

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA**



**DISEÑO, OPERACIÓN Y OPTIMIZACIÓN
DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO
TÉRMICO DE CRUDO**

**TESIS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

INGENIERO PETROQUÍMICO

**ELABORADO POR:
CARLOS MARK CABRERA SALCEDO**

PROMOCION 2006-I

**LIMA – PERU
2010**

DISEÑO, OPERACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO TÉRMICO DE CRUDO

1. SUMARIO	4
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
2.1 PROBLEMÁTICA.....	5
2.2 FORMULACION DE HIPOTESIS.....	6
2.3 CARACTERIZACION DE VARIABLES.....	7
2.4 JUSTIFICACION.....	8
2.5 OBJETIVOS.....	8
3. MARCO TEORICO	9
3.1 PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO.....	9
3.2 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA.....	9
3.3 PRINCIPIOS FISICO-QUIMICOS.....	10
3.4 CLASIFICACION DE CRUDOS.....	10
3.5 FUNDAMENTOS DE DISEÑO DE TRATADORES TERMICOS.....	11
3.6 INSTRUMENTACION Y CONTROL DE PROCESOS.....	22
3.7 CONFIABILIDAD OPERACIONAL.....	28
3.8 SIMULACION DE PROCESOS.....	39
4. DESCRIPCION DEL PROCESO Y VERIFICACION DEL DISEÑO	43
4.1 PROCESO INICIAL.....	43
4.2 PROCESO MODIFICADO.....	49
4.3 VERIFICACION DEL DISEÑO – NORMA API 12L.....	56
5. METODOLOGIA DE CONTROL EN EL PROCESO	64
5.1 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL.....	64
5.2 CONTROL EN SISTEMA DE DRENAJES.....	65
5.3 MONITOREO DE CALIDAD DE FLUIDOS.....	65

5.4 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS.....	65
5.5 FILOSOFIA DE OPERACIÓN Y CONTROL.....	65
6. EVALUACION DE RIESGOS.....	77
6.1 GESTION DE RIESGOS.....	77
6.2 PARAMETROS EN ANALISIS DE RIESGOS.....	78
6.3 CONSIDERACIONES GENERALES.....	79
6.4 RECURSOS.....	80
6.5 DOCUMENTACION REQUERIDA.....	80
6.6 METODOS DE ANALISIS DE RIESGOS.....	81
6.7 EVALUACION GENERAL DE RIESGOS.....	83
6.8 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA HAZOP.....	85
7. BENEFICIOS DE LA OPTIMIZACION DEL PROCESO.....	89
7.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA PLANTA.....	89
7.2 EVALUACION ECONOMICA.....	90
8. CONCLUSIONES.....	94
9. RECOMENDACIONES.....	95
10. BIBLIOGRAFIA.....	96
11. ANEXOS	
ANEXO I: DEFINICIONES Y NOMENCLATURAS	
ANEXO II: TREATER DESIGN INFORMATION	
ANEXO III: DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION (P&ID)	
ANEXO IV: MATRIZ DE RIESGOS Y CRITERIOS DE JERARQUIZACION	
ANEXO V: PLANILLA RESULTADOS HAZOP – NODO 1	
ANEXO VI: PLANILLA RESULTADOS HAZOP – NODO 2	
ANEXO VII: PLANILLA RESULTADOS HAZOP – NODO 3	

CAPITULO I

1. SUMARIO

La mayoría de los diferentes tipos de crudos proveniente de los campos petroleros necesitan ser tratados mediante procesos físico-químicos en una Planta de Tratamiento de Crudo para obtener un fluido dentro de las especificaciones de calidad requeridas por las refinerías.

Este proceso de tratamiento del crudo implica la separación del agua y agentes contaminantes en equipos de procesos tales como tanques, tratadores térmicos y free water, los cuales son complementados con la inyección de agentes químicos desemulsificantes para su posterior ingreso a la desaladora electrostática. El agua y los agentes contaminantes obtenidos de la separación son enviados a tratamiento para su posterior disposición.

La adecuada operación de los principales equipos de procesos empleando los fundamentos de criterios de diseño, control de procesos, confiabilidad operacional y un adecuado tratamiento químico, pueden optimizar la capacidad de procesamiento de fluidos en la Planta, entre otras ventajas.

El presente trabajo, revisa los principales fundamentos de ingeniería de diseño, define la formulación de la hipótesis, caracteriza las variables involucradas, y con ello define la descripción del proceso y la metodología de control a emplear en la operación de los tratadores térmicos y separador de agua libre – Free Water de una Planta de Tratamiento de Crudo, con el fin de mejorar el proceso e indicar los principales beneficios obtenidos.

Asimismo se pone énfasis en las estrategias de mantenimiento preventivo y/o predictivo como herramienta importante para el control de calidad de los fluidos y disminuir los periodos de parada de Planta. Para ello se describen los principales aspectos de seguridad que minimizan los riesgos existentes ante cualquier variación en las condiciones de operación o debido a la presentación de alguna contingencia del proceso o agente externo.

CAPITULO II

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

2.1 PROBLEMÁTICA

Los fluidos de producción provenientes de diferentes zonas en un lote petrolero generalmente difieren no solo en las cantidades o volúmenes según la productividad de los pozos, sino también en las calidades de los fluidos, principalmente de los líquidos (petróleo y agua).

Los principales parámetros de calidad a considerar en el petróleo son: corte de agua, gravedad API, viscosidad, agua y sedimentos-BSW. Asimismo los principales parámetros a considerar en el agua son: sólidos totales en suspensión - SST, granulometría, contenido de aceites en agua - OIW.

Esto hace que al momento de ingresar y mezclar toda la producción en una sola línea a la Planta de Tratamiento de Crudo se contamine los fluidos de mejor calidad y características. Con ello el costo operativo para el tratamiento de dichos fluidos es elevado, y la confiabilidad de los equipos de tratadores térmicos para poder tratar la mayores cantidades de petróleo disminuyen.

El no separar por gravedad la mezcla petróleo-agua en el fluido con mayor % de agua, en una etapa previa a los tratadores térmicos, hace que estos equipos tengan que emplear mayor energía y tiempo para el tratamiento del crudo.

De igual manera al mezclar los fluidos, la calidad inicial del agua obtenida de los tratadores térmicos no será la adecuada para su posterior tratamiento en la Planta de Tratamiento de Agua de Inyección (PIAS), lo cual generara un mayor costo operativo para obtener el agua con las especificaciones necesarias para su posterior disposición.

A todo lo anterior se le añade que no se tiene un adecuado sistema de control del proceso en los equipos tanto para el manejo de los caudales y el control de calidad al inicio y salida de dicha etapa.

Asimismo cuando los equipos procesan fluidos de baja calidad, los periodos de mantenimiento necesariamente se deben acortar, lo cual hace que su costo se incremente.

2.2 FORMULACION DE HIPOTESIS

2.2.1 CRITERIO

El criterio para definir la formulación del problema se basa en la siguiente expresión: “Se puede mejorar la calidad de fluidos del proceso, optimizando la distribución de equipos, condiciones de operación y empleando herramientas de confiabilidad operacional en una Planta de Tratamiento de Crudo”.

2.2.2 METODOLOGIA

La adopción de una estrategia metodológica para la resolución del problema representa el núcleo de operaciones que transforman el conocimiento previo y la información de la realidad en un nuevo conocimiento.

El proceso de investigación se inicia con el planteamiento y formulación del problema en base a los fundamentos y conocimientos teóricos existentes.

Con ello se plantea y sustenta la hipótesis considerando las variables a controlar o modificar dentro del proceso.

La hipótesis tiene que ser validada con las mejoras en las condiciones de operación y calidad de los fluidos. Estas nuevas condiciones de operación deben estar sustentadas con lo indicado en la norma API 12L, simulación y/o manual de operación.

Asimismo, la hipótesis se sustenta teniendo como base los criterios de diseño de equipos (Norma API 12L), confiabilidad operacional, metodologías de cálculo, instrumentación y control, uso de simuladores de procesos, entre otras herramientas de ingeniería. Con lo anterior y en adición a la experiencia de la operación y la supervisión en campo, se puede optimizar y controlar un adecuado proceso en el funcionamiento de equipos (tratadores y free water) de tratamiento de crudos de producción. Esto dará como resultado la obtención de fluidos de mejor calidad y la optimización del gasto operativo en dicho proceso. En la figura 2.1 se muestra el diagrama de flujo del criterio usado para demostrar la hipótesis:

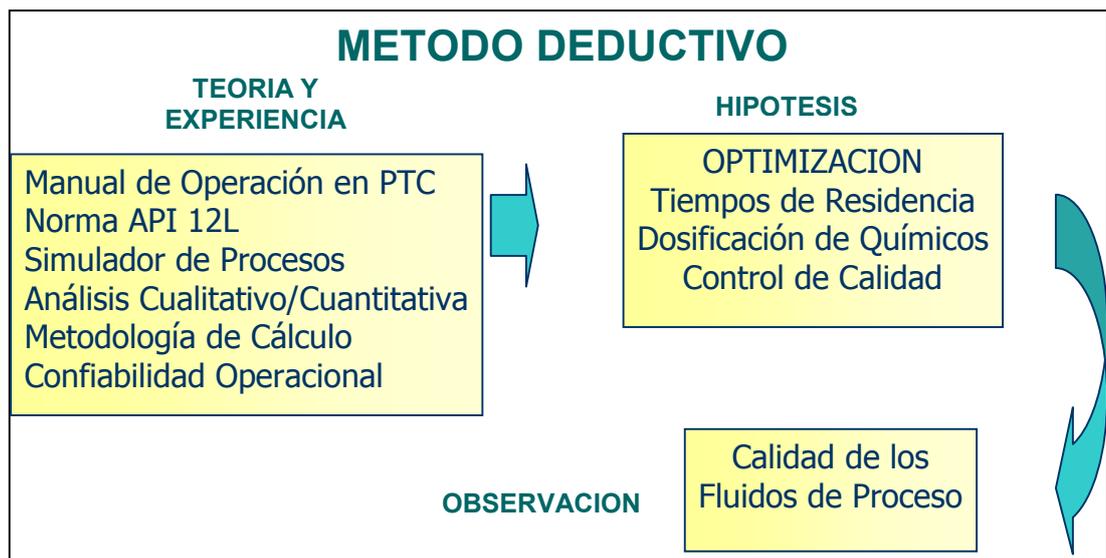


FIGURA 2.1: METODO DEDUCTIVO EN EL ANALISIS DE HIPOTESIS

2.3 CARACTERIZACION DE VARIABLES

Dentro del proceso, en los equipos de tratamiento de crudo (Free water y tratadores térmicos), los principales factores y variables operativas que afectan directamente la calidad de los fluidos son:

$$Y_{\text{fluidos}} = f(L_a, L_c, T, D_q, Q_{\text{entr}}, t_{\text{resid}})$$

Donde:

Y_{fluidos} : Calidad de fluidos a la salida del proceso

L_a : Nivel del agua o nivel de interfase en tratadores

L_c : Nivel de crudo o nivel operativo en tratadores

T : Temperatura del proceso en tratadores

D_q : Dosificación de químicos

Q_{entr} : Calidad de fluidos al ingreso de tratadores

t_{resid} : Tiempo de residencia de fluidos en recipientes

2.4 JUSTIFICACION

Cuando los caudales de fluidos provenientes de campo llegan a valores picos por cuestiones operativas y/o de contingencia, los equipos de tratamiento de crudo disminuyen su eficiencia, los cuales afectan directamente en las calidades de los fluidos, con lo cual efectuando una redistribución de los equipos de Planta se puede no solo mejorar la eficiencia del proceso de tratamiento de crudo, sino también se logra disminuir el costo operativo.

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 GENERALES

- Mejorar la calidad de fluidos en el proceso.
- Aumentar la capacidad de tratamiento de crudo.

2.5.2 ESPECIFICOS

- Disminuir el costo de tratamiento de crudo.
- Disminuir el costo de tratamiento de agua.
- Optimizar periodos de mantenimiento de equipos de procesos.
- Mejorar el sistema de instrumentación y control.
- Implementar los criterios y herramientas de confiabilidad operacional en el personal de operaciones y proyectos como elemento intrínseco.

CAPITULO III

3. MARCO TEORICO

3.1 PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO

El petróleo que es recolectado de los campos de producción ingresa a los equipos de separación de la mezcla gas-líquido, siendo en esta etapa en donde se forman las emulsiones (mezcla petróleo-agua). Es muy importante considerar en el pre-tratamiento del crudo, la separación física (decantación), para poder recuperar el crudo con el menor corte de agua posible. Posteriormente el crudo va a los tratadores térmicos para que con ayuda del incremento de temperatura se logre romper las emulsiones que existen en la interfase. Inmediatamente después el crudo es enviado al sistema de desalado (tratador electrostático), etapa en la cual previa mezcla con agua dulce excenta de sales se logre obtener el crudo en especificaciones listo para su venta (BSW < 0.25%; Sales < 10 PTB). El tratamiento es complementado con la utilización de agentes químicos desemulsificantes.

3.2 PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUA

El agua empleada para inyección en los procesos de recuperación secundaria tiene dos principales fuentes de origen: agua recuperada de los procesos de producción (producido con el petróleo) y agua de mar (obtenido directamente de océano o pozones junto al mar)

El agua antes de su inyección debe ser tratada con procesos de decantación, filtrado y agentes químicos, para lograr una determinada especificación en calidad de sólidos totales en suspensión (SST), granulometría y contenido de aceites en aguas (OIW), los cuales deben ser compatibles con las características de las formaciones a las cuales se les inyectará el agua. El proceso debe ser complementado necesariamente con la inyección de agentes químicos (coagulante, floculante y biocida).

3.3 PRINCIPIOS FISICOS-QUIMICOS

El proceso de tratamiento de crudo y agua, se rigen básicamente por los siguientes principios y fenómenos físicos:

- Velocidad de partículas.
- Densidad.
- Viscosidad
- Tensión Superficial
- Sedimentación
- Temperatura
- Presión
- Desemulsificación
- Coagulación
- Floculación

3.4 CLASIFICACION DE CRUDOS

Existe varios tipos de crudos, y diferentes modos de clasificación según: gravedad específica, azufre (contenido de azufre), procedencia (lugar de origen).

Según el American Petroleum Institute se clasifican en:

Extrapesados:	$API < 10$
Pesados:	$10 < API < 22.3$
Medianos:	$22.3 < API < 31.1$
Ligeros:	$31.1 < API$

Para los procesos llevados a cabo en una Planta de Tratamiento de Crudo es muy importante la clasificación de crudo de acuerdo a su gravedad API, debido a que principalmente se le desea separar del agua en la que viene mezclado proveniente de los campos petroleros. De igual manera es muy importante evitar la formación de emulsiones, los cuales son muy difíciles de separar mediante procesos físicos.

3.5 FUNDAMENTOS DE DISEÑO DE TRATADORES TERMICOS

La Norma aplicable para el diseño de equipos en el Sistema de tratamiento de Crudo es la API SPEC 12L. Esta norma detalla los requerimientos mínimos para el diseño, fabricación, pruebas y mantenimiento de tratadores de emulsiones verticales y horizontales. Los recipientes a presión reconocidos por esta norma se rigen bajo el código API 510 – Pressure Vessel Inspection Code.

Un Tratador de emulsiones es un recipiente a presión usado en la industria de producción de petróleo para la separación de las emulsiones petróleo-agua y gas, provenientes de los pozos de producción o los procesos previos a su tratamiento.

