



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO



FACULTAD DE QUIMICA



ANALISIS DE RIESGOS EN UN AREA DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO.

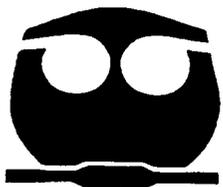
## TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

### INGENIERO QUIMICO

PRESENTA

FERNANDO GOMEZ CERCADO



MÉXICO, D. F.



EXAMENES PROFESIONALES  
FACULTAD DE QUIMICA

2002



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## JURADO ASIGNADO

Presidente: **MODESTO JAVIER CRUZ GÓMEZ**

Vocal: **NESTOR NOE LOPEZ CASTILLO**

Secretario: **BALDOMERO PEREZ GABRIEL**

1er Sup. **GRACIELA GUADALUPE DIAZ ARGOMEDO**

2do sup. **EUBERTO HUGO FLORES PUEBLA**

SITIO DONDE SE DESARROLLO EL TEMA  
**LABORATORIO E-212 EDIFICIO E  
FACULTAD DE QUIMICA, CIUDAD UNIVERSITARIA**

ASESOR



---

**MODESTO JAVIER CRUZ GOMEZ**

SUPERVISOR TÉCNICO



---

**CARLOS BALTAZAR BALTAZAR**

SUSTENTANTE



---

**FERNANDO GOMEZ CERCADO**

## **AGRADECIMIENTOS**

**A MIS PADRES.**

## **AGRADECIMIENTOS**

**A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO QUE ME DIÓ MI FORMACIÓN Y CONOCIMIENTOS.**

**A TODOS MIS PROFESORES DE LA FACULTAD DE QUÍMICA POR TRANSMITIRME SUS CONOCIMIENTOS Y EXPERIENCIAS.**

**AL DR. M. JAVIER CRUZ GÓMEZ POR LA OPORTUNIDAD DE PARTICIPAR EN ESTE PROYECTO JUNTO CON OTROS GRANDES COMPAÑEROS Y PROFESIONISTAS.**

**A PEMEX POR APRENDER FUERA DE LAS AULAS DE CLASE.**

**A LOS INGENIEROS CARLOS A. QUINTANILLA Y JOSÉ LUIS CRUZ POR DAR LAS FACILIDADES Y APOYO EN LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO.**

**A LA REFINERÍA FRANCISCO I. MADERO.**

## ***DEDICATORIAS***

***A MI MADRE FLORENCIA CERCADO CAMACHO  
POR SU AMOR Y CARIÑO QUE ME DIO PARA SEGUIR ADELANTE.***

***A MI PADRE GONZALO GÓMEZ TORRES  
POR SU APOYO Y CARIÑO EN TODO MOMENTO.***

***A MIS HERMANOS GONZALO, MANUEL, ALFONSO, ALEJANDRO, ROBERTO,  
Y JAVIER  
POR SU AYUDA Y CARIÑO QUE ME HAN BRINDADO PARA LLEGAR HA ESTE  
MOMENTO.***

***A MIS HERMANAS JUANA, SUSANA, Y SOLEDAD  
POR SU AYUDA Y PALABRAS DE ALIENTO PARA LOGRAR MIS OBJETIVOS.***

## ***DEDICATORIAS***

***A MI NOVIA GABY POR SU CARIÑO Y AYUDA EN TODO ESTE TIEMPO.***

***A TODOS MIS AMIGOS  
POR COMPARTIR MOMENTOS INOLVIDABLES.***

***A MIS COMPAÑEROS DEL CEASP<sub>4</sub>A Y DEL LABORATORIO E-212  
CONJUNTO "E" FACULTAD DE QUÍMICA  
POR SU AYUDA Y AMISTAD.***

# ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	I
ÍNDICE DE FIGURAS	II
ÍNDICE DE DIAGRAMAS	III
<b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 Justificación del estudio	2
1.2 Objetivos del trabajo	6
<b>CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO</b>	<b>7</b>
2.1 Importancia del petróleo	8
2.2 Propiedades del petróleo	12
2.3 Clasificación de tanques de almacenamiento	19
2.4 Materiales para su construcción	22
2.5 Elección del tipo de tanque	28
<b>CAPÍTULO III. ANÁLISIS DE RIESGOS</b>	<b>32</b>
3.1 Análisis de riesgos	33
3.1.1 Definición de riesgos y su clasificación	33
3.1.2 Etapas de un análisis de riesgos	34
3.1.3 Utilidad del análisis de riesgos	36
3.2. Técnicas de análisis de riesgos	37
3.2.1 Métodos comparativos	38
3.2.2 Índices de riesgos	40
3.2.3 Métodos generalizados	40
3.3 Técnicas utilizadas en el estudio	42
3.3.1 Análisis de peligros y operabilidad (HAZOP)	42
3.3.2 Análisis de árbol de fallas	45
3.3.3 Análisis de consecuencias y efectos	47
<b>CAPÍTULO IV. TRABAJO DE CAMPO</b>	<b>48</b>
4.1 Preparación para el análisis	49

4.2 Modelos de análisis de riesgos para este estudio	50
4.3 Formación del equipo HAZOP	50
4.4 Lugar de estudio	52
4.4.1 Patios de tanque de almacenamiento	54
4.4.2 Productos	56
4.5 Equipos dentro del área de patio norte	56
4.5.1 Descripción del circuito de crudo	58
4.5.2 Nodo 1. Línea de crudo Faja de Oro	59
4.5.3 Nodo 2. Tanque MJN-T-540	67
4.5.4 Nodo 3. Succión de MJN-T-540 a casa de bombas MJN-CB-23	69
4.5.5 Nodo 4. Descarga de bomba MJN-P-1A a tanque MJA-T-86	75
4.6 Uso de diagramas de tubería e instrumentación (DTI's)	80
4.7 Metodología para el registro del análisis HAZOP	80
4.7.1 Clasificación de los niveles de riesgo	82
4.8 Análisis de árbol de fallas	105
4.8.1 Descripción del escenario potencial del accidente	106
4.8.2 Diagramas de árbol de fallos	106
4.9 Evaluación del análisis de consecuencias	108
4.9.1 Diagramas de análisis de consecuencias	111
<b>CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>113</b>
5.1 Conclusiones y recomendaciones del análisis HAZOP	114
5.1.1 Lista de buenas prácticas de operación del área	117
5.2 Conclusiones y recomendaciones del árbol de fallas	118
5.3 Conclusiones y recomendaciones del análisis de consecuencias	120
5.4 Conclusiones Finales	121
Apéndice A	123
Glosario de Términos	124
Bibliografía	128

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Propiedades físicas de algunos hidrocarburos	13
Tabla 2	Características de crudos provenientes de diferentes lugares	14
Tabla 3	Constantes físicas principales de los cinco hidrocarburos más importantes en la industria	15
Tabla 4	Productos más usados obtenidos de hidrocarburos	16
Tabla 5	Materiales de construcción de recipientes de acuerdo a las sustancias a manejar, en forma general	24
Tabla 6	Composición química de aleaciones de níquel	25
Tabla 7	Tipos de acero más empleados en México para la construcción de recipientes, tanto a presión como atmosféricos	27
Tabla 8	Comparación de tanques en cuanto a seguridad contra el fuego	29
Tabla 9	Métodos de análisis de riesgos	38
Tabla 10	Significado de las palabras guía	43
Tabla 11	Símbolos utilizados en un árbol de fallas	46
Tabla 12	Lista de equipo	56
Tabla 13	Bombas	57
Tabla 14	Diagramas nodo 1	59
Tabla 15	Diagrama nodo 2	67
Tabla 16	Diagramas nodo 3	69
Tabla 17	Diagramas nodo 4	75
Tabla 18	Niveles de frecuencia	81
Tabla 19	Niveles de gravedad	82
Tabla 20	Matriz de riesgos	82
Tabla 21	Matriz de niveles de riesgos	83
Tabla 22	Resultados obtenidos para el tanque vertical MJN-T-540	110
Tabla 23	Resultados del tamaño estimado del charco líquido en el tanque MJN-T-540	110
Tabla 24	Resultados de la estimación de peligro por fuego (charco) en el tanque MJN-T-540	110
Tabla 25	Potencial de pérdida y pérdida máxima probable (en dólares)	119

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Etapas de un análisis de riesgos	35
Figura 2	Usos del análisis de riesgos	37
Figura 3	Sistemática para el análisis HAZOP	44
Figura 4	Modelos para análisis de riesgos	50

## ÍNDICE DE DIAGRAMAS

DIAGRAMA	DESCRIPCIÓN	PAG.
339-DFP-001	Diagrama de Localización de Equipo (Patio Norte)	55
339-6N-D-001	Nodo 1 (Líneas de Recibo de Crudo)	61
339-6N-D-002	Nodo 1 (Interconexión de Recibo y líneas de Descarga)	62
339-6N-D-003	Nodo 1 (Interconexión de líneas de Crudo)	63
339-6N-D-004	Nodo 1 (Interconexión de líneas de Crudo)	64
339-6N-D-005	Nodo 1 (Interconexión de Recibo y Succión de Crudo)	65
339-6N-D-006	Nodo 1 (Tanques de Almacenamiento MJN-T-540 y I MJN-T-541)	66
339-6N-D-006	Nodo 2 (Tanques de Almacenamiento MJN-T-540 y I MJN-T-541)	68
339-6N-D-006	Nodo 3 (Tanques de Almacenamiento MJN-T-540 y I MJN-T-541)	70
339-6N-D-005	Nodo 3 (Interconexión de Recibo y Succión de Crudo)	71
339-6N-D-004	Nodo 3 (Interconexión de líneas de Crudo)	72
339-6N-D-003	Nodo 3 (Interconexión de líneas de Crudo)	73
339-6N-D-012	Nodo 3 (Casa de Bombas MJN-CB-23)	74
339-6N-D-012	Nodo 4 (Casa de Bombas MJN-CB-23)	76
339-6N-D-013	Nodo 4 (Descarga de Crudo de MJN-CB-23)	77
339-6N-D-014	Nodo 4 (Crudo a tanques MJA-T-1, MJA-T-2, MJN-T-85)	78
339-6N-D-015	Nodo 4 (Crudo a tanques MJA-T-3, MJA-T-4, MJN-T-86)	79
AF-339-D-001	Análisis de Arbol de Fallos Tanque MJN-T-540	107
339-6A-AC-001	Análisis de Consecuencias Tanque MJN-T-540	112



## CAPÍTULO I.

# INTRODUCCIÓN

## 1.1 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO.

El actual crecimiento de la economía mundial demanda cada vez el uso de mayor cantidad de energía y el petróleo es la fuente o generador más importante de ellas. Esta fuente de energía es la más utilizada, ya que cubre alrededor del 70% del consumo mundial. Al correlacionar las reservas mundiales de hidrocarburos con el consumo anual, se obtienen reservas para 41 años, pero si se considera la declinación natural en la producción que exhiben los yacimientos petrolíferos, puede afirmarse que el periodo real durante el cual pudiese ser satisfecha la demanda sería mucho menor. En consecuencia, se requiere incrementar las reservas, ya sea mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos y/o mejorando sustancialmente la recuperación de los campos existentes.

Debido a las restricciones impuestas para la protección ambiental, la tendencia actual y futura es el uso de combustibles cada vez más limpios y fuentes alternas de energía. Sin embargo, actualmente los aspectos económicos relacionados con los aspectos ambientales restringen su pleno desarrollo.

Desde el inicio de la actividad petrolera, el medio en el que ésta se ha desarrollado, se ha visto afectado por numerosas intervenciones que han dañado severamente el ambiente. Las huellas más evidentes, las cuales podemos encontrar en todos los lugares del planeta donde se ha explotado petróleo, frecuentemente han sido ocasionadas por accidentes en tanques de almacenamiento, en oleoductos o con los llamados superpetroleros.

A continuación se enlistan los derrames históricos de mayor importancia:

### ***Exxon Valdez***

El 24 de marzo de 1989, el buque tanque Exxon Valdez colisionó contra un arrecife en Prince William Sound, Alaska, derramando más de 41.500.000 de litros de petróleo crudo en el mar. Fue el derrame más grande de la historia de los Estados

Unidos y puso a prueba los mecanismos locales y nacionales de respuesta frente a los desastres.

Muchos factores complicaron los esfuerzos de limpieza tras el accidente, tales como el gran tamaño del derrame y su remota localización, accesible sólo por medio de helicópteros y barcos. El desastre amenazó la delicada cadena alimenticia que sostiene la industria pesquera de la zona; fue imposible salvar a millones de peces que murieron intoxicados.

Las condiciones climáticas adversas y diversos incendios complicaron aún más los trabajos de limpieza; además, se pusieron en riesgo a 10 millones de aves migratorias y fauna marina, entre ellos leones marinos y ballenas.

La polémica desatada por el accidente llegó hasta el congreso estadounidense que decidió aplicar políticas de regulación de las empresas petroleras por medio de la guardia costera, así como endurecer los controles y medidas de seguridad de los buques tanque.

### ***Ashland Oil Company***

En enero de 1988, más de 15 millones de litros de petróleo pertenecientes a la Compañía Ashland Oil fueron vertidos cerca del río Monongahela en Floreffe, Pensilvania, tras una ruptura de un tanque de almacenamiento.

El petróleo llegó al río Ohio a través del Monongahela y contaminó los recursos de agua potable utilizados por cerca de 1 millón de personas en Pensilvania, Virginia Oeste y Ohio. La contaminación afectó los ecosistemas de los ríos, matando a la fauna silvestre, dañando la propiedad privada y afectando la actividad económica de la zona.

### ***Fairfax County Virginia***

El 28 de marzo de 1993 se produjo una ruptura en un oleoducto de Fairfax County Virginia que afectó 14.5 kilómetros cuadrados del lago Sugarland Run Creek y el río Potomac. El agua potable se vio seriamente afectada, la contaminación mató a las especies del lugar y las autoridades debieron cerrar el Parque Nacional Greatfalls.

### ***Tampa Bay***

El 10 de agosto de 1993, tres barcos de carga colisionaron en la entrada de Tampa Bay, Florida, provocando el derrame de 1.250.000 litros de petróleo. El departamento de bomberos de Tampa Bay junto con el departamento de protección del medio ambiente de Florida y los dueños de los buques debieron coordinar las actividades de rescate. En el lapso de un mes se logró recuperar el petróleo derramado, pero no se pudo evitar la contaminación de 3.2 kilómetros de playas, que afectó a las aves, tortugas y demás animales del lugar. Por otra parte los hábitats de las especies autóctonas se vieron seriamente afectados en la zona del Golfo de México.

Sin embargo, los accidentes, aún siguen siendo los acontecimientos que suelen alcanzar mayor notoriedad ante la opinión pública, no son las únicas fuentes de contaminación o degradación del medio, ni siquiera las más importantes.

A consecuencia de lo dicho anteriormente, PEMEX, buscando ser una de las empresas líderes en materia de seguridad industrial y de protección ambiental, está implantando dentro de sus instalaciones el Sistema Integral de Administración de Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA), que es una herramienta para asegurar el cumplimiento de las políticas de seguridad, de protección al ambiente y normas nacionales e internacionales. El SIASPA esta integrado por 18 elementos relacionados con el factor humano, los sistemas de trabajo y las instalaciones. El elemento número 12 está relacionado con el análisis de riesgos y operabilidad y tiene como objetivo:

- Identificar riesgos a la salud, a la integridad física, al medio ambiente y a la propiedad.
- Reducir los riesgos a los trabajadores, población circunvecina e instalaciones, mediante técnicas adecuadas (medidas de prevención, protección y control) para mantenerlos bajo control y reducirlos a niveles aceptables.

- Reducción significativa de incidentes e impactos ambientales, sus consecuencias y costos asociados.
- Lograr que el personal lleve a cabo sus actividades con plena conciencia de los riesgos que implica la operación.
- Mejorar la operabilidad y confiabilidad de los equipos de proceso.
- Establecer planes de emergencia y medidas de protección.

La UNAM (Facultad de Química), llevó a cabo el proyecto denominado "Análisis de Riesgos en el Área de Almacenamiento de Crudo" en la Refinería Francisco I. Madero" en Ciudad Madero, Tamaulipas. Para realizar dicho proyecto se asignó personal especializado de la UNAM, así como personal de PEMEX (Gerencia de Investigación y Desarrollo Tecnológico, GIDT) en coordinación de la Suptcia de Insp. Tec. y Seg. Ind. De la refinería.

## 1.2 OBJETIVOS DEL TRABAJO.

Los principales objetivos a cumplir en este estudio son los siguientes:

1. Realizar levantamientos y/o actualizaciones de los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's) del área de almacenamiento de crudo.
2. Mediante la aplicación de la técnica HazOp (Hazard and Operability), identificar todos los peligros asociados a factores externos (fenómenos naturales, sociales, etc.) e internos (fallas en los sistemas de control, fallas en los sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración, etc.), que podrían llevar a la culminación de un evento no deseado (accidente).
3. Evaluar de forma sistemática las consecuencias que tendría en los empleados, el público en general, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones (materiales, equipo y maquinaria) un accidente de un escenario hipotético.
4. Reducir los riesgos a los trabajadores y población circunvecina a las instalaciones de la refinería, mediante la obtención de una serie de recomendaciones que al ser implementadas mejorarían la operación y seguridad de la planta.



## CAPÍTULO II

# MARCO TEÓRICO

## 2.1 IMPORTANCIA DEL PETRÓLEO

Al petróleo se le ha llamado oro negro y aunque en realidad no tiene ninguna semejanza con algún metal precioso, es más valioso a causa de sus usos que son infinitamente variados.

A pesar de que en su mayor parte se encuentra escondido en el subsuelo, donde se formó hace millones de años por efecto de la descomposición de residuos animales y vegetales en lugares que fueron ocupados por lagos y mares, se le conoció aún antes de iniciarse las perforaciones porque afloraba en pequeñas cantidades en algunos manantiales y lagunas.

De estos depósitos naturales, era recogido por el hombre de hace siglos y empleado en muy diversas formas.

En la Biblia, por ejemplo, aparece con el nombre de "betún mineral combustible" y se cita que Noé lo usó como impermeabilizante al calafatear su arca.

Los babilonios y los asirios, lo emplearon para alumbrado en sustitución del aceite vegetal y como cemento en sus construcciones.

Los árabes y hebreos, lo utilizaban para fines benéficos como era el fabricar medicinas, mientras que los romanos lo usaban para destruir las naves enemigas incendiándolas.

Los egipcios, se valían de él para llevar a cabo sus prácticas de embalsamamiento y para preparar las pinturas con que decoraban sus tumbas.

Los chinos por su parte, también usaron al petróleo como elemento de guerra en forma de aceite hirviendo o granadas de fuego, pero fueron ellos, los primeros en

emplear al gas natural en lámparas, valiéndose para ello de tubos de bambú por donde lo hacían circular.<sup>1</sup>

En el continente americano los indígenas lo empleaban para impermeabilizar sus canoas desde antes de la llegada del hombre blanco.

En México, se le recogía de la superficie de las aguas para usarlo como medicina y como incienso para los ritos, además algunas tribus que habitaron en las costas, lo masticaban para limpiar y blanquear su dentadura.

Sin embargo, no fue sino muchos años después, por razón de los nuevos inventos, que el petróleo comenzó a obtener cada vez mayor importancia y a observarse que crecía su demanda. Entre los hechos que marcaron su incipiente auge se encuentran:

- La invención de una lámpara con mecha hueca y redonda protegida por un tubo cilíndrico de vidrio, hecha por un fisicomatemático y químico italiano, Amado Argand,
- La modificación de dicha lámpara por el farmacéutico Antoine Lavoisier, de donde tomó su nombre,
- La destilación de un barril de petróleo crudo mediante un alambique hecha por Samuel Kier en 1850, evitando así la generación de muchos residuos bituminosos, además de obtener un mejor iluminante,
- El perfeccionamiento del proceso anterior por el químico norteamericano Benjamin Silliman Jr. en 1855, cuando desarrollo un gran paso en el estudio sobre la refinación del petróleo, la destilación fraccionada, el cual sigue siendo el método más empleado en nuestros días,
- La construcción de una casa de máquinas y una torre a 21 metros de profundidad hecha el 27 de agosto de 1859, cerca de Titusville, Pennsylvania por Edwin L. Drake, exconductor de trenes. El petróleo empezó a aflorar produciendo 34 litros diarios. Este fue el primer pozo comercial que existió,

<sup>1</sup> <http://www.petroleumplus.com/ogse/frameset.asp>

- La venta de una gran cantidad de productos de refinación que servían como limpiadores, pomadas, lociones, ungüentos, parafinas, recubrimientos de píldoras y goma de mascar hacia el año 1870,
- La construcción del primer automóvil impulsado mediante un motor de gasolina que podía desarrollar una velocidad de poco más de 15 kilómetros por hora hecha por un ingeniero mecánico alemán, Karl Benz, en 1886. Este invento trajo como consecuencia, el uso del petróleo como carburante en los motores de combustión interna, generalizándose el uso de la gasolina que anteriormente no tenía valor comercial,
- La sustitución del carbón por el residuo de la destilación que se usaba como combustible en las locomotoras y barcos, por su fácil manejo y mayor poder calorífico. Esto a finales del siglo XIX y comienzos del XX.

Todo lo anterior ha traído como consecuencia que desde el año 1859 en que se perforó el primer pozo comercial de petróleo que producía 34 litros al día, la producción mundial haya aumentado considerablemente, siendo en 1974, de 57 millones de barriles diarios.

México no estuvo desvinculado del gran desarrollo a influencia del petróleo, incluso fue conocido como país petrolero desde el año 1901, cuando se realizó la primera producción comercial, esto fue en el municipio de Ébano, San Luis Potosí, donde la Mexican Petroleum Co. construyó una refinería con capacidad de 2,000 barriles diarios.

Aunque en 1910 estalló la Revolución Mexicana, la industria petrolera continuó su marcha ascendente, así, en ese año, la producción total de crudo fue de 3'632,192 barriles; en 1911, 12'546,296 y en 1917; 55'292,767 barriles, cantidad que colocó a México en tercer lugar como productor mundial de petróleo.

Como el consumo de productos petroleros seguía aumentando constantemente y la producción que se obtenía de los pozos era muy grande, se

empezaron a realizar exportaciones. Muchas compañías petroleras extranjeras se establecieron de lleno en el país, invitadas por el gobierno del entonces presidente General Porfirio Díaz.

Así, en 1921, nuestra nación llegó a la llamada "Epoca de Oro", con una producción de 193'397,586 barriles anuales. Entoces, México ocupó el segundo lugar a nivel mundial como productor de crudo.

La producción se mantuvo en constante incremento hasta el año de 1938, cuando se escribió el capítulo cumbre de la Historia Económica de México, pues fue entonces cuando se realizó la Expropiación Petrolera encabezada por el presidente Lázaro Cárdenas del Río. Por decreto pasaron a ser propiedad de la nación, la maquinaria, instalaciones, edificios, oleoductos, refineries, tanques de almacenamiento, vías de comunicación, carros tanque, embarcaciones y todos los demás bienes muebles e inmuebles de las compañías petroleras que operaban en el país. En esta etapa, existió una baja en la producción de crudo y productos petrolíferos que se resintió, sobre todo, en los aspectos de exportación e importación, los cuales se decrementaron e incrementaron, respectivamente.

Del año 1938 a 1943, se tuvo un lapso crítico y de 1943 hasta 1973, se efectuó una serie de altibajos luego de las cuales se llegó por fin a un periodo de franca recuperación, al grado de que en 1979 se obtuvo tal producción, que ya no existió prácticamente importación.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> <http://www.monografias.com/trabajos/petroleo2/petroleo2.shtml>.

## 2.2 PROPIEDADES DEL PETRÓLEO .

La palabra petróleo es una castellanización del latín *petroleum* (de *petra*-piedra y *oleum*-aceite), que significa aceite de piedra.

Se define como un compuesto formado por hidrocarburos, los cuales son combinaciones de carbono e hidrógeno. Su color característico no es definido, pudiendo variar entre un café oscuro, verdoso o amarillento.

En sus depósitos naturales se le puede encontrar asumiendo las tres fases físicas de la materia: sólida, líquida y gaseosa, naturalmente dependiendo de la composición, temperatura y presión a que se encuentre.

La fórmula del petróleo de manera general es la de los hidrocarburos saturados,  $C_nH_{2n+2}$  de la serie del metano,  $C_nH_{2n}$  de la serie del etileno y  $C_nH_{2n-2}$  de la serie del acetileno.

Vemos pues, que el petróleo no es una especie química, sino una mezcla compleja de hidrocarburos, que puede además contener impurezas como azufre, oxígeno, nitrógeno, hierro, vanadio, agua emulsionada y bióxido de carbono, por lo que sus propiedades físicas son el resultado de la combinación de los compuestos y elementos que forman la mezcla.

