito en la sección 3.3 y tomando en cuenta la definición de riesgo mencionada en la sección 3.2

Para llevar a cabo esta evaluación es necesario integrar información de diseño, operación, mantenimiento y seguridad en una base de datos que será evaluada con el algoritmo desarrollado en la sección 3.4. Finalmente una vez que se tenga el valor de riesgo este será comparado con los parámetros de evaluación lo que nos permitirá determinar si la estación de bombeo se encuentra dentro de un nivel tolerable, intolerable o administrable.

4.1 BASE DE DATOS DE ESTACIÓN PROTOTIPO

A fin de determinar el Riesgo es necesario generar la base de datos de la Estación que contenga las características que la definan. Dicha Base es generada tomando en consideración el Esquema de Tubería e Instrumentación (ETI) mostrado en la Figura 4.1¹, descripción de la estación de bombeo indicada en la sección 2.1, características del producto (sección 2.4), así como las condiciones más óptimas en cuanto a su diseño, operación, mantenimiento, entre otros.

La Base de Datos tiene una estructura constituida por 7 Plantillas las cuales fueron definidas con base al algoritmo desarrollado previamente. Cada una de estas plantillas cuenta con la información que caracteriza a la estación y son las que se enlistan a continuación.

- Plantilla de Operación y Mantenimiento
- Plantilla de Bombas
- Plantilla de Servicios Auxiliares
- Plantilla de Seguridad
- Plantilla de Impacto al Negocio,
- Plantilla de Impacto a la Población
- Plantilla de Impacto al Ambiente

¹ Esquema de un diagrama de Instrumentación representando la estación de bombeo prototipo

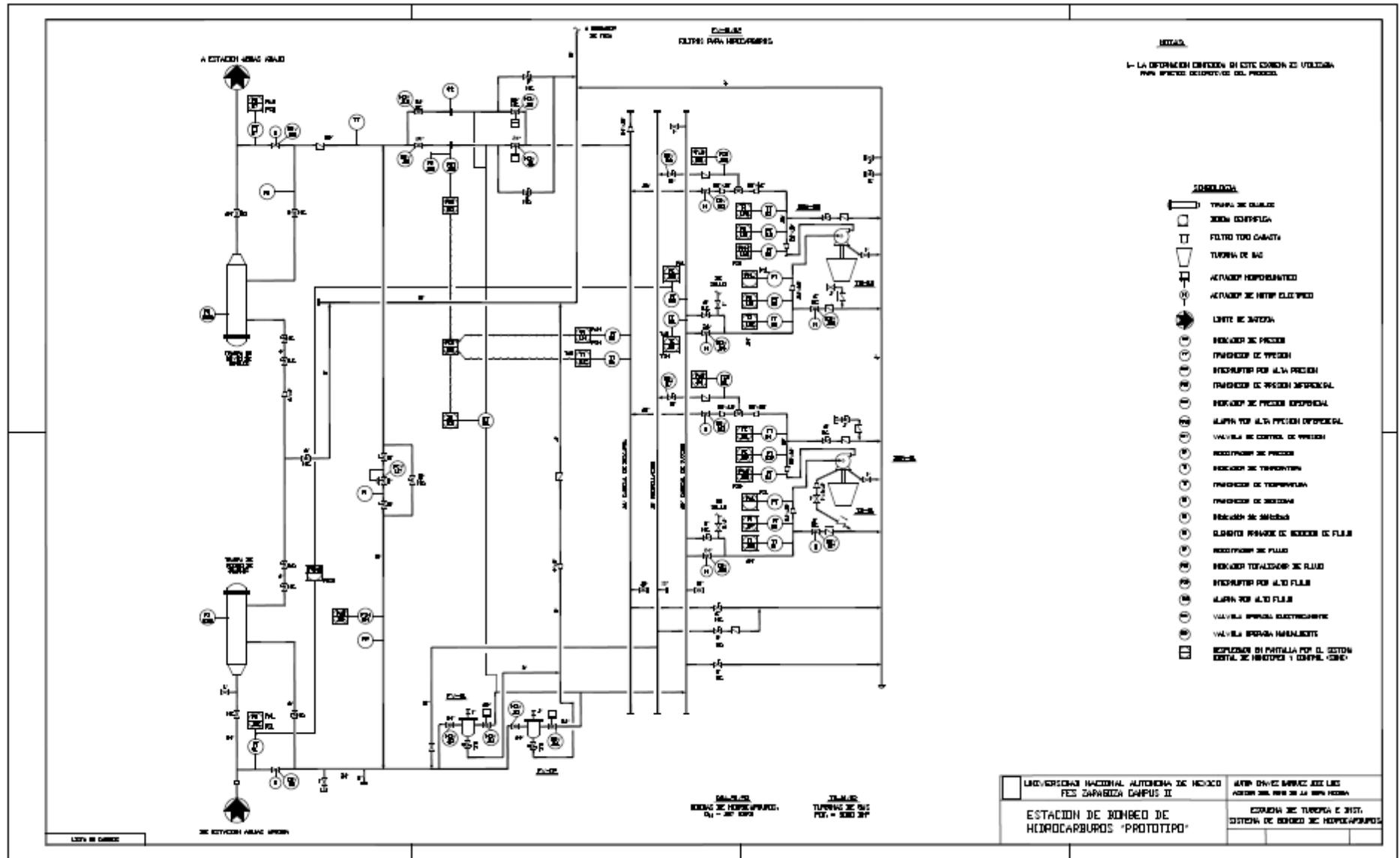


Figura. 4.1. Esquema de Tubería e Instrumentación de estación de bombeo prototipo



El detalle de información con que cuenta cada plantilla es el que se muestra en las tablas siguientes:

Plantilla de Operación y Mantenimiento

PLANTILLA DE SISTEMA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
1	Diseño de Tanques, filtros, cubetas, separadores (Recipientes Sujetos a Presión de Proceso). <i>Es un recipiente estampado por el código ASME</i>
2	Tapas y Cuerpo DE Recipientes Sujetos a Presión de Proceso <i>Buena</i>
3	Dispositivos de Seguridad de Recipientes Sujetos a Presión de Proceso <i>Válvula PSV basados en la Presión de Máxima de Operación del Recipiente.</i>
4	Diseño de Tanques Atmosféricos de Proceso <i>Es un recipiente estampado por el código API</i>
5	Tapa, Fondo y Cuerpo de Tanques Atmosféricos de Proceso <i>Buena</i>
6	Dispositivos de Seguridad de Tanques Atmosféricos de Proceso <i>Válvula Presión - Vacío basados en la Presión de Diseño del Recipiente, en el flujo máximo de llenado y vaciado</i>
7	Registro de inspección de Tanques Atmosféricos de Proceso <i>Cuenta con los registros de mantenimiento, calibración y reparación</i>
8	Sistema de Control de la Estación <i>Sistema de Control Digital con Arquitectura abierta.</i>
9	Control y monitoreo en tiempo real de las variables de proceso <i>Total</i>
10	Control y monitoreo en tiempo real de las variables de los servicios auxiliares <i>Total</i>
11	Control y monitoreo en tiempo real del Equipo Dinámico (Turbomaquinaria y motor eléctrico de velocidad variable) <i>PLC (Incluye sistema de vibración y temperatura)</i>
12	Desplegados o tableros del sistema de Control y Monitoreo de la Estación.. <i>Monitor(es) con desplegados gráficos multiples</i>
13	Registro del Sistemas de Alarmas audibles y visibles (En base de datos electrónica). <i>si</i>
14	Registro histórico de las variables de la estación. (En base de datos electrónica). <i>si</i>
15	Circuitos de Control Suficientes y Disponibles <i>si</i>
16	Instrumentación: <i>Electrónica</i>
17	Estado de la instalación de instrumentos y conducción de señales neumáticas, eléctricas e hidráulicas. <i>Excelente</i>
18	Cumplimiento a clasificación de áreas de la instrumentación. <i>Excelente</i>
19	SCADA <i>Estación integrada a sistema SCADA</i>
20	Alarma preventiva audible y visible, con punto de ajuste correcto. <i>si</i>
21	Paro (BPCS), con punto de ajuste correcto. <i>si</i>

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09



Plantilla de Operación y Mantenimiento

PLANTILLA DE SISTEMA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
22	Paro (ESD), con punto de ajuste correcto. <i>si</i>
23	PSV's <i>PSV's de ductos basados en la Presión Máxima de Operación del ducto.</i>
24	Mantenimiento a Instrumentación y PSV's <i>Programas de mantenimiento disponibles</i>
25	Se cuenta con un SIS (Sistema Instrumentado de Seguridad) dedicada a ésta función. <i>si</i>
26	SDV's y BDV's <i>si</i>
27	Vinculación entre Sistemas ESD, BPCS y F&G <i>si</i>
28	Cuarto de Control <i>Salida de emergencia independiente a la puerta principal</i>
29	Ingeniería en versión As Built <i>DFP's, DTI's y PLG's</i>
30	Registros de Diseño y Construcción <i>Proceso de la Administración del Cambio.</i>
31	Manuales y Procedimientos de Operación y Mantenimiento <i>Manuales de Operación y mantenimiento vigentes, utilizados por los trabajadores.</i>

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09

Plantilla de Bombas

PLANTILLA DE SISTEMA DE BOMBAS	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
1	Carcaza (Bombas) <i>Instalación, mantenimiento y/o ajuste reciente.</i>
2	Sello (Bombas) <i>Operación sin fuga.</i>
3	Cople (Bombas) <i>Capacidad de transmisión de potencia adecuada, sin ruido y sin calentamiento.</i>
4	Lubricación y enfriamiento (Bombas) <i>Operación de auxiliares con presión y temperatura adecuadas.</i>
5	Detección y monitoreo de vibraciones (Bombas) <i>Operación con registro de vibraciones dentro del rango permitido.</i>
6	Placa base (Bombas) <i>Operación de bomba y placa base debidamente alineada.</i>
7	Flecha (Bombas) <i>Operación de la flecha debidamente alineada, sin ruido y sin vibraciones</i>
8	Instrumentación y control (Bombas) <i>Operación con instrumentación requerida para transmisión y monitoreo de señales en forma adecuada.</i>
9	Recubrimiento y pintura (Bombas) <i>Recubrimiento anticorrosivo y pintura en buen estado.</i>
10	Cimentación (Bombas) <i>Cimentación y fijación adecuada.</i>
11	Generador de gas y turbina de potencia <i>Generación de potencia y velocidad adecuada.</i>
12	Cople y guarda cople (Turbina) <i>Operación de transmisión de potencia adecuada.</i>

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09



Plantilla de Bombas

PLANTILLA DE BOMBAS	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
13	Caja de Engranajes(Turbina) <i>Buenas condiciones de operación</i>
14	Encabinado acústico(Turbina) <i>Encabinado acústico operando en buenas condiciones.</i>
15	Patin o base(Turbina) <i>Cuenta con recubrimiento y pintura en buen estado.</i>
16	Sistema de gas combustible(Turbina) <i>Operación con flujo de gas y presión regulada.</i>
17	Sistema de arranque(Turbina) <i>Operación con flujo y presión adecuadas en la etapa de arranque.</i>
18	Sistema de admisión de aire (Turbina) <i>Modulos de filtración adecuados con Δp dentro de lo establecido.</i>
19	Detección de fuego-gas y sistema de supresión con CO2 (Turbina) <i>Operación de los detectores y sistema de CO2 con Cap. Adecuada y buenas condiciones.</i>
20	Sistema de gases de escape(Turbina) <i>Existe protección anticorrosiva y aislamiento térmico en buen estado.</i>
21	Sistema de reducción y monitoreo de emisiones contaminantes(Turbina) <i>El sistema opera de forma eficiente reduciendo y monitoreando las emisiones.</i>
22	Sistema de lubricación(Turbina) <i>El sistema opera eficientemente sin fuga.</i>
23	Recubrimiento y pintura(Turbina) <i>Recubrimiento anticorrosivo y pintura en buen estado.</i>
24	Cimentación(Turbina) <i>Cimentación adecuada.</i>
25	Baja Presión Succión/Alta Presión Descarga <i>Se tiene y operando bien</i>
26	Detección de vibraciones axiales y radiales <i>Se tiene y operando bien</i>
27	Sobrevelocidad ó Alto Amperaje <i>Se tiene y operando bien</i>
28	Alta Temperatura de Aceite de Lubricación <i>Se tiene y operando bien</i>
29	Baja Presión de Aceite de Lubricación <i>Se tiene y operando bien</i>
30	Bajo Nivel de Aceite de Lubricación <i>Se tiene y operando bien</i>
31	Alta Presión Diferencial en Filtros <i>Se tiene y operando bien</i>