El tratador de emulsiones es usualmente equipado con uno o más tubos de fuego o elementos intercambiadores de calor, el cual mediante la variación de temperatura, causan un efecto de alteración de algunas propiedades físicas para mejorar el proceso de separación y rompimiento de emulsiones.

3.5.1 Material

Los materiales usados en la fabricación de tratadores de emulsión, deberá cumplir con los requerimientos de materiales de la más reciente edición de la Norma ASME.

Para fluidos corrosivos, los materiales deben ser seleccionados basados en las publicaciones NACE para materiales que conforman el código ASME. Se debe considerar a la selección de material, referido por la pérdida de peso por corrosión, ataques de sulfuros, cloruros, u otras formas de corrosión.

3.5.2 Diseño

En la Norma API 12L, se considera como información básica necesaria que deberá de proporcionar el comprador al fabricante para el diseño de tratadores térmicos (Ver Anexo I - Treater Design Information).

Los tratadores verticales y horizontales están disponibles en tamaños y rangos de presiones como nominales de estándar industrial según los mostrados en las tablas 3.1 y 3.2:

Diámetro Exterior (ft)	Longitud (ft +/- 6in)	Presión de Diseño min. (psig)
3	10, 12, o 15	50
4	10, 12, 20 o 27.5	50
6	12, 20 o 27.5	50
8	20 o 27,5	40
10	20 o 27,5	40

TABLA 3.1: DIMENSIONES Y PRESIONES TÍPICAS DE TRATADORES VERTICALES

Diámetro Exterior (ft)	Longitud (ft +/- 6in)	Presión de Diseño min. (psig)
3	10, 12, o 15	50
4	10, 12 o 15	50
6	10, 15 o 20	50
8	15, 20, 25 o 30	50
10	20, 30, 40, 50 o 60	50
12	30, 40, 50 o 60	50

TABLA 3.2: DIMENSIONES Y PRESIONES TÍPICAS DE TRATADORES HORIZONTALES

Algunas recomendaciones de la norma API 12L sobre transferencia de calor para tratadores de emulsiones verticales y horizontales, se mencionan en las especificaciones indicadas en la Tabla 3.3:

Diámetro Exterior (ft)	Vertical		Horizontal	
	Área Mínima (ft ²)	Tasa de Calor (BTU/hr)	Área Mínima (ft ²)	Tasa de Calor (BTU/hr)
3	10	100 000	15	150 000
4	25	250 000	25	250 000
6	50	500 000	50	500 000
8	100	1 000 000	75	750 000
10	125	1 250 000	200	2 000 000
12	-	-	320	3 200 000

TABLA 3.3: TIPO DE FLUJO DE CALOR EN CAJA DE FUEGO

El promedio de flux de calor puede no ser mayor que 10 000 BTU/hr x ft² de área expuesta:

$$\text{Promedio Flux de Calor} = \frac{\text{Firetube Ratings (BTU/hr)}}{\text{ft}^2 \text{ de Firetube surface}}$$

El calor liberado por el área transversal de los tubos de fuego está regulado por el mezclador del quemador y la boquilla del quemador. Los tratadores indicados en esta especificación tendrán una densidad calorífica máxima de 15000 BTU/hr/in², para quemadores de tiro natural.

La altura de la chimenea no deberá ser inferior a la necesaria para proporcionar al equipo en superar la caída de presión en el tubo de fuego. El comprador deberá indicar al fabricante el punto geográfico exacto de instalación el equipo.

El espesor de la pared de los tubos de fuego se establecerá según lo requerido por las normas del código ASME, incluyendo pero no limitado a las reglas de diseño para los equipos sujetos a presión externa y los equipos sometidos a fuego directo, y no podrá ser inferior a 3/16 in para tratadores verticales y 1/4 in para tratadores horizontales. La tolerancia a la corrosión normalmente no se añade en el espesor de pared de los tubos de fuego.

3.5.3 Fabricación, prueba y recubrimiento

Los tratadores de emulsiones, pueden ser construidos, probados y revisados de conformidad con la última edición de la norma ASME, Sección VIII.

El recubrimiento interno deberá ser especificado por el comprador. En caso que no se especifique las características del recubrimiento a aplicar, en la Norma API 12L (Appendix B –Corrosión Control Guidelines), se indican a algunas de las posibles prácticas recomendadas a utilizar.

3.5.4 Rotulado

Los equipos de tratadores de emulsiones con la especificación API se identificarán mediante una placa de material resistente a la corrosión firmemente sujeto al recipiente o con un soporte adecuadamente soldado, en la cual debe indicar las siguientes características mostradas en la Figura 3.1:

	MANUFACTURER _____
	SERIAL NUMBER _____
	YEAR BUILT _____
	VESSEL WEIGHT EMPTY _____ LBS
SPEC 12L	SHELL SIZE, OD x LENGTH _____ FT. x _____ FT.
	DESIGN PRESSURE _____ PSI @ _____ °F
	FIREBOX RATING _____ BTU/HR
	FIREBOX SURFACE AREA _____ SQ. FT.

FIGURA 3.1: PLACA DE TRATADOR SEGÚN NORMA API

3.5.5 Inspección

El inspector autorizado requerido por el código ASME llevará a cabo todas las inspecciones específicas que se le exige en el código de control, las cuales son necesarias para la certificación del equipo y autorización para poner la placa metálica requerido por la norma.

El inspector que represente al cliente deberá tener acceso en todo momento a todas las etapas de fabricación del equipo, revisión de instrumentación, especificaciones, etc.

Es responsabilidad del fabricante, diseñar y fabricar el equipo conforme a las especificaciones técnicas aprobadas por el cliente, las cuales deben estar conformes a lo estipulado en la Norma API.

3.5.6 Consideraciones del Proceso

Para los tratadores verticales u horizontales, en la parte de separación de gas deben ser adecuados para las condiciones de diseño de flujo.

Para romper de manera eficiente las emulsiones, por lo general se recomienda que la viscosidad del crudo no exceda los 150 Saybolt Second (SSU). Para mantener este límite de viscosidad puede ser necesaria efectuar la calefacción con más de un tubo de fuego. Además el calentamiento de las emulsiones sirve también para separar las partículas contaminantes presentes en esta interfase. Las temperaturas que se requieren para este tipo de tratamiento están típicamente dentro del rango de 100° – 250°F dependiendo de los factores anteriormente descritos. La carga de calor se calcula normalmente sobre la hipótesis de que el contenido de agua de la emulsión que se calienta, no deberá exceder del 20% del flujo de crudo tratado.

Un sistema de calefacción de tubos de fuego alrededor de la sabana de crudo será apropiado para reducir al mínimo la carga de calor hacia el agua libre que se puede separar sin calefacción. Un máximo de flujo de calor de los tubos de fuego de 10000 BTU/hr/ft² es permitido para el diseño.

Si un intercambiador de calor se emplea para mantener y recuperar el calor del crudo tratado por la emulsión de la alimentación, dará como resultado un adecuado ahorro de energía y por ende un menor consumo de combustible

La emulsión caliente es transportada a la zona de coalescencia para la separación final crudo-agua. Una amplia gama de deflectores y placas se utilizan en el diseño de los tratadores verticales y horizontales para mejorar el rendimiento de la separación.

El tiempo de residencia del aceite en la zona de coalescencia es típicamente 30 – 100 minutos. El tiempo de residencia del agua en dicha zona está en el rango de 15 – 30 minutos.

Cuando excepcionalmente se utilizan camas para la coalescencia, la velocidad máxima de diseño para el crudo generalmente esta en el rango de 7 – 40 BPD/ft² para tratadores verticales y 17 – 120 BPD/ft² para tratadores horizontales

La inyección de química en la corriente de las emulsiones puede ser requerido dependiendo del performance de la coalescencia en los límites de especificaciones del BS&W. La selección del agente químico desemulsificante y la dosificación de inyección esta generalmente basado en la experiencia de campo con la asistencia de un profesional químico especialista.

3.5.7 Recomendaciones para el control de la Corrosión

Se mencionan algunas recomendaciones para determinar el control de la corrosión para los tratadores y accesorios. Los fluidos provenientes de pozos que contienen agua con cualquiera de los siguientes gases, son agentes corrosivos y deben ser considerados bajo estas especificaciones (API Recommended Practice 14E, NACE MR-01-75). Las siguientes directrices no son mandatorias, pero pueden ser usadas de manera referencial sobre el efecto corrosivo respecto al acero al carbono:

- Oxígeno:

 - Menor a 0.005 ppm en solución – no corrosivo.

De 0.005 ppm a 0.025 ppm en solución – requiere evaluación
Mayor a 0.025 ppm en solución – es corrosivo

- Dióxido de Carbono:

Menor a 600 ppm en solución – no corrosivo.

De 600 ppm a 1200 ppm en solución – requiere evaluación.

Mayor a 1200 ppm en solución – es corrosivo

- Sulfuro de Hidrogeno:

La sola presencia de este agente, se considera medio corrosivo.

Algunos otros factores que influyen en la corrosión son: temperatura, presión, velocidad del fluido, estado del material, condiciones de superficie, sólidos presentes, tiempo, etc.

Para los efectos por corrosión indicados anteriormente se puede considerar alguna de las siguientes prácticas recomendadas:

- Prevenir el ataque corrosivo de las partes o accesorios en la fabricación, acorde a la norma ASME Section VIII, División 1.
- Efectuar monitoreos de control de corrosión de manera periódica.
- Se puede disminuir los efectos de la corrosión aplicando recubrimientos en las superficies metálicas, para lo cual se debe considerar la norma NACE Standards RP-01-81 (Recommended Practice: Liquid Applied Internal Protective Linings and Coatings for Oil Field Production Equipment) y RP-01-78 (Design, Fabrication, and Surface Finish of Metal Tanks and Vessel to be lined for Chemical Immersion Service), la cual indica las directrices y procedimientos para recubrimientos en recipientes y equipos de tratadores de emulsiones.
- Algunos materiales como el cobre y aleaciones pueden ser afectados en ambientes del proceso donde este presente el sulfuro de hidrogeno.

- Protección catódica en la zona del agua dentro de los tratadores. Esta protección puede ser el de ánodos de sacrificio o algún tipo de corriente impresa, según las recomendaciones de la norma NACE Standard RO-05-75 (Practice – Design, Installation, Operation, and Maintenance of Internal Cathodic Protection Systems in Oil Treating Vessel).

3.5.8 Cálculo de Diseño y Dimensionado

3.5.8.1 Tamaño de Tratadores

Los siguientes cálculos se deben utilizar con precaución, ya que no consideran algunas variables importantes en el dimensionado de los tratadores como:

- Propiedades internas.
- Propiedades físicas de las emulsiones.
- Método de producción del crudo.
- Tratamiento químico
- Temperatura de tratamiento
- Contaminantes.
- Requerimientos de la zona de interface

El cliente debe consultar al fabricante del equipo para más detalles para el dimensionado, pudiendo ello estar basado en el caudal máximo esperado.

En la separación de la mezcla aceite-agua las gotas de agua pueden separarse de la fase del aceite y las partículas de aceite salen de la fase acuoso debido a la diferencia de densidades de los dos fluidos. Sin embargo, las gotas de agua en emulsiones de petróleo crudo con frecuencia no pueden unirse, pero un tratamiento químico adecuado, aplicación de calor o corriente eléctrica por lo general modifican esta condición. Si los métodos anteriormente mencionados son empleados correctamente para el tratamiento, la separación de la emulsión de aceite-agua se convierte esencialmente en un problema mecánico.

3.5.8.2 Capacidad de Fluidos

La capacidad de fluidos de un tratador es principalmente dependiente del tiempo de residencia o tiempo de retención de los líquidos en el recipiente. Una buena separación requiere suficiente tiempo de residencia para romper las emulsiones.

El tiempo y volumen de residencia pueden ser determinados según:

$$T = \frac{1440 \times V}{W} \quad \text{o} \quad V = \frac{W \times T}{1440}$$

Donde:

T: Tiempo de retención o residencia (min).

W: Flujo de crudo emulsionado (bbls/día)

V: Volumen de retención o residência (bbls)

Los tiempos de retención pueden ser determinados de manera separada usando los volúmenes de retención para cada una de las fases. La Norma API 12L (Table E-1) da como referencia dichos volúmenes en la tabla 3.4:

Dimensiones del Tratador	Tratador Vertical		Tratador Horizontal	
	Petroleo (bbls)	Agua (bbls)	Petroleo (bbls)	Agua (bbls)
3' x 10'-0"	5.9	4.0	6.6	4.4
12'-0"	7.0	4.7	7.8	5.2
15'-0"	8.6	5.8	9.6	6.4
4' x 10'-0"	10.7	7.2	11.9	7.9
12'-0"	12.6	8.6	14.1	9.5
15'-0"			17.3	11.5
20'-0"	19.4	10.4		
27'-6"	30.3	17.1		
6' x 12'-0"	30.4	20.5	33.2	22.6
15'-0"			39.3	26.4
20'-0"	44.2	27.5	51.0	34.8
27'-6"	68.6	42.6		
8' x 15'-0"			69.4	46.5
20'-0"	78.3	48.0	88.4	59.2
25'-0"			108.7	73.0
27'-0"	121.4	74.9		
30'-0"			128.9	85.9
10' x 20'-0"	122.4	82.5	144.7	96.9
27'-6"	189.6	124.5		
30'-0"			217.8	142.6
40'-0"			284.7	183.9
50'-0"			351.8	227.2
60'-0"			419.0	270.6
12' x 30'-0"			324.7	217.6
40'-0"			422.6	284.6
50'-0"			521.3	351.1
60'-0"			619.9	417.5

TABLA 3.4: VOLUMENES DE RETENCION EN TRATADORES CONVENCIONALES

Estos volúmenes son solo ilustrativos y el volumen actual para las especificaciones del equipo debe ser corroborados.

Los tiempos de retención en las zonas de decantación están típicamente establecidos en los siguientes rangos:

Petróleo: 30 – 100 minutos

Agua: 15 – 30 minutos

3.5.8.3 Energía Requerida

Para determinar la capacidad requerida en el tratador, se debe asumir una temperatura de tratamiento considerando la gravedad, viscosidad y

características de emulsión. La máxima viscosidad del aceite a la temperatura de tratamiento puede ser aproximadamente 25–30 cPo.

La carga calorífica está determinada por el calor requerido para el aceite y agua, según la siguiente ecuación:

$$Q = W_o \times C_o \times (T_2 - T_1) + W_w \times C_w \times (T_2 - T_1)$$

Donde:

Q: Calor requerido (BTU/hr)

W_o : Flujo de aceite (lbs/hr)

W_w : Flujo de agua (lbs/hr)

C_o : Calor específico de aceite (BTU/lbs °F)

C_w : Calor específico de agua (BTU/lbs °F)

T_1 : Temperatura inicial (°F)

T_2 : Temperatura final (°F)

El flujo emulsionado se puede disgregar en caudales de aceite y agua considerando las siguientes ecuaciones:

$$W_o = 14.58 \times W \times (1-X) \times S_o$$

$$W_w = 14.58 \times W \times (X) \times S_w$$

Donde:

W: Fluido emulsionado (bbls/día)

X: Fracción de volumen de agua

S_o : Gravedad específica del aceite

S_w : Gravedad específica del agua

3.5.8.4 Pérdida de Energía

Para determinar el total de energía que debe ingresar al sistema requerida para el sistema de tratamiento, se debe calcular el máximo valor del calor perdido por la coraza de los tratadores. La pérdida de calor del equipo sin aislamiento se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$Q_p = K \times D \times L \times (T_2 - T_a)$$

Donde:

Q_p : Calor perdido (BTU/hr)

K : Constante

15.7 para 20 mph viento

13.2 para 10 mph viento

9.8 para 5 mph viento

9.3 para aire quieto

D : Diámetro del tratador (ft)

L : Longitud de la coraza (ft)

T_2 : Temperatura de tratamiento (°F)

T_a : Temperatura de ambiente (°F)

Para recipientes aislados la pérdida de calor puede estar estimado en el rango de 5% – 10% referente pérdida un equipo sin aislar.