Sin embargo, para poder efectuar un análisis de una manera satisfactoria, lo que podemos hacer primeramente, es una separación entre el crudo y su gas natural asociado con el que se encuentra en los depósitos.

El gas natural se compone de metano, que lo constituye en su mayor porcentaje (de 80% a 98%), con menores cantidades de etano, propano, butano, pentano, hexano, heptano y tal vez otros hidrocarburos de mayor peso molecular.

En la siguiente tabla, pueden verse dichos hidrocarburos, así como sus temperaturas críticas, presiones críticas y puntos de ebullición.

TABLA 1 Propiedades físicas de algunos hidrocarburos.

<i>Hidrocarburo</i>		<i>Temperatura crítica</i> (°C)	<i>Presión crítica</i> (atm)	<i>Punto de ebullición</i> (°C)
<i>Fórmula</i>	<i>Nombre</i>			
CH <sub>4</sub>	Metano	-82.4	45.8	-161.4
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Etano	32.3	48.3	- 89.0
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Propano	96.8	42.0	- 42.1
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Isobutano	134.0	36.9	- 11.7
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	n-Butano	153.1	36.0	0.5
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Isopentano	187.8	32.9	27.9
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	n-Pentano	197.2	33.0	36.0
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	Hexano	234.8	29.5	68.7
C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	Heptano	267.0	27.0	98.4
C <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	Octano	295.9	25.2	125.6
Gas natural (promedio aproximado)		-62.0	47.1	---

Fuente: Uren L.C. Ingeniería de Producción del Petróleo. CECSA. 1965

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

Aceite crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Superligero	<0.83	>39

En la tabla 2, podemos observar las características de crudos provenientes de diversos lugares.

TABLA 2 Características de crudos provenientes de diferentes lugares.

<i>Lugar de origen del crudo</i>	<i>Densidad específica a 15.5°C</i>	<i>Peso por galón (Kg)</i>	<i>Poder calorífico por Kg</i>	<i>Composición</i>				
				<i>C</i>	<i>H</i>	<i>S</i>	<i>N</i>	<i>O</i>
<i>California</i>	0.917	3.463	10 505	84.00	12.70	0.75	1.7	1.20
<i>Kansas</i>	0.921	3.479	10 628	84.15	13.00	1.90	0.4	---
<i>Oklahoma</i>	0.869	3.282	10 834	85.70	13.11	0.40	0.3	---
<i>Oklahoma</i>	0.871	3.290	10 825	85.00	12.90	0.76	---	---
<i>Pensilvania</i>	0.813	3.070	10 836	86.06	13.88	0.06	0.0	0.00
<i>Texas</i>	0.875	3.305	10 811	85.05	12.30	1.75	0.7	0.00
<i>Wyoming</i>	0.868	3.278	10 839	---	---	---	---	---
<i>México</i>	0.975	3.683	10 419	83.70	10.20	4.15	---	---

Fuente: Marks L. S. Manual del Ingeniero Mecánico. UTEHA. 1969

Como ya se dijo, el petróleo crudo contiene una gran cantidad de diferentes hidrocarburos, de forma directa el más importante es el metano y de forma indirecta tenemos al etileno, propileno, butileno y benceno. Los cinco representan menos del tres por ciento del rendimiento de la refinación, pero dan el ochenta por ciento de todos los plásticos, el noventa por ciento de las fibras artificiales y casi todo el caucho sintético, es por ello que por el momento son insustituibles en la vida moderna. En la tabla 3, podemos ver sus propiedades físicas principales.

TABLA 3 Propiedades físicas principales de los cinco hidrocarburos más importantes en la industria.

<b>Hidrocarburo</b>	<b>Densidad con relación al aire</b>	<b>Peso Molecular</b>	<b>Kg/m<sup>3</sup></b>	<b>m<sup>3</sup>/Kg</b>	<b>Punto de ebullición a presión atmosférica</b>	<b>Temperatura Crítica (°C)</b>	<b>Presión crítica (Kg/cm<sup>2</sup> abs)</b>
<b>Metano</b>	0.5544	16.0312	0.6782	1.4749	-161.0	-82.1	47.2
<b>Etileno</b>	0.9748	28.0312	1.1869	0.8425	-104.0	10.0	52.5
<b>Propileno</b>	1.4505	42.0468	1.7804	0.5617	-47.0	92.0	46.5
<b>Butileno</b>	1.9353	56.0624	2.3748	0.4211	-6.1	144.0	43.7
<b>Benceno</b>	2.6935	78.0468	3.3061	0.3025	80.0	288.0	49.2

Fuente: Marks L. S. Manual del Ingeniero Mecánico. UTEHA. 1969

De los hidrocarburos mencionados anteriormente, existen productos que se obtienen a través de diferentes procesos y otros que se obtienen a partir de la refinación.<sup>3</sup>

La tabla 4, presenta algunos de los productos más usados que se obtienen a partir de los hidrocarburos. La "x" que aparece después del paréntesis en las fórmulas, indica que el material está polimerizado.

<sup>3</sup> Urel L.C. Ingeniería de producción del petróleo. CECSA. 1965.

TABLA 4 Algunos productos que se obtienen a partir de hidrocarburos luego de someterlos a diferentes procesos.

<b>Hidrocarburo</b>	<b>Producto que se obtiene</b>	<b>Fórmula</b>	<b>Usos</b>
<b>Metano</b>	Plásticos de bakelita.	$(C_7H_8O_2)_x$	Aislante
	Plexiglas	$(C_5H_8O_2)_x$	Combustible para aviones
	Urea	$CH_4ON_2$	Alimento para ganado
	Anticongelante	$CH_4O$	Para radiadores de auto
	Plásticos de vinilo	$(C_2H_3Cl)_x$	Juguetes
<b>Etileno</b>	Acetato de rayón	$C_{12}H_{16}O_8$	Ropa
	Aspirinas	$C_9H_8O_4$	Medicina
	Caucho estireno butadieno	$(C_{20}H_{26})_x$	Mangueras
	Dacrón	$(C_{10}H_8O_4)_x$	Ropa
<b>Propileno</b>	Adhesivos epoxy	$(C_{18}H_{20}O_3)_x$	Pegamento
	Celofán	$(C_9H_{18}O_7)_x$	Envolturas
	Pinturas resínicas	$(C_{11}H_{10}O_5)_x$	Pinturas
	Acetona	$C_3H_6O$	Disolventes industriales
<b>Butileno</b>	Pinturas látex	$(C_{28}H_{30})_x$	Pinturas
	Caucho butílico	$(C_9H_{16})_x$	Llantas de auto
	Aditivos	$(C_4H_8)_x$	Para partes de máquinas
	Metil-etil-cetona	$C_4H_8O$	Disolvente de lacas
<b>Benceno</b>	Insecticidas DDT	$C_{14}H_9Cl_5$	Insecticida
	Anilinas	$C_{20}H_{20}N_3Cl$	Colorantes
	Espumas de poliuretano	$(C_8H_{12}O_4)$	Aislantes
	Compuestos para agricultura	$C_4H_4O_2N_2$	Abonos
	Detergentes	$C_{35}H_{68}O_{12}$	Limpiadores

Fuente: Colección Científica de Time Life. Energía. 1981

Por otra parte, el principio básico de la refinación de crudo, radica en los procesos de destilación y de conversión, en donde se calienta el petróleo en hornos de proceso y se hace pasar por torres de separación o fraccionamiento y plantas de conversión. En las distintas unidades se separan los productos de acuerdo a las exigencias del mercado. Esto tiene origen desde los tiempos en que el proceso se completaba separando los productos preexistentes en el crudo. Basándose en la diferencia de volatilidades de éstos. Posteriormente se desarrolló el "cracking", que consistía en aumentar el rendimiento de la operación y en el cual se advertía que los subproductos de ésta, tenían propiedades "reactivas"

Ya en el siglo pasado, los franceses de Alsacia refinaron el petróleo de Pechelbronn, calentándolo en una gran "cafetera". Así, por ebullición, los productos más ligeros se iban primero a medida que la temperatura subía. El residuo era la brea de petróleo o de alquitrán que al calcinarlo, se transformaba en coque, excelente materia prima para los hornos metalúrgicos de la época.

Después, los ingenieros americanos y alemanes introdujeron los alambiques en cascada, sistema en que cada cilindro se mantenía a una temperatura constante. El petróleo penetraba en el primero y una vez rescatado todo lo evaporado, pasaba al siguiente, que se encontraba a temperatura más alta y así sucesivamente hasta el último, desde el cual corría la brea.<sup>4</sup>

Los productos que actualmente se obtienen de la refinación y su uso se enlistan a continuación:

- *Gasolina motor corriente y extra:* Para consumo en los vehículos automotores de combustión interna, entre otros usos.
- *Turbocombustible o turbosina:* Gasolina para aviones jet, también conocida como Jet-A.
- *Gasolina de aviación:* Para uso en aviones con motores de combustión interna.
- *Diesel:* De uso común en camiones.

<sup>4</sup> <http://www.maristas.com.ar/champagnat/poli/compu/luz.htm>

- **Queroseno:** Se utiliza en estufas domésticas y en equipos industriales. Es el que comúnmente se llama "petróleo".
- **Cocinol:** Especie de gasolina para consumos domésticos. Su producción es mínima.
- **Gas propano o LPG (Liquified Petroleum Gas):** Se utiliza como combustible doméstico e industrial; constituido en un 40% por propano y el restante 60% por butano.
- **Combustóleo o Fuel Oil:** Es un combustible pesado para hornos y calderas industriales.
- **Disolventes alifáticos:** Sirven para la extracción de aceites, pinturas, pegamentos y adhesivos; para la producción de thinner, gas para quemadores industriales, elaboración de tintas, formulación y fabricación de productos agrícolas, de caucho, ceras y betunes, y para limpieza en general.
- **Asfaltos:** Se utilizan para la producción de asfalto y como material sellante en la industria de la construcción.
- **Bases lubricantes:** Es la materia prima para la producción de los aceites lubricantes.
- **Ceras parafínicas:** Es la materia prima para la producción de velas y similares, ceras para pisos, fósforos, papel parafinado, vaselinas, etc.
- **Poliétileno:** Materia prima para la industria del plástico en general.
- **Alquitrán aromático (Arotar):** Materia prima para la elaboración de negro de humo que, a su vez, se usa en la industria de llantas. También es un diluyente.
- **Acido nafténico:** Sirve para preparar sales metálicas tales como naftenatos de calcio, cobre, zinc, plomo, cobalto, etc., que se aplican en la industria de pinturas, resinas, poliéster, detergentes, tensoactivos y fungicidas.
- **Benceno:** Sirve para fabricar ciclohexano.
- **Ciclohexano:** Es la materia prima para producir caprolactama y ácido adípico con destino al nylon.
- **Tolueno:** Se usa como disolvente en la fabricación de pinturas, resinas, adhesivos, pegamentos, thinner y tintas, y como materia prima del benceno.

- *Xilenos mezclados*: Se utilizan en la industria de pinturas, de insecticidas y de thinner.
- *Ortoxileno*: Es la materia prima para la producción de anhídrido ftálico.
- *Alquilbenceno*: Se usa en la industria de todo tipo de detergentes, para elaborar plaguicidas, ácidos sulfónicos y en la industria de curtientes.

El azufre que sale de las refinerías sirve para la vulcanización del caucho, fabricación de algunos tipos de acero y preparación de ácido sulfúrico, entre otros usos.

En Colombia, se extrae un petróleo pesado que se llama Crudo Castilla, el cual se utiliza para la producción de asfaltos y/o para mejoramiento directo de carreteras, así como para consumos en hornos y calderas.

El gas natural sirve como combustible para usos domésticos, industriales y para la generación de energía termoeléctrica. En el área industrial es la materia prima para el sector de la petroquímica; a partir del gas natural se obtienen, por ejemplo, el etileno, que es una materia prima para plásticos.<sup>5</sup>

### 2.3 CLASIFICACIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

Es pertinente, antes que nada, hacer una distinción entre los recipientes de almacenamiento y los recipientes colectores. Estos últimos son de baja capacidad y sirven como un paso intermedio entre el pozo y los tanques que almacenan grandes cantidades de aceite.

Tales colectores pueden ser de dos tipos: depósitos y tanques. Los depósitos son depresiones naturales o hechas por medio de excavaciones donde se guarda el petróleo crudo mientras se separan los sólidos en suspensión y se asientan el agua

<sup>5</sup> <http://www.monografias.com/trabajos/petroleo2/petroleo2.shtml>

y otras impurezas, luego de lo cual se conduce a los "verdaderos tanques de almacenamiento" donde espera su futuro destino en el mercado.

Hacer una clasificación de tanques no resulta muy sencillo, ya que existen muchos aspectos que se pueden tomar como referencia para llevarla a cabo, así por ejemplo tenemos a la presión de diseño, temperatura de trabajo, material de construcción, servicio que presta entre otros.

Sin embargo, una clasificación muy clara y sencilla es la que toma como referencia si los tanques son abiertos o tienen cubiertas y subdividiéndolos según la forma geométrica de los mismos, de esta manera tenemos:



Los recipientes abiertos se usan normalmente como mezcladores, para reposo y para almacenamiento y resultan más económicos que los cerrados, cuando ambos son de la misma capacidad.

Los tanques esféricos, que son extensamente empleados, sirven lo mismo para mezcladores que para almacenamiento de fluidos a altas presiones como el gas licuado, oxígeno ( $O_2$ ), hidrógeno ( $H_2$ ), propileno ( $C_3H_6$ ) y amoniaco ( $NH_3$ ), entre otros.

Los tanques cilíndricos horizontales, tienen generalmente como función almacenar sustancias que provienen de equipos especiales y fluidos a presiones más bajas o altas que la atmosférica.

Por último tenemos a los tanques cilíndricos verticales, de los que existen una gran variedad y pueden servir además para muchos usos, aunque los más frecuentes son como: reactores, torres de destilación y para almacenamiento.

De todos los tipos de tanques citados anteriormente, son los cilíndricos verticales los que se emplean para almacenar grandes volúmenes de producto, ya que a causa de su forma, no presentan tantas restricciones para su construcción en lo referente a dimensiones como sucede con los otros. A continuación se hace una lista de los tipos de tanque más usuales para almacenamiento de crudo, todos ellos son cerrados y sólo el esferoidal no es cilíndrico vertical.

1. Tanque con techo cónico no protegido.
2. Tanque con techo cónico estandar.
3. Tanque con techo cónico estándar con gas inerte y agua de enfriamiento.
4. Tanque con espacio variable de vapor y gas inerte.
5. Tanque de baja presión ( $2\frac{1}{2}$  psi) y con gas inerte.
6. Tanque esferoidal.
7. Tanque de diafragma flotante.
8. Tanque de techo flotante.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> Aragón B. E. Clasificación de tanques de almacenamiento de gran capacidad para petróleo crudo. (Tesis). 1985.

## 2.4 MATERIALES PARA SU CONSTRUCCIÓN

Antiguamente, a finales del siglo XIX y principios del XX, para construir recipientes de almacenamiento se usaban duelas de madera de pino, que para unirse entre si se biselaban y rodeaban con cinchos metálicos en su circunferencia exterior, pero tenían un gran inconveniente: habían sido inicialmente fabricados para almacenamiento de agua, al usarlos para guardar aceite no se obtuvieron los mismos resultados, pues el agua al penetrar a la madera, la hincha, permitiendo un mejor ajuste en los acoplamientos de las duelas, en cambio el aceite tiende a encoger dichas duelas, lo que provoca su separación y los consecuentes escurrimientos de producto. Otra desventaja de estos recipientes, es que las propiedades mecánicas de la madera, son muy bajas; por lo que sus capacidades nunca podrían ser muy grandes, siendo las máximas de 2 000 barriles de petróleo (cada barril contiene 159 litros).

Poco tiempo después, se empezó a utilizar el acero para construir tanques tanto atornillados como remachados, cuyas capacidades en relación con los de madera se incrementaron grandemente llegando a ser de 10 000 y 134 000 barriles respectivamente. Sin embargo, su fabricación fue interrumpida durante la Primera Guerra Mundial (1914-1918), cuando conseguir láminas de acero para otro fin que no fuera el armamento de combate se tornó prácticamente imposible.

De esta manera se volvió imperativo desarrollar nuevas técnicas para construir tanques, surgiendo así un nuevo material para tal fin que fue el concreto reforzado, que tiene algunas muy buenas características como las mencionadas a continuación:

- No está sujeto a corrosión y por ello no requiere protección contra agentes que forman óxidos, ni tampoco sufren los efectos de la electrólisis.
- Los tanques de este material, se pueden construir de cualquier forma que sea requerida a causa del terreno o construcciones vecinas en la localización seleccionada.

- La baja conductividad del concreto aísla al contenido de los cambios bruscos de temperatura, evitando pérdidas por evaporación en el verano y haciendo más fácil el bombeo del aceite en invierno.
- Los materiales conformantes del concreto no atraen a los rayos, además de que se pueden comprar o adquirir localmente, eliminando así pérdidas de tiempo por transporte.
- Respecto a su mantenimiento, el pintado y el calafateado se vuelven innecesarios.

Pero, si sus ventajas son muy grandes, también lo son sus desventajas entre las que se tienen

- Gran costo inicial de tanques de este material y falta de portabilidad, ya que no pueden moverse o volverse a armar, teniendo un valor de recuperación nulo en caso de mudanza.
- Si se construyen de techo hermético, eliminan totalmente las pérdidas por evaporación, pero se pueden crear en su interior presiones muy grandes que llegar a ocasionar una explosión.
- Su capacidad no puede ser muy alta (siendo la máxima de unos 55 000 barriles) pues para fabricar recipientes con concreto se necesita que sus operaciones sean continuas, sin ninguna interrupción, lo cual es muy difícil de lograr en tanques de grandes dimensiones.

Actualmente en México, la selección de los materiales en la fabricación de los recipientes está regida por la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales (ASTM). El material principal es el acero, pero también se emplean otros metales dependiendo de la sustancia que se vaya a manejar, como se aprecia en la tabla 5.

TABLA 5 Materiales de construcción de recipientes de acuerdo a las sustancias a manejar, en forma general.

<b>Substancia</b>	<b>Aceros al carbón</b>	<b>Níquel</b>	<b>Inconel</b>	<b>Monel</b>	<b>A.I. tipo 304</b>	<b>A.I. tipo 316</b>
<b>Acetona</b>	A	A	A	A	A	A
<b>Acetileno</b>	A	A	-	A	A	A
<b>Cerveza</b>	P	A	A	A	A	A
<b>Benceno Benzal</b>	A	A	A	A	A	A
<b>Banzina, Naf</b>	A	A	A	A	A	A
<b>Acido Bórico</b>	X	-	-	P	A	A
<b>Cloruros en general</b>	X	R	R	R	X	X
<b>Butano</b>	A	-	-	A	A	A
<b>Acido Cítrico</b>	X	R	A	A	A	A
<b>Mercurio</b>	A	A	-	A	A	A
<b>Gas Natural</b>	A	A	A	A	A	A
<b>Aceites Petróleo 500 °F Crudos</b>	A	P	A	P	P	R
<b>Acido Fosfórico</b>	P	P	P	P	P	R
<b>Azufre</b>	A	A	A	A	P	P
<b>Acido Sulfúrico</b>	X	P	P	R	P	A
<b>Acido Sulfuroso</b>	X	P	P	P	P	A
<b>Whiskey y Vinos</b>	X	A	A	P	A	A
<b>Substancias con Hidrógeno</b>	A	A	A	A	A	A

A=Bueno; R=Regular; P=Precaución, X=No recomendable.

El inconel, el monel y el níquel (que son metales no férricos), cuando se emplean para fabricar recipientes llevan ciertos porcentajes de elementos de aleación, lo que les permite variar sus propiedades como punto de fusión, resistencia a la tensión y a la compresión, resistencia a la corrosión, conductividad térmica y otras (ver tabla 6).

TABLA 6 Composición química de aleaciones de níquel.

<b>Designación</b>	<b>Composición en porcentajes</b>							
	<b>Ni</b>	<b>Cr</b>	<b>Cu</b>	<b>Fe</b>	<b>Mn</b>	<b>Si</b>	<b>C</b>	<b>Otros</b>
<b>Níquel</b>	99.4	--	0.10	0.15	0.20	0.05	0.10	---
<b>Níquel D</b>	95.2	--	0.05	0.15	4.50	0.05	0.10	---
<b>Níquel L</b>	99.5	--	0.02	0.05	0.20	0.15	0.01	---
<b>Monel</b>	67.0	--	30.00	1.40	1.00	0.10	0.15	---
<b>Monel R</b>	67.0	--	30.00	1.40	1.10	0.05	0.10	0.35 S
<b>Monel K</b>	66.0	--	29.00	0.90	0.75	0.50	0.15	2.7 Al
<b>Inconel</b>	77.0	15	00.20	7.00	0.25	0.25	0.08	0.5 Ti

Fuente: Marks L.S. Manual del Ingeniero Mecánico. UTEHA, 1969.

Pero como ya dijimos anteriormente, el acero es el metal de uso más generalizado, por lo que hablaremos un poco acerca de él.

Se define como toda aleación maleable de hierro y carbono que generalmente contiene además pequeñas cantidades de silicio, manganeso, fósforo y azufre.

Convencionalmente los aceros se han dividido en tres grupos principales:

- Aceros al carbón:** Material ferroso que debe principalmente sus propiedades distintivas al carbono que contiene.
- Aceros aleados:** Debe principalmente sus propiedades distintivas a algún elemento o elementos distintos al carbono, o juntamente a tales elementos y al carbono. Algunos aceros aleados contienen hasta 1.25% de carbono por lo que hasta ahora, ya no se ha trazado una línea divisoria entre aceros aleados y al carbono, no se sabe si clasificarlos en uno u otro grupo
- Aceros inoxidable:** Tipo de acero aleado que tiene la característica de ser resistente a la corrosión atmosférica, a los álcalis, a los ácidos y a la oxidación a temperaturas elevadas. Su elemento aleado principal es el cromo, el cual se le puede agregar hasta en una proporción de un 25%.

Otra clasificación de interés respecto al acero es la que se refiere al porcentaje de carbono que contiene; así de 0.10% a 0.30% se le denomina de bajo carbono; de 0.31% a 0.45% de mediano carbono y con 0.46% a 1.70%, de alto carbono. Los aceros con mayor contenido de carbono no son de uso comercial.

En la tabla 7, se especifican los aceros más empleados en México para la construcción de recipientes, tanto a presión como atmosféricos y se dicen también los rangos de temperatura a que éstos trabajan aproximadamente.

Cuando se llega a presentar algún problema para una compañía constructora de tanques en la adquisición de materiales fabricados bajo las normas de la tabla mencionada, pueden emplearse otras especificaciones siempre y cuando cumplan con los mismos requisitos.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Malishev, A. et. al. Tecnología de materiales.

TABLA 7 Tipos de acero más empleados en México para la construcción de recipientes, tanto a presión como atmosféricos.

<b>Especificación del material</b>	<b>Grado</b>	<b>Observaciones</b>
<b>ASTM A-285</b> <b>ASTM A-283</b> <b>ASTM A-36</b>	C C	Son aceros al carbono muy dúctiles, maleables y fáciles de maquinar. Se usan en placas que resultan muy económicas y tienen gran existencia en el mercado, indicadas para emplearse en tanques atmosféricos que trabajen a temperaturas moderadas de entre 61°F (18.33°C) y 650°F (345°C).
<b>ASTM A-515</b>		Se usa para recipientes a presión que trabajen a temperaturas entre 61°F (18.33°C) y 775°F (413°C).
<b>ASTM A-387</b>		Se usa en recipientes a presión que trabajen con temperaturas elevadas de hasta 1050°F (566°C).
<b>ASTM A-516</b>		Es un acero al carbono que se usa en recipientes a presión, los cuales a su vez: se emplean en procesos criogénicos con temperaturas de servicio bajas y moderadas entre -50°F (-45°C) y 60°F (15°C).
<b>ASTM A-203</b> <b>ASTM A-240-TP</b>		Son aceros con un contenido de níquel del 2.2 al 3.5%, para recipientes que trabajen a temperaturas muy bajas de hasta -425°F (-254°C).
<b>ASTM A-662</b>	B	Las placas de este tipo de acero al carbono-manganeso se usan en recipientes a presión, en servicio de temperatura baja y moderada, de -50°F (-45°C) a 60°F (15°C).

Fuente: Normas API Std. 620 y Std. 650, normas ASTM y normas de PEMEX, para diseño de tanques.