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09



Plantilla de Bombas

PLANTILLA DE SISTEMA DE BOMBAS	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
32	Sistema de sellos. <i>Se tiene y operando bien</i>
33	Detección de fuego-gas y sistema de supresión con CO₂ <i>Se tiene y operando bien</i>
34	Unidad de Control Digital integrada al Sistema de Control de la Estación <i>Unidad de control digital con arquitectura abierta</i>
35	Sistema de Detección de Vibración y Temperatura <i>Sistema digital vinculado a la Unidad de Control de la Máquina</i>
36	Vinculación entre ESD y el paro del equipo <i>Sistemas de control vinculados, con bloqueo de suministro de gas combustible</i>
37	Mantenimiento <i>Existe un programa de mantenimiento preventivo</i>

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por: Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por: Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha: May-09



Plantilla de Servicios Auxiliares

PLANTILLA DE SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
1	Tubería <i>Buena</i>
2	Válvulas <i>Buena</i>
3	Accesorios <i>Buena</i>
4	Tornillería <i>Buena</i>
5	Niplería <i>Buena</i>
6	Rectificador de gas(Gas Combustible) <i>Recipiente estampado por el código ASME</i>
7	Sistema de medición(Gas Combustible) <i>Buena, Medición en tiempo real con posibilidad de cuantificar consumo en BTU's</i>
8	Sistema de regulación(Gas Combustible) <i>Buena, el sistema de regulación cuenta con una línea de desvío en cada paso y con valvulas de seccionamiento</i>
9	Dispositivos de seguridad(Gas Combustible) <i>Válvula PSV basados en la Presión de Máxima de Operación del Recipiente.</i>
10	Tanques acumuladores(Aire de Planta e Instrumentos) <i>Recipiente estampado por el código ASME</i>
11	Compresores(Aire de Planta e Instrumentos) <i>Buena</i>
12	Secadora(Aire de Planta e Instrumentos) <i>Buena</i>
13	Dispositivos de Seguridad(Aire de Planta e Instrumentos) <i>Válvula PSV basados en la Presión de Máxima de Operación del Recipiente.</i>
14	Fuente de suministro, alimentación y distribución(Agua de Servicios) <i>Buena, fuente de suministro, alimentación, tiempo de residencia y distribución excelente</i>
15	Tanque acumulador(Agua de Servicios) <i>Recipiente estampado por el código AWWA o equivalente</i>
16	Dispositivos de Seguridad(Agua de Servicios) <i>El diámetro del venteo esta basado la Presión de Diseño del Recipiente, en el flujo máximo de llenado y vaciado</i>
17	Sistema de recolección (Drenaje Aceitoso) <i>Buena, interconexión entre el drenaje aceitoso y pluvial, sistema de recolección y disposición excelente</i>
18	Fosa API (Drenaje Aceitoso) <i>Buena, capacidad, tiempo de residencia y sistema de separación excelente</i>
19	Corrientes de integración (Drenaje Aceitoso) <i>El drenaje aceitoso del equipo rotatorio esta conectado a un sistema de separación Agua-Aceite</i>
20	Sistema de recolección (Drenaje Pluvial) <i>Buena, interconexión entre el drenaje aceitoso y pluvial, sistema de recolección y disposición excelente</i>
21	Registros (Drenaje Pluvial) <i>Buena, suficientes, limpios y circulación excelente</i>
22	Recuperación del drenaje Pluvial <i>Se recupera el drenaje pluvial</i>
23	Clasificación de áreas peligrosas (Sistema Eléctrico) <i>Selección de equipos y accesorios adecuada de acuerdo a clasificación de áreas</i>
24	Diagrama Unifilar (Sistema Eléctrico) <i>Adecuadas las protecciones eléctricas para el sistema</i>



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Elaborado Por: Jose Luis Chavez Marquez

Aprobado Por: Ing. Rene de la Mora Medina

Fecha: May-09



Plantilla de Servicios Auxiliares

PLANTILLA DE SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
25	Sistemas de Emergencia (Sistema Eléctrico) <i>Sistemas de emergencia de la estación, se encuentran disponibles</i>
26	Sistema general de fuerza (Sistema Eléctrico) <i>Registros eléctricos construidos a prueba de filtraciones de agua</i>
27	Cédula de conductores y canalizaciones (Sistema Eléctrico) <i>Adecuados los calibres de conductores y diámetros de canalizaciones a utilizar</i>
28	Sistemas generales de tierra y pararrayos (Sistema Eléctrico) <i>El sistema aterrizado</i>
29	Sistema de alumbrado (Sistema Eléctrico) <i>Iluminación adecuada en la zona de la bombas de transporte</i>
30	Coordinación de protecciones eléctricas (Sistema Eléctrico) <i>Coordinación de protecciones eléctrica existente</i>
31	Mantenimiento (Sistema Eléctrico) <i>Programa de mantenimiento preventivo del sistema</i>
32	Diseño (Sistema Civil Estructural) <i>Se conserva el diseño original de las cimentaciones y estructuras</i>
33	Construcción (Sistema Civil Estructural) <i>Año de construcción de las estructuras, (Puntaje total si es menor a 20 años)</i>
34	Mantenimiento (Sistema Civil Estructural) <i>Programa de mantenimiento anual de obra civil</i>
35	Ambiental (Sistema Civil Estructural) <i>Los edificios de oficinas, cuartos de control, caseta de vigilancia etc., cuentan con fosa séptica</i>
36	Tanques de Almacenamiento de Crudo (Sistema Civil Estructural) <i>La cimentación del tanque se encuentra a nivel, sin asentamientos</i>
37	Tanques de Almacenamiento de Agua (Sistema Civil Estructural) <i>Estructuralmente la cimentación del tanque se encuentra en condiciones buenas</i>
38	Recipientes a Presión (Sistema Civil Estructural) <i>La cimentación del recipiente se encuentra a nivel, sin asentamientos</i>
39	Recipientes Atmosféricos (Sistema Civil Estructural) <i>La cimentación del recipiente se encuentra a nivel, sin asentamientos</i>
40	Área de Trampas (Sistema Civil Estructural) <i>La cimentación del recipiente se encuentra a nivel, sin asentamientos</i>
41	Subestación Eléctrica (Sistema Civil Estructural) <i>La cimentación de apoyo de las torres de la subestación se encuentran a nivel, sin asentamientos</i>
42	Edificios de Servicio (Sistema Civil Estructural) <i>La cimentación de los edificios se encuentran a nivel, sin asentamientos</i>
43	Sistema de Almacenamiento de Líquidos y Sólidos (Disposición de Desechos) <i>Buena, se almacenan los desechos en un lugar apropiado y seguro</i>
44	Contaminación (Disposición de Desechos) <i>No Hay evidencia por contaminación de sólidos o líquidos en el suelo</i>