3.6 INSTRUMENTACION Y CONTROL DE PROCESOS

Definirá el nivel de automatización de la planta, la instrumentación de campo y el sistema de control para un buen funcionamiento del proceso, dentro de la seguridad para los equipos y personas, de acuerdo a la planificación, costos establecidos y manteniendo la calidad.

3.6.1 Elementos de Control

Son aquellos dispositivos que por sus características controlan las condiciones de operación del proceso. Existen básicamente 04 elementos: sensores, transmisores, controladores, elementos finales de control:

- **Sensores:** Son elementos que detectan los cambios en el valor de las variables controladas. A menudo se denominan elementos primarios y en algunos casos forman parte de un bloque con el llamado elemento de medición o aquel que recibe la salida del sensor y adapta esta señal con fines de transmitirla; a este conjunto se denomina “transductor”. La respuesta de un sensor determina cuan bien se va a efectuar la medición, el registro o control de una variable y su selección es el resultado de conocer bien las características de un proceso. Algunas características importantes de un sensor o transductor que definen la calidad de los mismos son la exactitud, linealidad, resolución, etc.

Otro aspecto importante es el tiempo de respuesta o tiempo necesario para que el dispositivo entregue la información final. Los retardos de medición implican errores mientras el proceso esta cambiando. La medición no solo es tardía, sino también inexacta debido a que sigue cambiando, aun teniendo una lectura disponible. En general para cualquier variable a medir, las consideraciones acerca del tiempo de respuesta son gravitantes en la respuesta de los otros componentes de un determinado sistema de control.

- **Transmisores:** Son instrumentos que captan la variable de proceso y la transmiten a distancia a un instrumento receptor, sea un indicador, un registrador, un controlador o una combinación de estos. Existen varios tipos de señales de transmisión: neumáticas, electrónicas, hidráulicas y telemétricas. Las mas empleadas en la industria son las electrónicas, las cuales han ido reemplazando en el tiempo a las neumáticas como señales aplicadas a estos equipos; las señales hidráulicas se utilizan ocasionalmente cuando se necesita una gran potencia y las señales telemétricas cuando existen grandes distancias entre el sensor y el receptor.

Los transmisores electrónicos generan varios tipos de señales eléctricas de corriente continua y señales digitales. Las mas empleadas son 4-20 mA y

0-20 mA y en panel de 1-5 V. La señal de 4-20 mA tiene el nivel suficiente y de compromiso entre la distancia de transmisión y la robustez del equipo. Al ser continua y no alterna, elimina la posibilidad de captar perturbaciones.

- **Controladores:** Es un dispositivo que compara el valor de una variable medida (señal de entrada) al valor deseado (set point) para producir una señal de salida que mantenga el valor deseado de la variable y usa esa diferencia entre el valor real y el deseado de la variable para manipular la variable controlada. La tecnología de estos equipos ha variado desde neumáticos, hidráulicos, hasta electrónicos.
- **Elementos Finales de Control:** Son aquellos equipos que finalmente responden a la decisión del controlador, dentro de un plazo determinado para realizar un cambio en la variable controlada. En la mayoría de los procesos, las válvulas de control son las más usadas, si se trata de controlar variables de flujo, presión, nivel, temperatura o mezcla de componentes.

La mayoría de los flujos de fluidos son controlados por válvulas neumáticas o eléctricas; entre otros casos se emplean bombas; para servicios de gases a menudo se emplean válvulas especiales y para sólidos es común hablar de fajas transportadoras alimentadas y con control de velocidad a través de variadores electrónicos.

- **Otros elementos:** dentro de este grupo podemos citar algunos dispositivos e instrumentos que realizan otro tipo de funciones como, indicadores, registradores, conversores, alarmas, interruptores y elementos de funciones especiales.

3.6.2 Medidores de Flujo

La medición de flujo constituye tal vez, el eje más alto en porcentaje en cuanto a medición de variables se refiere. Ninguna otra variable tiene la importancia de esta, ya que sin mediciones de flujo sería imposible el balance de materiales, control de calidad y aun la operación de procesos continuos.

Es necesario conocer las características básicas de los fluidos para una buena selección del mejor método a emplear. Estas características incluyen viscosidad, densidad, gravedad específica, compresibilidad, temperatura y presión. Algunos de los métodos empleados para la medición de caudal son: Placa Orificio, Tubo de Venturi, Cuña Wedge, Tubo PITOT, Rotámetro, Turbina, Contómetros, Magnéticos, Vortex, Ultrasónico, Dispersión Térmica.

3.6.3 Medidores de Temperatura

La temperatura es una variable, que ha diferencia de otras, debe ser medida en términos de los efectos indirectos que tiene sobre las propiedades físicas de los materiales, fluidos o en los cambios producidos en circuitos eléctricos (voltaje o resistencia). Cambios como estos, deben relacionarse con fenómenos que puedan ser reproducidos en laboratorio, tales como los puntos de ebullición y congelación del agua.

Los puntos de calibración en laboratorios son a menudo basados en las temperaturas en las cuales existe un equilibrio líquido – vapor de sustancias puras. Los principales sistemas de medición de temperatura utilizados en el proceso de producción: Bulbo Lleno, Bimetalicos, Resistance Temperature Detector (RTD), Termocuplas, Termistor

3.6.4 Medidores de Presión

A continuación se mencionan algunos de los principales sistemas de medición de presión para los procesos de tratamiento de crudo: Tubo Bourdon, Transmisores Electrónicos.

3.6.5 Medidores de Nivel

Existe una gran variedad de dispositivos de medición de nivel según las necesidades del proceso. En algunos casos la precisión es relativa y basta con tener una idea aproximada de la variable o conocer cuando se llega a un límite pre-establecido. En otros casos, se necesita un control preciso de estas variables por su efecto significativo en la calidad del proceso y costo. Los medidores de nivel más comúnmente usados son: indicadores de vidrio, regletas de medición, desplazadores.

3.6.6 Válvulas de Control

El elemento final de control es aquel que finalmente modifica o mantiene alguna característica del proceso según lo ordenado por el controlador o el operador. Dependiendo del tipo de proceso y de los objetivos, se tiene una variedad de estos elementos, desde dispositivos que reciben señales de control del tipo discreto hasta otros que actúan regulando la variable de interés dentro de cierto rango como el flujo de un fluido a través de una válvula, la velocidad de un motor por medio de un variador de velocidad o la temperatura utilizando una resistencia.

Una válvula de control es el elemento final de control más comúnmente usado en la industria. Este dispositivo varía el flujo de material o energía de un proceso, ajustando una abertura a través de la cual fluye el material. Según el teorema de Bernoulli:

$$Q = C A (\Delta P)^{1/2}$$

En donde:

Q: cantidad de flujo

C: constante para las condiciones de flujo

A: área de apertura de la válvula

ΔP : caída de presión a través de la válvula

Las consideraciones para la selección de una válvula de control son: rangos de presión y caídas de presión, temperatura del sistema, selección de material, capacidad, características de flujo, cierre, cavitación, consideraciones de ruido, conexiones al proceso, costo y mantenimiento.

En la figura 3.2 se muestra la clasificación de los diferentes tipos de válvulas:

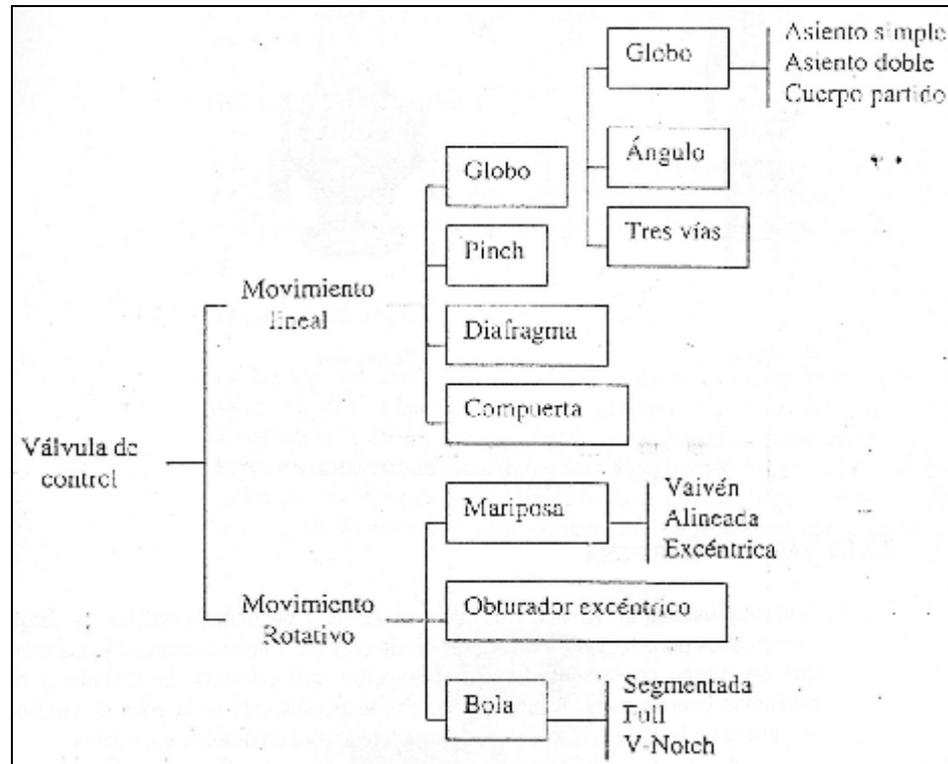


FIGURA 3.2: CLASIFICACION DE VALVULAS DE CONTROL

3.6.7 Controladores Lógicos Programables (PLC)

Es un equipo electrónico, programable en lenguaje no informático, diseñado para controlar en tiempo real y en ambiente de tipo industrial, procesos secuenciales (etapas definidas). Un PLC trabaja en base a la información recibida de los elementos de campo (transmisores) y el programa lógico interno, actuando sobre los elementos finales de control.

En su concepto más clásico, el PLC está orientado a la automatización de procesos con predominio de señales on-off. Se conciben como elementos muy robustos, fiables y autónomos.

Dentro de la variedad de modelos de PLCs, las características comunes son:

- La utilización de un bastidor que aloja una fuente de alimentación y una serie de tarjetas con diferentes funcionalidades.
- Al menos una tarjeta básica dotada con la Unidad Central de Proceso (CPU) que proporciona la capacidad de programar el sistema.
- Módulos de entrada y salida (analógicos y digitales).
- Módulos de comunicación, etc.

3.6.8 Sistemas de Control

Dentro del proceso de tratamiento de crudo, se tienen los siguientes sistemas como mecanismos de control:

- Control de temperatura.
- Control de caudales.
- Control de nivel de agua.
- Control de nivel de crudo.
- Control de combustión.
- Control de presión.
- Control de calidad.

3.7 CONFIABILIDAD OPERACIONAL

3.7.1 Definición

Es la capacidad de un sistema representado por sus procesos, tecnología y gente, para cumplir sus funciones o propósitos enmarcados en determinados límites de diseño y bajo un contexto operacional específico.

Para que la confiabilidad operacional se convierta en parte de una nueva cultura, debe ser adoptada por todos, y debe abarcar no solamente los activos físicos

sino cubrir las áreas relacionadas con los procesos de producción y el desarrollo del capital intelectual.

3.7.2 Factores de Influencia

De manera general se pueden indicar tanto los factores internos y externos al sistema que afectan la confiabilidad operacional, en la figura 3.3:

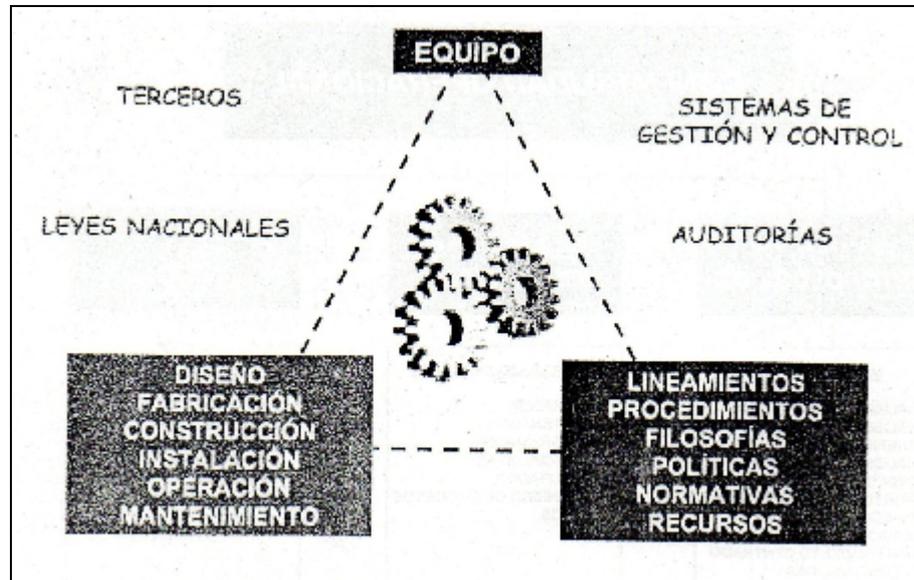


FIGURA 3.3: FACTORES GENERALES DE INFLUENCIA

La Confiabilidad Operacional responde a la suma de los factores:

- Confiabilidad del Diseño.
- Confiabilidad del Proceso.
- Confiabilidad Humana.
- Confiabilidad de Equipos e Instalaciones.