## 2.5 ELECCIÓN DEL TIPO DE TANQUE.

Para llevar a cabo la elección de un tipo de tanque, debemos formularnos tres preguntas fundamentales que son: ¿Qué uso se le va a dar?, ¿Qué sustancia va a contener? ¿Cuál sera la capacidad que deberá tener?

Las respuestas a las preguntas anteriores nos servirán como base al seleccionar el tanque para nuestro caso particular son: su uso, almacenar, la sustancia, el petróleo crudo y su capacidad, muy alta dadas las condiciones actuales de producción, pudiendo variar desde unos 400,000 hasta 1'000,000 de barriles. Con esto contestamos aunque de manera somera las tres preguntas iniciales y nos formamos una cierta idea del tipo de tanque que se va a requerir.

Ahora bien, sabemos que los tipos de tanque de que disponemos son los que citamos en el apartado anterior, los cuales están provistos de tapas para evitar pérdidas por evaporación de los hidrocarburos más ligeros que componen al petróleo. De todos ellos debemos escoger al más adecuado y para tal fin, los compararemos entre si tomando como parámetro a la seguridad contra el fuego, pues es éste el causante de las mayores pérdidas de producto, tiempo y dinero. Para efectuar tal comparación, dividimos a la seguridad contra el fuego en cinco aspectos a los cuales se les asigna un valor de veinte puntos a cada uno, que pueden irse decrementando conforme disminuya la eficiencia de un tanque respecto al aspecto correspondiente. Los resultados obtenidos, los podemos observar en la tabla 8.

TABLA 8 Comparación de tanques con respecto a su seguridad contra el fuego.

<i>Tipo de tanque</i>	<i>Seguridad contra la explosión</i>	<i>Seguridad contra incendios por escape de vapores</i>	<i>Seguridad contra daño por exposición al fuego</i>	<i>Eficiencia combatiendo al fuego.</i>	<i>Grado de dependencia en mantenimiento de implementos</i>	<i>Seguridad contra el fuego</i>
<i>Ideal</i>	20	20	20	20	20	100
<i>Techo cónico no protegido</i>	0	0	0	0	20	20
<i>Techo cónico estándar</i>	5	5	5	5	15	35
<i>Techo cónico estándar con gas inerte y agua de enfriamiento</i>	20	10	15	10	5	60
<i>De espacio variable de vapor y gas inerte</i>	20	10	10	10	10	60
<i>De techo levantable</i>	20	10	10	10	10	60
<i>De baja presión (2½ psi) con gas inerte</i>	20	15	15	10	10	70
<i>Esferoidal</i>	20	15	15	10	10	70
<i>Con diafragma flotante</i>	15	20	10	10	20	75
<i>Con techo flotante</i>	20	15	20	20	10	85

Fuente: Vervalin, G. P. C. Fire Protection Manual. Texas.

El referido como tanque ideal sería el que soporta una cierta presión de diseño, que evitará las explosiones, eliminará todas las formas posibles de escapes, pudiendo contener en su totalidad componentes inflamables, poseyendo un espacio o protección adecuada para prevenir daños por exposición al fuego y no necesitando complementos para combatir al fuego, ya que éstos nunca existirían. Pero, tal tanque es inexistente y al analizar los demás, observamos que en la práctica los recipientes que más se asemejan al ideal son los de techo flotante. En seguida se detallarán este tipo de tanques.

- Seguridad contra la explosión: Es máxima, en este tipo de tanque no existe espacio entre el nivel del líquido y el techo que permita la formación de gases y por tanto de presiones que induzcan la explosión.
- Seguridad contra incendios por escape de vapores: Se penalizan cinco puntos por el vapor que pudiera escapar alrededor del sello, que es un implemento de ajuste, que se encuentra situado entre el techo y la envolvente del tanque.
- Seguridad contra daño por exposición al fuego: Se tiene el valor máximo de veinte puntos, pues aunque el tanque se expusiera accidentalmente al fuego, la presión debida a esto no sería tan grande que no pudiera ser compensada por el desplazamiento del techo flotante.
- Eficiencia combatiendo al fuego: Esta eficiencia se considera total, si se instalan en el tanque un número suficiente de boquillas contra incendios con sus respectivas cámaras de espuma, la cual es un compuesto de ácido carbónico excelente para extinguir flamas.
- Grado de dependencia en mantenimiento de implementos: En este aspecto se decrementan 10 puntos a causa del incremento en el mantenimiento más o menos alto del sello, pero esto es justificable por razón de los beneficios ya mencionados en los otros puntos.

Así pues, vemos que la seguridad contra el fuego total del tanque de techo flotante es del 85 por ciento.

Haciendo un estudio similar para los otros tipos de tanques a los que se hace referencia en la tabla 8, se obtienen valores de seguridad contra el fuego menores, en vista de eso es que la mejor opción que tenemos entre los tanques de almacenamiento es el de techo flotante.<sup>8</sup>

Para la construcción de tanques se aplica la norma API 650 (American Petroleum Institute Standard 650). Este estándar cubre el material, el diseño, la fabricación, la erección y los requisitos de prueba para los tanques de almacenaje de acero sobre tierra, verticales, cilíndricos, cerrados y open-top, soldados con autógena en varios tamaños y las capacidades.

Se aplica a los tanques para el almacenaje del petróleo, de los productos de petróleo y de otros productos líquidos con las presiones internas que aproximan la presión atmosférica, pero se permite una presión más alta cuando se resuelven los requisitos adicionales.

---

<sup>8</sup> Petróleos Mexicanos. Normas y especificaciones de la Subdirección de Proyectos y Construcción de Obras.



## CAPÍTULO III

# ANÁLISIS DE RIESGOS

### 3.1 ANÁLISIS DE RIESGOS.

Un análisis de riesgos es un conjunto de técnicas que permiten identificar, analizar y evaluar de una forma sistemática la probabilidad de ocurrencia de riesgos que puedan provocar en un determinado momento algún accidente. Los resultados del análisis de riesgos pueden ser utilizados para la toma de decisiones (gerencia ó administración de riesgos), ya sea mediante la jerarquización de las estrategias de reducción de riesgos ó mediante la comparación con los niveles de riesgos fijados como objetivo en una determinada actividad.

#### 3.1.1 DEFINICIÓN DE RIESGOS Y SU CLASIFICACIÓN.

El análisis de riesgos es una disciplina que combina la evaluación ingenieril del proceso con técnicas matemáticas que permiten realizar estimaciones de frecuencia/probabilidad y consecuencias de accidentes.

Todas las actividades humanas se relacionan con un cierto riesgo potencial, dependiendo del tipo de actividad. Según la OSHA (Occupational Safety and Health Administration), el riesgo se define como una medida de la probabilidad y severidad del daño que se puede causar a las personas y a sus propiedades.

De esta manera se puede determinar el riesgo de la siguiente manera:

$$R = P * C$$

donde:

R es el riesgo,

P es la probabilidad de ocurrencia,

C son las consecuencias o totalidad de las pérdidas que se producen.

De tal modo el riesgo tiene asociados dos parámetros la frecuencia y las consecuencias; de acuerdo a lo anterior se clasifica al riesgo de la siguiente manera:

1. De alta probabilidad y baja consecuencia.
2. De baja probabilidad y alta consecuencia.
3. De alta probabilidad y alta consecuencia.
4. De baja probabilidad y baja consecuencia.

Por otra parte, se define un accidente como un evento o la combinación de eventos no deseados e inesperados que provocan consecuencias al personal, a la población en general, daños a instalaciones o a bienes de las personas o al medio ambiente.

En la actualidad la mayoría de la sociedad tiene conocimiento del riesgo que conlleva la actividad industrial, en algunos casos este riesgo es mucho mayor que otros dependiendo del tipo de industria. Para poder eliminar en su totalidad los riesgos, debemos de eliminar a la industria. Sin embargo, esto es imposible ya que nuestra sociedad esta basada en los bienes que se obtienen gracias a la actividad industrial. Entonces lo que se debe de hacer es determinar que tipo de riesgos se pueden aceptar, es decir, con cuales riesgos se pueden convivir y cuales son los que se pueden llevar hasta un nivel aceptable. Lo anterior se consigue estimando la magnitud del riesgo, para esto nos valemos de las Técnicas de Análisis de Riesgos (Risk Analysis). Este tipo de técnicas cuantifica el riesgo en base a la probabilidad de ocurrencia y de las consecuencias que pueda acarrear a las personas y a sus bienes.

### **3.1.2 ETAPAS DE UN ANÁLISIS DE RIESGOS.**

Una técnica de análisis de riesgos enfocada a prevenir accidentes sigue las siguientes etapas:

1. Conocer de manera detallada el proceso a estudiar, así como los materiales que emplea y el entorno en el cual se lleva a cabo el proceso, con el objetivo de identificar los riesgos que podrían llevar a un accidente.

2. Una vez identificados los riesgos se deben de analizar los mecanismos mediante los cuales se dan estos accidentes.
3. Evaluar la magnitud del evento y tratar de cuantificar sus posibles consecuencias. Si se cuenta con la información necesaria se debe de estimar la probabilidad de ocurrencia del evento no deseado.
4. Por último se deben de determinar las medidas enfocadas a prevenir, eliminar o minimizar el riesgo.

Las etapas antes mencionadas se muestran en la figura 1

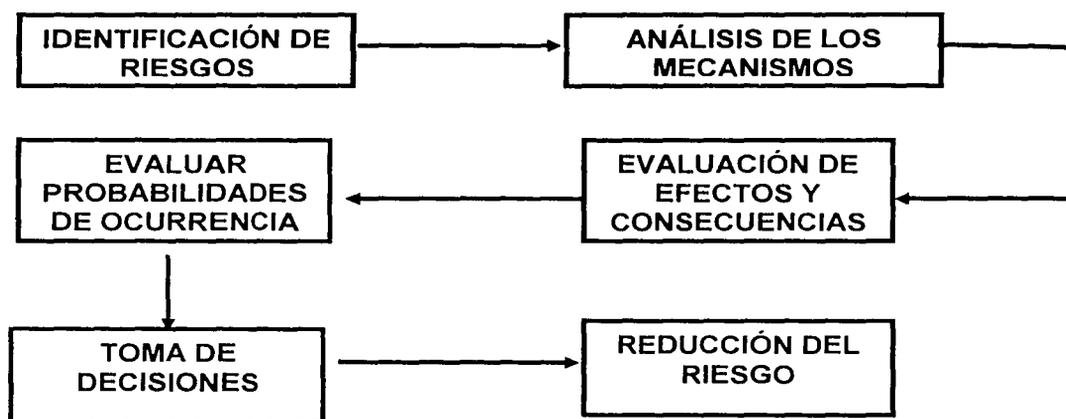


Figura 1. Etapas de un Análisis de Riesgos.

En la primer etapa se deben de identificar solo aquellos riesgos que son probables de presentarse, es decir, se toman en cuenta los riesgos que sean más factibles a provocar un evento no deseado. Se debe de tener mucho cuidado en esta parte del análisis ya que no se debe de cometer el error de no tomar en cuenta algún riesgo que sea potencial, ya que un riesgo que no cae en el análisis es un riesgo doblemente potencial.

Para la segunda etapa se busca identificar las rutas que nos llevan al evento no deseado (accidente). En la siguiente etapa se evalúa y cuantifica el impacto que

tendría un accidente en el personal, instalaciones, público en general y medio ambiente. Para realizar esta parte del análisis se utilizan modelos que permiten evaluar los efectos previstos. Es en esta misma etapa donde se busca estimar la probabilidad de ocurrencia de un accidente usando métodos estructurados para este fin como el Análisis de Árbol de Fallas (FTA); este tipo de métodos permite cuantificar la probabilidad de que se presente algún accidente durante la vida útil de la planta.

Por último, se deben de obtener del análisis de riesgos una serie de medidas con el objetivo de que al ser implementadas permitirán reducir o en su caso mantener el nivel de riesgo en un nivel aceptable.

### 3.1.3 UTILIDAD DEL ANÁLISIS DE RIESGOS.

Antes de pasar a las técnicas de análisis de riesgos cabe mencionar lo siguiente respecto a la utilidad del análisis de riesgos. Como se mencionó anteriormente, el análisis de riesgos además de identificar los riesgos, nos permite evaluar las consecuencias y estimar la probabilidad de que tenga lugar, pero sobre todo nos permite elaborar medidas preventivas para minimizar los riesgos y tomar la decisión de aceptar o no, un riesgo en las condiciones en que se da el estudio. Si se acepta se busca mantenerlo en el nivel actual y por el contrario si se rechaza se debe de reducir su nivel mediante las medidas pertinentes<sup>9</sup>. Como podemos ver un análisis de riesgos tiene múltiples usos, algunos de estos se muestran en la figura 2.

---

<sup>9</sup> Santamaría, R. et. al. Análisis de riesgos en la industria química. Fundación MAPFRE. España. 1994.

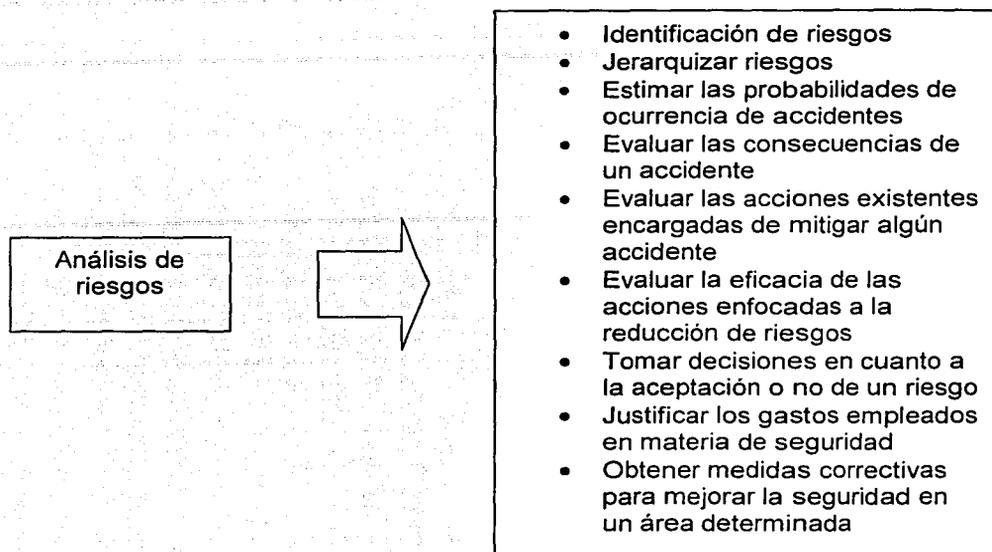


Figura 2 Usos del Análisis de Riesgos.

### 3.2 TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE RIESGOS

En nuestros días las técnicas de análisis de riesgos existentes son muy variadas y con múltiples aplicaciones. Existen algunas que son del ámbito cualitativo y otras cuyo objetivo es cuantificar los riesgos existentes. Su aplicación va a depender del caso en estudio, es decir, nos inclinamos por el uso de una u otra técnica dependiendo del grado de profundidad que se le quiera dar a cada caso. En la tabla 9 se muestran algunas de estas técnicas o métodos de Análisis de Riesgos más comunes.

TABLA 9 Métodos de Análisis de Riesgo

<b>Métodos comparativos:</b>	<i>Códigos, Estándares y Normas</i>
	<i>Lista de verificación "Checklist"</i>
	<i>Análisis histórico de accidentes</i>
	<i>Revisiones de seguridad</i>
	<i>Auditorías de seguridad</i>
<b>Índices de riesgos:</b>	<i>Índice Dow</i>
	<i>Índice Mond</i>
<b>Métodos generalizados:</b>	<i>Análisis "What-If"</i>
	<i>Análisis de Formas de Fallas y Efectos</i>
	<i>Análisis de Árbol de Fallas</i>
	<i>Análisis de Árbol de Eventos</i>
	<i>Análisis de Peligros y Operabilidad "HAZOP"</i>
	<i>Análisis de Error Humano</i>
	<i>Análisis de Causa-Efecto</i>

### 3.2.1 MÉTODOS COMPARATIVOS.

Como su nombre lo indica estas técnicas se basan en la comparación de las condiciones del caso en estudio con códigos, normas o listas de comprobación. Estos documentos se elaboran a partir de la experiencia adquirida a lo largo de la práctica de operaciones previas.

#### **CÓDIGOS Y NORMAS.**

Estas técnicas se basan en la comparación de las condiciones de la planta con manuales técnicos internos que nos indican la manera de cómo diseñar, distribuir, operar, dar mantenimiento, etc., a una planta de proceso. Dichos manuales deben de regirse por los estándares de códigos y normas internacionales (ASME,

ASTM, API, etc.), además, para este caso de estudio de las normas de PEMEX y Normas Oficiales Mexicanas (NOM). Cabe mencionar que esta técnica no sólo funciona comparando y siguiendo las indicaciones de los manuales internos, sino que se debe de tener una cierta experiencia para tomar las decisiones adecuadas.

### ***LISTA DE COMPROBACIÓN (CHECKLIST).***

Es un método comparativo de identificación de riesgos que requiere la experiencia acumulada por una organización industrial y es un recordatorio útil que permite comparar el estado de un sistema con una referencia externa establecida para garantizar su funcionamiento, identificando carencias de seguridad ó áreas que requieren un estudio de riesgos más profundo.

### ***ANÁLISIS HISTÓRICO DE ACCIDENTES***

En este tipo de análisis se usa la información de accidentes ocurridos. Los peligros identificados durante el análisis son reales, siendo esto su principal ventaja y a su vez su principal desventaja, debido a que durante este análisis se toman sólo las causas que provocaron el accidente y no considera todas las posibilidades importantes que pudieron haberlo ocasionado.

### ***AUDITORIAS DE SEGURIDAD***

Una auditoria de seguridad consiste en una evaluación completa del programa de seguridad de una planta de proceso. Durante la aplicación de una auditoria de seguridad el objetivo principal a cumplir es el de identificar las condiciones y procedimientos que podrían provocar algún acto inseguro, además de comprobar que se está cumpliendo con los objetivos de seguridad planteados por la administración.

### 3.2.2 ÍNDICES DE RIESGOS

Los índices de riesgos se utilizan para señalar las áreas de mayor concentración de riesgo. Dicha señalización se obtiene asignando puntos buenos con base en las medidas de seguridad con que se cuenta en la instalación para evitar o minimizar un accidente. De igual modo se acreditan puntos malos (penalizaciones), tomando en consideración las condiciones que se presenten en la instalación; es decir, tomando en cuenta las condiciones de proceso, materiales utilizados en el mismo, etc. Al combinarse los puntos malos con los buenos se obtiene la calificación final que proporciona el índice de riesgo.

#### ***ÍNDICE DOW E ÍNDICE MOND***

Los índices de riesgos más utilizados son el Índice Dow y el Índice Mond, ambos consideran la inflamabilidad y reactividad de los materiales en la asignación de los puntos buenos como de las penalizaciones. Sin embargo, el Índice Mond toma en consideración también la toxicidad del material.

### 3.2.3 MÉTODOS GENERALIZADOS.

Los métodos generalizados a diferencia de los antes mencionados son más estructurados y con un esquema de razonamiento más sistemático. Entre los métodos generalizados más usados están el Análisis "What-If" y el Análisis de Formas de Fallas y Efectos. Cabe mencionar que el Análisis de Peligros y Operabilidad "HAZOP" y el Análisis de Árbol de Fallas se clasifican como métodos generalizados, y se desarrollaran en la siguiente capítulo.

#### ***ANÁLISIS "WHAT-IF"***

El análisis "What-if" (¿Qué pasa sí?). Como su nombre lo indica se basa en la aplicación de la pregunta ¿Qué pasa sí "a condiciones de operación de una planta de proceso"?... Este tipo de análisis es muy flexible, ya que se puede aplicar desde un

área de proceso grande hasta un solo equipo en particular, teniendo la misma confiabilidad en ambos casos.

Al plantearse una serie de preguntas de este tipo y posteriormente contestarlas, se logra obtener una serie de posibles causas de sucesos no deseados, además de una serie de acciones encaminadas a evitar que se den los accidentes o en su caso, mitigar los efectos que provocarían si estos se llegaran a presentar.

### ***ANÁLISIS DE FORMAS DE FALLAS Y EFECTOS.***

El Análisis de Formas de Fallas y Efectos (Failure Modes and Effects Analysis, FMEA), consiste en hacer una tabulación detallada que incluya el equipo en estudio (identificado por un número), la descripción del equipo, así como de las condiciones de operación. Este análisis también debe de incluir las posibles causas que puedan provocar que el equipo tenga una falla, de igual modo se deben de tabular los efectos (inmediatos y retardados) que se presentarían si el equipo llegara a fallar. Por último se tabula el índice de gravedad. Dicho índice maneja la siguiente escala dependiendo de las repercusiones que tenga la falla del equipo:

1. Sin efectos adversos
2. Riesgos bajos sin requerir el paro de la planta
3. Riesgos importantes sin requerir el paro de la planta y
4. Peligro inmediato para el personal e instalaciones provocando un paro de emergencia de la planta.

Este análisis de puede aplicar en cualquier etapa de una planta de proceso, pero especialmente se usa durante la operación de la misma para identificar todas las posibles causas que lleven a la falla de algún equipo.

### ***ANÁLISIS DE ERROR HUMANO***

Es una evaluación sistemática de los factores que influyen en el comportamiento y desempeño de las personas del área de la planta. El propósito de

este análisis es localizar áreas ó situaciones en las cuales la persona encargada está expuesta a tomar decisiones impropias que podrían conducir a un evento indeseable.

### 3.3 TÉCNICAS UTILIZADAS EN EL ESTUDIO

#### 3.3.1 ANÁLISIS DE PELIGROS Y OPERABILIDAD (HAZOP)

Esta técnica surge en los años 60's en la Mond Division del Imperial Chemical Industries (ICI), dicha técnica se enfoca a solucionar problemas de seguridad en plantas de proceso. El análisis HAZOP se da por la necesidad de mejorar la seguridad en las plantas de proceso, ya que al identificar los peligros potenciales se convierte en una herramienta de gran utilidad.

Principalmente el análisis HAZOP tiene dos objetivos que son: identificar los peligros potenciales que podrían provocar algún accidente e identificar los problemas de operación que provoquen que no se obtenga la producción deseada.

Este tipo de análisis posee dos características esenciales que son:

- Es un análisis sistemático ya que se lleva a cabo basándose en la aplicación de palabras guía (ver tabla 10) a los parámetros más importantes del sistema en estudio y de esta manera obtener las desviaciones sobre las condiciones de diseño.
- Tiene un carácter multidisciplinario debido a que el grupo que realiza el análisis esta integrado por personal de diferentes especialidades.<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> Butrón, S. A. J. Administración integral del riesgo.