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por: Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por: Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha: May-09



Plantilla de Seguridad

PLANTILLA DE SEGURIDAD	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
1	Red de Agua Contra Incendio (Sistema de Agua Contra Incendio) <i>Monitores, Hidrantes, Válvulas de diluvio automatizadas</i>
2	Almacenamiento y Suministro (Sistema de Agua Contra Incendio) <i>Fuente</i>
3	Equipo de Bombeo (Sistema de Agua Contra Incendio) <i>Bomba Jockey</i>
4	Procedimientos (Sistema de Agua Contra Incendio) <i>Buena</i>
5	Sistema de Espuma <i>Almacenamiento</i>
6	Vínculo entre Sistemas ESD con Gas y Fuego (Sistema de Detección de Gas y Fuego.) <i>Buena</i>
7	Capacidad de aislar la fuente de hidrocarburos (Sistema de Detección de Gas y Fuego.) <i>Buena</i>
8	Cobertura (Sistema de Detección de Gas y Fuego.) <i>Área de Bombas / Compresores</i>
9	Semaforo en área de proceso Alarmas visibles y audibles (Sistema de Detección de Gas y Fuego.) <i>Buena</i>
10	Activación automática de los sistemas de supresión (Sistema de Detección de Gas y Fuego.) <i>Buena</i>
11	Plan de respuesta a emergencias <i>La instalación cuenta con camiones de bomberos</i>
12	Rutas de Evacuación y Señalización <i>Área de bombas/compresores existe señalización de rutas de evacuación</i>
13	Edificios (Muros Contra incendio / Explosión) <i>La localización del cuarto de control eléctrico cumple con la normatividad</i>
14	Seguridad y Salud <i>Existe un supervisor de seguridad dentro de la planta</i>
15	Construcción (Cerca Perimetral) <i>Cercade malla de alambre cumple con la normatividad, y se encuentra en buen estado</i>
16	Edificios / Caseta de Vigilancia (Control de Acceso) <i>Caseta de vigilancia en el acceso principal, es adecuado el tamaño</i>
17	Extintores Contra Incendio <i>La estación cuenta con extintores adecuadamente distribuidos</i>

 UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
Fecha:	May-09



Plantilla de Impacto al Negocio

PLANTILLA DE IMPACTO AL NEGOCIO	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
1	Daño Potencial en Propiedad N/A
2	Interrupción de Servicio (# Clientes Afectados) N/A
3	Efectos en el Publico Escasez/Demanda Ninguno
4	Daño de Imagen de la Compañía (Público, regulación, inversionistas, PR) Ninguno
5	Magnitud de Consecuencias (Descripción de Impactos) Ninguno
6	Clasificación de Consecuencias Sin Consecuencias
7	Persistencia (dificultad para controlar o extinguir) Ninguna
8	Tipo de Producto Crudo
9	Volumen de Producto Pérdido (MSCF ó BLS) Ninguno
10	Tiempo de Respuesta ante Incidentes, Min $x \leq 15$
11	Capacidad de Respuesta ante Emergencias Equipo y Material para Contención de Derrames Disponible en Sitio
12	Participación con Protección Civil u Otros Grupos de Respuesta Entrenamiento en Respuesta a Emergencias Incluyendo Participación en Simulacros
13	Efectividad de Respuesta a Emergencias Sobresaliente



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
Fecha:	May-09

Plantilla de Impacto Ambiental

PLANTILLA DE IMPACTO AMBIENTAL	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
1	Area de Altas Consecuencias Ninguno
2	Magnitud de las Consecuencias (Descripción de Impactos) Ninguno
3	Cercania con Áreas Ambientalmente Sensibles (m) Ninguno
4	Condiciones de Ventilación Alto- Favorece la dispersión
5	Condiciones del Terreno Plano
6	Flamabilidad / Explosividad Crítico- Líq/Gases P ignición <22,8 oC y pe<37,8oC
7	Toxicidad Ninguna
8	Reactividad Ninguna
9	Persistencia (dificultad para controlar o extinguir) Alta
10	Tipo de Producto Crudo



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
Fecha:	May-09



Plantilla de Impacto en Población

PLANTILLA DE IMPACTO EN POBLACIÓN	
Numero Variable	VARIABLES Y RESPUESTA
1	Áreas sensibles de Población Ninguno
2	Densidad de Población N/A
3	Flamabilidad / Explosividad Crítico- Líq/Gases P ignición <22,8 oC y pe<37,8oC
4	Toxicidad Ninguna
5	Tipo de Producto Crudo
6	Educación a la Población - Situación del Programa Excelente
7	Sistema de Detección de Fugas Todos
8	Capacidad de Respuesta ante Emergencias Participación con Protección Civil u Otros Grupos de Respuesta
9	Efectividad de Respuesta a Emergencias Sobresaliente

	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO	Elaborado Por:	Jose Luis Chavez Marquez
		Aprobado Por:	Ing. Rene de la Mora Medina
		Fecha:	May-09



4.2 EVALUACIÓN DE RIESGO DE LA ESTACIÓN DE BOMBEO

Es importante mencionar que ésta evaluación toma como base el método originalmente propuesto por Dow Chemical Company, publicado por Muhlbauer, W. Kent, (Pipeline Risk Management Manual)².

La Evaluación de Riesgo de la Estación se realizó con base en el Algoritmo desarrollado en la sección 3.4 y la Base de Datos generada en la sección 4.1.

Debido a que el riesgo (ROF) está en función de la probabilidad de falla por sus consecuencias en la Figura 4.2 se muestra como fue determinado el valor y enseguida se describe como se obtuvieron los valores de LOF, COF Y ROF.