Desde el punto de vista analítico, los factores que influyen según se muestra en la figura 3.4, son los siguientes:

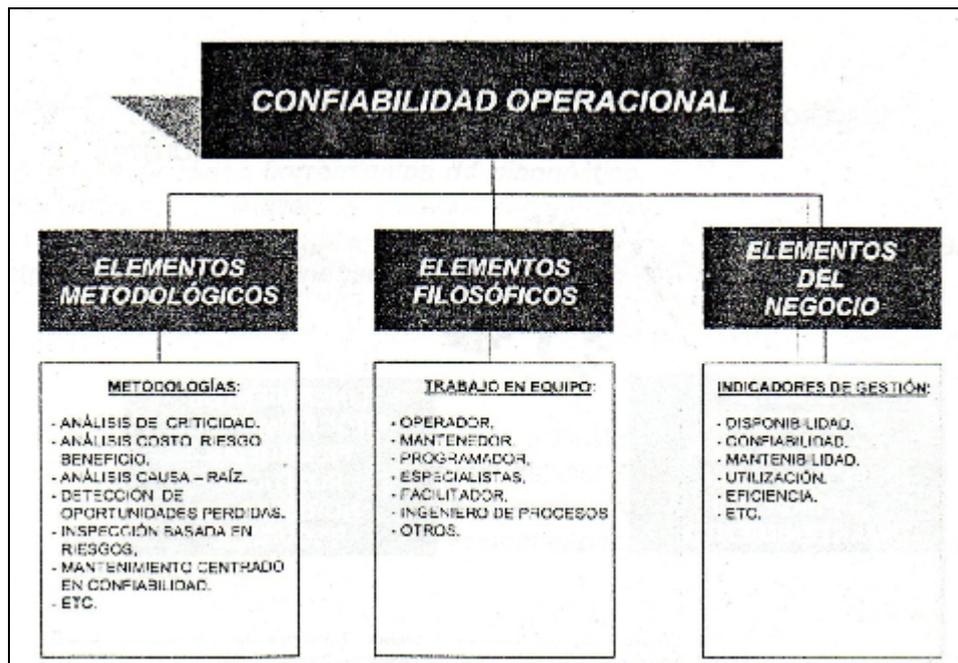


FIGURA 3.4: FACTORES ANALITICOS

3.7.3 Importancia y Beneficios

Una vez implantado y desarrollado la cultura de Confiabilidad Operacional en el ámbito de procesos de producción se puede obtener:

- Incremento de producción.
- Disminución de paradas imprevistas
- Disminución de horas-hombre de mantenimiento
- Disminución de costos de mantenimiento.
- Disminución de costos de producción.
- Disminución de tasa de accidentalidad.
- Disminución de retrabajos.
- Disminución de inventarios.
- Incremento de disponibilidad y confiabilidad

3.7.4 Confiabilidad en el Diseño

Las etapas de un proyecto son 06 y cada una de ellas tiene sus objetivos en particular, tal cual se aprecia en la figura 3.5:

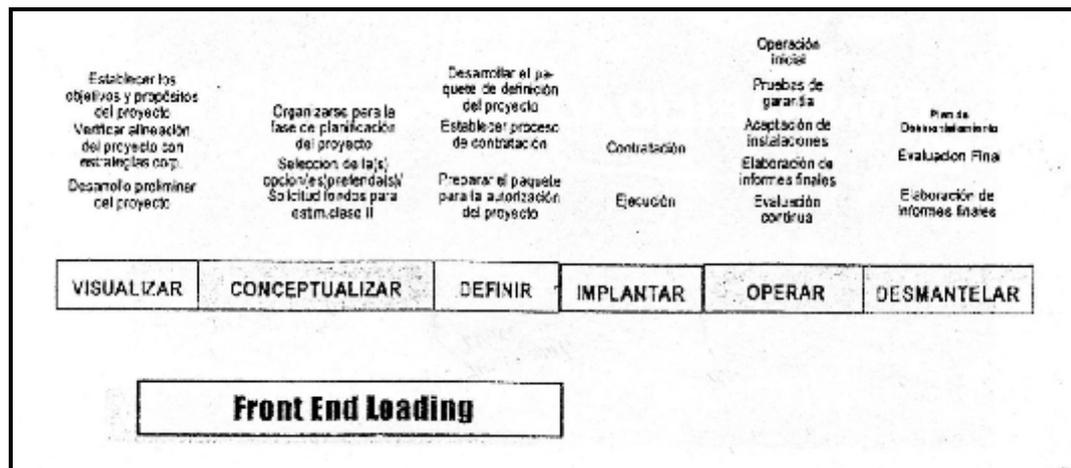


FIGURA 3.5: ETAPAS DE UN PROYECTO

Fase de Visualización: En cada proyecto se debe realizar un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas). Posteriormente se deberá establecer y clarificar los objetivos del proyecto, verificar la alineación de sus objetivos con las estrategias Corporativas y realizar su desarrollo preliminar. En esta fase se involucran las siguientes actividades:

- Establecer los objetivos y propósitos del proyecto.
- Verificar la alineación del proyecto con estrategias corporativas.
- Desarrollo preliminar del proyecto.
- Elaborar alcance del proyecto.
- Elaborar estimado de costos.
- Prepara plan de ejecución.
- Evaluar factibilidad del proyecto.

Fase de Conceptualización: El propósito de esta fase es la selección de la mejor opción y la mejora en la precisión de los estimados de costos y tiempo de implantación para reducir la incertidumbre, cuantificar los riesgos asociados y determinar el valor esperado para la opción seleccionada. En esta fase se deben cumplir los siguientes objetivos:

- Organizarse para la fase de planificación del proyecto.
- Seleccionar la opción y solicitar los fondos para ejecutar las actividades.

Fase de Definición: El propósito de esta fase es desarrollar en detalle el alcance y los planes de ejecución de la opción seleccionada durante la fase de conceptualización, a fin de obtener el financiamiento requerido para ejecutar el proyecto, preparar la documentación que sirva de base para la ingeniería de detalle (especificaciones técnicas de diseño), la contratación de la ejecución del proyecto y confirmar si el valor esperado del proyecto cumple con los objetivos del negocio. Los objetivos principales de esta fase son:

- Desarrollar el paquete de definición del proyecto.
- Establecer el proceso de contratación y solicitud de ofertas.
- Preparar el paquete para la autorización del proyecto.

Fase de Implantación: Es la etapa en la cual se ejecuta la contratación y ejecución del proyecto, en la cual se debe de plasmar el diseño elegido en las fases previas. Aquí se debe de verificar que los equipos, materiales y mano de obra a ser utilizados para la construcción cumplan con las especificaciones de las bases técnicas de contratación y adquisición.

Fase de Operación: Es la etapa más larga del proyecto en la cual se verifica la finalidad para la cual fue creado el proyecto. En el inicio de de esta fase se efectúan las pruebas necesarias para el arranque y aceptación de la instalación. Se revisa los informes finales y manuales de operación con las condiciones de funcionamiento del proceso. A partir de aquí se debe implantar de manera continua la evaluación de performance tanto del desempeño de equipos, así como la calidad de los fluidos y producto final. Todo ello dentro de un ámbito de seguridad y responsabilidad ambiental.

Fase de Desmantelamiento: Es la etapa final de todo proyecto en la cual se pone fuera de funcionamiento los equipos conforme al tiempo de vida estimado para el proyecto. Se efectúa una evaluación final y se desarrolla el plan de desmantelamiento a ejecutar

Los mejores resultados en un proyecto se obtienen al aplicar los principios de confiabilidad en las etapas tempranas, según se muestra en la figura 3.6:

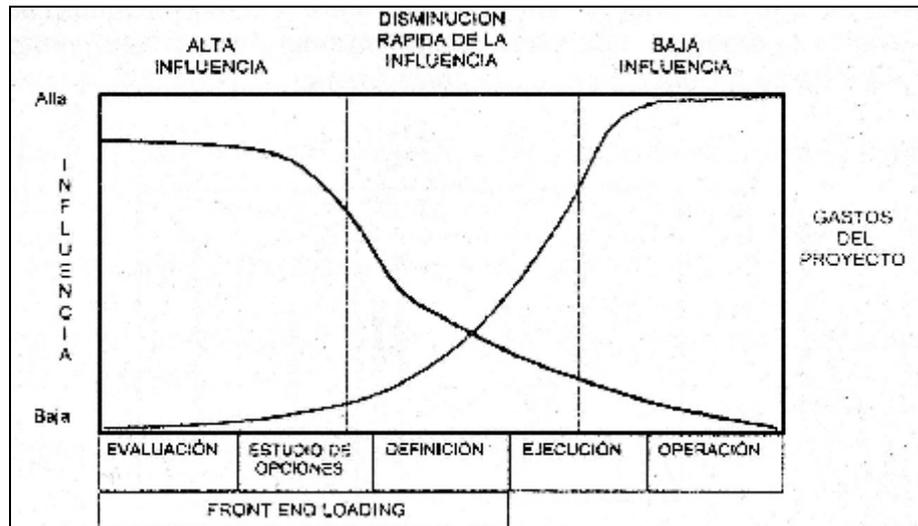


FIGURA 3.6: EFECTOS DE LA GESTION TEMPRANA EN UN PROYECTO

Como se observa a medida que avanza el tiempo, la habilidad de influir en el proyecto disminuye, es decir disminuye la influencia. Igualmente las decisiones claves deben ser tomadas cuando exista un alta influencia, lo que significa que las decisiones y cambios deben ser hechos antes de que la etapa de ejecución comience.

La etapa temprana se conoce como Front-End-Loading (FEL), y es durante este periodo cuando la aplicación de las metodologías de confiabilidad son más provechosas, ya que el proyecto puede ser modificado o rediseñado sin impactar altamente en los costos.

El objetivo de la confiabilidad aplicada al diseño es eliminar sistemáticamente los defectos introducidos durante el proceso de diseño, para obtener configuraciones confiables de equipos y con una alta mantenibilidad;

3.7.5 Confiabilidad en el Proceso

Detalla los aspectos claves para el desglose de los procesos en sistemas, como etapa previa al cálculo de la confiabilidad de las instalaciones.

Se deben reconocer las siguientes definiciones:

- Proceso: Conjunto de actividades mutuamente relacionadas o que interactúan, las cuales transforman elementos de entrada en resultados.
- Sistema: Conjunto de elementos mutuamente relacionados.
- Diagnostico Integrado: Conjunto de actividades que se desarrollan para el análisis integral de una determinada situación.
- Acciones Predictivas: Secuencia de actividades de mantenimiento que se realizan sobre un equipo para monitorear su condición física.
- Acciones Preventivas: Acción implementada para eliminar la causa de una potencial anomalía.
- Acciones Correctivas: Acción tomada sobre un equipo o instalación para eliminar la causa de una no conformidad potencial u otra situación potencialmente indeseable.

En términos cuantitativos se define:

$$C_{SIST(t)} = 1 - F_{SIST(t)}$$

Donde:

$C_{SIST(t)}$: Confiabilidad del sistema

$F_{SIST(t)}$: Probabilidad de falla del sistema

En procesos cuyo desempeño depende de la operación de equipos y sistemas físicos, el riesgo puede definirse como:

$$R_{(t)} = F_{SIST(t)} \times \text{Consecuencias}$$

Donde:

$R_{SIST(t)}$: Riesgo del sistema

En la figura 3.7 se muestra un esquema general del diagnostico del riesgo:

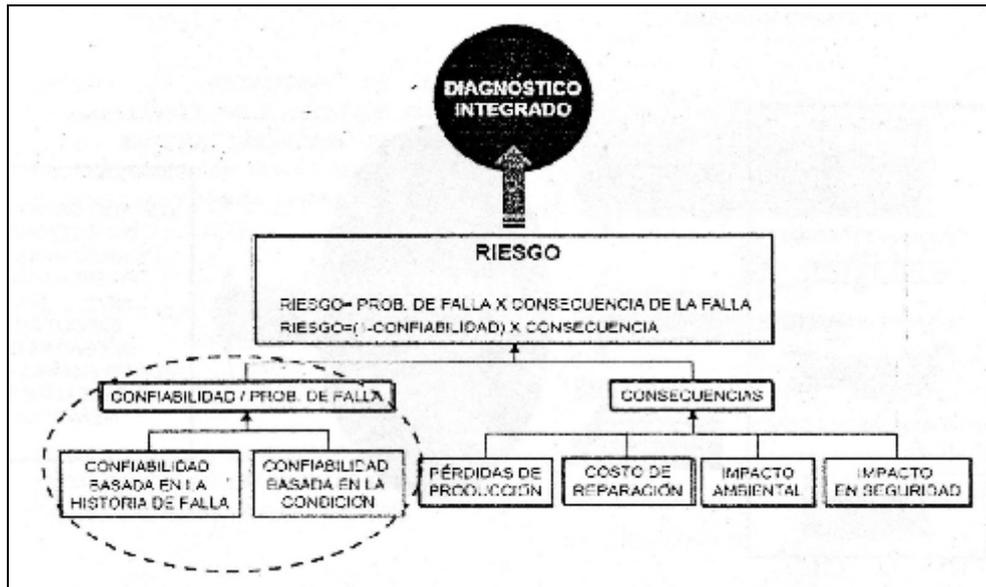


FIGURA 3.7: DIAGNOSTICO INTEGRADO DEL RIESGO

Análisis de Riesgo: Es un análisis de naturaleza probabilística que permite soportar una decisión en base a la cuantificación y ponderación de la probabilidad de éxito con sus beneficios y la probabilidad de fracaso y sus consecuencias. Es un análisis cuyo propósito fundamental es soportar el proceso de toma de decisiones con las siguientes características:

- Basado en hechos, experiencias y datos.
- Toman en cuenta la “incertidumbre” de las variables.
- Toman en cuenta las consecuencias de las decisiones.
- Son verificables, y por lo tanto perfectibles (auditables).

En la figura 3.8 se muestra el esquema de cuantificación del riesgo:

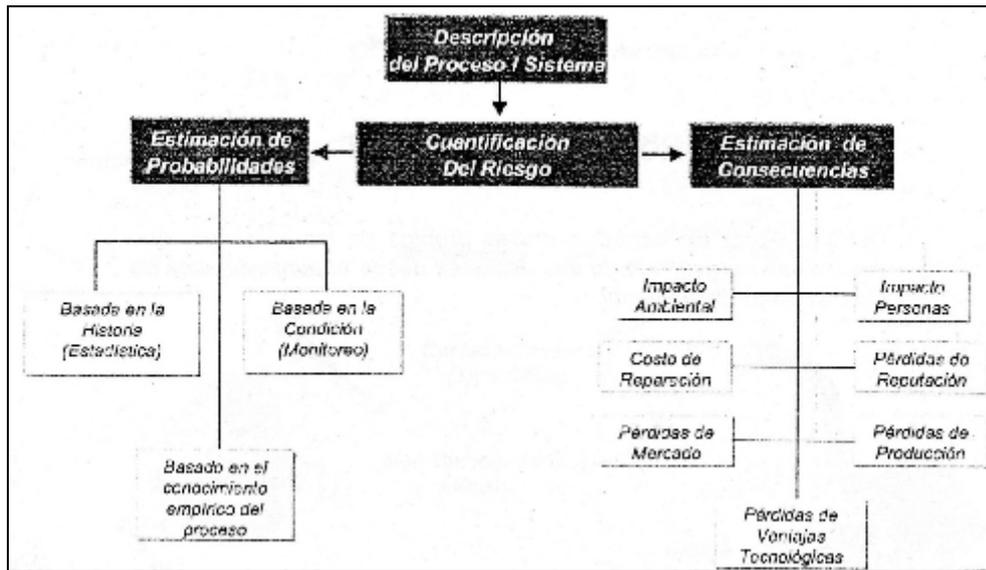


FIGURA 3.8: ESQUEMA DE CUANTIFICACION DEL RIESGO

3.7.6 Confiabilidad Humana

El objetivo es dar a conocer los aspectos claves propios de las personas, que determinan el resultado de sus acciones desde el punto de vista de confiabilidad operacional.

Es el estudio y modelaje del efecto de las personas y sus circunstancias en el desempeño en los sistemas a los cuales pertenece. Se caracteriza por ser altamente subjetiva, se basa en la opiniones, imprecisa, difusa, variables.

La dificultad en el análisis se debe a que todas las personas somos diferentes y estamos cambiando continuamente, en forma temporal o permanentemente, de acuerdo con el entorno, circunstancias, información, cultura y la modificación e los rasgos en desarrollo.