TABLA 10. Significado de palabras guía

<b>Palabra Guía</b>	<b>Significado</b>
<b>No</b>	<i>No se consiguen las intenciones previstas en el diseño. Ejemplo: No existe flujo en la línea.</i>
<b>Mas</b>	<i>Aumento cualitativo sobre la variable de diseño. Ejemplo: Más temperatura, más presión, etc.</i>
<b>Menos</b>	<i>Disminución cualitativa sobre la variable de diseño. Ejemplo: Menos temperatura, menos presión, etc.</i>
<b>Parte de</b>	<i>Disminución cualitativa. Solo parte de la intención se logra. Ejemplo: Se cierra una válvula de bloqueo cuando el procedimiento dice cerrar las dos válvulas de bloqueo.</i>
<b>Además de/ También como</b>	<i>Aumento cualitativo. Se consiguen las intenciones de diseño y ocurre algo más. Ejemplo: El vapor consigue calentar el reactor pero además provoca un aumento en la temperatura en otros elementos.</i>
<b>Inverso</b>	<i>Se obtiene el efecto contrario al deseado. Ejemplo: El flujo transcurre en sentido contrario, se da reacción inversa, etc.</i>
<b>En vez de/ otro que</b>	<i>No se obtiene el efecto deseado, en su lugar ocurre algo totalmente diferente. Ejemplo: Cambio del catalizador, fallo en el modo de operación, etc.</i>

La metodología del análisis HAZOP se muestra en la figura 3

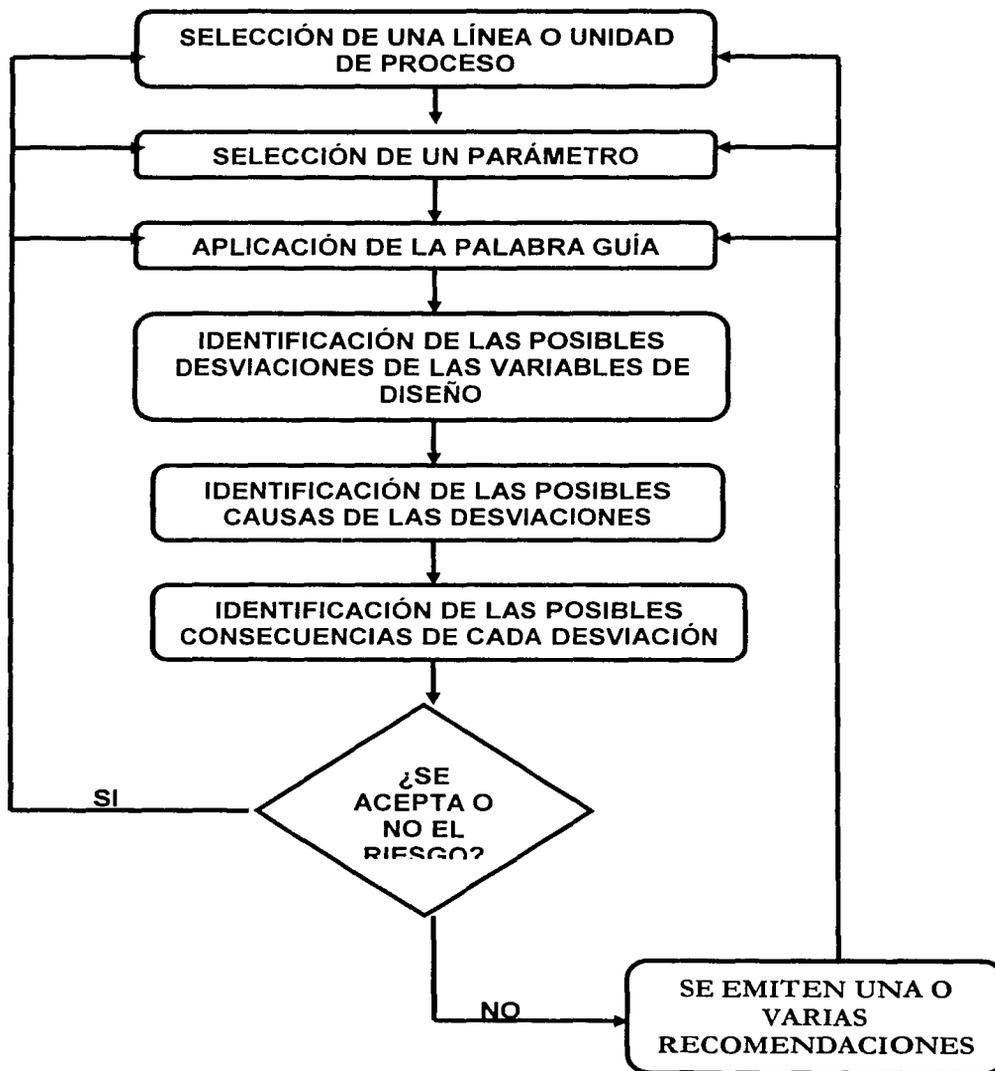


Figura 3. Sistemática para el análisis HAZOP

### 3.3.2 ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS.

El análisis de árbol de fallas (Fault Tree Analysis, FTA), se desarrolló también en los años 60's por parte de los Bell Laboratories. Es una técnica deductiva que cuantifica la probabilidad o la frecuencia con que puede ocurrir un evento indeseable, el cual llamaremos evento culminante o escenario potencial de accidente.

En el área de almacenamiento de crudo, el evento culminante se puede dar mediante la combinación de fallas de componentes o errores en la operación por parte del personal involucrado. La probabilidad o frecuencia del evento culminante se determina mediante el empleo de las técnicas de álgebra booleana, relacionando el evento culminante con sus causas raíz mediante puertas lógicas. Estas causas se relacionan entre sí mediante la operación lógica "y" (situaciones que deben ocurrir simultáneamente) y la operación lógica "o" (situaciones donde al menos una debe cumplirse); este proceso se repite hasta encontrar las causas base, estas no requieren desarrollarse pues son eventos para los cuales no se cuenta con mayor información o por su propia naturaleza es suficiente para el análisis.

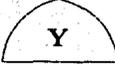
El análisis de árbol de fallas utiliza una serie de símbolos específicos, así como dos tipos de puertas de entrada y salida. La puerta "o" indica que para determinar la probabilidad del evento culminante se tienen que sumar las probabilidades de todas las fallas que llevan a dicho evento (accidente). Por otra parte la puerta "y" nos dice que se tienen que multiplicar las probabilidades de las fallas para calcular la probabilidad de ocurrencia del accidente. Las probabilidades de fallas o errores se toman de la literatura, en el apéndice A se enlistan algunas probabilidades de fallas y errores para equipos y personal.

Los pasos a seguir en un análisis de árbol de fallas son los siguientes:

1. Definir el evento culminante y colocarlo en la parte superior del árbol.
2. Procesar el nivel inmediato inferior identificando las posibles fallas que llevan al evento culminante.

3. Se continúa estructurando el árbol hacia abajo hasta llegar a los eventos básicos.
4. Calcular la probabilidad del evento culminante de acuerdo al tipo de puerta, a partir del nivel más bajo.

TABLA 11 Símbolos utilizados en un árbol de fallas

<b>Símbolos</b>	<b>Significado</b>
	<b>Sucesos Intermedios</b> <i>Resultan de la interacción de otros sucesos, que a su vez se desarrollan mediante puertas lógicas.</i>
	<b>Sucesos Básicos</b> <i>Constituyen la base de la "raíz" del árbol. No necesitan desarrollo posterior en otros sucesos.</i>
	<b>Sucesos no desarrollados</b> <i>No son sucesos básicos pero podrían desarrollarse más aunque no se considera necesario.</i>
	<b>Puerta "y"</b> <i>Representa la operación lógica que requiere la ocurrencia de todos los sucesos de entrada para producir el suceso de salida.</i>
	<b>Puerta "o"</b> <i>Representa la operación lógica que requiere la ocurrencia de uno o más de los sucesos de entrada para producir el suceso de salida.</i>
	<b>Condición Externa:</b> <i>Se utiliza para indicar una condición o un suceso que existe como parte del escenario en que se desarrolla el árbol de fallas.</i>

### 3.3.3 ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS Y EFECTOS.

Mediante el análisis de consecuencias se pueden estimar de manera cuantitativa los daños que provocaría un accidente tanto a personas como a sus bienes. Esta estimación se realiza utilizando un serie de modelos matemáticos que han sido desarrollados para simplificar los mecanismos por los cuales se da un accidente. Entre los programas más importantes se encuentran el SIRIA, SCRI y ARCHIE. Estos modelos requieren de la disponibilidad de la siguiente información:

1. Propiedades físicas y químicas de las sustancias.
2. Propiedades del contenedor de almacenamiento.
3. Características del lugar de estudio, por ejemplo, las condiciones climáticas.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> UNAM-Facultad de Química. Taller de análisis de riesgos y operabilidad. México. 1999.



## CAPÍTULO IV

# TRABAJO DE CAMPO

#### 4.1 PREPARACIÓN PARA EL ANÁLISIS.

Es muy importante que, antes de que el análisis comience, se haya realizado un trabajo previo. Ésto no es esencial, en algunos casos, para la estructuración apropiada del estudio y del equipo, pero aumentará grandemente la eficacia del HAZOP y así retendrá el interés y entusiasmo de los participantes. Este trabajo preparatorio será responsabilidad del facilitador o responsable, y los requisitos necesarios pueden resumirse como sigue:

- Reunir información bibliográfica sobre el área de estudio (almacenamiento de petróleo crudo).
- Tener pláticas introductorias sobre análisis de riesgos, a los miembros del equipo HAZOP.
- Formación del equipo HAZOP.
- Entender las operaciones del área de almacenamiento.
- Subdividir área de almacenamiento en circuitos y nodos y planear la secuencia.
- Uso de los diagramas de tubería e instrumentación (DTI's).
- Preparar un calendario de sesiones.
- Aplicación de la técnica HAZOP a cada nodo seleccionado de acuerdo a la metodología del análisis.
- Redacción del informe HAZOP.<sup>12</sup>

---

<sup>12</sup> <http://search.botbot.com/bot/m/a/.html?qry=hazop>

## 4.2 MODELOS DE ANÁLISIS DE RIESGOS PARA ESTE ESTUDIO

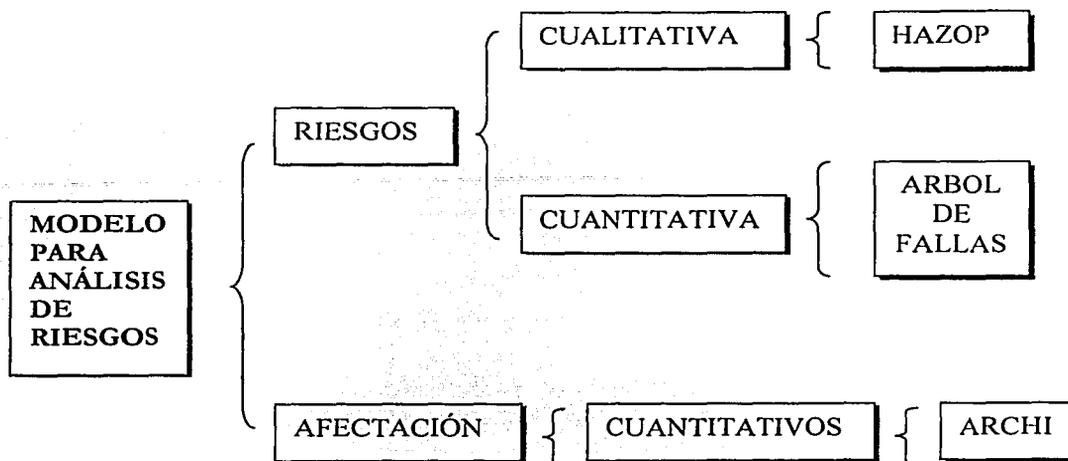


Figura 4. Modelos para análisis de riesgos.

## 4.3 FORMACIÓN DEL EQUIPO HAZOP.

El equipo que dirigirá el estudio HAZOP deberá contar con un buen entendimiento del área de almacenamiento y deberá tener aproximadamente seis miembros, con un límite superior de nueve miembros. En un estudio en el cual el contratista y cliente estén participando en el equipo, es deseable mantener un equilibrio entre los dos en términos de número de miembros para que ninguno de los dos se sienta superado.

Los participantes deben ser personas de distintas disciplinas y este aspecto es una de las fuerzas de la metodología HAZOP, por las siguientes razones, entre otras:

Con un equipo de personas, cada una con diferentes conocimientos y experiencias, los problemas potenciales serán identificados con mayor facilidad, lo que no podría pasar con una o dos personas que trabajen individualmente.

Es a menudo el caso que la solución de una persona puede volverse un problema para otra dentro de un mismo proyecto. Por ejemplo, un ingeniero de operación que dirige su propio estudio, identifica un problema potencial, que para ser eliminado, será necesario instalar un instrumento con alarma. Cuando este requisito se pasa al ingeniero de control e instrumentación, éste dice que no se encuentra disponible, que ya se ha pedido y que no ha sido surtido por el vendedor. Entonces sobreviene una discusión interdepartamental y se estudia acerca de los posibles remedios o alternativas. Todo esto pudo haber sido solucionado en unos minutos si ambas secciones hubiesen participado en el estudio.

Un espíritu de cooperación y propósito común es generado con los cruces de los límites departamentales, y esto aún persistirá después de que el estudio HAZOP ha sido terminado. El personal entenderá los puntos de vista y preocupaciones dentro de las demás disciplinas para trabajar mejor, y para cuando tengan que tomar decisiones que afecten el proyecto.

La composición real del equipo HAZOP variará según el área de la planta que es estudiada. Una persona que siempre debe ser incluida es un representante de la operación de la planta. Él o ella deben tener experiencia y conocimiento del funcionamiento diario del área de almacenamiento que está siendo estudiada, o de alguna que sea muy similar en su funcionamiento. La contribución de este miembro del equipo a la discusión puede ser invaluable, ya que presentan una perspectiva operacional que otros participantes no pueden tener.

Resumiendo todo lo dicho anteriormente, el equipo debe seleccionarse para que sea lo más balanceado y el estudio sea garantizado. Además, la intención debe ser que las preguntas hechas durante la reunión puedan ser contestadas inmediatamente, en lugar de tener que acudir a un experto externo al estudio, lo cual consumiría tiempo. No es necesario para algunas personas participar en el estudio de principio a fin. Si la "esencia" del grupo consistiera en cinco personas, por

ejemplo, los miembros adicionales podrían llamarse de sesión en sesión como y cuando su particular especialización fuese necesitada.

Como en todas las actividades de grupo, se necesita designar a una persona quién estará a cargo del estudio; en los estudios HAZOP, la persona designada comúnmente se llama facilitador o responsable. Idealmente, no deberá estar asociado estrechamente con el proyecto bajo estudio, ya que representa un riesgo el no ser lo suficientemente objetivo en la dirección del equipo. Como el papel del responsable es de importancia vital en el progreso uniforme y eficaz del estudio, debe escogerse cuidadosamente y debe estar totalmente entendido con la metodología HAZOP.

Otro miembro importante del equipo será el secretario. Su contribución a la discusión bien puede ser mínima, pero su función principal durante las sesiones es registrar todo lo que se vaya acordando en el estudio. También necesitará tener el suficiente conocimiento técnico para poder entender lo que está discutiendo.

#### **4.4 LUGAR DE ESTUDIO**

La Refinería Francisco I Madero se encuentra localizada en la margen izquierda del río Pánuco, casi en su desembocadura al Golfo de México; dentro del municipio de Ciudad Madero, Tamaulipas; de cuya región está tomado su nombre.

En la Refinería Madero se realizan grandes esfuerzos, día con día, para alcanzar niveles de excelencia y obtener competitividad en el ámbito internacional, logrando la certificación por líneas de producción del Instituto Mexicano de Normalización y Certificación bajo la norma NMX-CC-004, equivalente a la Norma ISO 9002/94, y teniendo como principio de operación la Seguridad y la Protección Ecológica.

La Refinería cuenta actualmente con 6 plantas de proceso en operación, en las cuales se lleva a cabo la destilación atmosférica, destilación al vacío, desintegración catalítica, hidrotratamiento y petroquímica.

Así mismo, cuenta con instalaciones auxiliares, tales como la planta de fuerza, patios de tanques de almacenamiento, talleres, almacenes, muelles, estaciones de bombas del poliducto Madero-Cadereyta, instalaciones para bombeo de productos petroquímicos, así como oficinas, campos deportivos y una colonia residencial, entre otras.

La capacidad nominal del proceso de crudo de la refinería es de 85,000 barriles/día, lo que resulta de la operación de las siguientes plantas:

- Planta de Destilación MA
- Planta de Destilación MB
- Planta UPH 600 y 700
- Planta Combinada BA

Se procesan 5 tipos de crudo en la refinería:

- Arenque: Este crudo se produce en el yacimiento marítimo Arenque.
- Tamaulipas: Se produce en el Distrito Tamaulipas, del Municipio de Altamira.
- Pánuco: Se produce en la región de la Sonda de Campeche.
- Crudo mezcla: Consiste en una mezcla de crudo de la Sonda de Campeche y el Distrito Sur.

La Refinería cuenta con un laboratorio cuyo objetivo principal es vigilar y controlar que se cumplan con las normas de calidad establecidas para las materias primas que se manejan con ella, de las corrientes de plantas de proceso y de los productos en elaboración o terminados, así como los destinados al mercado nacional y los de importación y exportación.

#### 4.4.1 PATIOS DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO

##### ***Patio norte.***

Este patio almacena los crudos que sirven de carga a la refinería, así como gasolina y los destilados intermedios. Tiene una capacidad para almacenar crudo de aproximadamente 2,200,000 barriles. Su capacidad de almacenamiento para destilados es de 2,100,000 barriles aproximadamente.

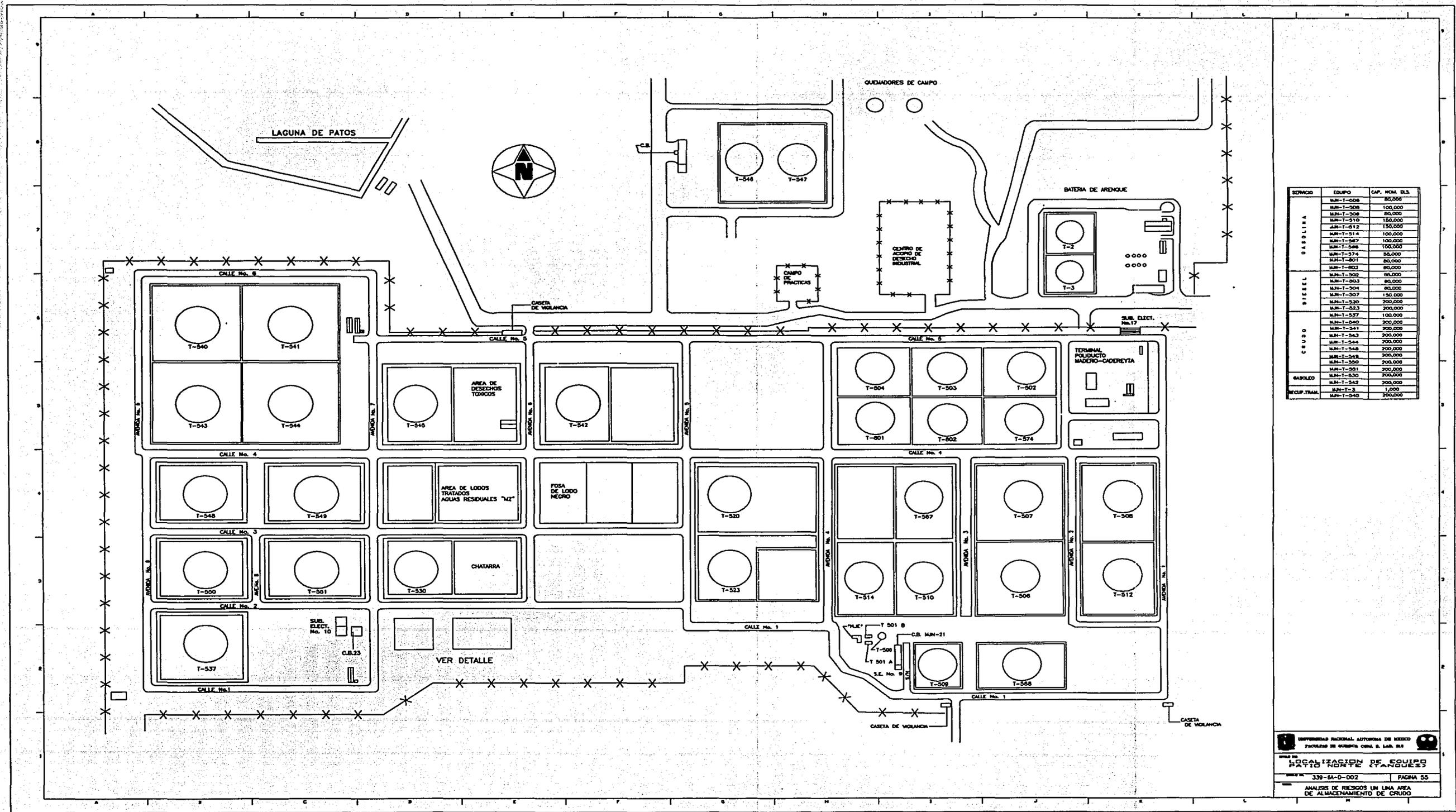
##### ***Patio oriente.***

En este patio se almacenan los productos intermedios, obtenidos en las unidades de proceso de la refinería, para su proceso posterior. Por la diversidad de productos que existen en esta área, se cuenta con diferentes tipos de tanques, entre los que podemos mencionar: los verticales, horizontales, esféricos y esferoides. Su capacidad es de 1,800,000 barriles.

##### ***Patio poniente.***

Este patio está destinado a almacenar los distintos tipos de combustóleo que se produce en la Refinería. Su capacidad es de 1,900,000 barriles.

A continuación se muestra el plano de localización de equipo del área de almacenamiento del patio norte.



SOMACIO	EQUIPO	CAP. NOM. D.L.S.
GASOLINA	M.M.-T-508	80,000
	M.M.-T-509	100,000
	M.M.-T-510	80,000
	M.M.-T-512	150,000
	M.M.-T-514	100,000
	M.M.-T-547	100,000
	M.M.-T-548	100,000
	M.M.-T-574	80,000
	M.M.-T-501	80,000
	M.M.-T-602	80,000
DIESEL	M.M.-T-502	80,000
	M.M.-T-503	80,000
	M.M.-T-504	80,000
	M.M.-T-507	150,000
	M.M.-T-530	200,000
	M.M.-T-523	200,000
	M.M.-T-527	100,000
	M.M.-T-540	200,000
	M.M.-T-541	200,000
	M.M.-T-543	200,000
CRUDO	M.M.-T-544	200,000
	M.M.-T-548	200,000
	M.M.-T-549	200,000
	M.M.-T-550	200,000
	M.M.-T-554	200,000
	M.M.-T-530	200,000
	M.M.-T-543	200,000
	M.M.-T-545	200,000
	M.M.-T-546	200,000
	M.M.-T-547	200,000
BIBLADO	M.M.-T-543	200,000
	M.M.-T-545	200,000
RECUP. TRAM.	M.M.-T-3	1,000
	M.M.-T-545	200,000

#### 4.4.2 PRODUCTOS

Los productos que se obtienen en la refinería de Madero cubren la demanda de su zona de influencia y en ocasiones, algunos de ellos se exportan de acuerdo a los pactos comerciales que Pemex realiza en el extranjero.

Los productos son: gas licuado, gasolinas Pemex Magna, Pemex Premium y Pemex Diesel, Gasavión 100, Turbosina, diesel desulfurado, diesel marino, combustóleo, coque, asfalto AC-20 y AC-30 y azufre.

#### 4.5 EQUIPOS DENTRO DEL ÁREA DE PATIO NORTE

El patio norte, donde se almacena petróleo crudo, cuenta con el siguiente equipo:

TABLA 12 Tanques

Servicio de Tanque	Clave de Equipo	Tipo de Techo (cúpula)	Capacidad Nominal	Diámetro (pies-m)	Altura (pies-m)
Crudo	MJN-T-537	Flotante	100,000	180'-54.86	48'-14.63
Crudo	MJN-T-540	Fija	200,000	180'-54.86	48'-14.63
Crudo	MJN-T-544	Flotante	200,000	180'-54.86	48'-14.63
Crudo	MJN-T-541	Flotante	200,000	180'-54.86	48'-14.63
Crudo	MJN-T-548	Flotante	200,000	180'-54.86	48'-14.63
Crudo	MJN-T-549	Flotante	200,000	180'-54.86	48'-14.63
Crudo	MJN-T-550	Flotante	200,000	180'-54.86	48'-14.63
Crudo	MJN-T-551	Flotante	200,000	180'-54.86	48'-14.63

TABLA 13 Bombas

Servicio de Bomba	Clave de Equipo	Presión de descarga
Crudo	MJN-P-1D	6 a 9 kg
Crudo	MJN-P-1C	6 a 9 kg
Crudo	MJN-P-1B	6 a 9 kg
Crudo	MJN-P-1A	6 a 9 kg
Crudo	MJN-P-1E	6 a 9 kg
Crudo	MJN-P-1F	6 a 9 kg

Cuenta también para su transportación con la casa de bombas no. 23.

#### 4.5.1 DESCRIPCIÓN DEL CIRCUITO DE CRUDO.

El crudo entra a la refinería por las siguientes 6 líneas:

1. Línea Faja de Oro, de 20", por la que entra el crudo proveniente del área Faja de Oro y llega al patio norte.
2. Línea 403, de 24", que viene de muelles y llega al patio norte.
3. Línea 402, de 24" que viene de muelles y llega al patio norte.
4. Línea 401, de 24", inicia en la esquina sureste del separador MJW-API. A esta línea se le injerta, con bloqueo, la línea crudo Tamaulipas y también se le injerta la línea Faja de Oro en el patio norte (esquina suroeste del tanque MJN-T-537) y llega a los tanques de almacenamiento del oleoducto Madero-Cadereyta.
5. Línea crudo Altamira, de 12", que viene del Norte y llega al patio norte.
6. Línea Pánuco, de 12", que viene de Pánuco y se injerta a la entrada del patio norte a la línea de Faja de Oro.

Las líneas 402 y 403 tienen su bloqueo en el patio poniente, para independizarse del área de muelles.

Las líneas de los puntos 1, 2, 3 y 5 ya en el patio norte se van hacia cualquiera de los siguientes 8 tanques: MJN-T-540, 541, 543, 544, 548, 549, 550 y 551. Cada uno de estos tanque tiene una capacidad de 200,000 barriles.