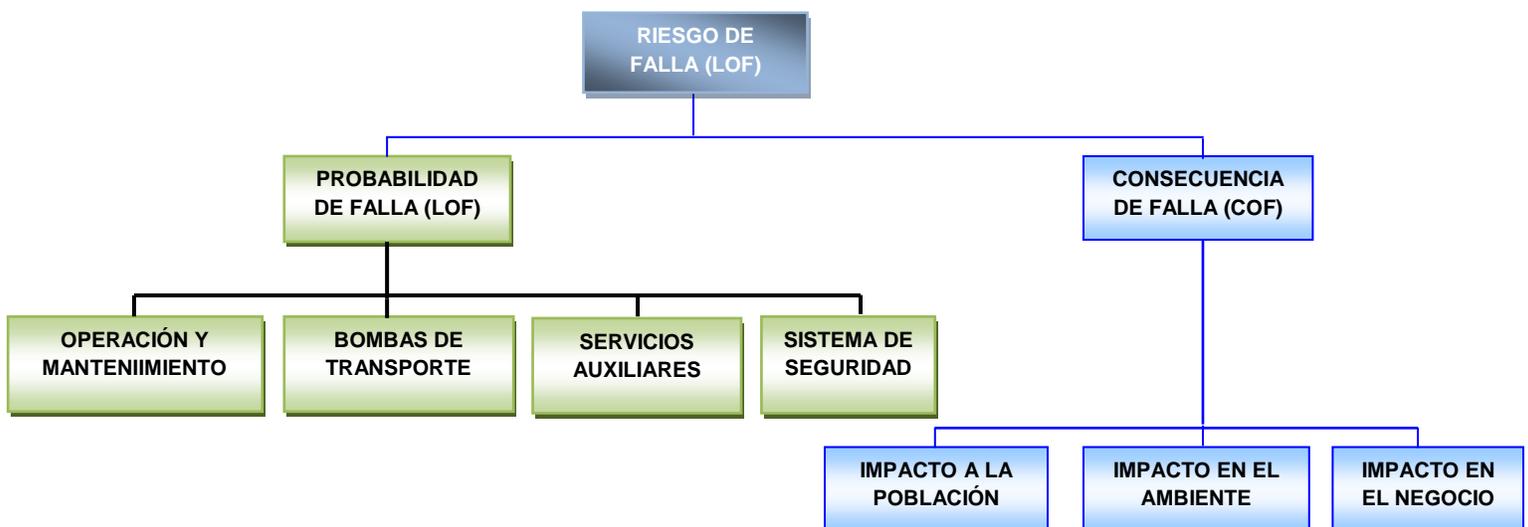


Figura. 4.2 Evaluación de Riesgo en Estaciones de Bombeo

² . W.Kent Muhlbauer. Pipeline Risk "Management Manual" Houston, TX. E.U.A



4.2.1 Probabilidad de falla

La probabilidad de falla esta dada en función de la suma de sus factores los cuales son: operación y mantenimiento, bombas de transporte, servicios auxiliares y sistemas de seguridad. La evaluación de cada factor se determina al multiplicar la ponderación previamente establecida con la calificación que resulto de evaluación de las variables involucradas en ese factor. Cada una de las variables fue evaluada como se muestra en la Figura 4.3.

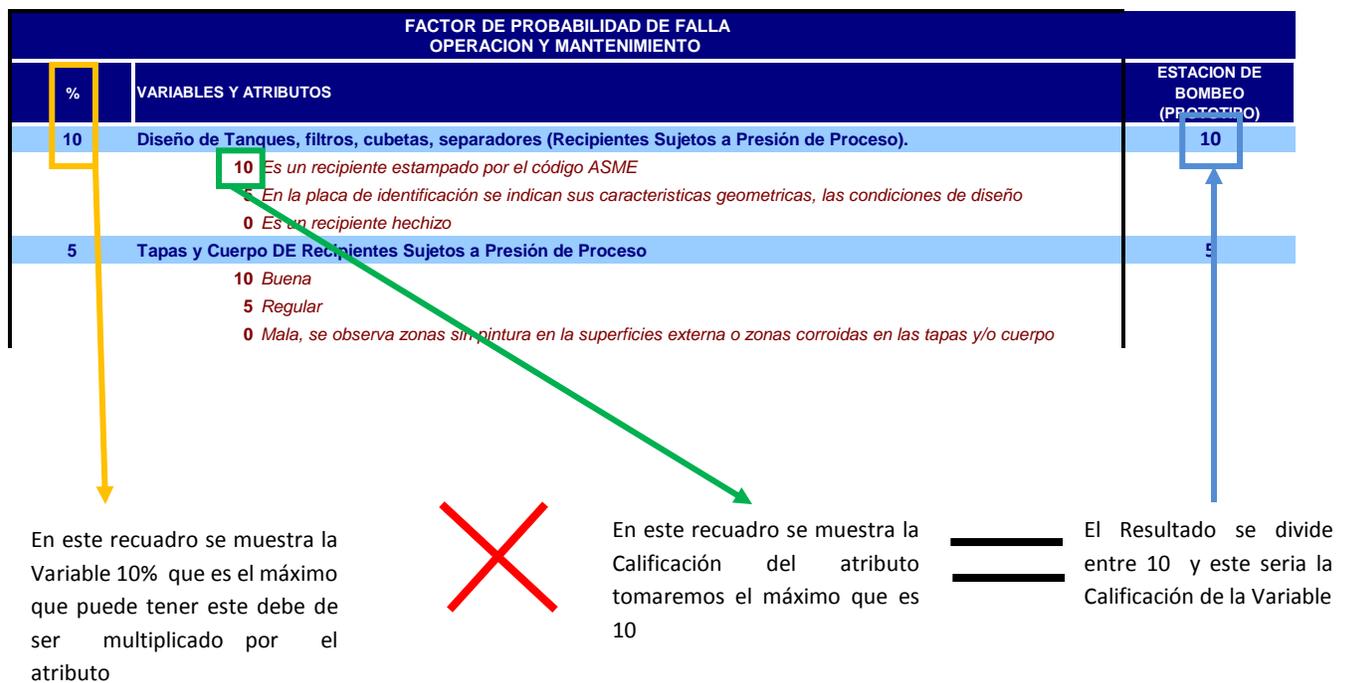


Figura 4.3. Evaluación de Variables



El resultado de la evaluación de variables y la calificación por factor se muestran en las siguientes Tablas.