El proceso de formación de la personalidad de cada persona esta regido por una cadena de modificaciones continuas que modelan las actitudes y por tanto favorecen u obstaculizan la formación de las aptitudes individuales. En las Figuras 3.9 y 3.10 se esquematizan algunos modelos de factores y ciclos que afectan la personalidad y desempeño del ser humano:



FIGURA 3.9: FACTORES QUE AFECTAN LA PERSONALIDAD

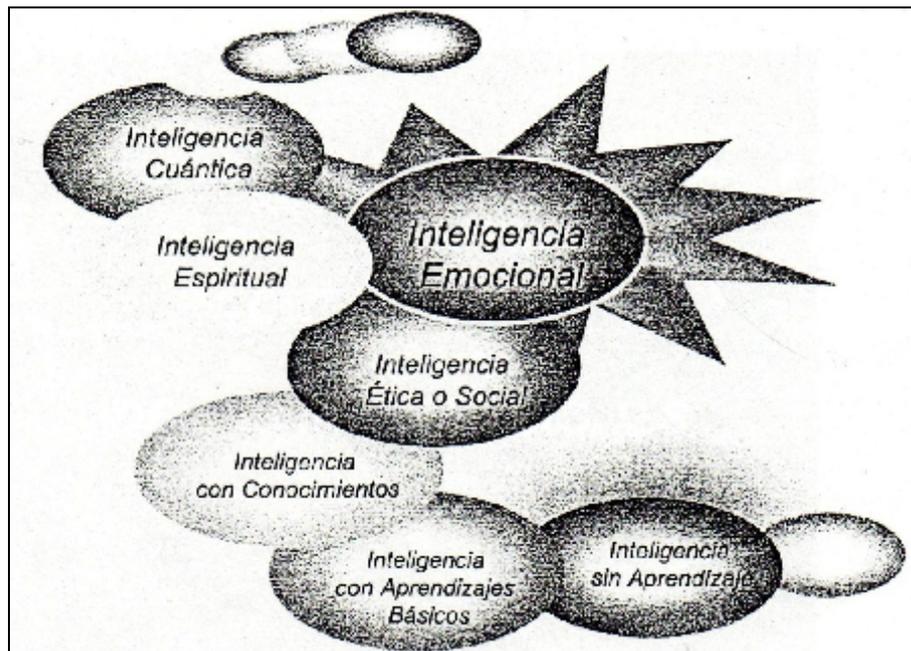


FIGURA 3.10: CICLOS DE LA INTELIGENCIA

3.7.7 Confiabilidad de las Instalaciones

Metodología muy relacionada al activo de una Empresa. El “activo” es cualquier recurso que tiene un valor, un ciclo de vida y que genera beneficios en base a políticas de cuidado previamente establecidas, responsabilidad social, ambiente, seguridad y al entorno de leyes del país en el que se encuentra. Se clasifican en:

- Físicos: Yacimiento, pozos, tecnologías, infraestructura, datos.
- Humanos: Gente, personal, competencias.

- Financieros: Costos, ingresos.
- Intangibles: Reputación, valores.

En la figura 3.11 se muestra un esquema de la metodología de acción ante incertidumbres:

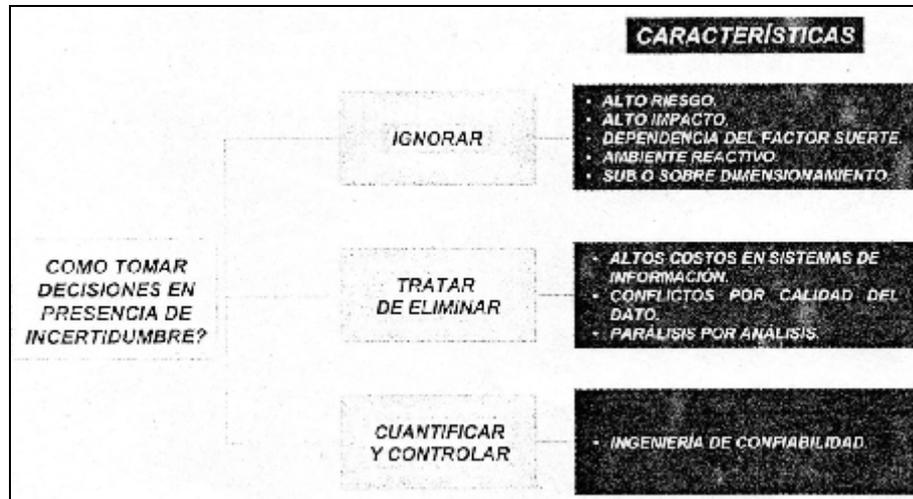


FIGURA 3.11: METODOLOGIA DE ACCION ANTE INCERTIDUMBRES

3.7.8 Metodologías de Confiabilidad

Las metodologías más utilizadas en el ámbito de la industria petrolera son:

- Análisis de Criticidad (AC).
- Análisis de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad (CDM).
- Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC).
- Análisis Jerárquico de Procesos (AHP).
- Inspección Basada en Riesgo (IBR).
- Optimización Costo – Riesgo (OCR).
- Análisis Causa Raíz (ACR).
- Análisis Nivel de Integridad de Sistemas (SIL).
- Análisis Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS).
- Análisis Costo ciclo de Vida (CCV).
- Confiabilidad Subsuelo-Superficie (CSS).
- Análisis de Riesgo al Portafolio de Oportunidades (RPO).

3.8 SIMULACION DE PROCESOS

Es un conjunto de técnicas que se emplean para evaluar en forma rápida un proceso con base a una representación del mismo, mediante modelos matemáticos. La solución de estos se lleva a cabo por medio de programas de computadora y permite tener un mejor conocimiento del comportamiento del proceso. El número de variables que aparecen en la descripción matemática de una planta de proceso químico puede ser tan grande, y el número de ecuaciones no lineales que pueden resolverse pueden ser del orden de miles, por lo tanto la única forma viable de resolver el problema es por medio de una computadora.

3.8.1 Diseño de Procesos

Dentro de la ingeniería de procesos, el diseño de procesos se puede dividir en tres partes:

- **Síntesis de Procesos:** Es la etapa en la cual se crea la etapa básica del diagrama de flujo; esto es, se seleccionan los equipos a ser usados, con sus correspondientes interconexiones, y se establecen los valores iniciales de las condiciones de operación.
- **Simulación de Procesos:** Es la etapa en la cual se requiere solucionar balances de materia y de energía para un proceso en estado estacionario, calcular dimensiones y costos de los equipos y efectuar una evaluación económica preliminar del proceso.
- **Optimización:** Puede ser paramétrica, modificando parámetros tales como la presión, temperatura, flujo o estructural cuando se hacen modificaciones al diagrama de flujo involucrando a los equipos y/o sus interconexiones.

El resultado de estas tres etapas es el diagrama de flujo de proceso en una forma no definitiva puesto que se continuara ahora con lo que se conoce como "Ingeniería de Detalle", lo que implica una enorme cantidad de trabajo.

En el diagrama que se muestra en la figura 3.12, se hace énfasis en las etapas relacionadas para la simulación de procesos:

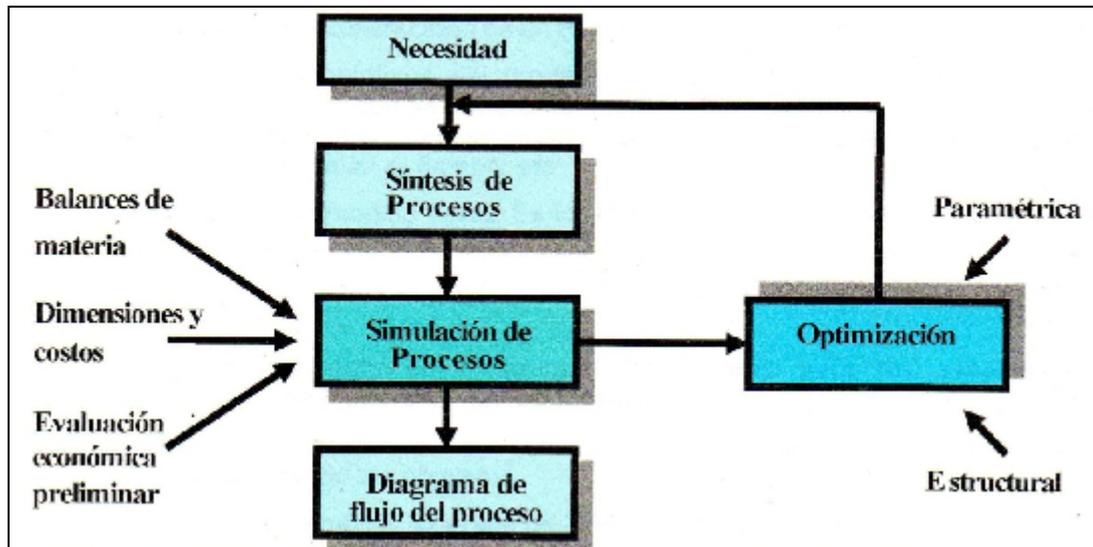


FIGURA 3.12: ETAPAS RELACIONADAS A LA SIMULACION DE PROCESOS

3.8.2 Modelado en la Simulación de Procesos

Una parte muy importante de la simulación es el modelado del sistema en estudio. Los más importantes principios del modelado son:

- El modelo matemático solo puede ser una aproximación del sistema real, el cual puede ser extremadamente complejo y aun no comprendido del todo. La complejidad del modelo estará determinada por los objetivos que persigue su construcción. El mejor modelo es el más simple que satisface las expectativas del ingeniero.
- El modelado es un proceso continuo. Se debe comenzar modelando los principales fenómenos y luego ir agregando los restantes si es que son necesarios. Es decir, se va de un prototipo al modelo final.
- El modelado es un arte, no hay reglas fijas, pero el premio es un profundo conocimiento del sistema en estudio. Muchas veces, el problema que se quiere resolver con el simulador se resuelve en la etapa del modelado; es decir, antes de completar el simulador.

- El modelo debe ser realista y robusto. Las predicciones del modelo deben estar de acuerdo con las observaciones y no debe ser demasiado sensible a cambios en los parámetros o variables de entrada.

Los pasos para encarar la construcción de un modelo son:

- Definición de los objetivos del modelo: Es de suma importancia establecer claramente que es lo que se espera del modelo. Esto implica la definición de las fronteras del sistema a modelar, de la exactitud necesaria, de la necesidad de conocer la evolución en el tiempo, etc.
- Formulación de un modelo físico: Se identifican los fenómenos mas importantes que se llevan a cabo en el sistema.
- Balances (estacionarios y dinámicos): Se escriben los balances de materia, energía, etc.
- Propiedades: Se obtienen o estiman los valores para las propiedades fisicoquímicas que intervienen en los balances.
- Suposiciones considerando los objetivos: Se realizan las simplificaciones en el modelo considerando los objetivos.
- Consistencia matemática: El grado de libertad del modelo.
- Se resuelve el modelo utilizando algún método matemático analítico o numérico (simulación).
- Perfeccionamiento: Si los resultados obtenidos con el modelo no son satisfactorios, entonces se repite el ciclo adoptando suposiciones menos restrictivas. En esta etapa se puede sugerir la adquisición de nuevos datos experimentales.

Las herramientas que se disponen actualmente para asistir al ingeniero en el desarrollo de un simulador son muy variadas:

- Lenguajes de Programación: Fortran, Pascal, Delphi, Visual Basic
- Lenguajes de Simulación: GPROMS, ISIM
- Utilitarios matemáticos: Matlab, Simulink, Mathcad, Polymath, Mathematica.
- Simuladores: Aspen Plus, HYSYS, ChemCad, PRO II, Super Pro Designer.

3.8.3 Aplicaciones de la Simulación de Procesos

La simulación de procesos químicos es una herramienta moderna que se ha hecho indispensable para la solución adecuada de los problemas de proceso. Permite efectuar el análisis de plantas químicas en operación y llevar a cabo las siguientes tareas, las cuales son comunes en las diversas ramas de la tecnología química:

- Detección de cuellos de botella en la producción.
- Predicción de los efectos de cambios en las condiciones de operación y capacidad de la planta.
- Optimización de las variables de operación.
- Optimización del proceso cuando cambian las características de los insumos y/o condiciones económicas del mercado.
- Análisis de nuevos procesos para nuevos productos.
- Evaluación de alternativas de proceso para reducir el consumo de energía.
- Análisis de condiciones críticas de operación.
- Transformación de un proceso para desarrollar otras materias primas.
- Análisis de factibilidad y de viabilidad de nuevos procesos.
- Optimización del proceso para minimizar la producción de desechos y contaminantes.
- Entrenamiento de operadores e ingenieros de proceso.
- Investigación de la factibilidad de autorización de un proceso.

CAPITULO IV

4. DESCRIPCION DEL PROCESO Y VERIFICACION DEL DISEÑO

4.1 PROCESO INICIAL

La Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) trabaja con cuatro (04) tratadores térmicos, tres en paralelo y uno en serie a estos. Los tratadores térmicos son separadores trifásicos gas-crudo-agua. Para facilitar la separación del agua y el crudo por diferencia de gravedades específicas, el petróleo crudo es calentado dentro del tratador a temperaturas alrededor de 90 - 115 °F aproximadamente; esta temperatura es controlada regulando el ingreso de gas natural a los quemadores del tubo de fuego.

El proceso se inicia con el ingreso de todos los fluidos líquidos provenientes de las diferentes zonas de producción de campo como la Estación 951, baterías TA-24, TA-28, TA-29, PN-30, PN-31, y las baterías de la zona de Carrizo, CA-16, CA-17, CA-18, CA-19, CA-20, CA-21, CA-22, CA-23, a un solo punto de bifurcación, el cual pasa a través de un filtro de canastilla para la retención de los sólidos grandes que arrastran los fluidos. Luego los fluidos pasan a través de un medidor de caudal e inmediatamente ingresan de manera equivalente y con la misma calidad (aprox. 33% de BSW) a los tres tratadores térmicos (37-D-01; 37-D-02; 37-D-03) que están instalados en paralelo. Las principales dimensiones de cada uno de estos 03 tratadores térmicos son: 10' de diámetro x 40' de longitud. Las condiciones de operación que se han establecido para la realización del balance de materia en c/u de los 03 tratadores térmicos son:

Corriente de ingreso:	7,200 BPD
Salida de Crudo:	4,824 BPD
Salida de Agua:	2,376 BPD

En dicha etapa todo el crudo y agua es calentado hasta una temperatura promedio de 115°F, para de esta manera poder separar por diferencia de densidades, tiempos de residencia y viscosidades la mezcla petróleo-agua.

El crudo que ingresa a los tres tratadores en paralelo, puede ser regulado manualmente o accionado desde el Sistema de Control Scada DELTA V de acuerdo a las necesidades de operación.

La salida de agua de los tres tratadores térmicos en paralelo está regulada automáticamente por el controlador de nivel de interfase crudo - agua y la correspondiente válvula de control de nivel. El agua es enviada a un tanque de residencia y luego pasa a la Planta de Inyección de Agua Salada.

La salida de crudo de los tres tratadores térmicos en paralelo está regulada automáticamente por el controlador de nivel de crudo y la válvula de control de nivel correspondiente.

Posteriormente el crudo obtenido de los tres tratadores térmicos con un porcentaje promedio de 2% de contenido de agua es enviado a un cuarto tratador térmico (37-D-04) de mayor tamaño cuyas dimensiones son: 10' de diámetro x 50' de longitud. Las condiciones operación que se han establecido para la realización del balance de materia de este 4to tratador térmico es:

Corriente de ingreso:	14,472 BPD
Salida de Crudo:	14,327 BPD
Salida de Agua:	144 BPD

El crudo que se obtiene en esta etapa del 4to Tratador Térmico es con menor corte de agua (1%), para luego ser enviado a una Desaladora Electrostática, previa mezcla con agua dulce en un mezclador estático. En el mezclador estático se inyecta agua dulce (7% del volumen de la carga) al petróleo crudo proveniente del cuarto tratador térmico con la finalidad de lavarlo.