De cualquiera de los 8 tanques anteriores se puede alinear la salida hacia casa de bombas MJN-CB-23, que tiene 4 salidas: las A, B, C y descarga 4. Las salidas A, B y C van al patio oriente, tanques MJA-T-1, 2, 3, 4, 85 y 86. La descarga 4 va a los tanques de almacenamiento, MF-T-72, 219 y 220.

Las plantas primarias MA y MB toman su alimentación de los tanques MJA-T-1, 2, 3 y 4. La planta Combinada, BA, toma su alimentación de los tanques MJA-T-85 y 86. La planta preparadora de asfaltos, MF, toma su alimentación de los tanques MF-T-72, 219 y 220.

Para llevar a cabo el análisis Hazop se divide el circuito de crudo en los siguientes nodos:

#### 4.5.2 Nodo 1 LÍNEA DE CRUDO FAJA DE ORO

TABLA 14 Diagramas de nodo 1

NODO	NÚMERO	NOMBRE
1	339-6N-D-001	Recibo de Crudo a Patio Norte
	339-6N-D-002	Interconexiones entre recibos de crudo y líneas de descarga de MJN-CB-23
	339-6N-D-003	Interconexiones de líneas de crudo
	339-6N-D-004	Interconexiones de líneas de crudo
	339-6N-D-005	Interconexiones de recibo y succión de crudo
	339-6N-D-006	Tanques de almacenamiento de crudo MJN-T-540 y T-541

Referencia: Diagramas de Tubería e Instrumentación,

La línea de crudo Faja de Oro empieza en la válvula (de control de aguja) de 20" que está en el área de la compañía CIG, S. A. Ahí tiene su trampa de diablos. De ésta válvula llega a los límites del patio norte, pasa por el indicador y el registrador de presión (PI-s/n-1 y PR-s/n-1 ). Mas adelante tiene el injerto de 2", para la inyección de aditivo. Posteriormente pasa por dos patines de medición y dos boquillas de 3" con su válvula de bloqueo. Enseguida se tiene una boquilla de 6", para el desfogue directo que va al cabezal de desfogue. Después se encuentra el injerto de las líneas 402 y 403 de 12" de diámetro con su respectiva válvula de bloqueo. Enseguida se tiene una reducción de 24" a 16" con su válvula de bloqueo y luego una expansión de 16" a 24". Después se tiene una boquilla de 8" con su válvula de bloqueo. Después se tiene una boquilla de 3", en donde esta instalado el automuestreador de producto. Enseguida se tiene una boquilla de 2", en donde esta instalado un PI. Después se tiene un disparo de 16", para directear el crudo hacia casa bombas 23, sin pasar por

los tanques de crudo. Enseguida se tiene otra boquilla de 2", para un PI. Después se le injerta una línea de 2" proveniente de la descarga de la bomba de recuperado de producto del separador MJN-API. Después tiene un disparo de 12" con su respectiva válvula de bloqueo. Enseguida se tiene un disparo con una reducción de 24" a 16", con su válvula de bloqueo de 16". Después se tiene una reducción sobre la línea de 24" a 20". Enseguida se tiene un disparo hacia el múltiple (manifol) de llegada al tanque MJN-T-549. Después se tiene otro disparo al segundo múltiple (manifol), de entrada al tanque 541. Antes de este sale otro disparo al múltiple (manifol) de llegada al tanque 540, con un diámetro de 24". En donde termina con una reducción de 24" a 18". A lo largo de toda la línea se tienen 5 venteo/purga, uno de 1" y los otros cuatro de 3/4" de diámetro. También se cuentan con un disparos de 8" para muestreo.

### 4.5.3 Nodo 2      Tanque MJN-T-540

TABLA 15      Diagramas nodo 2

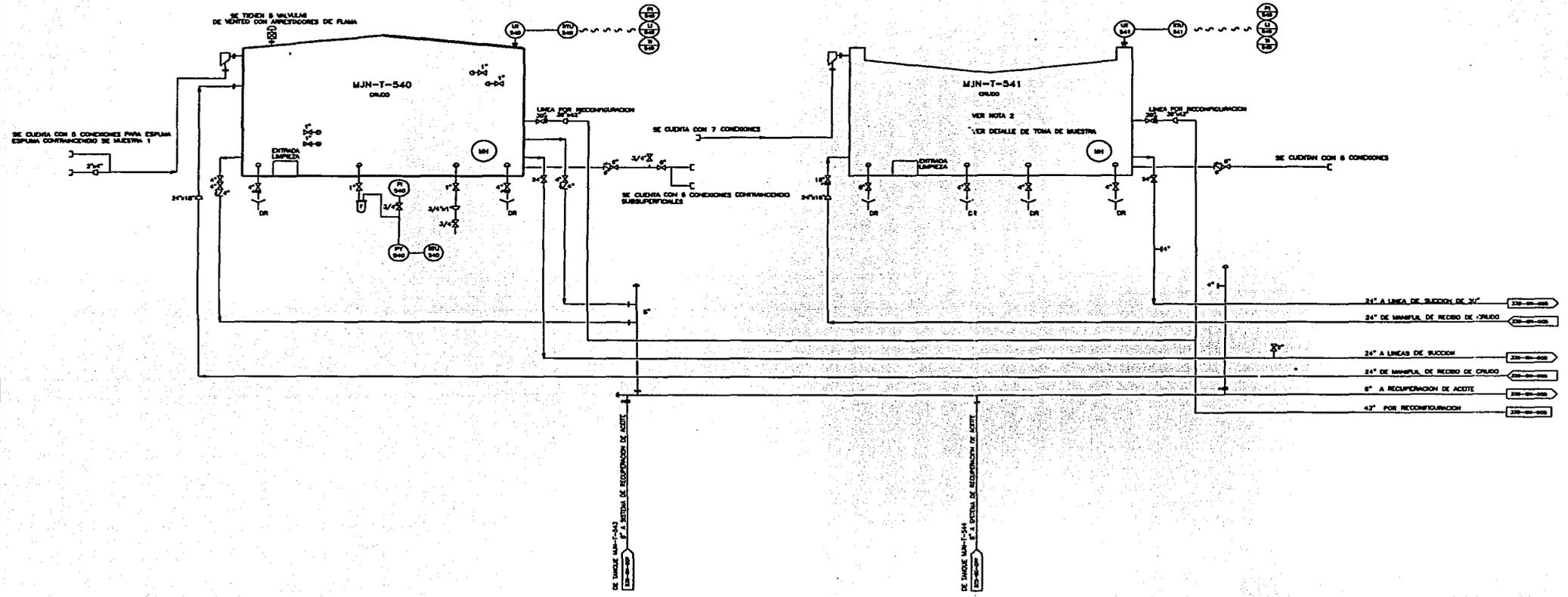
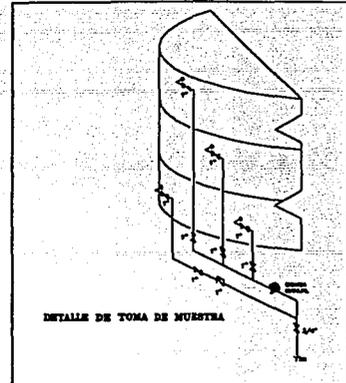
NODO	NÚMERO	NOMBRE
2	339-6N-D-006	Tanques de almacenamiento de crudo MJN-T-540 y T-541

Referencia: Diagramas de Tubería e Instrumentación, DTI's,

El tanque MJN-T-540 es de tipo atmosférico de techo fijo, con capacidad de almacenamiento de 200,000 barriles, esta construido con placas de acero al carbón, teniendo como base un anillo de cimentación, tiene dos líneas de salida de 4" que se unen en un cabezal de 6" que va al sistema de recuperación de aceite, tiene un sistema de tele medición de nivel, tiene una entrada hombre y una puerta de limpieza, tiene una boquilla de medición, tiene 6 boquillas de 6" de inyección subsuperficial, 5 cámaras de espuma en la parte superior del tanque, 5 arrestadores de flama con sus válvulas de presión vacío, tiene ventila de emergencia de 24"

MJN-T-540  
 CRUDO  
 CAP. 200 LBS  
 D. 150 P. 18. 22 P.  
 ESPUMA FIA

MJN-T-541  
 CRUDO  
 CAP. 200 LBS  
 D. 150 P. 18. 22 P.  
 TENDI FLUJANTE



#### 4.5.4 Nodo 3      **Succión de MJN-T-540 a casa de Bombas MJN-CB-23**

TABLA 16      Diagramas nodo 3

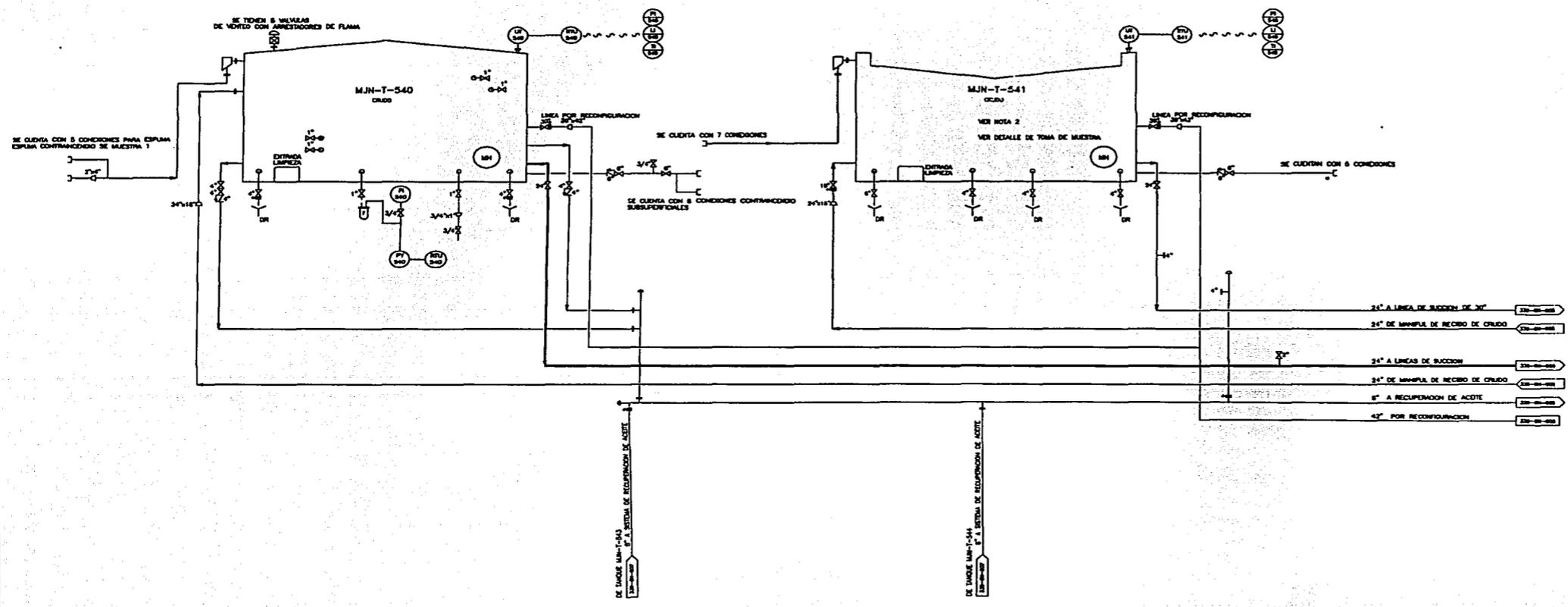
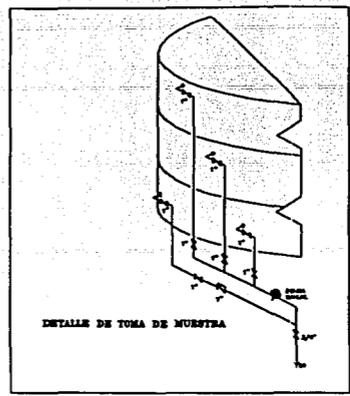
NODO	NÚMERO	NOMBRE
3	339-6N-D-006	Tanques de almacenamiento de crudo MJN-T-540 y T-541
	339-6N-D-005	Interconexiones de recibo y succión de crudo
	339-6N-D-004	Interconexiones de líneas de crudo
	339-6N-D-003	Interconexiones de líneas de crudo
	339-6N-D-012	Casa de bombas MJN-CB-23

Referencia: Diagramas de Tubería e Instrumentación, DTI's,

El motivo que se tomó para el análisis de este nodo es que para la succión del tanque MJN-T-540 se deben realizar una serie de manipulaciones en las válvulas localizadas tanto al pie del tanque como en el manifold que se encuentra fuera del tanque. Estas manipulaciones si en algún momento se realizan incorrectamente pueden tener consecuencias de accidente debido a la mala alineación de las líneas.

MJN-T-540  
CRUDO  
CAP. 20000 SLS  
D. 180 S. - 18.48 P.  
CUPULA PIA

MJN-T-541  
CRUDO  
CAP. 20000 SLS  
D. 180 S. - 18.48 P.  
TECHO PLANTITE



LINEA TAMALLEPS  
FUERA DE OPERACION

UNTA ANCHOKE  
BATERIA ANCHOKE



PUNTO DE INYECCION

PUNTO DE INYECCION

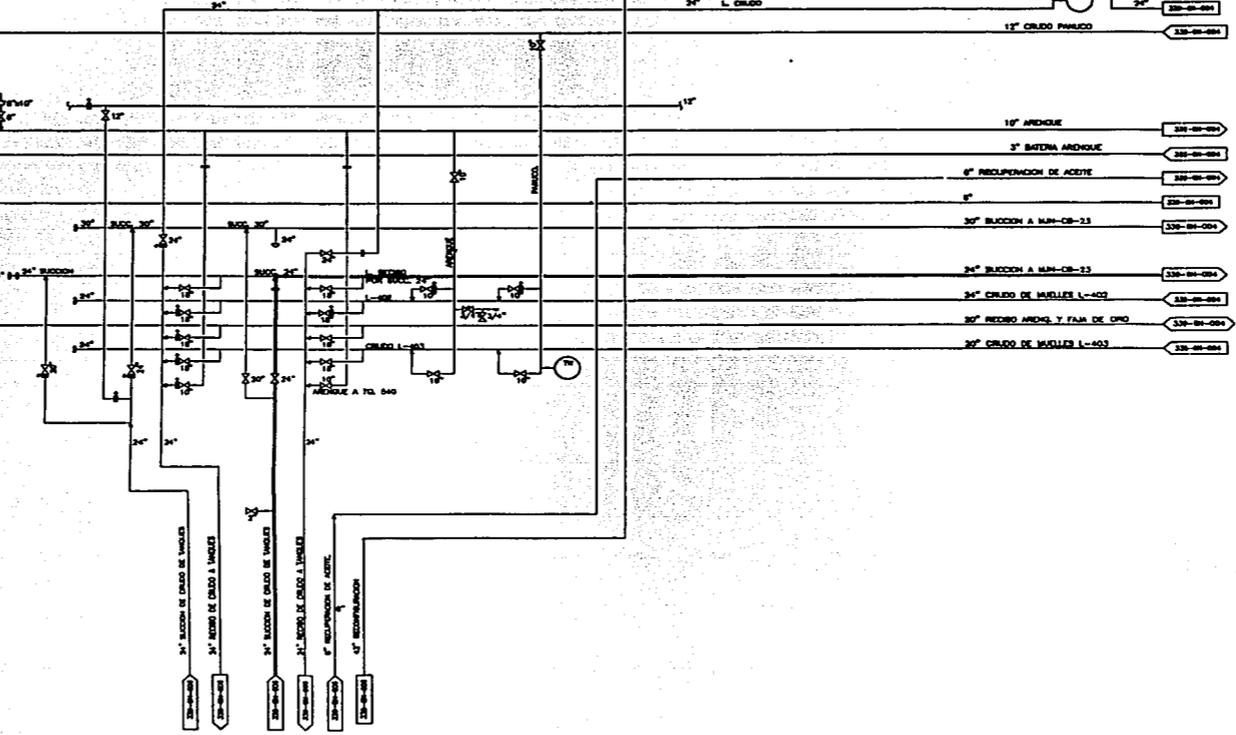
ACTIVO

ACTIVO

LINEA 6 INCHES 14" ANCHOKE

14" ANCHOKE

30" REDONDO ANCHOKE



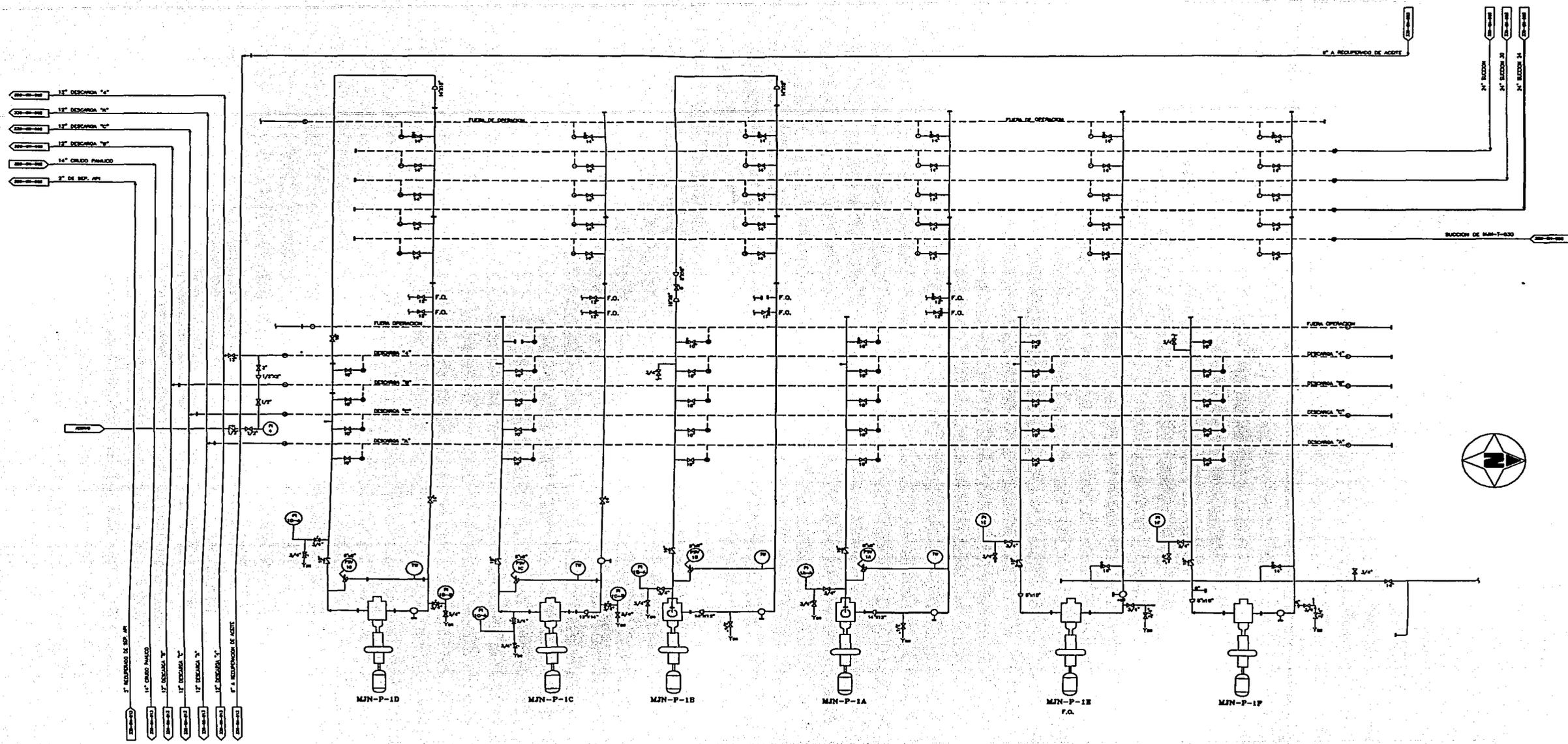
4" L. CRUDO RECOMPLENCHON  
16" CRUDO TAMALLEPS  
24" L. CRUDO  
17" CRUDO PUALCO

10" ANCHOKE  
3" BATERIA ANCHOKE  
6" RECOMPLENCHON DE ACEITE  
5" ANCHOKE  
30" BUCCON A MAN-08-23  
24" BUCCON A MAN-08-23  
24" CRUDO DE MUELLES L-402  
30" REDONDO ANCHOKE Y FAN DE ORO  
20" CRUDO DE MUELLES L-403

34" BUCCON DE CRUDO DE MUELLES  
34" REDONDO DE CRUDO J. TANKER  
34" BUCCON DE CRUDO DE MUELLES  
34" REDONDO DE CRUDO J. TANKER  
6" RECOMPLENCHON DE ACEITE  
47" RECOMPLENCHON







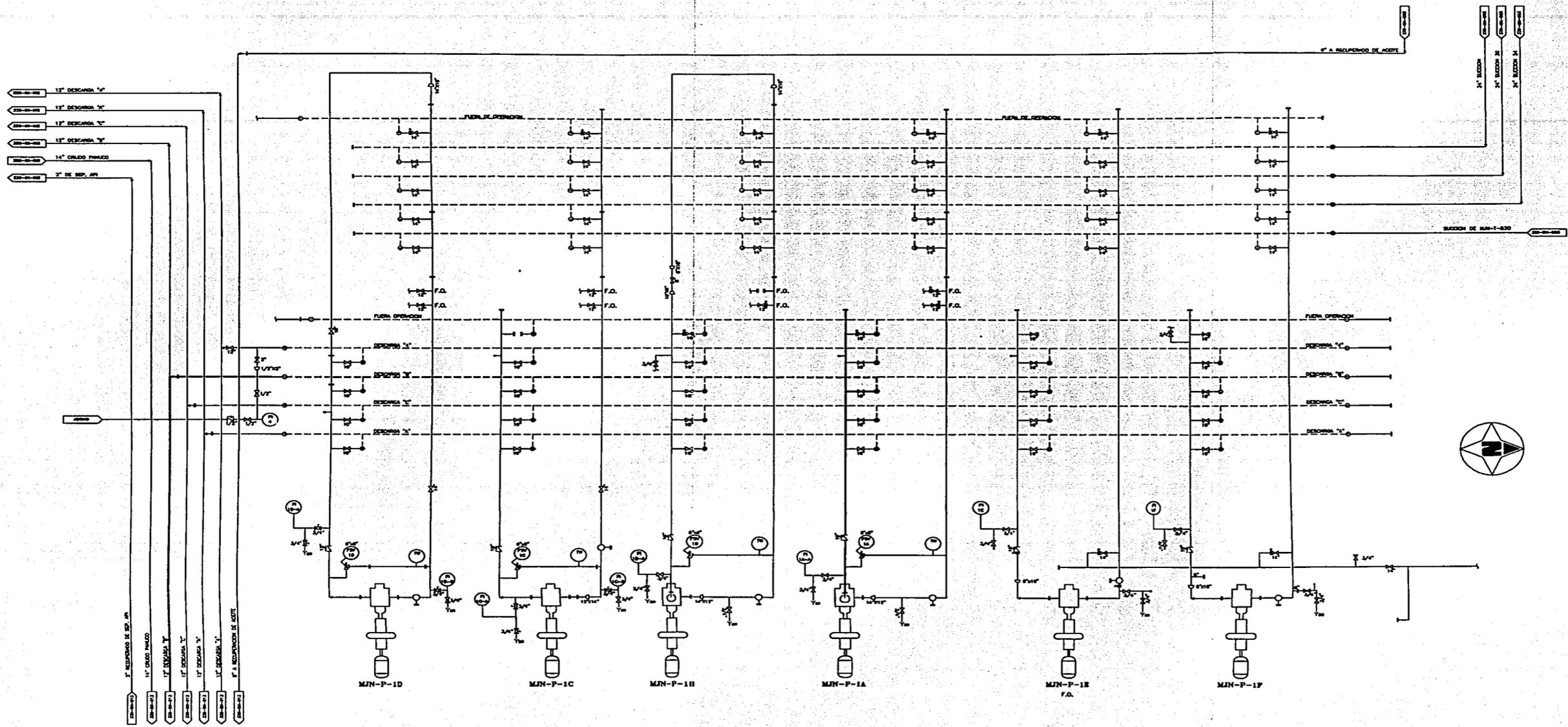
**4.5.5 Nodo 4 Descarga de Bomba MJN-P-1A a tanque MJA-T-86**