Operación y Mantenimiento (Proceso) 25%	Calificación
Diseño de Tanques, filtros, cubetas, separadores (Recipientes Sujetos a Presión de Proceso).	10
Tapas y Cuerpo DE Recipientes Sujetos a Presión de Proceso	5
Dispositivos de Seguridad de Recipientes Sujetos a Presión de Proceso	5
Diseño de Tanques Atmosféricos de Proceso	4
Tapas, Fondo y Cuerpo de Tanques Atmosféricos de Proceso	4
Dispositivos de Seguridad de Tanques Atmosféricos de Proceso	2
Registro de inspección de Tanques Atmosféricos de Proceso	2
Sistema de Control de la Estación	4
Control y monitoreo en tiempo real de las variables de proceso	3
Control y monitoreo en tiempo real de las variables de los servicios auxiliares	1
Control y monitoreo en tiempo real del Equipo Dinámico (Turbomaquinaria y motor eléctrico de velocidad variable)	1
Desplegados o tableros del sistema de Control y Monitoreo de la Estación..	1
Registro del Sistemas de Alarmas audibles y visibles (En base de datos electrónica).	2
Registro histórico de las variables de la estación. (En base de datos electrónica).	2
Circuitos de Control Suficientes y Disponibles	2
Instrumentación:	2
Estado de la instalación de instrumentos y conducción de señales neumáticas, eléctricas e hidráulicas.	2
Cumplimiento a clasificación de áreas de la instrumentación}.	2
SCADA	5
Alarma preventiva audible y visible, con punto de ajuste correcto.	3
Paro (BPCS), con punto de ajuste correcto.	4
Paro (ESD), con punto de ajuste correcto.	4
PSV's	7
Mantenimiento a Instrumentación y PSV's	3
Se cuenta con un SIS (Sistema Instrumentado de Seguridad) dedicada a ésta función.	2
SDV's y BDV's	2
Vinculación entre Sistemas ESD, BPCS y F&G	2
Cuarto de Control	5
Ingeniería en versión As Built	2
Registros de Diseño y Construcción	2
Manuales y Procedimientos de Operación y Mantenimiento	5
Calificación total de variables	100
Ponderación del factor operación y mantenimiento	25%
LOF Operación y Mantenimiento	25



Servicios Auxiliares	Calificación
Tubería	10
Válvulas	9
Accesorios	4
Tornillería	1
Niplería	3
Rectificador de gas(Gas Combustible)	3
Sistema de medición(Gas Combustible)	2
Sistema de regulación(Gas Combustible)	2
Dispositivos de seguridad(Gas Combustible)	5
Tanques acumuladores(Aire de Planta e Instrumentos)	2
Compresores(Aire de Planta e Instrumentos)	2
Secadora(Aire de Planta e Instrumentos)	2
Dispositivos de Seguridad(Aire de Planta e Instrumentos)	2
Fuente de suministro, alimentación y distribución(Agua de Servicios)	2
Tanque acumulador(Agua de Servicios)	1
Dispositivos de Seguridad(Agua de Servicios)	1
Sistema de recolección (Drenaje Aceitoso)	3
Fosa API (Drenaje Aceitoso)	3
Corrientes de integración (Drenaje Aceitoso)	3
Sistema de recolección (Drenaje Pluvial)	2
Registros (Drenaje Pluvial)	1
Recuperación del drenaje Pluvial	1
Clasificación de áreas peligrosas (Sistema Eléctrico)	2
Diagrama Unifilar (Sistema Eléctrico)	1
Sistemas de Emergencia (Sistema Eléctrico)	2
Sistema general de fuerza (Sistema Eléctrico)	1
Cédula de conductores y canalizaciones (Sistema Eléctrico)	1
Sistemas generales de tierra y pararrayos (Sistema Eléctrico)	2
Sistema de alumbrado (Sistema Eléctrico)	1
Coordinación de protecciones eléctricas (Sistema Eléctrico)	1
Mantenimiento (Sistema Eléctrico)	1
Diseño (Sistema Civil Estructural)	1
Construcción (Sistema Civil Estructural)	1
Mantenimiento (Sistema Civil Estructural)	2
Ambiental (Sistema Civil Estructural)	1
Tanques de Almacenamiento de Crudo (Sistema Civil Estructural)	1
Tanques de Almacenamiento de Agua (Sistema Civil Estructural)	1
Recipientes a Presión (Sistema Civil Estructural)	1
Recipientes Atmosféricos (Sistema Civil Estructural)	1
Área de Trampas (Sistema Civil Estructural)	1
Subestación Eléctrica (Sistema Civil Estructural)	1
Edificios de Servicio (Sistema Civil Estructural)	3
Sistema de Almacenamiento de Líquidos y Sólidos (Disposición de Desechos)	5
Contaminación (Disposición de Desechos)	5
Calificación total de variables	100
Ponderación del factor servicios auxiliares	15%
LOF servicios auxiliares	15



Bombas de Transporte	Calificación
Carcaza (Bombas)	15
Sello (Bombas)	9
Cople (Bombas)	4
Lubricación y enfriamiento (Bombas)	3
Detección y monitoreo de vibraciones (Bombas)	2
Placa base (Bombas)	1.5
Flecha (Bombas)	1.5
Instrumentación y control (Bombas)	4
Recubrimiento y pintura (Bombas)	1.5
Cimentación (Bombas)	1
Generador de gas y turbina de potencia	6.5
Cople y guarda cople (Turbina)	1.5
Caja de Engranajes(Turbina)	2.5
Encabinado acústico(Turbina)	2.5
Patin o base(Turbina)	1.5
Sistema de gas combustible(Turbina)	1.5
Sistema de arranque(Turbina)	2.5
Sistema de admisión de aire (Turbina)	2
Detección de fuego-gas y sistema de supresión con CO ₂ (Turbina)	2.5
Sistema de gases de escape(Turbina)	2.5
Sistema de reducción y monitoreo de emisiones contaminantes(Turbina)	3
Sistema de lubricación(Turbina)	2
Recubrimiento y pintura(Turbina)	2
Cimentación(Turbina)	1
Baja Presión Succión/Alta Presión Descarga	3
Detección de vibraciones axiales y radiales	1
Sobrevelocidad ó Alto Amperaje	2
Alta Temperatura de Aceite de Lubricación	1
Baja Presión de Aceite de Lubricación	0.5
Bajo Nivel de Aceite de Lubricación	1
Alta Presión Diferencial en Filtros	0.5
Sistema de sellos.	1
Detección de fuego-gas y sistema de supresión con CO ₂	1
Unidad de Control Digital integrada al Sistema de Control de la Estación	6
Sistema de Detección de Vibración y Temperatura	3
Vinculación entre ESD y el paro del equipo	3
Mantenimiento	1
Calificación total de variables	100
Ponderación del factor bombas de transporte	35%
LOF bombas de transporte	35