En el proceso llevado a cabo en el Desalador Electrostático se obtiene el crudo dentro de las especificaciones técnicas requeridas (<0.25 BSW; <10 PTB) para su venta a la refinería.

El agua de todos los tratadores térmicos es enviada a la Planta de Inyección de Agua Salada (PIAS). En el interior de todos los tratadores existen unan mallas difusoras que facilitan la coalescencia de las gotas de agua.

Todos los sistemas que dispone la PTC (principalmente los equipos de procesos) cuentan con protecciones y elementos de seguridad que protejan ante condiciones operativas de riesgo, especialmente cuando se presentan excesos de temperaturas, presiones de trabajo y así como también cuando la calidad de los fluidos es variable. Cada equipo cuenta con válvula de seguridad conectada a la cámara de drenajes, puesta a tierra, área estanca impermeabilizada; la presión del sistema está regulada por una válvula de control ubicada en la línea de descarga de la Desaladora Electrostática.

La instrumentación de los equipos principales del proceso están enlazados a un sistema de telesupervisión y Sistema de Control Scada (Delta V). La parte del proceso que no está bajo control del Sistema de Telesupervisión es el 4to Tratador Térmico (37-D-04), Desaladora Electrostática.

Para el control del resto del proceso de la planta se dispone de un nodo local de control (DELTA V), ubicado en la sala de control y compuesto por una Estación de trabajo y dos controladores.

Cada equipo de proceso de la planta incluye las salidas de señales analógicas y digitales necesarias para supervisar el funcionamiento de los mismos desde la Cabina de Control, lo cual le permite al operador tomar conocimiento desde la sala de control del estado de todas las variables como estado de marcha/parada

de bombas, alarmas y demás parámetros de los lazos de control y también accionar los arranques de bombas.

Se visualiza en el monitor de la PC de control, el nivel promedio de petróleo y agua en los 03 Tratadores Térmicos. Los valores de set point y valores de activación de alarmas del sistema podrán ser reajustados en forma remota desde la estación de trabajo.

Para la medición de los parámetros en el punto de entrada del crudo a la PTC se cuenta con instrumentación electrónica para la medición del caudal FT-3701 y presión PT-3701. Del medidor FT-3701 se monitorea el flujo volumétrico y la temperatura. Todas las señales están cableadas hasta el DELTA V y se muestran en la Pantalla principal de Tratadores. Se tiene implementado además a partir de estas señales, alarmas por alto y bajo caudal, alta y baja presión. Localmente se mide la presión diferencial en el filtro de ingreso a la planta.

En los Tratadores Térmicos (37-D-01 / 37-D-02 / 37-D-03), para el procesamiento de la información se incluye la siguiente instrumentación:

- Transmisor de caudal de petróleo en colector de descarga.
- Transmisor de nivel continuo de la interfase de agua- petróleo.
- Transmisor de nivel continuo del petróleo en bandeja de rebalse.
- Transmisor de caudal de crudo de entrada.
- Transmisor de temperatura del crudo en los Tratadores.
- Transmisor de temperatura de la chimenea de los Tratadores.
- Transmisor de caudal del gas en colector de descarga.

Todas estas señales están conectadas al DELTA V. La presión de los Tratadores es controlada por la válvula Kimray instalada en la línea de descarga del Desalador Electrostático.

El DELTA V dispone de cinco lazos de control PID:

- Lazo de control de caudal de fluido de entrada a cada tratador a partir del transmisor de caudal. El elemento final de control será la válvula de control.
- Lazo de control de nivel de interfase agua - petróleo a partir del transmisor de nivel. El nivel de interfase deberá mantenerse al valor SP especificado. El elemento final de control será la válvula de control. El transmisor de nivel medidor también deberá medir el nivel de pelo de líquido.
- Lazo de control de nivel de petróleo en bandeja a partir del transmisor de nivel. El nivel de bandeja deberá mantenerse al valor SP especificado. El elemento final de control será la válvula de control.
- Lazo de control de temperatura del crudo a partir del transmisor de temperatura. La temperatura deberá mantenerse al valor especificado. El elemento final de control será la válvula de control de gas combustible.
- Lazo de control de emergencia de temperatura de chimenea a partir del transmisor de temperatura. El elemento final de control será la válvula de control de gas combustible.

Respecto a los parámetros de control de calidad del crudo, se tienen los siguientes sistemas de control:

- Un medidor de BSW (Unidad de Rechazo), el cual mide esta seteado al valor de BSW de 0.25%. El punto de medición de este parámetro es al final del proceso, cuando el crudo va ser transferido a la refinería. En caso las especificaciones del crudo estén por encima de las especificaciones requeridas, el fluido ira a un tanque de almacenamiento para su reproceso en los tratadores térmicos. Este medidor (salida analógica 4-20 mA) esta enlazado al DELTA V establecerá un lazo de control de la calidad del crudo ON-OFF.
- Puntos de muestreo para diferentes niveles en cada Tratador Térmico y el Desalador Electrostático, con lo cual el operador lleva a cabo periódicamente muestreos para ser analizados en campo y/o laboratorio,

y así verificar el normal proceso del tratamiento. Los parámetros a controlar son principalmente corte de agua y/o BSW.

- Visor de nivel de los fluidos en todos los tratadores térmicos y desalador electrostático. Esto permite al operador de campo verificar el nivel de la interfase agua-crudo y también el nivel de pelo de liquido (nivel de crudo). Este visor es de una material completamente transparente y de fácil mantenimiento.
- Puntos de muestreo de los fluidos a la salida de cada uno de los tratadores térmicos, con lo cual el operador de manera periódica toma muestras tanto de crudo, como de agua, y mediante ensayos prácticos de laboratorio verifica que los parámetros de BSW. A la salida del desalador electrostático también se toman muestras para analizar los parámetros de BSW y PTB.

Respecto a las principales perturbaciones que se puedan presentar en el proceso en cada uno de los tratadores térmicos, se llevan a cabo una o varias de las siguientes acciones según sea el caso:

- Variación de calidad del Crudo: verificar los niveles de fluidos dentro de los equipos, regular las válvulas de salida de fluidos, verificar la temperatura del proceso, regular la válvula de gas-combustible, verificación de dosificación química, verificación de la instrumentación y control del proceso, enviar flujo de crudo a reproceso, entre otros.
- Variación de Caudal de Fluidos: verificar los bombeos de baterías y estaciones que alimentan a la PTC, verificar los niveles de fluidos dentro de los equipos, regular las válvulas de salida de fluidos, verificar la temperatura del proceso, regular la válvula de gas-combustible, verificación de dosificación química, verificación de la instrumentación y control del proceso, entre otros.
- Variación de temperatura del proceso: verificar la alimentación de gas-combustible de los quemadores, verificar la salida de gases de

combustión, verificación de caudales de alimentación, verificación de la instrumentación y control del proceso, entre otros.

En la figura 4.1 se puede visualizar la descripción y detalle del proceso inicial:

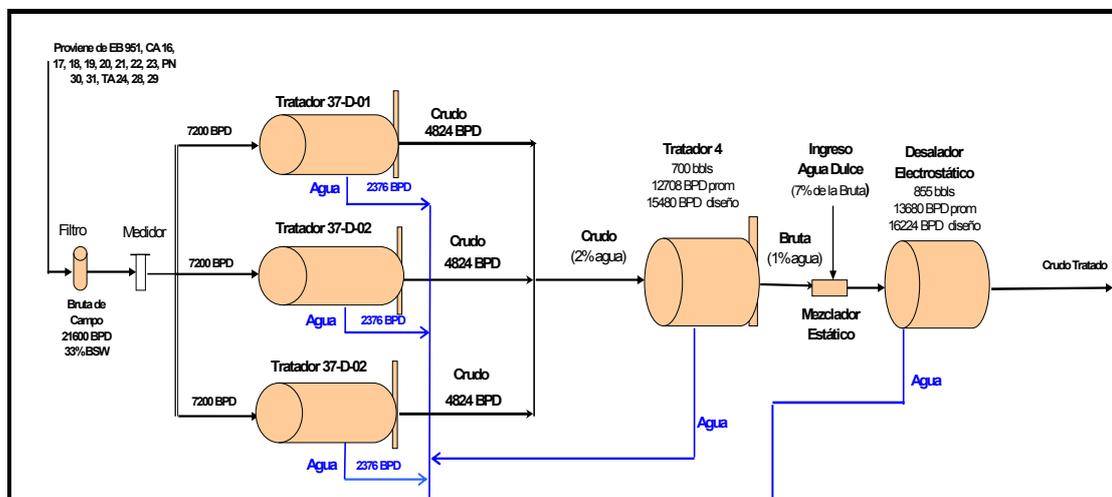


FIGURA 4.1: DIAGRAMA INICIAL DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO

4.2 PROCESO MODIFICADO

Para optimizar el proceso de tratamiento de crudo se deben efectuar las siguientes acciones:

- Modificar la distribución de los tratadores térmicos en la Planta.
- Disponer del 4to tratador térmico como separador de agua libre (Free Water), el cual deberá recibir la producción de campo de las zonas o baterías con mayor corte de agua y emulsiones.
- El crudo obtenido del free water deberá ingresar junto al resto de crudo proveniente de Campo a los 02 tratadores térmicos instalados en paralelo.
- El 3er tratador térmico funcionara como Stand-By.
- Enviar directamente el crudo proveniente de los tratadores térmicos a la desaladora para cumplir con sus especificaciones.
- El agua del free water y de los tratadores térmicos deberán enviarse directamente a la Planta de Inyección de Agua Salada (PIAS).

- Complementar los sistemas de instrumentación y control en los equipos como el caso del free water y desalador electrostático, con el fin de optimizar su operación y mantenimiento.
- Adecuar el manual y procedimiento de Operación y Mantenimiento de la PTC, conforme a las modificaciones realizadas.
- Efectuar la verificación de manera periódica de la operación a través de la herramienta de la simulación del proceso conforme a la data actual e historial de las condiciones de operación del proceso, para verificar la performance de la optimización.
- Capacitación periódica al personal de Operación de la PTC.

Una vez definido los procesos en el sistema de tratamiento de crudo, se pueden elaborar los PDF (diagrama de flujo del proceso) en el simulador a emplear como herramienta de confiabilidad, en la cual se pueden plasmar las condiciones de operación actuales y las requeridas, con el fin de simular el proceso, el cual deberá arrojar valores de condiciones de operación y calidades de productos muy próximos a los reales.

A continuación se describe de manera general el nuevo proceso:

La PTC recibe la producción mediante tres ductos, el primero de Ø8" contiene crudo de Estación 951 y las baterías TA-24, TA-28, TA-29, PN-30 y PN-31; el segundo de Ø4" proveniente de las baterías de Carrizo (CA-16, 17, 18, 19, 20, 21 y 22) y el tercero de Ø4" de la batería CA-23.

La producción proveniente de las baterías de Carrizo, que se encuentra a las condiciones de 35 psig y 90°F con un caudal de 13400 BDP (2,300 BPD de crudo y 11,100 BPD de agua), es enviada a través de una línea de Ø6" a la alimentación del Separador de Agua Libre o Free Water Knockout 37-D-04.

El crudo a la salida del 37-D-04 se envía al cabezal de alimentación de los tratadores de crudo de Ø6", donde se mezcla con los 15000 BDP (14,200 BPD de crudo y 800 BPD de agua) que vienen de la producción de la Estación 951 y

las baterías TA-24, TA-28, TA-29, PN-30, PN-31. La mezcla de estos crudos antes de entrar a los tratadores pasa por el mezclador 37-X-04, donde se mezcla con demulsificantes y rompedores de parafinas.

La mezcla de crudo que alimenta a los tratadores 37-D-01/02 con un caudal de 17,415 BPD (16,501 BPD de crudo y 914 BPD de agua) se calienta hasta 115°F y con la ayuda de aditivos, se rompe la emulsión y se separa el agua presente en el crudo.

El crudo a la salida del 37-D-01 y 37-D-02, por medio de tuberías de Ø6" se conectan al mezclador estático 37-X-02, allí se mezcla con una corriente de 1120 BPD de agua de lavado a 90°F. Mientras tanto, el agua de los tratadores sale por tuberías de Ø4" al cabezal de Ø6" que alimenta al intercambiador de calor agua salada - agua de lavado 37-E-01, donde el agua fresca o agua dulce proviene del tanque de agua de lavado a 60°F y se precalienta hasta 90°F enviándose al mezclador. Posteriormente el agua salada a la salida del intercambiador es enviada a la PIAS.

La mezcla de crudo y agua de lavado a la salida del 37-X-02 (17,650 BPD: 16530 BPD de crudo y 1120 BPD de agua dulce de lavado inyectado) alimenta a la desaladora de crudo 37-D-05. El crudo producido con contenido de agua menor o igual a 0,02% y un PTB (Pound per Thousand Barrels) menor a 4 se envía al tanque de crudo tratado 37-T-04 por medio de una línea de Ø6". El crudo almacenado es bombeado hacia la Refinería por medio de las bombas de despacho de crudo 37-P-05 A/B.

El agua removida en la desaladora de crudo 37-D-05 es enviada hacia la Planta de Inyección de Agua Salada (PIAS).

A todos los equipos de la PTC se les deberá verificar la calibración de los sistemas de protecciones para mantener la seguridad del proceso, las

instalaciones, seguridad de las personas y medio ambiente, ante condiciones operativas de riesgo, especialmente cuando se presentan excesos de temperaturas, presiones de trabajo y así como también cuando la calidad de los fluidos es variable. Cada equipo cuenta con válvula de seguridad conectada a la cámara de drenajes, puesta a tierra, área estanca impermeabilizada; la presión del sistema está regulada por una válvula de control ubicada en la línea de descarga de la Desaladora Electrostática.

La instrumentación de todos los equipos principales del proceso deberán estar enlazados al sistema de telesupervisión y Sistema de Control Scada Delta V. Esto incluye que se deben incorporar al sistema de Control y Telesupervisión el Free Water (37-D-04) y la Desaladora Electrostática.

Se debe visualizar en el monitor de la PC de control, el nivel promedio de petróleo y agua en los 03 Tratadores Térmicos, Free Water y Desalador Electrostático. Los valores de set point y valores de activación de alarmas del sistema podrán ser reajustados en forma remota desde la Sala de Control.

Para la medición de los parámetros en el punto de entrada del crudo a la PTC se cuenta con instrumentación electrónica para la medición del caudal FT-3701 y presión PT-3701. Del medidor FT-3701 se monitorea el flujo volumétrico y la temperatura. Todas las señales están cableadas hasta el DELTA V y se muestran en la Pantalla principal de Tratadores. Se tiene implementado además a partir de estas señales, alarmas por alto y bajo caudal, alta y baja presión. Localmente se mide la presión diferencial en el filtro de ingreso a la planta.

En todos los equipos: Free Water (37-D-04), Tratadores Térmicos Operativos (37-D-01 / 37-D-02), Tratador Térmico de Stand-by (37-D-03) y Desalador Electrostático (37-D-05), para el procesamiento de la información se deberá complementar la siguiente instrumentación:

- Transmisor de caudal de petróleo en colector de descarga.

- Transmisor de nivel continuo de la interfase de agua- petróleo.
- Transmisor de nivel continuo del petróleo en bandeja de rebalse.
- Transmisor de caudal de crudo de entrada.
- Transmisor de temperatura del crudo en los Tratadores.
- Transmisor de temperatura de la chimenea de los Tratadores.
- Transmisor de caudal del gas en colector de descarga.