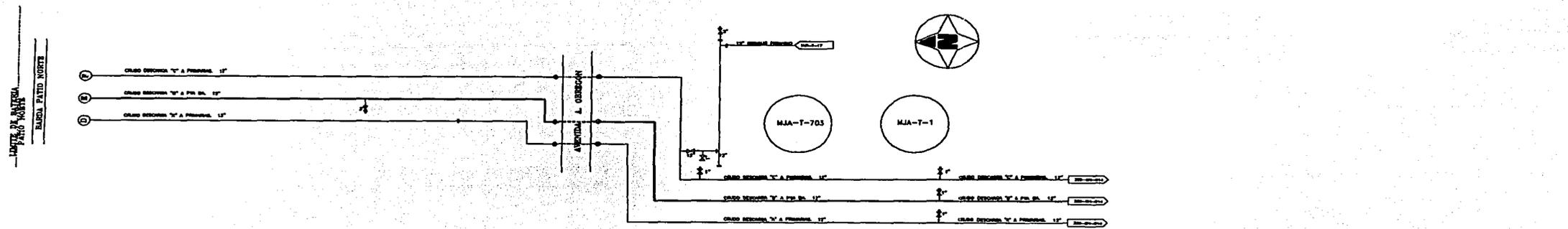
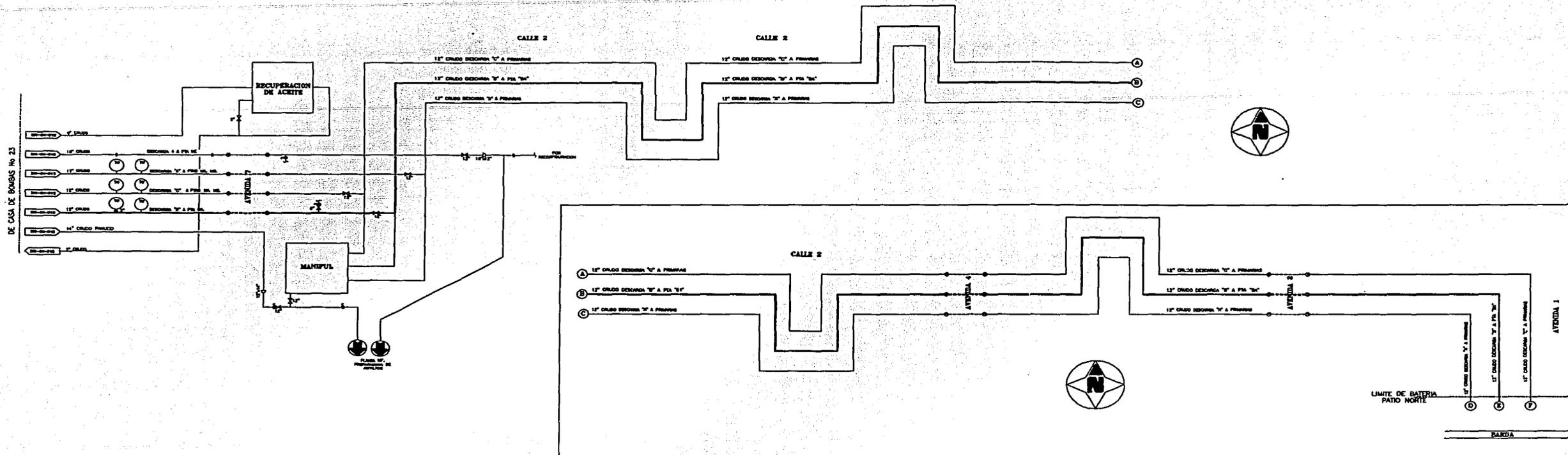
TABLA 17 Diagramas nodo 4

NODO	NÚMERO	NOMBRE
4	339-6N-D-012	Casa de bombas MJN-CB-23
	339-6N-D-013	Descarga de Crudo de MJN-CB-23
	339-6N-D-014	Crudo a tanques de Patio Oriente MJA-T-1,2,85
	339-6N-D-015	Crudo a tanques de Patio Oriente MJA-T-3,4,86

Referencia: Diagramas de Tubería e Instrumentación, DTI's,

De la bomba MJN-P-1 que se encuentra en la casa de bombas MJN-CB-23, se tiene 4 salidas: las A, B, C y descarga 4. por las cuales se puede mandar a las salidas A, B y C que van al patio oriente, donde se encuentra el tanque MJA-T-86. de ahí se toma la alimentación para la planta combinada, BA. En este nodo se puede identificar los riesgos asociados a la operación de descarga lo cual si se realiza una mala operación se pueden tener accidentes.









#### 4.6 USO DE DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (DTI'S).

Una vez que la ruta del estudio ha sido definida, tanto en sus líneas de proceso como en los equipos involucrados de la planta, en cada circuito y en su respectivo diagrama deben marcarse en colores diferentes y distintivos.

La prioridad de marcar es de uso práctico, ya que aunque el estudio avance, esto sirve para dos propósitos: primeramente, ahorrará tiempo durante la reunión, porque el marcado real terminará con la discusión acerca de donde un circuito debe empezar y donde terminar y, segundo, el facilitador se asegurará que planeando la estrategia de estudio ya nada ha faltado.

#### 4.7 METODOLOGÍA PARA EL REGISTRO DEL ANÁLISIS HAZOP.

El análisis HAZOP de un proceso, se desarrolla aplicando en una forma sistemática todas las combinaciones de palabras guía relevantes para el proceso en cuestión, en un esfuerzo para encontrar los problemas potenciales de dicha planta. Los resultados son registrados en el formato HAZOP. La explicación del significado de los parámetros involucrados en el formato de registro, para cada uno de ellos, es el siguiente:

- **Desviación:** Es la combinación de las palabras guía primaria con secundaria, la cuál está siendo aplicada.
- **Causa:** Son los eventos potenciales que hacen que pueda ocurrir la desviación señalada.
- **Consecuencia:** Es lo generado debido al efecto de la desviación aplicada y si es aplicable, por la causa misma. Siempre se debe ser explícito en el registro de las consecuencias y no asumir que se deba tener conocimiento del significado de un registro. Un punto importante es que cuando se evalúan las consecuencias, no se toman en cuenta los sistemas de protección o instrumentación que ya estén incluidos en el diseño.

- **Protecciones:** Si existe algún dispositivo de protección, el cuál prevenga la causa o proteja contra las consecuencias adversas, será registrado en la columna de protecciones. Las protecciones no necesariamente son restringidas al equipo físico, ya que cuando es apropiado se pueden tomar como protecciones aspectos de procedimientos, tales como inspecciones regulares a planta, siempre y cuando si se está seguro que estos serán llevados a cabo.
- **Recomendaciones:** Cuando una causa real resulta en una consecuencia negativa, se debe decidir si alguna recomendación debe ser tomada. En esta etapa es donde las consecuencias y las protecciones asociadas son consideradas. Si es considerado que las medidas de protección son las adecuadas, entonces no es necesario emitir alguna recomendación.

El siguiente paso del análisis HAZOP consiste en evaluar la clase del riesgo con base en la frecuencia y la gravedad de las causas y consecuencias de los posibles accidentes. Para llevar a cabo lo anterior, el equipo de trabajo debe hacer uso de sus conocimientos y de su experiencia para que con la ayuda de las tablas 18 y 19 pueda clasificar los riesgos identificados en tres niveles, como se mostrará en la Tabla 20.<sup>13</sup>

TABLA 18 Niveles de frecuencia

FRECUENCIA	
1	No más de una vez en la vida de la planta.
2	Hasta una vez en diez años.
3	Hasta una vez en cinco años.
4	Hasta una vez en un año.
5	Más de una vez al año.

TABLA 19 Niveles de gravedad

<sup>13</sup> UNAM-Facultad de Química. Taller de análisis de riesgos y operabilidad. México.1999.

GRAVEDAD	
1	No tiene impacto en la planta, el personal o los equipos.
2	Daños a los equipos o generación de fugas menores.
3	Lesiones al personal de la unidad. Todos los daños se limitan a la planta.
4	Destrucción y daños limitados afuera de la planta.
5	Destrucción y daños extensivos afuera de la planta.

En la matriz de riesgos, claramente se aprecia que la frecuencia y la gravedad de los accidentes juegan un papel importante al valorar los niveles de riesgo y por lo tanto, entre mayor sea la exactitud con lo cuál se evalúen la frecuencia y la gravedad de los accidentes, la calidad del análisis será mayor.

TABLA 20 Matriz de riesgos

		GRAVEDAD				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA	1	1	2	3	4	5
	2	2	4	6	7	8
	3	3	6	7	8	9
	4	4	7	8	9	10
	5	5	8	9	10	10

#### 4.7.1 CLASIFICACION DE LOS NIVELES DE RIESGO

- Nivel A.

El nivel de riesgo identificado es elevado y por lo tanto, se requiere de acciones inmediatas a fin de prevenir pérdidas humanas y materiales de gran importancia.

Los riesgos de nivel A serán todos aquellos que tengan un valor de 8 a 10 en la matriz de riesgos.

- Nivel B.

El nivel de riesgo identificado es moderado por lo que la planta puede seguir operando de manera segura, sin embargo, las acciones que se tomen tendrán un efecto notable en el mejoramiento de la seguridad y, por lo tanto, su aplicación dependerá de los costos y los beneficios derivados de las mismas. Los riesgos de nivel B serán todos aquellos que tengan un valor de 4 a 7 en la matriz de riesgos.

- Nivel C.

El nivel de riesgo identificado es bajo por lo que la planta puede seguir operando de manera segura sin necesidad de implementar alguna acción. Los riesgos de nivel C serán todos aquellos que tengan un valor de 1 a 3 de acuerdo con la matriz de riesgos.

De acuerdo con las anteriores definiciones de niveles de riesgos, la matriz de riesgos quedaría de la siguiente forma:

		GRAVEDAD				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA	1	C	C	C	B	B
	2	C	B	B	B	A
	3	C	B	B	A	A
	4	B	B	A	A	A
	5	B	A	A	A	A

Tabla 21 Matriz de niveles de riesgos

Una vez evaluados los niveles de riesgo es posible saber si las protecciones del sistema son las más adecuadas o si son suficientes, que de suceder lo contrario,

el equipo de trabajo deberá plantear alternativas de solución a fin de reducir los niveles de riesgo. Para decidir que tipo de medidas serán las más adecuadas, se deben revisar los niveles de frecuencia y gravedad junto con la matriz de riesgos, para conocer a cuál de los factores mencionados se le debe dar más importancia.

Por dar un ejemplo, si el nivel de frecuencia para un determinado riesgo es muy elevado (igual a 5), y su nivel de gravedad es bajo (igual a 2), de acuerdo con la matriz de riesgos, el valor del riesgo será de 8 (nivel A). Por este motivo toda protección del sistema que disminuya la frecuencia reducirá por sí sola, significativamente, el nivel de riesgo y por el contrario, toda protección del sistema que disminuya la gravedad del accidente, servirá de poco si no se aplica ninguna medida para bajar el nivel de frecuencia. Finalmente, las protecciones del sistema dependerán de las características particulares de cada situación por lo que no tiene caso profundizar en el tema, sin embargo, todas las protecciones del sistema permitirán cumplir con alguno de los siguientes objetivos:

- Reducir la frecuencia o probabilidad de las causas de los posibles accidentes, para lo cual se deben aplicar medidas preventivas para evitar que pasen accidentes o reducir su frecuencia.
- Reducir las consecuencias de los posibles accidentes, para lo cual se deben aplicar medidas correctivas, que disminuyan los efectos de posibles fugas, derrames, incendios y explosiones.

Y mientras que lo primero es lo preferido, no es siempre posible. De cualquier modo, siempre se trata de eliminar la causa, y únicamente donde sea necesario, tratar de mitigar las consecuencias.

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 30 y 31 Agosto de 2001				
	Nodo 1: Línea Faja de Oro										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-001,2,3,4,5,6						Producto: Crudo ligero				
Desviación: Menos Flujo											
LOI:		LOS:			LSI:				LSS:		
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	AFP	GP	RP	Recomendación	Clase
1.	1. Falla de equipo en rebombeo.	1. Disminución en los inventarios de crudo en los tanques de almacenamiento. 2. Baja la producción en las plantas primarias. 3. Baja la producción en las diferentes plantas de la refinería. 4. Paro de refinería.	3	3	7	1. Medidores de flujo en la línea. 2. Tele medición del nivel en los tanques de entrada de crudo.	2	3	6	1. No hay	B
2.	2. Fuga por brida o por poros en la línea.	1. Contaminación del suelo y del aire adyacente a la línea. 2. Intoxicación por gases tóxicos en el aire. 3. Incendio del crudo derramado.	3	3	7	1. Programas de inspección, calibración y de mantenimiento a líneas.	2	3	6	1. Verificar que el encamado de líneas esté libre de maleza y sobre el nivel del piso terminado (NPT), para facilitar los trabajos de inspección, calibración y de mantenimiento a líneas. 2. Continuar con el programa de inspección, calibración y mantenimiento a líneas.	B

											
Compañía: Refinería				Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 30 y 31 Agosto de 2001			
Nodo 1: Línea Faja de Oro											
Diagramas: Diagrama 339-6N-001,2,3,4,5,6						Producto: Crudo ligero					
Desviación: Menos Flujo											
LOI:		LOS:			LSI:			LSS:			
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
3.	3. Ruptura de línea.	1. Baja de inventarios en los tanques de almacenamiento. 2. Contaminación del suelo y del aire adyacente a la línea. 3. Intoxicación por gases tóxicos en el aire. 4. Incendio del crudo derramado.	3	4	8	1. Programas de inspección, calibración y de mantenimiento a líneas.	1	4	4	1. Verificar que el encamado de líneas esté libre de maleza y sobre el nivel del piso terminado (NPT), para facilitar los trabajos de inspección, calibración y de mantenimiento a líneas.  2. Continuar con el programa de inspección, calibración y mantenimiento a líneas.	B
4.	4. Que estén alineados dos tanques a la vez. El que en teoría esta recibiendo y otro que se supone que no debe recibir.	1. Derrame por uno de los tanques. 2. Contaminación del suelo y del aire adyacente a la línea. 3. Intoxicación por gases tóxicos en el aire. 4. Incendio del crudo derramado.	4	3	8	1. Tele medición del nivel en los tanques de entrada de crudo, con alarma por alto nivel. 2. Recorrido del personal de operación, que verifica físicamente el nivel de los tanques y la alineación de las válvulas. 3. Se tiene una comunicación via radio entre el cuarto de control, el operador de campo y el supervisor.	2	3	6	1. Incluir dentro de las prácticas operacionales, el reparar lo que se debe hacer en el caso de que en un tanque de crudo se active la alarma por alto nivel.  2. Reportar de inmediato al especialista de instrumentos (Mediante una solicitud de trabajo), cuando una alarma funcione inapropiadamente.  3. Verificar la entrega a mantenimiento de la alarma y la recepción de la misma.	B

LOI:		LOS:				LSI:				LSS:	
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
											
Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 30 y 31 Agosto de 2001					
Nodo 1: Línea Faja de Oro											
Diagramas: Diagrama 339-6N-001,2,3,4,5,6						Producto: Crudo ligero					
Desviación: No Flujo											
5.	1. Que se cierre la válvula de entrada al tanque que debe estar recibiendo. (La operación normal es con un solo tanque recibiendo).	1. Represionamiento de línea. 2. Fugas por conexiones. 3. Emisión de gases tóxicos a la atmósfera. 4. Incendio y explosión.	3	3	7	1. Procedimiento de operación normal. 2. Válvula de relevo MJN-PSV. 3. Personal capacitado.	2	2	4	1. Incluir dentro de las prácticas operacionales, el reparar lo que se debe hacer en el caso de que la válvula al pie del tanque esté cerrada cuando debería estar abierta. 2. Contar con un sistema de alarma por alta presión en la casa de bombas MJN-CB-23.	B
6.	2. Que se cierre cualquiera de los bloqueos dentro de los patines de medición.	1. Represionamiento de línea.	3	2	6	1. En procedimiento de operación normal incluye comunicación de bombeos con la parte que maneja los patines de medición. 2. Alarma de alta presión en el oleoducto.	2	2	4	1. Que el personal de operación y mantenimiento tengan un mayor conocimiento de la operación de los patines de medición.	B
7.	3. Que se cierre cualquiera de las dos válvulas de bloqueo intermedio en la línea.	1. Represionamiento de línea. 2. Fugas por conexiones. 3. Incendio.	3	3	7	1. El procedimiento normal de operación. 2. Válvula de relevo MJN-PSV.	2	2	4	1. Continuar con el programa de calibración de las válvulas de seguridad.	B

											
Compañía: Refinería				Área/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 13 de Septiembre de 2001			
Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540											
Diagramas: Diagrama 339-6N-006						Producto: Crudo					
Desviación: Alto Nivel											
LOI: 1 m			LOS:			LSI:			LSS: 12.5 m		
Esc:	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
8.	1. Error en cierre de válvula de recibo en cambio de tanque, en el manifold.	1. Derrame de crudo. 2. Taponamiento de drenaje pluvial 3. Contaminación Ambiental. 4. Incendio	3	4	8	1. Instrucción de trabajo para cambio de tanques. 2. Indicación de nivel con LAH en la pantalla. 3. Capacitación y adiestramiento del personal operativo. 4. Válvulas de bloqueo fuera de diques en sistemas de drenajes aceitoso y pluvial	2	2	4	1. Continuar con el seguimiento de la supervisión de las instrucciones de trabajo. 2. Continuar con la difusión de las instrucciones de trabajo. 3. Continuar con los programas de mantenimiento de equipos.	B
9.	2. Falla del sistema de tele medición (indica bajo nivel cuando este es alto).	1. Contaminación de la cámara de espumas y líneas de alimentación. 2. Taponamiento de líneas de alimentación a cámaras de espuma.	3	4	8	1. Programa de mantenimiento preventivo al sistema de tele medición y alarmas. 2. Instrucción de trabajo para medición de nivel con cinta en los tanques. 3. Programa de inspección preventiva de riesgos, mantenimiento y revisión a cámara de espuma y líneas de alimentación.	2	2	4	1. Continuar con el seguimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de tele medición y alarmas.	B

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 13 de Septiembre de 2001				
	Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006					Producto: Crudo					
Desviación: Alto Nivel											
LOI: 1 m			LOS:			LSI:			LSS: 12.5 m		
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
10.	3. Sobrepasar el régimen de recibo de 8,000 barriles / hora	1. Sobrepresionamiento del tanque. 2. Taponamiento de los arrestadores de flama. 3. Taponamiento de líneas de alimentación a cámaras de espuma. 4. Erosión en la placa del fondo del tanque.	3	2	6	1. Programa de cumplimiento del régimen de recibo. 2. Programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.	2	2	4	1. Instalar difusor en la línea de recibo y ajustar el valor a 8,000 bls/hr	B

		Compañía: Refinería	Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 13 de Septiembre de 2001				
Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540											
Diagramas: Diagrama 339-6N-006						Producto: Crudo					
Desviación: Bajo Nivel											
LOI: 1 m			LOS:			LSI:			LSS: 12.5 m		
Esce	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
11.	1. Válvulas de purga abiertas (purga inadecuada)	1. Inundación y derrame del sistema de drenaje aceitoso con contaminación hacia el pluvial. 2. Exposición al personal a gases tóxicos. 3. Contaminación ambiental.	4	3	8	1. Sistema de recuperado de purgas. 2. Válvulas de Purga con juntas ciegas en la descarga al drenaje. 3. Lista de verificación para recepción de equipo. 4. Control de instalación y retiro de juntas ciegas. 5. Equipo de protección personal de aire comprimido cuando se purgan tanques. 6. Instrucción de purgado de tanques.	2	1	2	1. Seguir con el cumplimiento de las instrucciones de trabajo para purgado de tanques. 2. Colocar bridas ciegas en lugar de juntas ciegas en las válvulas de purga que no estén integradas al sistema de recuperado de aceite.	C
12.	2. Fuga por el fondo del tanque.	1. Derrame de crudo. 2. Inundación de drenajes pluviales y aceitosos. 3. Contaminación Ambiental y del subsuelo. 4. Incendio.	2	4	7	1. Líneas para gravitar contenido del tanque a otro tanque. 2. Diques y área interior para contener el volumen del tanque. 3. Válvulas de bloqueo fuera de dique del tanque en sistemas de drenajes aceitoso y pluvial. 4. Sistemas de protección contra incendio.	2	2	4	1. Cumplir al 100% con el programa de mantenimiento a tanques.	B

Esc		Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
												
Compañía: Refinería				Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 13 de Septiembre de 2001				
Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540												
Diagramas: Diagrama 339-6N-006							Producto: Crudo					
Desviación: Bajo Nivel												
LOI: 1 m			LOS:			LSI:			LSS: 12.5 m			
13.	3. Falla de sistema de tele medición por falta de suministro de energía solar.	1. Pérdida de medición. 2. Ensuciamiento de coladeras de bombas 3. Cavitación de bombas y daños al sello.	5	2	8	1. Programa de Mantenimiento preventivo a los sistemas de tele medición de nivel. 2. Baterías de respaldo. 3. Medición de nivel con cinta. 4. Coladera en succión de bomba.	4	2	7	1. Hacer un estudio comparativo entre la ampliación de la capacidad de baterías de respaldo contra la instalación de voltaje de corriente alterna de 110 VCA. 2. Continuar con el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de tele medición. 3. Elaborar un programa para la limpieza de coladeras de succión.	B	
14.	4. No hay suministro al tanque por compuerta caída en válvula de recibo.	1. Represionamiento de la línea de recibo. 2. Bajos inventarios de crudo.	3	3	7	1. Capacitación y adiestramiento de personal operacional.	1	2	2	1. Elaborar una rutina de lubricación de válvulas en el manifold de crudo. 2. Realizar simulacros operacionales para líneas de recibo.	C	
15.	5. Incumplimiento de la rutina de medición de nivel.	1. Arrastre de agua y sedimentos por parte de la bomba. 2. Cavitación de la bomba. 3. Bajos inventarios de crudo.	5	2	8	1. Capacitación y adiestramiento de personal operacional. 2. Rutina de medición de nivel. 3. Limpieza de coladeras de succión de bombas.	4	2	7	1. Continuar con el programa de capacitación y adiestramiento de personal operacional. 2. Cumplir al 100% con la rutina de medición de nivel.	B	

	Compañía: Refinería	Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte	Fecha: 13 de Septiembre de 2001
	Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540		
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006	Producto: Crudo	

Desviación: Alta Presión

LOI:		LOS:			LSI:			LSS: 1 atm			Recomendación	Clase
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP			
16.	1. Recibo con alto contenido de ligeros.	1. Daños físicos a la integridad del tanque. 2. Contaminación ambiental. 3. Rotura e incendio.	3	3	7	1. Válvulas de presión vacío y arrestadores de flama. 2. Programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.	3	2	6	1. Cambiar la cúpula fija a techo flotante con ventila de emergencia. 2. Instalar membrana interna flotante para minimizar la emisión de vapores.	B	
17.	2. Sobrellenado del tanque.	1. Daños físicos a la integridad del tanque. 2. Contaminación ambiental. 3. Rotura e incendio.	3	3	7	1. Válvulas de presión vacío y arrestadores de flama. 2. Programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama. 3. Alarma LAHH-540 (alarma por alto alto nivel). 4. Indicador de nivel LI-540. 5. Rutina de medición de nivel por cinta. 6. Programa de mantenimiento al sistema de tele medición de nivel.	2	2	2	1. Continuar con el programa de mantenimiento al sistema de tele medición de nivel. 2. Continuar con el programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.	B	

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 13 de Septiembre de 2001				
	Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006					Producto: Crudo					
Desviación: Alta Presión											
LOI:			LOS:			LSI:			LSS: 1 atm		
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
18.	3. Falla de las válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.	1. Daños físicos a la integridad del tanque en la unión débil.	3	2	6	1. Programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.  2. Se cuenta con arrestador de flama de repuesto disponible.	2	2	4	1. Aumentar la frecuencia de revisión en protecciones de tanques de acuerdo a los daños presentados (taconamiento, daños físicos a la malla).  2. Continuar con el programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.	B

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 13 de Septiembre de 2001				
	Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006					Producto: Crudo					
Desviación: (otro que) Presión de Vacío											
LOI:		LOS:			LSI:			LSS: 1 atm			
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
19.	1. Falla en el accionamiento del plato de vacío en la válvula de vacío.	1. Daño físico al cuerpo del tanque (colapso en las partes débiles del tanque). 2. Formación de mezcla explosiva en el interior de un tanque. 3. Incendio	3	3	7	1. Programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.	2	2	4	1. Continuar con el programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.	B
20.	2. Alta velocidad en el régimen de succión.	1. Daño físico al cuerpo del tanque (colapso en las partes débiles del tanque). 2. Formación de mezcla explosiva en el interior de un tanque. 3. Incendio	3	3	7	1. Instrucciones de trabajo para vaciados de tanques.	2	3	6	1. Continuar con el cumplimiento de las instrucciones de trabajo de vaciado de tanques.	B