Sistemas de Seguridad	Calificación
Red de Agua Contra Incendio (Sistema de Agua Contra Incendio)	5
Almacenamiento y Suministro (Sistema de Agua Contra Incendio)	5
Equipo de Bombeo (Sistema de Agua Contra Incendio)	8
Procedimientos (Sistema de Agua Contra Incendio)	2
Sistema de Espuma	5
Vínculo entre Sistemas ESD con Gas y Fuego (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)	2
Capacidad de aislar la fuente de (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)hidrocarburos	2
Cobertura (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)	5
Semaforo en área de proceso Alarmas visibles y audibles (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)	5
Activación automática de los sistemas de supresión (Sistema de Detección de Gas y Fuego.)	2
Plan de respuesta a emergencias	19
Rutas de Evacuación y Señalización	6
Edificios (Muros Contra incendio / Explosión)	6
Seguridad y Salud	4
Construcción (Cerca Perimetral)	8
Edificios / Caseta de Vigilancia (Control de Acceso)	8
Extintores Contra Incendio	8
Calificación total de variables	100
Ponderación del factor sistemas de seguridad	25%
LOF sistemas de seguridad	25

4.2.2 Consecuencia de falla

Para los Impactos de Consecuencia de Falla se realizó con el mismo método pero tomando el valor menor, por ser el más óptimo, como ya lo hemos visto anteriormente.

La Consecuencia de falla está dada en función de la suma de los impactos los cuales son: impacto al negocio, impacto al ambiente, impacto a la población. La evaluación de cada impacto se determina al multiplicar la ponderación previamente establecida con la calificación que resultó de la evaluación de las variables involucradas en ese Impacto.

Cada una de las variables fue evaluada como se muestra en la figura 4.3.



El resultado de la evaluación de variables y la calificación por Impactos se muestran en las siguientes Tablas.

Impacto en Negocio	Calificación
Daño Potencial en Propiedad	0
Interrupción de Servicio (# Clientes Afectados)	0
Efectos en el Publico Escasez/Demanda	0
Daño de Imagen de la Compañía (Público, regulación, inversionistas, PR)	0
Magnitud de Consecuencias (Descripción de Impactos)	0
Clasificación de Consecuencias	0
Persistencia (dificultad para controlar o extinguir)	0
Tipo de Producto	0.63
Volumen de Producto Pérdido (MSCF ó BLS)	0
Tiempo de Respuesta ante Incidentes, Min	0.7
Capacidad de Respuesta ante Emergencias	0.07
Efectividad de Respuesta a Emergencias	0
Calificación total de variables	1.4
Ponderación del impacto al negocio	30%
COF Impacto al negocio	0.42

Impacto en Población	Calificación
Áreas sensibles de Población	0
Densidad de Población	0
Flamabilidad / Explosividad	2.5
Toxicidad	0
Tipo de Producto	1.8
Educación a la Población - Situación del Programa	0
Sistema de Detección de Fugas	0
Capacidad de Respuesta ante Emergencias	0
Efectividad de Respuesta a Emergencias	0
Calificación total de variables	4.3
Ponderación del impacto a la población	35%
COF Impacto a la población	1.505



Impacto Ambiental	Calificación
Área de Altas Consecuencias	0
Magnitud de las Consecuencias (Descripción de Impactos)	0
Cercanía con Áreas Ambientalmente Sensibles (m)	0
Condiciones de Ventilación	0
Condiciones del Terreno	0
Flamabilidad / Explosividad	1.5
Toxicidad	0
Reactividad	0
Persistencia (dificultad para controlar o extinguir)	0.8
Tipo de Producto	1.35
Calificación total de variables	3.65
Ponderación del impacto al ambiente	35%
COF Impacto al ambiente	1.2775



4.2.3 Riesgo de falla

Una vez determinada la consecuencia de falla (COF) y la probabilidad de falla (LOF) es posible determinar el riesgo de la estación al multiplicar estos dos Factores tal como se muestra a continuación en la siguiente figura.

$$\text{ROF} = \text{LOF} \times \text{COF}$$

En las Tablas 4.1 se muestra los valores obtenidos para COF y LOF.

Factores		Ponderación	Evaluación	CALIFICACION DE LA ESTACION PROTOTIPO
Operación y Mantenimiento	(LOF)	25%	100	25
Bombas de Transporte	(LOF)	35%	100	35
Servicios Auxiliares	(LOF)	15%	100	15
Sistemas de Seguridad	(LOF)	25%	100	25
LOF Total				100

Impacto en Poblacion	(COF)	35%	4.30	1.51
Impacto en Negocio	(COF)	30%	1.40	0.42
Impacto Ambiental	(COF)	35%	3.65	1.28
COF Total				3.20

Tabla 4.1. Resultados de LOF y COF

Como el resultado obtenido de la estación de bombeo prototipo se tuvo que el valor de riesgo es el siguiente:

$$\text{ROF} = 320$$



4.2.4 Interpretación de resultados derivados de la evaluación de la Base de Datos.

La Evaluación de Riesgo consideró la información almacenada en cada una de las plantillas definidas para la evaluación, dichas plantillas integraron información de equipo dinámico, estático y servicios auxiliares de una estación de bombeo prototipo.

El resultado obtenido en la evaluación fue de 320, valor que al ser comparado con los parámetros de evaluación (sección 3.5), se tuvo que la estación se encuentra en un valor de riesgo tolerable, esto debido a que la estación dispone de un sistema digital para el monitoreo de las condiciones de operación en tiempo real, cuenta con estaciones manuales de paro de emergencia de estación y de unidad ubicadas en campo y en cuarto de control, sistema adecuado de red contra incendio, entre otros aspectos. Algunos de los factores que más contribuyen a incrementar el nivel de riesgo son:

- Las condiciones de seguridad se elevan por el tipo de Producto que se maneja
- Persistencia (dificultad para controlar o extinguir)
- Flamabilidad del producto

Esto debido a que los impactos siempre tendrán un efecto por el tipo de producto que se utiliza esto debido a la dificultad para poder controlar o extinguir el incendio en la Estación de Bombeo Prototipo.



CONCLUSIONES

Las estaciones de bombeo son parte fundamental para el transporte de hidrocarburos en México, por lo que mantenerlas en óptimas condiciones de operación, mantenimiento y seguridad es de vital importancia. Debido a la necesidad de tener instalaciones seguras se recurre a la implementación de métodos de análisis de riesgos, que lleven a la instalación a niveles seguros para el medio ambiente y población.

Los análisis de riesgos son un proceso general, bajo el cual se deciden las acciones a tomar para controlar o reducir el Riesgo esperado o existente.