Todas estas señales deberán estar conectadas al DELTA V. La presión del Free Water, Tratadores Térmicos y Desalador Electrostático es controlada por la válvula Kimray instalada en la descarga del Desalador Electrostático.

El DELTA V dispone de cinco lazos de control PID para los equipos:

- Lazo de control de caudal de fluido de entrada a partir del transmisor de caudal. El elemento final de control será la válvula de control.
- Lazo de control de nivel de interfase agua - petróleo a partir del transmisor de nivel. El nivel de interfase deberá mantenerse al valor SP especificado. El elemento final de control será la válvula de control. El transmisor de nivel medidor también deberá medir el nivel de pelo de líquido.
- Lazo de control de nivel de petróleo en bandeja a partir del transmisor de nivel. El nivel de bandeja deberá mantenerse al valor SP especificado. El elemento final de control será la válvula de control.
- Lazo de control de temperatura del crudo a partir del transmisor de temperatura. La temperatura deberá mantenerse al valor especificado. El elemento final de control será la válvula de control de gas combustible.
- Lazo de control de emergencia de temperatura de chimenea a partir del transmisor de temperatura. El elemento final de control será la válvula de control de gas combustible.

Respecto a los parámetros de control de calidad del crudo, se tienen los siguientes sistemas de control:

- Un medidor de BSW (Unidad de Rechazo), el cual mide esta seteado al valor de BSW de 0.25%. El punto de medición de este parámetro es al final del proceso, cuando el crudo va ser transferido a la refinería. En caso las especificaciones del crudo estén por encima de las especificaciones requeridas, el fluido ira a un tanque de almacenamiento para su reproceso en los tratadores térmicos.
- Puntos de muestreo para diferentes niveles en el Free Water, Tratadores Térmicos y el Desalador Electrostático, con lo cual el operador lleva a cabo muestreos de manera periódica para ser analizados en campo y/o laboratorio. El parámetro a controlar es principalmente %corte de agua.
- Visor de nivel de los fluidos en el Free Water, Tratadores Térmicos y Desalador Electrostático. Verificar el nivel de la interfase agua-crudo y también el nivel de pelo de liquido (nivel de crudo).
- Puntos de muestreo de los fluidos a la salida del Free Water, Tratadores Térmicos y Desalador Electrostático, con lo cual el operador de manera periódica toma muestras, y mediante ensayos prácticos de laboratorio verifica que los parámetros de BSW y PTB según sea el caso.

Respecto a las principales perturbaciones que se puedan presentar en el proceso en el Free Water y Tratadores Térmicos, se deben considerar una o varias de las siguientes acciones según sea el caso:

- Variación de calidad del Crudo (Free Water): verificar los niveles de fluidos dentro del equipo, regular las válvulas de salida de fluidos, verificar la temperatura del proceso y de ser necesario activar los quemadores para mejorar la temperatura de tratamiento, verificación de dosificación química, verificación de la instrumentación y control del proceso, etc.
- Variación de calidad del Crudo (Tratadores Térmicos): verificar los niveles de fluidos dentro de los equipos, regular las válvulas de salida de fluidos, verificar la temperatura del proceso, regular la válvula de gas-combustible, verificación de dosificación química, verificación de la instrumentación y control del proceso, entre otros.

- Variación de Caudal de Fluidos: verificar los bombes de baterías y estaciones que alimentan a la PTC, verificar los niveles de fluidos dentro de los equipos, regular las válvulas de salida de fluidos, verificar la temperatura del proceso, regular la válvula de gas-combustible, verificación de dosificación química, verificación de la instrumentación y control del proceso, entre otros.
- Variación de temperatura del proceso (Tratadores Térmicos): verificar la alimentación de gas-combustible de los quemadores, verificar la salida de gases de combustión, verificación de caudales de alimentación, verificación de la instrumentación y control del proceso, entre otros.

En la figura 4.2 se muestra el diagrama y detalle del proceso modificado:

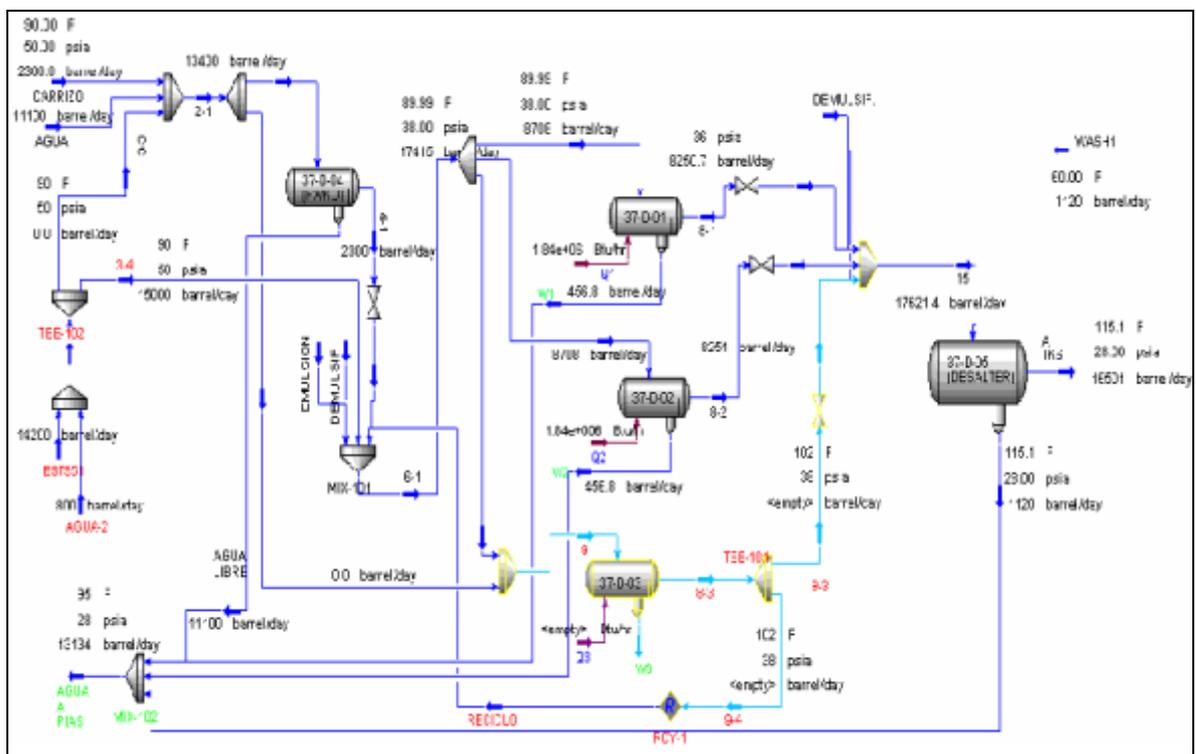


FIGURA 4.2: DIAGRAMA MODIFICADO DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO

4.3 VERIFICACION DEL DISEÑO - NORMA API 12L

Se debe considerar los siguientes detalles para la verificación de los diseños:

- Datos de dimensiones reales de los equipos del proceso.
- Proceso actual: se utilizaron los datos de condiciones de operación reales previo a la optimización.
- Proceso modificado: se utilizaron los datos de las condiciones de operación según proyección de producción para la simulación del nuevo proceso y valores del estándar de la Norma API 12L.
- Todos los cálculos que se desarrollaron han sido elaborados en base a lo indicado en el APPENDIX D (Design and Sizing Calculation) y el APPENDIX E (Example Calculation), ambos contenidos dentro de la Norma API 12L.

En la tabla 4.1 se indican las principales dimensiones de tamaño de cada uno de los equipos del proceso de la PTC:

TAG N°	EQUIPO	FUNCION EN EL PROCESO	Dimensiones
			(D x L) pies
37-D-01	TRATADOR TÉRMICO	TRATADOR TÉRMICO EN OPERACIÓN	10 x 40
37-D-02	TRATADOR TÉRMICO	TRATADOR TÉRMICO EN OPERACIÓN	10 x 40
37-D-03	TRATADOR TÉRMICO	TRATADOR TÉRMICO EN STAND-BY	10 x 40
37-D-04	TRATADOR TÉRMICO	SEPARADOR DE AGUA LIBRE	10 x 50
37-D-05	DESALADORA	DESALADORA	10 x 60

TABLA 4.1: DIMENSIONES DE EQUIPOS DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE CRUDO

Conforme a la nueva distribución de equipos y las nuevas condiciones de operación para el manejo de caudales de crudo a tratar en la PTC, se indican a continuación en la tabla 4.2, los valores de los flujos de salida en cada uno de los equipos obtenidos de la simulación del proceso:

TAG N°	FUNCIÓN	Crudo (BPD)	Agua (BPD)	TOTAL (BPD)
37-D-04	SEPARADOR AGUA LIBRE	2,300.00	11,100.00	13,400.00
37-D-01	TRATADOR TÉRMICO EN OPERACIÓN	8,251.00	457	8708
37-D-02	TRATADOR TÉRMICO EN OPERACIÓN	8,251.00	457	8708
37-D-03	TRATADOR TÉRMICO EN STAND-BY	0	0	0
SUB-TOTAL TRATADORES TÉRMICOS		16,502.00	914	17,416.00
37-D-05	DESALADORA	16502	1120	17622

TABLA 4.2: CAUDALES DE DISEÑO DE OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROCESO

4.3.1 Verificación de Presiones de Diseño y Operación:

Según los data sheet del Free Water y Tratadores Térmicos, los equipos han sido diseñados según el API 12L para operar hasta una presión máx. de 50 psi. En el proceso inicial podemos verificar que las condiciones operación están dentro del rango de 18 – 35 psi, y en el proceso modificado verificamos que la presión máxima de operación no supera los 38 psi, con lo cual conforme a las dimensiones de los tratadores horizontales, verificamos que tanto en el proceso inicial, como en el proceso modificado, se cumple con lo establecido en la Norma API 12L (ver tabla 4.3):

TAG N°	EQUIPO	Dimensiones (D x L) pies	Presiones Operación (psi)		
			Proceso Inicial	Proceso Modificado	Diseño según Norma API 12L
37-D-04	TRATADOR TERMICO O FREE WATER	10 x 50	18 - 35	Max. 38	Max. 50
37-D-01	TRATADOR TÉRMICO EN OPERACIÓN	10 x 40	18 - 35	Max. 36	Max. 50
37-D-02	TRATADOR TÉRMICO EN OPERACIÓN	10 x 40	18 - 35	Max. 36	Max. 50
37-D-03	TRATADOR TÉRMICO EN STAND-BY	10 x 40	18 - 35	Max. 36	Max. 50
37-D-05	DESALADORA ELECTROSTATICA	10 x 60	18 - 35	Max. 28	Max. 50

TABLA 4.3: VERIFICACION DE PRESIONES DE OPERACIÓN Y DISEÑO SEGUN NORMA API 12L

4.3.2 Verificación de Volumen de Retención en el Free Water:

Para el Free Water (37-D-04) consideramos los valores de caudales a manejar aplicando sus respectivos porcentajes, según se indica a continuación en la tabla 4.4:

FWKO (37-D-04)		
	CARRIZO	%
CRUDO	2300	17.2%
AGUA	11100	82.8%
TOTAL	13400	100.0%

TABLA 4.4: CAUDALES DE DISEÑO DEL FREE WATER

Asimismo según la Norma API 12L se indican los rangos de tiempos de retención (o tiempos de residencia) recomendados en los equipos para los fluidos a tratar, lo cual se puede ver en la tabla 4.5:

ITEM	FLUIDOS	TIEMPOS DE RETENCION SEGUN NORMA API 12L	
		MIN.	MAX.
1	CRUDO (MENOR DENSIDAD)	30 min.	100 min.
2	AGUA (MAYOR DENSIDAD)	15 min.	30 min.

TABLA 4.5: TIEMPOS DE RETENCION RECOMENDADOS SEGÚN NORMA API 12L

Asumimos los tiempos de residencia para cada fluido, por lo cual para el crudo en 100 min. y el agua en 30 min. Luego hacemos el cálculo del volumen de retención con los caudales del free wáter y hacemos la comparación con lo especificado en la Norma API 12L, según la tabla 4.6:

Fluidos	Tiempo Residencia (minutos)	Volumen de Retencion (bbls)	
		Calculado	Segun Norma API 12L (Table E-1)
Crudo	100	159.7	351.8
Agua	30	231.3	227.2

TABLA 4.6: VOLUMENES DE RETENCION SEGÚN CALCULO Y NORMA API 12L

Cabe indicar que los valores de la Norma API 12L están referidos según las dimensiones del equipo (10' x 50'), con lo cual se puede verificar que en el Free Water se puede obtener agua libre y con bajo contenido de aceite debido a que cumple con las recomendaciones de la Norma API 12L referente a los volúmenes de retención para el agua, el cual según el proceso ira a la PIAS para su tratamiento final. Ahora referente al crudo, se puede verificar que dicho fluido se espera tenga un BSW no adecuado (pero mucho menor que al ingreso del Free Water), por lo cual requerirá una etapa más de tratamiento a través de los tratadores térmicos (37-D-01 / 37-D-02).

4.3.3 Verificación de Volúmenes de Retención en los Tratadores:

Para los equipos (37-D-01 / 37-D-02 / 37-D-03) consideramos los caudales para el diseño del proceso modificado, según se indica en la tabla 4.7:

FLUIDOS	CAUDALES (BPD)				%
	TOTAL	37-D-01	37-D-02	37-D-03	
Oil	16,502	8,251	8,251	0	94.8%
Water	914	457	457	0	5.2%
Total	17,416	8,708	8,708	0	100.0%

TABLA 4.7: CAUDALES DE DISEÑO DE LOS TRATADORES TERMICOS

Asimismo, según los rangos de tiempos de retención de la tabla 4.5 conforme a la Norma API 12L, asumimos los tiempos de residencia para el crudo en 60 min.

(1 hora) y el agua en 30 min. Luego hacemos el cálculo del volumen de retención con los caudales de los tratadores térmicos y hacemos la comparación con lo especificado en la Norma API 12L, según la tabla 4.8:

Fluidos	Tiempo Residencia (minutos)	Volumen de Retencion (bbls)			
		Calculado 37-D-01	Calculado 37-D-02	Calculado 37-D-03	Segun Norma API 12L (Table E-1)
Crudo	60	343.8	343.8	0.0	284.7
Agua	30	9.5	9.5	0.0	183.9

TABLA 4.8: VOLUMENES DE RETENCION DE TRATADORES SEGÚN CALCULO Y NORMA API 12L

Cabe indicar que los valores de la Norma API 12L están referidos según las dimensiones de los tratadores térmicos horizontales (10' x 40'), con lo cual se puede verificar que dichos equipos pueden operar con volúmenes de retención para el crudo mayores a lo especificado en el Standart e incluso si se considera el tiempo de residencia máx. de la Norma API 12L para el crudo, podría aun mas mejorar su capacidad de tratamiento, para obtener una optima calidad de crudo previo a su ingreso a la desaladora electrostática.