											
Compañía: Refinería				Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 13 de Septiembre de 2001			
Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540											
Diagramas: Diagrama 339-6N-006						Producto: Crudo					
Desviación: Menos Aterrizamiento											
LOI:			LOS:			LSI:			LSS:		
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
21.	1. Falta de placa donde se instala el cable de tierra (desoldamiento)	1. Acumulación de carga estática. 2. Incendio.	4	3	8	1. Programa de mantenimiento preventivo al sistema de tierras. 2. Inspecciones preventivas de riesgos. 3. Sistema contra incendio.	1	2	2	1. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo al sistema de tierras. 2. Continuar inspecciones preventivas de riesgos 3. Continuar con la revisión a los sistemas contra incendio. 4. Instalar anillos de enfriamiento.	C
22.	2. Corte de cables por robo.	1. Acumulación de carga estática. 2. Incendio.	4	3	8	1. Programa de mantenimiento preventivo al sistema de tierras. 2. Inspecciones preventivas de riesgos. 3. Sistema contra incendio.	4	2	7	1. Idem a las recomendaciones 1 y 2 de la causa anterior. 3. Reportar a mantenimiento la falta de tierras mediante la respectiva orden de trabajo en el recorrido de las instrucciones de trabajo.	B
23.	3. Sulfatación del cable	1. Alta resistencia al flujo de corriente. 2. Acumulación de carga estática.	4	2	7	1. El recipiente cuenta con múltiples conexiones a tierra. 2. Barnizado de cable para garantizar conductividad y prevenir la Sulfatación 3. Programa de mantenimiento preventivo al sistema de tierras.	3	2	6	1. Reportar a mantenimiento cables de tierras dañados mediante la respectiva orden de trabajo en el recorrido de las instrucciones de trabajo.	B

	Compañía: Refinería*		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 13 de Septiembre de 2001				
	Nodo 2: Tanque de almacenamiento de Crudo MJN-T-540										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006					Producto: Crudo					
Desviación: Menos Estructura											
LOI:		LOS:			LSI:			LSS:			
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
24.	1. Corrosión generalizada del tanque (en partes soldadas y fondos)	1. Adelgazamiento generalizado de la placa del tanque. 2. Formación de poros. 3. Derrames por paredes y-o fondo del tanque. 4. Incendio.	3	3	7	1. Programa de calibración del tanque. 2. Recubrimiento anticorrosivo interior y exterior. 3. Programa de mantenimiento y reparación de tanques.	2	2	4	1. Continuar con los programas de calibración y mantenimiento a tanques. 2. Verificar el espesor de la película anticorrosiva	B
25.	2. Asentamiento de suelo (varia la verticalidad del tanque)	1. Esfuerzos en la estructura de construcción del tanque con posible falla. 2. En un tanque de cúpula flotante perdida de movilidad de la cúpula. 3. Fugas por fondo del tanque. 4. Pérdidas económicas por variación en su capacidad (calibración volumétrica)	3	2	6	1. Normatividad de construcción de tanques API-650, 653 y GEPASI-3600,3610,3620 y 8300, ASTM, ANSI AWS, NEMA.	2	2	4	1. Que el supervisor del proyecto verifique y haga cumplir las normas de construcción de tanques. 2. Entregar datos técnicos y refaccionamiento de accesorios de todos los proyectos de construcción.	B

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 18 de Octubre de 2001				
	Nodo 3: Línea de succión del tanque 540 a la succión de bombas MJN-CB-23										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006,5,4,3,012					Producto: Crudo					
Desviación: Menos Flujo											
LOI:		LOS:			LSI:			LSS:			
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
26.	1. Bajo Nivel en el tanque.	1. Cavitación de la bomba. 2. Vibración excesiva de la bomba 3. Calentamiento excesivo. 3. Daños al equipo dinámico	3	2	6	1. Sistema de tele medición de nivel. 2. Medición con cinta de nivel. 3. Disparo termo magnético de motor. 4. Rutina operativa.	2	2	4	1. Continuar con el programa de mantenimiento al sistema de tele medición de nivel. 2. Verificar el cumplimiento de la rutina de medición de nivel con cinta. 3. Implantar pláticas motivacionales al personal operacional. 4. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a los centros de control de motores (CCM)	B
27.	2. Válvulas intermedias parcialmente abiertas.	1. Cavitación de la bomba. 2. Vibración excesiva de la bomba 3. Calentamiento excesivo. 3. Daños al equipo dinámico	4	2	7	1. Instrucciones de trabajo para movimientos de producto. 2. Capacitación del personal operacional. 3. Disparo termo magnético de motor.	2	2	4	1. Continuar con las instrucciones de trabajo. 2. Reforzar la capacitación.	B

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 18 de Octubre de 2001				
	Nodo 3: Línea de succión del tanque 540 a la succión de bombas MJN-CB-23										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006,5,4,3,012						Producto: Crudo				
Desviación: Menos Flujo											
LOI:			LOS:			LSI:			LSS: 1		
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
28.	3. Mal movimiento operacional en la alineación de la succión de la bomba (alineamiento con otro tanque)	1. Gravitación de producto a otro tanque.	3	1	3	1. Instrucciones de trabajo para movimientos de producto.  2. Capacitación de personal operacional.	2	1	2	1. Continuar con las instrucciones de trabajo.  2. Reforzar la capacitación.	C
29.	4. Ensuciamiento en la coladera de succión.	1. Cavitación de la bomba.  2. Vibración de la bomba  3. Calentamiento excesivo.  4. Daños al equipo dinámico  5. Erosión de los internos de la bomba.	4	2	7	1. Programa de limpieza a tanques.	3	2	6	1. Cumplir con el Programa de limpieza a tanques.  2. Elaborar y dar cumplimiento a un programa de limpieza de coladeras.	B

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 18 de Octubre de 2001				
	Nodo 3: Línea de succión del tanque 540 a la succión de bombas MJN-CB-23										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006,5,4,3,012					Producto: Crudo					
Desviación: No Flujo											
LOI:		LOS:			LSI:			LSS:			
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
30.	1. Cualquier válvula intermedia cerrada.	1. Cavitación de la bomba. 2. Vibración de la bomba 3. Calentamiento excesivo. 4. Daños al sello de la bomba.	3	2	6	1. Instrucciones de trabajo para movimientos de producto. 2. Capacitación de personal operacional. 3. Disparo termo magnético de motor.	2	2	4	1. Continuar cumpliendo con las instrucciones de trabajo. 2. Reforzar la capacitación y adiestramiento del personal operativo. 3. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a los centros de control de motores (CCM)	B
31.	2. Alineación con un tanque que no tenga nivel suficiente.	1. Cavitación de la bomba. 2. Vibración de la bomba 3. Calentamiento excesivo. 4. Daños al sello.	3	2	6	1. Instrucciones de trabajo para movimientos de producto. 2. Capacitación y evaluación del personal operacional. 3. Disparo termo magnético de motor.	2	2	4	1. Continuar cumpliendo con las instrucciones de trabajo. 2. Reforzar la capacitación. 3. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a los centros de control de motores (CCM)	B

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte				Fecha: 18 de Octubre de 2001				
	Nodo 3: Línea de succión del tanque 540 a la succión de bombas MJN-CB-23										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-006,5,4,3,012					Producto: Crudo					
Desviación: Menos Estructura											
LOI:		LOS:			LSI:			LSS:			
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
32.	1. Corrosión localizada externa e interna y generalizada de la tubería.  a) falta de medias cañas.	1. Adelgazamiento del espesor de la línea.  2. Formación de puntos de fuga.	3	2	6	1. Programa de calibración preventiva de líneas.  2. Inspección preventiva de líneas y tortillería.  3. Aplicación de recubrimiento anticorrosivo.	2	2	4	1. Continuar con el cumplimiento de los programas de calibración.  2. Continuar con la inspección preventiva de líneas y tornillería.  3. Cuando se cambien tramos de tubería, verificar la aplicación de recubrimiento anticorrosivo.  4. Colocar en los puntos faltantes, medias cañas para prevenir corrosión en puntos de soporte de líneas.	B
33.	2. Desalineamiento de soportería.	1. Formación de esfuerzos en la línea.  2. Formación de puntos de fuga.	3	2	6	1. Normas de construcción (ASME y ANSI)  2. Inspección preventiva de líneas y tornillería.	2	2	4	No hay. (Verificar si existe un programa de revisión de mochetas con el ingeniero civil).	B

Desviación: Mas Presión											
LOI:		LOS:				LSI:				LSS:	
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
34.	1. Check invertido	1.Vibración 2. Calentamiento de bomba 3. Daños de los internos de la bomba. 4. Fuga de Producto. 5. Incendio.	2	3	6	1.Válvula de seguridad PSV's en descarga de bombas. 2. Programa de revisión y calibración de PSV's. 3. Instrucción de trabajo para recepción de equipos entregados por mantenimiento. 4. Disparo termo magnético del motor de la bomba.	2	2	4	1.Continuar con el programa de revisión y calibración de PSV's. 2. Cuando se interviene una válvula check por mantenimiento, verificar por parte de operación la dirección en la cual esta colocada la válvula. 3. Evaluar la instalación de un sistema de disparo de motor por alta presión en la descarga de bomba.	B
35.	2. Cualquier válvula después de la descarga cerrada.	1.Vibración excesiva. 2. Calentamiento de bomba. 3. Daños de los internos de la bomba.	3	2	6	1.Válvula de seguridad PSV's en descarga de bombas. 2. Programa de revisión y calibración de PSV's. 3. Instrucción de trabajo para movimientos operacionales de llenado de tanques.	2	2	4	1.Continuar con el programa de revisión y calibración de PSV's. 2. Implementar platicas motivacionales al personal operativo para el mejor desempeño de sus funciones. 3. Reforzar la capacitación personalizada.	B

	Compañía: Refinería		Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte Oriente				Fecha: 18 de Octubre de 2001				
	Nodo 4: Descarga de las bombas MJN-CB-23 a tanque MJA-T-86										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-012,13,14,15						Producto: Crudo				
Desviación: Mas Presión											
LOI:			LOS:			LSI:			LSS:		
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
36.	3. Compuerta caída de cualquier válvula en la descarga de la bomba.	1. Vibración 2. Calentamiento de bomba 3. Daños de los internos de la bomba.	3	2	6	1. Válvula de seguridad PSV's en descarga de bombas. 2. Programa de revisión y calibración de PSV's.	2	2	4	1. Continuar con el programa de revisión y calibración de PSV's. 2. Elaborar un programa para revisión y mantenimiento de válvulas de bloqueo.	B
37.	4. Calentamiento externo (condiciones climáticas extremas)	1. Fugas de producto en zonas de bajo espesor o fugas por empaque de bridas.	1	2	2	1. Válvula de seguridad PSV's en descarga de bombas. 2. Programa de revisión y calibración de PSV's.	1	2	2	1. Continuar con el programa de revisión y calibración de PSV's.	C

	Compañía: Refinería.	Área/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte y Oriente				Fecha: 18 de Octubre de 2001					
	Nodo 4: Descarga de las bombas MJN-CB-23 a tanque MJA-T-86										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-012,13,14,15				Producto: Crudo						
Desviación: Menos Presión											
LOI:			LOS:			LSI:			LSS:		
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
38.	1. Internos de bomba dañados por desgaste o erosión	1. Retraso en el tiempo de llenado de tanques. 2. No hay flujo.	3	1	3	1. Bomba de relevo. 2. Programa de mantenimiento preventivo a bombas. 3. Disparo termo magnético de motor.	2	1	2	1. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a bombas.	C
39.	2. Bajas existencias de producto	1. Retraso en el tiempo de llenado de tanques.	2	1	2	1. Se cuenta con otro tanque con producto.	2	1	2	1. Mantener comunicación con el oleoducto Madero Cadereyta para obtener mas carga.	C
40.	3. Coladera obstruida con sedimento.	1. Daños a internos de la bomba. 2. Fuga por sello mecánico. 3. Calentamiento del motor por sobre amperaje.	5	2	8	1. Limpieza de coladeras cada que se tapa. 2. Bombas de relevo.	5	2	8	1. Elaborar un programa de preventivo de limpieza de coladeras.	A
41.	4. Fuga en cualquier punto de línea	1. Retraso en el tiempo de llenado de tanques. 2. Contaminación de mantos freáticos y al medio ambiente.	3	2	6	1. Programa de calibración preventiva y revisión de líneas.	2	2	4	1. continuar con el programa de calibración preventiva y revisión de líneas. 2. Aplicar pintura de acuerdo a lo reportado por seguridad.	B

	Compañía: Refinería	Area/proceso: Sector 6 Bombeos y almacenamiento Patio Norte y Oriente				Fecha: 18 de Octubre de 2001					
	Nodo 4: Descarga de las bombas MJN-CB-23 a tanque MJA-T-86										
	Diagramas: Diagrama 339-6N-012,13,14,15			Producto: Crudo							
Desviación: Menos Flujo											
LOI:		LOS:			LSI:		LSS:				
Esc	Causa	Consecuencias	F	G	R	Protección	FP	GP	RP	Recomendación	Clase
42.	1. Descarga alineada a 2 tanques simultáneamente	1. Retraso en el llenado del tanque MJA-T-86. 2. Derrame del segundo tanque. 3. Contaminación ambiental.	4	2	7	1. Tele medición de nivel y alarma por alto nivel. 2. Instrucciones de trabajo para el cambio de recibo a tanques. 3. Capacitación del personal operativo. 4. Medición de nivel con cinta. 5. Programa de Mantenimiento preventivo al sistema de tele medición	2	2	4	1. Continuar con el cumplimiento y la aplicación de instrucciones de trabajo para el cambio de recibo a tanques y el Programa de Mantenimiento preventivo al sistema de tele medición 2. Continuar con la capacitación y evaluación al personal de operación. 3. Cuando exista duda o falla en el sistema de tele medición coordinarse con el personal de instrumentos para la medición con cinta, ya que no existe boquilla para medición manual actualmente.	B
43.	2. Válvulas de seccionamiento semi-abiertas en cualquier punto.	1. Retraso en el llenado del tanque MJA-T-86. 2. Represionamiento de la línea hacia atrás de la válvula. 3. Incertidumbre en el inventario de recibo del tanque.	4	2	7	1. Instrucciones de trabajo para el recibo a tanques. 2. Válvulas de seguridad en la descarga de la bomba. 3. Capacitación de personal operativo. 4. Medición de nivel con cinta.	2	2	4	1. Continuar con el cumplimiento y la aplicación de instrucciones de trabajo para el cambio de recibo a tanques 2. Continuar con la capacitación y evaluación al personal de operación. 3. Continuar con el cumplimiento al programa de revisión a válvulas de seguridad.	B

#### 4.8 ANÁLISIS DE ÁRBOL DE FALLAS

La técnica de análisis de árbol de fallas fue usada para la evaluación cuantitativa del siguiente escenario:

***Daño a la integridad del tanque vertical MJN-T-540 de crudo.***

Estos escenarios fueron seleccionados con base a las condiciones actuales de operación de la planta como son: corrosión externa en líneas y tanques, la falta de alarmas por alto nivel y alta presión, la falta de aplicación de los procedimientos de operación y de emergencia. La probabilidad del escenario de accidente (evento culminante) obtenida se comparó con un potencial de pérdida correspondiente a la pérdida probable total (en dólares) que se produciría si el accidente ocurre. Los valores del potencial de pérdida y de la pérdida probable total fueron tomados de la literatura, indican una relación aproximada de las pérdidas que se producirían en caso de un accidente en el área de almacenamiento de crudo (sector 6). Si la probabilidad del evento culminante es mayor que el potencial de pérdida, el riesgo no se acepta y es necesario reducir su probabilidad, mediante técnicas de reducción de riesgos. Si la probabilidad del evento culminante es menor que el potencial de pérdida, el riesgo puede aceptarse y es necesario controlarlo en su nivel actual

#### 4.8.1 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO POTENCIAL DE ACCIDENTE.

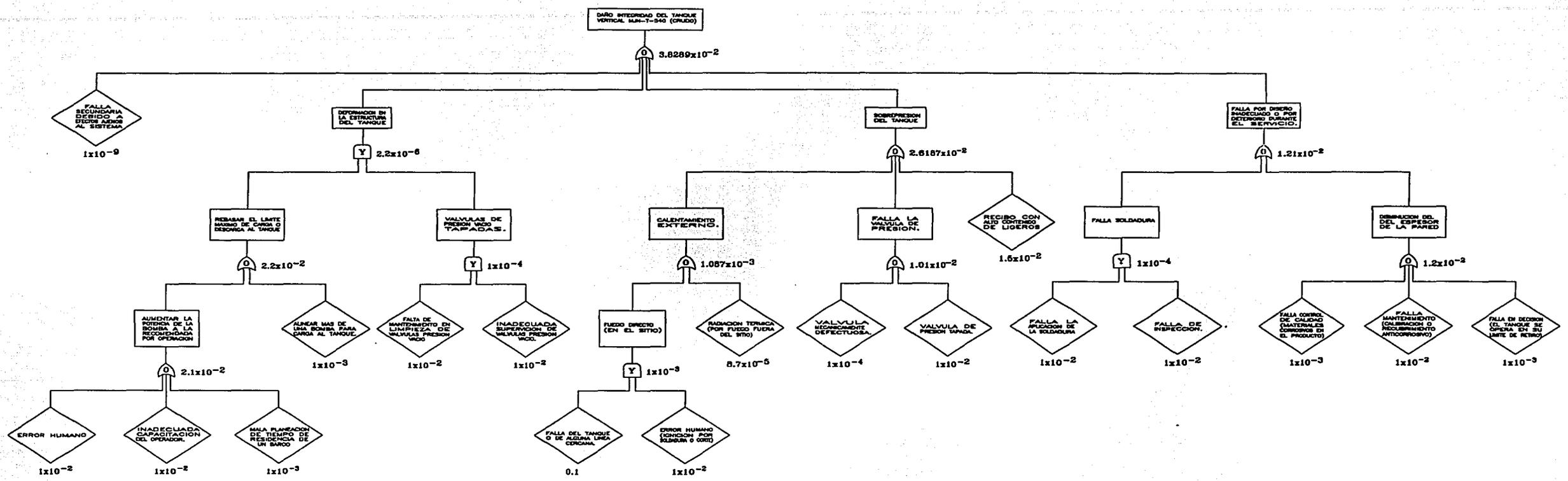
Para el análisis de árbol de fallas se seleccionó un escenario en base a las fallas que han ocurrido en el área y que están registradas, y al impacto que ella ha tenido.

<i>Escenario potencial de accidentes</i>	<i>Causa y/o fundamento</i>
<i>Daño del tanque vertical (crudo) MJN-T-540</i>	<i>En el tanque vertical MJN-T-540 de cúpula fija se recibe crudo. Los tanques vertical no cuentan con alarmas por alto nivel que podrían evitar un sobre llenado y posteriormente un daño al tanque. Aparte de que visiblemente se nota una corrosión externa y posiblemente interna lo cual podría ser la causa de una fuga de producto que produciría daños, si no se toman las medidas correctivas necesarias.</i>

#### 4.8.2 DIAGRAMAS DE ARBOL DE FALLOS

La tabla siguiente se muestra el diagrama del análisis de árbol de fallas de los escenarios descritos anteriormente.

<i>Diagramas</i>	<i>Escenario potencial de accidentes</i>
<i>AF-339-D-001</i>	<i>Daño a integridad del tanque MJN-T-540</i>



#### 4.9 EVALUACIÓN DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

En esta parte del estudio de riesgos, el cual se realizó en el área almacenamiento de crudo de la refinería "Francisco I. Madero" de Cd. Madero Tamaulipas, se presentan los resultados de la evaluación de efectos de incendio de 1 escenarios de accidentes, el cual fue considerado como de mayor riesgo de incendio. Este escenario fue identificado durante el análisis HazOp. A continuación se describe el escenario de incendio seleccionado y sus posibles causas, fundamentos y efectos, así como también los modelos de evaluación de riesgos usados para ello.

<b>ESCENARIO POTENCIAL DE ACCIDENTE</b>	<b>CAUSA Y/O FUNDAMENTO</b>	<b>ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS</b>
<p><b>1. Incendio del tanque vertical MJN-T-540.</b></p>	<p><i>En el tanque vertical MJN-T-540 se recibe crudo. El tanque no cuenta con cúpula flotante alarma por alto nivel que podrían evitar un derrame por sobrellenado. Aparte de que visiblemente se nota una corrosión externa y posiblemente interna lo cual podría ser la causa de derrames provocando cuantiosos daños, si no se toman las medidas correctivas necesarias.</i></p>	<p><i>Modelo de riesgos de incendio en charco.</i></p>

ESCENARIO 1					
(incendio del tanque vertical MJN-T-540)					
CAUSA	MODELO	DATOS	EFECTOS		
En el tanque vertical MJN-T-540 ubicado en patio norte se recibe crudo de las líneas faja de oro, 403, 402 y línea crudo Altamira. El tanque vertical MJN-T-540 no cuenta con cúpula flotante ni alarma por alto nivel lo cual puede provocar una fuga del tanque debido a un sobrellenado o válvula en mal estado generando cuantiosos daños a las instalaciones y personal de la refinería.	*Modelo de riesgos de un charco con fuego.	Sustancia: Crudo  TERMODINÁMICOS 1. Punto normal de ebullición medio: 545 °F (285 °C) 2. Peso molecular aproximado : 900 3. Gravedad específica: 0.882 4. Presión de vapor: 4.6 psia  DEL TANQUE 1. Diámetro: 180 ft (54.86 m) 2. Altura: 48 ft (14.63 m) 3. Peso total del contenido: 5.377982E+7 lbs. (2.4416E+7 kg) 4. Altura del líquido contenido en el tanque: 38.4 ft (11.7 m) 5. Volumen total del contenido en el tanque: 977160 ft <sup>3</sup> (175084.8 bls) 6. Diámetro de la descarga: 4 plg. 7. Coeficiente del diámetro de descarga: .62	OP	RT	P
				X	

## ABREVIATURAS:

OP: Onda de presión  
 RT: Radiación térmica  
 P: Proyectiles

TABLA 22 Resultados obtenidos para el tanque vertical MJN-T-540

Velocidad de descarga:	4440.4 lb/min
Duración de la descarga:	45 min.
Cantidad descargada:	199818 lbs.
Estado:	Líquido

TABLA 23 Resultados del tamaño estimado del charco líquido en el tanque MJN-T-540

Área de Evaporación del Charco:	4905 ft <sup>2</sup> (455.68 m <sup>2</sup> )
Area del Charco Quemado	4905 ft <sup>2</sup> (455.68 m <sup>2</sup> )

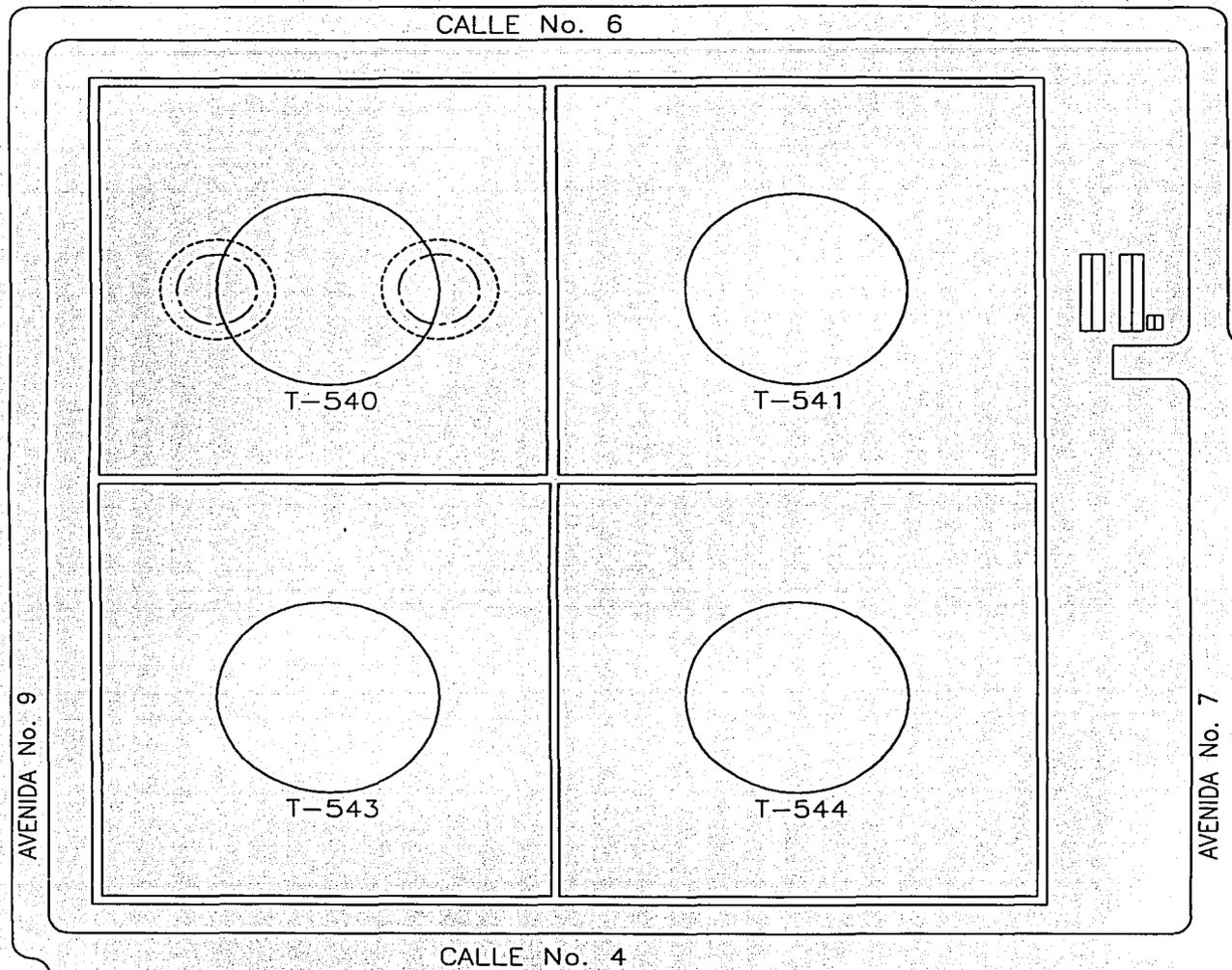
TABLA 24 Resultados de la estimación de peligro por fuego(charco) en el tanque MJN-T-540

Radio de fuego del charco:	39.6 ft (12.07 m)
Altura de la flama:	164 ft (49.98 m)
Radio de la zona de desastre:	66 ft (20.11 m)
Radio de la zona afectada:	94 ft (28.65 m)

#### 4.9.1 DIAGRAMAS DE ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

La tabla siguiente muestra el número de diagrama del análisis de consecuencias en el escenario descrito anteriormente.