Para determinar en una forma semicuantitativa el nivel de riesgo en que se encuentra una estación de bombeo, en sus diferentes secciones que la comprenden, se desarrollo un algoritmo para evaluar el riesgo bajo la metodología de Calificación Relativa (Relative Ranking) con base a la normatividad aplicable, estudio de integridad y estudios desarrollados por el IMP.

El algoritmo desarrollado permitió evaluar el valor de riesgo de una estación de acuerdo a la Probabilidad de falla y su Consecuencia de falla, dicho resultado arrojo que para una estación prototipo el riesgo asociado es tolerable, observando que algunos de las variables asociados a incrementar su nivel son:

- El producto que se Maneja
- La Flamabilidad del mismo;

Estas variables siempre implicaran un riesgo en cualquier estación, aunque sea la más segura, dado que el producto por si mismo siempre implica un riesgo latente por tener una flamabilidad difícil de controlar.

Las expectativas de este trabajo se alcanzaron ya que se pudo evaluar el nivel de riesgo para una estación de bombeo prototipo, bajo el método de calificación relativa (Relative Ranking).

Los beneficios encontrados en la aplicación de la técnica de calificación relativa para determinar el nivel de riesgo son los siguientes:

- Es posible evaluar una instalación en forma semicuantitativa.
- Son determinados los factores que incrementan el nivel de riesgo.
- Identificación de consecuencias en caso de un incidente.
- Personalización del algoritmo de evaluación de acuerdo al tipo de instalación.
- Identificación de oportunidades de mejora, entre otros.



El desarrollo del trabajo logro establecer un proceso descriptivo en el cual se visualiza la secuencia de actividades que se tienen que llevar acabo para determinar el nivel de riesgo con la técnica de calificación relativa (Relative Ranking).



BIBLIOGRAFIA

- B.D. Berger / K.E. Anderson. Petróleo Moderno “Introducción Básica a la Industria Petrolera” Ed. Tulsa, Oklahoma, E.U.A.
- W.Kent Muhlbauer. Pipeline Risk “Management Manual” Houston, TX. E.U.A.
- Producción diaria a diciembre de cada año. ECOPETROL S.A. - Dirección General de Planeación y Riesgos Fuente: <http://www.bp.com>
- Orígenes del Petróleo: <http://www.colmex.mx/ceh/petroleo/page.php?14>
- Kolloru Rao, Manual de evaluación y administración de Riesgos, McGraw Hill año 1999.
- PROY-NFR-018-PEMEX, “Estudios de riesgo”, 2007
- ISO/DIS 14224 “Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment” 2004.
- IMP, “F.27585, Tarea 1 Fortalecimiento de la Seguridad en Instalaciones, Subtarea 1.1 Evaluación de Integridad de las Instalaciones (Estación de Bombeo de Gas L.P. Mendoza” 2007.
- IMP, “Proyecto F.27585 determinación de la confiabilidad de sistemas de transporte de hidrocarburos por ducto”, 2007
- IMP, “Proyecto: F.27731 servicios de ingeniería y soporte técnico en administración de riesgo para instalaciones de bombeo (etapa II), compresión y regulación y medición”, 2008
- IMP, “Proyecto:F.27732 Evaluación de riesgo, vulnerabilidad y confiabilidad operativa de estaciones (Integrity Management Program IMP©)”, 2008
- IMP, F.27229, “Evaluación y administración de riesgos para los sistemas de ductos de PEMEX Refinación, para ser aplicados a la totalidad de los sistemas de ductos”, 2004.



- IMP, F.27370, "Evaluación y administración de riesgos para los sistemas de ductos de PEMEX Refinación, para ser aplicados a la totalidad de los sistemas de ductos, Fase II", 2005.
- Mecánicos asociados S.A., Hoja de datos de seguridad de petróleo crudo, 2001



ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1. El transporte por ferrocarril de petróleo crudo y productos derivados constituyó en elemento importante para las actividades de distribución en los mercados locales y del extranjero. A principios de la década de 1920, la Mexican Petroleum Company poseía alrededor de 1 200 carros tanque (Foto en: Pan American and Transport Company, Mexican Petroleum, Nueva York, 1922).

Figura 1.2. Instalación de oleoductos.

Figura 1.3. Infraestructura de PEMEX

Figura 1.4. Línea del tiempo del Petróleo.

Figura 1.5. Localización de Yacimientos Mundial.

Figura 1.6. Localización de Yacimientos del Golfo de México.

Figura 1.7. Mapa de Yacimientos de México

Figura 1.8. Producción mundial de petróleo.

Figura 1.9. Reservas Probadas en Latino América.

Figura 1.10. Producción Mundial de 1995 – 2004.

Figura 1.11. Esquema de logística y suministro en PEMEX

Figura 1.12. Sistema de transportación por ducto en PEMEX

Figura 1.13. Sistema de transportación marítima PEMEX

Figura 1.14. Sistema de transportación terrestre en PEMEX

Figura 1.15. Infraestructura de almacenamiento de hidrocarburos en PEMEX

Figura 1.16. Infraestructura de Ductos de PEMEX

CAPÍTULO II

Figura 2.1. Representación de Estaciones de Bombeo

Figura 2.2. Ductos de llegada

Figura 2.3 a. Cabezal general de succión.

Figura 2.3 b. Filtros FV-01/02.

Figura 2.4. Bomba-turbia.

Figura 2.5. Compresor de aire tipo recíprocante portátil.

Figura 2.6. Tanque de almacenamiento TV- 01

Figura 2.7. Tablero de Instrumentos.

Figura 2.8. Postes de luz de la estación de bombeo.

Figura 2.9. Generador de emergencia.

Figura 2.10. Sistema de seguridad física.

Figura 2.11. Cuarto de control.

Figura 2.12. Vista satelital de la estación de bombeo.

Figura 2.13. Administración de Riesgo.

Figura 2.14. Análisis de riesgos en instalaciones.



Figura 2.15.Secuencia de Análisis de HAZOP

Figura 2.16.Metodología de la Calificación Relativa.

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Proceso de Evaluación de Estaciones

Figura 3.2. Metodología de Implementación de la calificación Relativa

Figura.3.3. Jerarquía del algoritmo

Figura. 3.4. Ejemplo de Ponderación y Calificación.

Figura 3.5. Valores de Riesgo

CAPÍTULO VI

Figura. 4.1. Esquema de Tubería e Instrumentación.de estación de bombeo prototipo

Figura. 4.2 Evaluación de Riesgo en Estaciones de Bombeo.

Figura 4.3. Evaluación de Variables.