<i>Diagramas</i>	<i>Escenario potencial de accidente</i>
339-6A-AC-001	<i>Daño a la integridad física del tanque vertical MMJN-T-540</i>



### ANALISIS DE CONSECUENCIAS

MJN-T-540

TANQUE DE CRUDO  
CUPULA FIJA  
CAP. 200,000 BLS  
DIAMETRO 180 ft.  
ALTURA 48 ft.

MODELO DE RIESGOS DE  
UN CHARCO CON FUEGO  
DIAMETRO DE LA  
DESCARGA = 4 in  
DURACION DE LA  
DESCARGA EN DOS  
PUNTOS DEL TANQUE  
CON TIEMPO DE 45 min.

#### DATOS

PUNTO NORMAL DE EBULLICION  
APROXIMADO 285°C (545 °F)  
PESO MOLECULAR APROXIMADO 900  
GRAVEDAD ESPECIFICA = 0.882  
PRESION DE VAPOR = 0.31 atm (4.6 PSIA)

- ZONA DE DESASTRE  
20.1 m (66 ft)
- ZONA DE AFECTADA  
28.6 m (94 ft)



## CAPÍTULO V.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5.1 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS HAZOP

El área de almacenamiento de crudo cuenta con equipos para evitar o mitigar de manera eficaz todo tipo de accidentes, sin embargo es de gran importancia mejorar continuamente la seguridad de dicha área.

Estas recomendaciones permiten detectar áreas en las cuales la seguridad podría mejorar implementando una serie de acciones.

Los beneficios que se logran con el análisis HAZOP, son:

- a) Mejorar el funcionamiento de equipos.
- b) Disminuir la gravedad y/o la frecuencia de los accidentes.
- c) Mejoras en el funcionamiento en protección a la comunidad circunvecina.

Se obtuvieron del análisis HAZOP, realizado en el área de almacenamiento de la refinería y elaborado por especialistas del área, una serie de 33 recomendaciones presentadas en orden jerárquico, junto con el número de escenario en el cual están fundamentadas. Así como 17 recomendaciones referidas a buenas prácticas de operación que se realizan y deben seguir fomentándose para el buen funcionamiento del área.

Las recomendaciones obtenidas se clasificaron de acuerdo al nivel de riesgo encontrado, con las letras A (de alta prioridad), B (de mediana prioridad) y C (de baja prioridad) Para mayor información sobre el escenario consultar las actas de las sesiones HAZOP.

<b>Escenario</b>	<b>Recomendación</b>	<b>Clase</b>
13	1. <i>Elaborar y dar cumplimiento a un programa preventivo de limpieza de coladeras de succión.</i>	A
2,3	2. <i>Verificar que el encamado de líneas esté libre de maleza y sobre el nivel del piso terminado (NPT), para facilitar los trabajos de inspección, calibración y de mantenimiento a líneas.</i>	B
4	3. <i>Incluir dentro de las prácticas operacionales, el repasar lo que se debe hacer en el caso de que en un tanque de crudo se active la alarma por alto nivel.</i>	B
4	4. <i>Reportar de inmediato al especialista de instrumentos (Mediante una solicitud de trabajo), cuando una alarma funcione inapropiadamente.</i>	B
4	5. <i>Verificar la entrega a mantenimiento de la alarma y la recepción de la misma.</i>	B
5	6. <i>Incluir dentro de las prácticas operacionales, el repasar lo que se debe hacer en el caso de que la válvula al pie del tanque esté cerrada cuando debería estar abierta.</i>	B
5	7. <i>Contar con un sistema de alarma por alta presión en la casa de bombas MJN-CB-23.</i>	B
6	8. <i>Que el personal de operación y mantenimiento tengan un mayor conocimiento de la operación de los patines de medición.</i>	B
10	9. <i>Instalar difusor en la línea de recibo y ajustar el valor a 8,000 bls/hr</i>	B
11	10. <i>Colocar bridas ciegas en lugar de juntas ciegas en las válvulas de purga que no estén integradas al sistema de recuperado de aceite.</i>	B
12,29	11. <i>Cumplir al 100% con el programa de mantenimiento y limpieza a tanques.</i>	B
13	12. <i>Hacer un estudio comparativo entre la ampliación de la capacidad de baterías de respaldo contra la instalación de voltaje de corriente alterna de 110 VCA.</i>	B
15, 26, 55	13. <i>Verificar y cumplir al 100% con la rutina de medición de nivel.</i>	B
16	14. <i>Cambiar la cúpula fija a techo flotante con ventila de emergencia Tanque MJN-T-540.</i>	B
16	15. <i>Instalar membrana interna flotante para minimizar la emisión de vapores Tanque MJN-T-540</i>	B

<b>Escenario</b>	<b>Recomendación</b>	<b>Clase</b>
18	16. Aumentar la frecuencia de revisión en protecciones de tanques de acuerdo a los daños presentados (taponamiento, daños físicos a la malla).	B
22, 23.	17. Reportar a mantenimiento la falta de tierras mediante la respectiva orden de trabajo en el recorrido de las instrucciones de trabajo.	B
24	18. Verificar el espesor de la película anticorrosiva.	B
25.	19. Que el supervisor del proyecto verifique y haga cumplir las normas de construcción de tanques.	B
25.	20. Entregar datos técnicos y refaccionamiento de accesorios de todos los proyectos de construcción.	B
30, 27, 28, 31, 35.	21. Reforzar la capacitación personalizada y adiestramiento del personal operativo	B
32	22. Cuando se cambien tramos de tubería, verificar la aplicación de recubrimiento anticorrosivo	B
32	23. Colocar en los puntos faltantes, medias cañas para prevenir corrosión en puntos de soporte de líneas.	B
33	24. Verificar si existe un programa de revisión de mochetas con el ingeniero civil.	B
34	25. Cuando se interviene una válvula check por mantenimiento, verificar por parte de operación la dirección en la cual esta colocada la válvula.	B
34	26. Evaluar la instalación de un sistema de disparo de motor por alta presión en la descarga de bomba.	B
26,35.	27. Implementar platicas motivacionales al personal operativo para el mejor desempeño de sus funciones.	B
42	28. Cuando exista duda o falla en el sistema de tele medición coordinarse con el personal de instrumentos para la medición con cinta, ya que no existe boquilla para medición manual actualmente en el MJA-T-86.	B
36	29. Elaborar un procedimiento y programa para el mantenimiento de válvulas en los principales circuitos.	B
14	30. Elaborar una rutina de lubricación de válvulas en el manifold de crudo.	C
14	31. Realizar simulacros operacionales para líneas de recibo.	C
21	32. Instalar anillos de enfriamiento en tanque MJN-T-540.	C
39	33. Mantener comunicación con el oleoducto Madero Cadereyta para obtener más carga.	C

## 5.1.1 LISTA DE BUENAS PRACTICAS DE OPERACIÓN DEL ÁREA.

<b>Escenario</b>	<b>Recomendación</b>	<b>Clase</b>
2, 3, 24, 32, 41.	1. Continuar con el programa de inspección, calibración y mantenimiento a tornillería tanques y líneas.	B
7, 34, 35, 36, 37, 43.	2. Continuar con el programa de calibración y mantenimiento de las válvulas de seguridad PSV's.	B
8, 27, 28, 30, 31.	3. Continuar con el seguimiento de la supervisión, difusión y cumplimiento de las instrucciones de trabajo.	B
8, 38.	4. Continuar con los programas de mantenimiento de equipos estáticos y dinámicos.	B
9, 13, 17, 26, 42	5. Continuar con el seguimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de tele medición y alarmas.	B
11	6. Seguir con el cumplimiento de las instrucciones de trabajo para purgado de tanques.	B
15, 42, 43.	7. Continuar con el programa de capacitación, adiestramiento y evaluación de personal operacional.	B
17, 18, 19	8. Continuar con el programa de revisión y mantenimiento a válvulas de presión vacío y arrestadores de flama.	B
20.	9. Continuar con el cumplimiento de las instrucciones de trabajo de vaciado de tanques.	B
21, 22.	10. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo al sistema de tierras.	B
21, 22.	11. Continuar inspecciones preventivas de riesgos en el área de almacenamiento.	B
21.	12. Continuar con la revisión a los sistemas contra incendio.	B
26, 30, 31	13. Continuar con el programa de mantenimiento preventivo a los centros de control de motores (CCM).	B
42, 43.	14. Continuar con el cumplimiento y la aplicación de instrucciones de trabajo para el cambio de recibo a tanques y el Programa de Mantenimiento preventivo al sistema de tele medición.	B

## 5.2 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ARBOL DE FALLOS

Para la aceptabilidad o no del riesgo hemos usado la relación del potencial de pérdida ( $P^0$ ) con la pérdida máxima probable (\$) mostrada en la Tabla 1. Si consideramos que para el escenario 1 (daño a la integridad física del tanque vertical MJN-T-540) la pérdida máxima probable es de 1 a 10 millones de dólares, los potenciales de pérdida son  $P^0=10^{-5}$ . Si la probabilidad de cualquiera de los escenarios es mayor que el potencial de pérdida ( $P^0$ ) el riesgo no puede ser aceptado y deben implementarse medidas correctivas para reducirlos.

La probabilidad de los escenarios potencialmente peligrosos, si se implementan las medidas correctivas recomendadas, se reduce a niveles de aceptabilidad. A continuación se muestran los valores de probabilidad, para cada uno de los escenarios analizados, obtenidos del análisis de árbol de fallas en las condiciones actuales del área de almacenamiento de crudo y gasolina, del análisis de árbol de fallas tomando en cuenta las medidas correctivas y recomendaciones para reducir estos valores de probabilidad.

ESCENARIO	$P_1$	$P^0$	$P_1 > P^0$	$P_2$	$P_2 \leq P^0$
1	$3.82 \times 10^{-2}$	$1 \times 10^{-5}$	No se acepta el riesgo	$1.0 \times 10^{-9}$	Se acepta y se controla

TABLA 25 Potencial de pérdida y pérdida máxima probable (en dólares)

<b>Probabilidad (P)</b>	<b>Frecuencia probable (F)</b>
$10^0$	<i>Inminente (puede ocurrir en cualquier momento)</i>
$10^{-1}$	<i>Muy probable (ha ocurrido o puede ocurrir varias veces al año)</i>
$10^{-3}$	<i>Probable (ha ocurrido o puede ocurrir en un año)</i>
$10^{-5}$	<i>Poco probable (no se ha presentado en 5 años)</i>
$10^{-7}$	<i>Improbable (no se ha presentado en 10 años)</i>
$10^{-9}$	<i>No se ve probabilidad de que ocurra</i>
<b>Potencial de pérdida (<math>P^0</math>)</b>	<b>Pérdida probable total (en dólares)</b>
1	1 a 100
$10^{-1}$	100 a 1,000
$10^{-2}$	1,000 a 10,000
$10^{-3}$	10,000 a 100,000
$10^{-4}$	100,000 a 1,000,000
$10^{-5}$	1,000,000 a 10,000,000
$10^{-6}$	10,000,000 a 100,000,000
$10^{-7}$	100,000,000 a 1,000,000,000
$10^{-8}$	Mayor de 1000,000,000

Escenarios	Probabilidades		Recomendaciones
	P <sub>1</sub>	P <sub>2</sub>	
Daño a la integridad física del tanque vertical MJN-T-540	$3.82 \times 10^{-2}$	$1.0 \times 10^{-9}$	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Difundir y verificar el cumplimiento al pie de la letra de los procedimientos operacionales de recibo de crudo a tanques.</li> <li>2. Cumplir con los programas de mantenimiento correspondientes.</li> <li>3. Verificar que no haya daños por recibo de crudo con alto contenido de ligeros.</li> <li>4. Continuar con supervisiones periódicas a tanques.</li> </ol>

### 5.3 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS DE CONSECUENCIAS

Los daños por radiación térmica del incendio en alberca debido al derrame del tanque MJN-T-540 que almacena crudo, se muestran en la tabla 4 y en el diagrama 339-6A-AC-001. Los resultados nos muestran que el radio de la zona de perjuicios es de 28.65 m y el de la zona de fatalidad es de 20.1 m. El radio de incendio en alberca es de 12.1 m con una duración de 45 minutos y con una altura de flama de 50.0 m.

De lo anterior se puede decir que el área de seguridad en la cual el personal de contra incendio puede actuar para sofocar el incendio es a partir de 30 m del punto de afectación.

Con la información que proporciona el análisis de consecuencias se puede elaborar planes y procedimientos de emergencia, así como rutas de evacuación y zona de seguridad con lo que se mitigaran las consecuencias.

#### **5.4 CONCLUSIONES FINALES.**

Pemex deberá ser líder nacional en todos los aspectos relativos a la seguridad industrial y protección ambiental. El mínimo nivel de desempeño aceptable en materia de seguridad industrial y protección ambiental es el cumplimiento cabal de todos los requerimientos legales y normativos. Sin embargo, Pemex deberá ir más allá del simple cumplimiento normativo utilizando las buenas prácticas administrativas de la industria global en la materia.

Se puede decir que con este trabajo se ha cumplido con los objetivos planteados con base a la aplicación del Análisis de Riesgo y Operabilidad HAZOP ya que se identificaron los peligros potenciales que podrían provocar un accidente con consecuencias lamentables. Mediante el análisis de riesgos se pudo obtener un total de 33 recomendaciones de las cuales 1 fue de nivel A (de alta prioridad) 28 de nivel B (de mediana prioridad) y 4 de nivel C (de baja prioridad), así mismo se elaboro un plan de trabajo con fechas de compromiso a cumplir con el propósito de dar seguimiento a estas recomendaciones.

Por otra parte se cuantifico la probabilidad de ocurrencia de daño a la integridad del tanque vertical MJN-T-540, obteniéndose una serie de recomendaciones que al ser implementadas reduciría la probabilidad de dicho evento. Y finalmente se evaluó los efectos provocados por fuga e incendio del tanque

de crudo MJN-T-540, dando como resultado una serie de recomendaciones enfocadas a mejorar las acciones que se efectúan, con el fin de mitigar los efectos de dicho accidente.

En el esfuerzo para alcanzar el éxito, la administración de la seguridad industrial y la protección ambiental es un componente medular, ya que su aplicación efectiva produce valor económico, asegura la productividad del personal y los activos de Pemex y consolida la armonía de las comunidades y los diversos segmentos de la sociedad relacionados con la empresa.

## APÉNDICE A.

## PROBABILIDADES DE OCURRENCIA DE ACCIDENTES UTILIZADAS EN EL ÁRBOL DE FALLAS

FALLA O ERROR	PROBABILIDAD
Falla de gas por la falla en la línea	0.1
Error humano (ignición por soldadura o corte)	1E-2
Falla detector de gas o fuego	8.76E-2
Válvula mecánicamente defectuosa	1E-4
PSV mal calibrada	1E-2
Falla aplicación de soldadura (soldadores no certificados)	1E-2
Falla de inspección (omisión)	1E-2
Falla al tomar la acción correcta después de la observación	1E-3
Falla control de calidad (materiales corrosivos)	1E-3
Falla mantenimiento (calibración o recubrimiento anticorrosivo)	1E-2
Falla de decisión (se opera en el límite de retiro)	1E-3
Falla de operación (equivocacional)	1E-3
Falla secundaria debida a efectos ajenos al sistema	1E-9
Falla de procedimientos operacional (omisión)	1E-2
Falla de indicador de nivel	8.76E-2
Falla en válvula de cierre rápido	8.76E-2
Falla de alarma por alto nivel	8.76E-2
Falla alarma por alta presión	8.76E-2
Falla indicador de temperatura a la salida de los cambiadores	8.76E-2
Falla del diseño y deterioro durante el servicio	1E-2
Falla en toma de decisión (operación de la línea en su límite de retiro)	1E-3
Procedimiento no actualizado o difundido	5E-3
No se sigue el procedimiento operacional	1E-2
Falla de la bomba	1E-1
Falla del interruptor	1E-1
Corto circuito	1E-1
Falta de corriente eléctrica	1E-1/1E-2
Falla en el motor	1E-3
Error de operación	1E-1
Falla mecánica	1E-4
Error de inspección	1E-1
Falla de bomba centrífuga	1.04E-4
Falla de bomba centrífuga (catastrófico)	1.04E-6
Falla de bomba (impulsada a motor)	2.4E-6

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Accidente:** Cualquier acontecimiento no planeado que implica una desviación intolerable sobre las condiciones de diseño de un sistema causando daños a las personas, al equipo, a los materiales y al medio ambiente.

**Barril:** Una medida estándar para el aceite y para los productos del aceite. Un barril = 35 galones imperiales, 42 galones US ó 159 litros.

**Crudo:** El petróleo en estado natural.

**Crudo ligero:** Aceite crudo con proporciones relativamente altas de fracciones ligeras y baja gravedad específica.

**Destilación (Destilación fraccionada):** Un proceso basado en la diferencia de puntos de ebullición de los líquidos en la mezcla de la que van a separarse. Mediante vaporización y condensación sucesiva del aceite crudo en una columna de fraccionamiento, se separarán los productos ligeros dejando un residuo de aceite combustible. La destilación se lleva a cabo en forma tal que se evite cualquier desintegración. Es el proceso básico que tiene lugar en una refinería.

**Diablo:** Artefacto empleado para limpiar un ducto o para separar dos líquidos transportados a lo largo del ducto. Se le inserta en el ducto y es arrastrado por el flujo de aceite o gas. Un "diablo inteligente" está adaptado con sensores que pueden detectar corrosión o defectos en el ducto.

**Dique:** Muro de contención de líquidos.

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

**Escenario de consecuencia:** Es la determinación de un accidente hipotético que ocurre bajo condiciones determinadas, definiendo mediante el uso de modelos matemáticos y criterios acordes a las características de los procesos y/o materiales, las zonas que se ven afectadas.

**Frecuencia:** Número de fallas o errores que se presentan por año, día, hora o demanda.

**Gravedad API:** La escala utilizada por el Instituto Americano del Petróleo para expresar la gravedad específica de los aceites.

**Gravedad específica:** La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

**Hidrocarburo:** Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural).

**Incidente:** Evento no deseado que puede o no traer consecuencias a las personas, al medio ambiente y a las instalaciones.

**Índice de riesgos:** Es la combinación matemática entre la frecuencia y la gravedad. Índice de riesgo (pérdida/año) = Índice de frecuencia (accidente/año) \* Índice de gravedad (pérdida/accidente).

**Nodo:** Es una subdivisión de un sistema de proceso, que tiene un origen en donde comienza nuevas propiedades del material procesado, y un destino donde nuevamente hay un cambio de propiedades. Éste debe de ser lo suficientemente pequeño para que sea manejable y suficientemente grande para que sea significativo.

**OPEP (OPEC Organization of Petroleum exporting Countries):** Organización de Países Exportadores de Petróleo. Fundada en 1960, sus países miembros son Argelia, Gabón, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

**Peligro:** Cualquier condición física ó química capaz de causar daños a las personas, al medio ambiente o a la propiedad.

**Pérdida:** Derroche innecesario de recursos.

**Petróleo:** Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del latín "oleum" presente en forma natural en rocas, petra.

**Petroquímico:** Producto químico derivado del petróleo o gas natural (p. ej. : benceno, etileno).

**Presión:** El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newtons/metro<sup>2</sup>.

**Presión crítica:** La presión mínima requerida para licuar un gas a su temperatura crítica.

**Presión absoluta:** Esta es la presión manométrica más la presión atmosférica.

**Presión Atmosférica:** El peso de la atmósfera sobre la superficie de la tierra. A nivel del mar, ésta es aproximadamente 1.013 bars, 101,300 Newtons/m<sup>2</sup>, 14.7 lbs/pulg<sup>2</sup> ó 30 pulgadas de mercurio.

**Presión manométrica:** La presión que registra un dispositivo de medición normal. Dicho dispositivo mide la presión en exceso de la atmosférica.

**Protección catódica:** Un método empleado para minimizar la corrosión electroquímica de estructuras tales como las plataformas de perforación, tuberías y tanques de almacenamiento.

**Refinería:** Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechables o insumos.

**Riesgo:** Posibilidad de sufrir pérdida económica ó daño a las personas expresada en función de la probabilidad del suceso y la magnitud de la consecuencia.

**Temperatura crítica:** La temperatura arriba de la cual un gas no puede ser licuado cualquiera que sea su presión.

**Terminal:** Instalación marítima que recibe y almacena petróleo crudo y productos de producción costa afuera vía ductos y/o buques tanque.

**Tonelada:** Una tonelada métrica equivale a 1000 kg (2205 libras), una tonelada larga a 2240 libras, una tonelada corta a 2000 libras.

**Unidad térmica británica (British thermal unit [BTU]):** La cantidad de calor requerido para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.

**Viscosidad:** Resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

**Volátil:** Término que describe sustancias de bajo peso molecular que se evaporan a temperaturas y presiones atmosféricas normales.

**BIBLIOGRAFÍA**

Santamaría Ramiro, J.M. y Braña Aisa, P.A.  
**Análisis de Riesgos en la Industria Química**  
Capítulo II, Fundación MAPFRE, España, 1994.

Dr. J. Arturo Butron Silva  
**Administración Integral del Riesgo.**  
UNAM. 2001

Aragón Borja, Edgar  
**Tesis "Clasificación de Tanques de Almacenamiento de Gran Capacidad para  
Petróleo Crudo"**  
UNAM. 1985

David A Colin G.  
**Industrial Safety Magementand Tecnology**  
David A Colin G.  
E.U. 1990

Petróleos Mexicanos  
**Normas y Especificaciones de la Subdirección de Proyectos y Construcción de  
Obras.**

Lester Charles, Urel  
**Ingeniería de Producción del Petróleo**  
C.E.C.S.A.

Malishev A, Nicolaiv C. y Shuvalov.

**Tecnología de Materiales**

UNAM-Facultad de Química.

**Taller de Análisis de Riesgos y Operabilidad.**

México, 1999

**Direcciones Electrónicas.**

<http://www.pemex.com.mx/serpemex.html>

<http://www.imp.mx/petroleo/apuntes/>

<http://www.imiq.org/leon99/memorias/stji08.htm#4>

<http://www.maristas.com.ar/champagnat/poli/compu/petro.htm>

<http://www.eco2site.com/informes/petroleo.asp#>

<http://www.larevista.com.mx/pemex.htm>

<http://www.cyberambiental.com/suplementos/desastres.htm>

<http://search.botbot.com/bot/m/a.html?qry=hazop>

<http://www.monografias.com/trabajos/petroleo2/petroleo2.shtml>