Con dichos parámetros se hizo la simulación del proceso para obtener los valores de los niveles de los fluidos referentes a la altura (diámetro) de los equipos obteniendo los resultados en la siguiente figura 4.3:

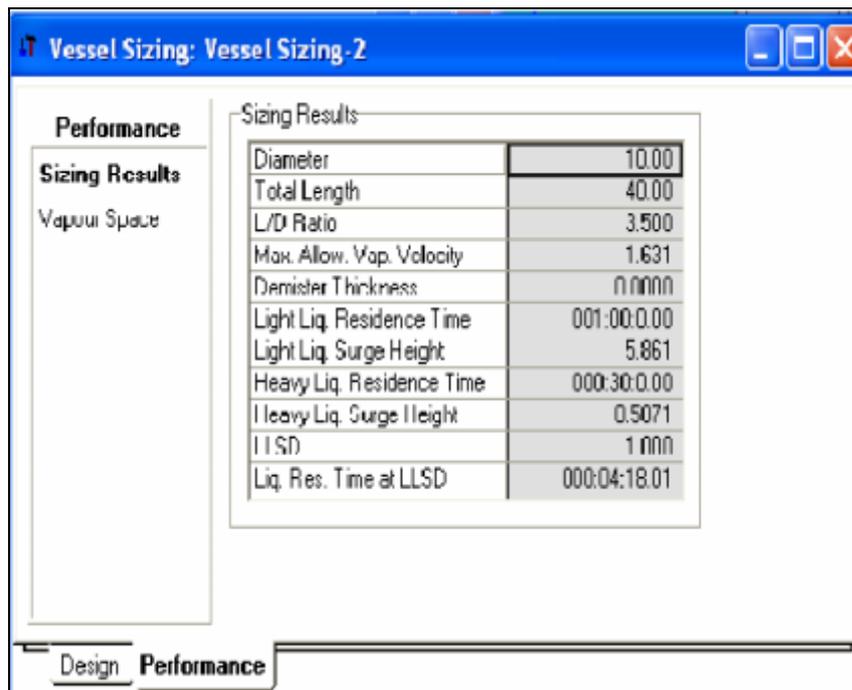


FIGURA 4.3: DIAGRAMA DE SIMULACION DE ALTURAS DE FLUIDOS

Con lo cual se hace la comparación referente a las condiciones actuales de operación referente a los niveles, obteniendo así la tabla 4.9:

NIVELES INTERNOS	TIEMPOS DE RETENCION	NIVELES DE FLUIDOS (PIES)	
		CALCULADA	ACTUAL
LLSH (Crudo)	60 min.	5.9 (nivel crudo)	4.4 (nivel crudo)
		6.4 (nivel total)	9.0 (nivel total)
HLSH (Agua)	30 min.	0.5	4.6
SV (Espacio de vapor)	-	3.6	1.0
Altura Total Tratador Horizontal (pies)	-	10.0	10.0

TABLA 4.9: VERIFICACION DE NIVELES DE FLUIDOS SEGUN CALCULO Y CONDICIONES ACTUALES

Los resultados indican que el recipiente existente dispone de las alturas y espacios suficientes para poder operar en el nuevo proceso, debido a que el nivel de agua requerido está muy por debajo del proceso actual, el cual podría ser adaptado para operar un valor de nivel de crudo más alto, y cumplir por

encima del estándar requerido por la Norma API 12L referente al volumen de retención. Asimismo el nivel total de proceso actual está por encima del valor requerido para el nuevo proceso, lo cual indica que los tratadores térmicos podrían operar con un mayor tiempo de residencia respecto al requerido, y así optimizar mejor el nuevo proceso.

4.3.4 Verificación de los quemadores en los Tratadores Térmicos:

Determinamos la capacidad máxima de diseño del quemador con el método de la Norma API 12L (5.2 Firebox Rating / 5.3 Firetube Heat Flux / Table 3 Typical Firebox Rating), para lo cual:

Dimensiones de la Caja de Fuego: 24" x 23' = 2' x 23'

Área de la tubo de fuego: 3.1416 x 2' x 23' x 2 = 289 ft²

Densidad máxima de calor por área (API 12L) = 10,000 BTU/ h.ft²

Máxima capacidad del tubo de fuego = 2.89 MMBTU/h

Cálculo del calor total requerido por los fluidos:

$$Q = W_o C_o \Delta t + W_w C_w \Delta t = 1458 * W * \Delta t (X_o * S_o * C_o + X_w)$$

Donde:

Q_T : Calor total requerido por los fluidos para un calentar un Δt

W_o : Caudal de aceite (8,251 BPD)

W_w : Caudal de agua (457 BPD)

C_o : Calor específico del crudo de 32 – 35 API (0.52 BTU / Lb – °F)

C_w : Calor específico del agua (1.0 BTU / Lb – °F)

Δt : Diferencial de temperatura (115 °F - 90 °F = 25 °F)

Cálculo del calor perdido por el sistema al medio ambiente:

$$Q_p = K \times D \times L \times (T_2 - T_a)$$

Donde:

Q_p : Calor perdido (BTU/hr)

K : Constante

15.7 para 20 mph viento

13.2 para 10 mph viento

9.8 para 5 mph viento

9.3 para aire quieto

D: Diámetro del tratador (ft)

L: Longitud de la coraza (ft)

T₂: Temperatura de tratamiento (°F)

T_a: Temperatura de ambiente (°F)

Con lo cual se efectúan los cálculos en las unidades respectivas, obteniendo los resultados en la tabla 4.10:

QUEMADOR DE UN TRATADOR TERMICO	CALOR EN QUEMADORES (MM.Btu/hr)	
	37-D-01/02	37-D-03
	EN PARALELO	STAND-BY
Duty en Tratador ($Q_t = m \cdot C_p \cdot (T_2 - T_1)$)	1.31	0
Pérdidas $Q_t = K \cdot D \cdot L \cdot (T_2 - T_1)$	0.24	0
TOTAL	1.55	0
Eficiencia (%)	0.7	0.7
Calor total Liberado	2.21	0

TABLA 4.10: DETERMINACION DEL CALOR TOTAL REQUERIDO EN EL PROCESO MODIFICADO

Con lo cual el quemador tiene la capacidad adecuada, ya que se considera que estaría operando con una eficiencia del 70%, lo cual es una eficiencia baja para este tipo de equipos, y además que el calor total de 2.21 MM.BTU/hr es menor que el calor que puede proporcionar el quemador 2.89 MM.BTU/hr, por lo que se verifica que el diseño cumple lo especificado y requerido por la Norma API 12L.

CAPITULO V

5. METODOLOGIA DE CONTROL EN EL PROCESO

Para poder definir una adecuada metodología de control en el proceso se debe considerar: Selección del sistema de control, Control de sistemas de drenajes, Monitoreo de calidad y Mantenimiento de equipos.

5.1 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL

Para poder seleccionar un adecuado sistema de instrumentación y control, es necesario definir: variables del proceso, rangos de condiciones de operación, calidad de los fluidos, confiabilidad y precisión, tecnología de supervisión. Con ello se debe definir el tipo de instrumentación y control a seleccionar en base a las especificaciones técnicas de las mismas, recomendaciones de especialistas de ingeniería de control y el costo asociado. En la figura 5.1 se muestra el esquema típico del sistema de control en el tratador térmico según las recomendaciones de la norma API 12L:

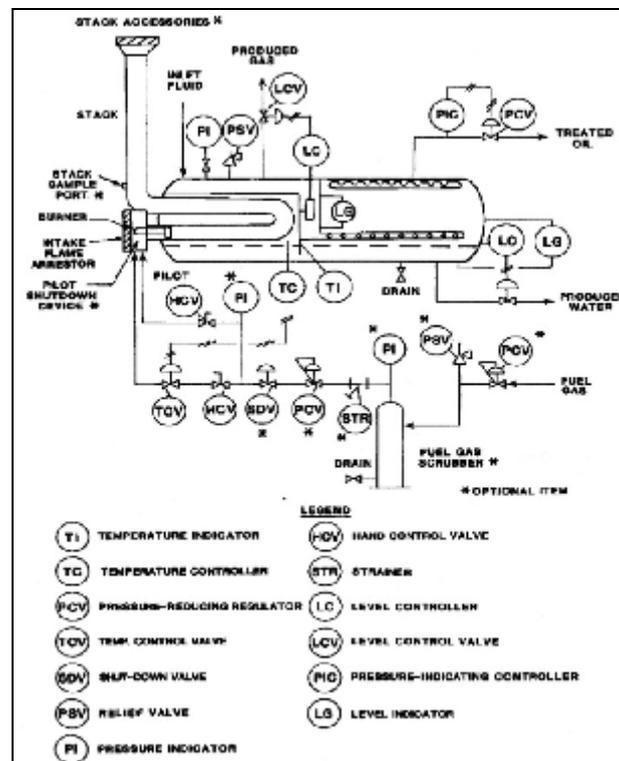


FIGURA 5.1: SISTEMA DE CONTROL EN EL TRATADOR TERMICO

5.2 CONTROL EN SISTEMA DE DRENAJES

Los equipos de procesos, deben tener un mecanismo de drenajes para la eliminación de los fluidos que se van acumulando en el fondo de los recipientes, los cuales contienen a las partículas contaminantes, que deben ser tratados en otra etapa y sistema. El drenaje debe estar controlado por la calidad de los fluidos en el recipiente a diferentes niveles de referencia

5.3 MONITOREO DE CALIDAD DE LOS FLUIDOS

La calidad de los fluidos a la salida del sistema de tratadores de crudo debe estar monitoreada por mecanismos de control y válvulas reguladoras. Estos mecanismos de monitoreo de calidad deberán estar ligadas de modo manual o automático a las condiciones de operación del sistema.

5.4 MANTENIMIENTO DE EQUIPOS

Los periodos de mantenimiento de los equipos deben estar definidos por el grado de ensuciamiento interno, corrosión de equipos, mantenimiento y calibración de instrumentación, entre otros.

Los equipos de tratamiento de crudo deben tener incorporados mecanismos a presión de agua (SAND JET) que complementen el sistema de limpieza mecánico convencional, para retirar de manera rápida y efectivas los residuos acumulados en el fondo. Estos sistemas ayudan a que el periodo de mantenimiento por limpieza interna del recipiente disminuya.

5.5 FILOSOFIA DE OPERACIÓN Y CONTROL

Con la finalidad de manejar de manera confiable el proceso de tratamiento de crudo en la PTC, a continuación se describe de manera general el procedimiento de filosofía de operación y control del proceso modificado (referencia ver Anexo III – Diagrama de Tuberías e Instrumentación P&ID):

Facilidades de entrada

Las facilidades de entrada consisten en:

Un cabezal de recolección de la producción, proveniente de la Estación 951 y las Baterías TA-24, TA-28, TA-29, PN-30 y PN-31. Esta alimentación se envía a los tratadores 37-D-01, 37-D-02 y 37-D-03, pero antes de llegar a los tratadores esta mezcla pasa por un medidor del tipo coriolis FQIT y luego por uno del tipo turbina FQIT-3740, con señales a la sala de control.

El cabezal de recolección Carrizo Ø6", recibe la producción proveniente de las baterías CA-16, CA-17, CA-18, CA-19, CA-20, CA-21, CA-22 y CA-23. Esta alimentación se envía al separador de agua libre 37-D-04, pero antes esta mezcla pasa por una válvula reguladora presión PCV-5001, la cual regula la presión aguas abajo, luego esta corriente se hace pasar por un medidor del tipo turbina FT-3702 y un medidor del tipo coriolis FQIT-3741, cuyas señales serán enviadas a la sala de control.

Primera Etapa de Tratamiento de Crudo (Separador de Agua Libre 37-D-04, Tratadores de Crudo 37-D-01, 37-D-02 y 37-D-03).

La primera etapa de tratamiento consiste en un separador de agua libre 37-D-04 y dos tratadores de crudo 37-D-01 y 37-D-02 alineados en paralelo (el tratador 37-D-03 trabaja como respaldo de los tratadores 37-D-01/02).

La función del separador de agua libre es favorecer la separación de agua libre presente en la mezcla proveniente del área de Carrizo. Este separador tiene un deflector a la entrada que permite que el fluido alimentado rápidamente se coloque en contacto con la interfase de crudo - agua, de esta manera la combinación de crudo más agua se mezcla con el agua libre ubicada en el fondo del recipiente antes de alcanzar la zona de interfase. Este proceso conocido como lavado con agua favorece la coalescencia de las gotas de agua dispersas en la fase continua de hidrocarburos. El deflector de entrada asegura que el poco gas presente en la alimentación sea arrastrado por el líquido y el lavado con agua asegura que los líquidos no sean arrastrados en la interfase gas – líquido o en la interfase crudo – agua. La sección de coalescencia de

líquidos del separador de agua libre provee un tiempo de residencia suficiente para que el crudo y la emulsión forme una capa sobrenadante en la superficie de líquidos dentro del recipiente. El agua libre se asienta en la parte inferior del recipiente. Un vertedero divide al recipiente en dos secciones y permite el paso hacia la segunda sección donde se controla el nivel y drenado del crudo limpio. El agua libre se asienta en la parte inferior de la primera sección del recipiente donde se controla su nivel y permite su drenado del recipiente.

El nivel normal de la interfase entre crudo y emulsión se mantiene en 60 pulgadas. El crudo y emulsión sobrenadante que se remueve en el 37-D-04, se envía para su tratamiento por una tubería de Ø6" hacia el mezclador 37-X-04 y luego a los tratadores de crudo 37-D-01, 37-D-02 y 37-D-03. El nivel normal de agua se mantiene en 56,5 pulgadas. El agua libre que se drena del 37-D-04, se envía para su tratamiento por la tubería de Ø6" hacia la Planta de Tratamiento e Inyección de Agua Salada PIAS. El crudo proveniente de las estación 951 y las baterías TA-24, TA-28, TA-29, PN-30 y PN-31 se mezcla con el crudo que sale del tratador 37-D-04 antes de entrar a los tratadores. La mezcla de crudo antes de ser alimentada a los tratadores pasa por el mezclador 37-X-04, donde se le incorpora demulsificantes y rompedor de parafinas. Los fluidos que ingresan a los tratadores de crudo 37-D-01 y 37-D-02, lo hacen a través de deflectores de flujo, ubicados en la entrada de los recipientes, los cuales direccionan los fluidos hacia la zona de interfase crudo – agua y a las proximidades de la caja de fuego. Aquí el crudo más la emulsión son mezclados con el agua libre del fondo del recipiente, este proceso favorece la coalescencia de las gotas de agua dispersas en la fase continua de hidrocarburos y separa el agua libre presente en la alimentación. El crudo más la emulsión por movimiento ascendente atraviesan la zona de intercambio térmico de la caja de fuego, el incremento de temperatura disminuye la viscosidad del crudo y promueve la aglutinación de las partículas de crudo presentes en la emulsión y favorece el colapso de las partículas de agua dentro de crudo como fase continua. La sección de coalescencia de líquidos del tratador de crudo permite un tiempo de residencia suficiente para que el crudo limpio forme una capa sobrenadante en

la superficie de líquidos dentro del recipiente. Un vertedero divide al recipiente en dos secciones y permite el paso hacia la segunda sección donde se controla el nivel y drenado del crudo limpio. El agua libre se asienta en la parte inferior de la primera sección del recipiente donde se controla su nivel y permite su drenado del mismo.

El nivel normal de crudo limpio se mantiene en 105,5 pulgadas. El crudo limpio que se remueve en los tratadores 37-D-01 y 37-D-02, se envía para su tratamiento por tuberías de Ø6" hacia la desaladora de crudo 37-D-05. El nivel normal de agua se mantiene en 56,5 pulgadas. El agua libre que se drena del 37-D-01 y 37-D-02, se envía por medio de una tubería de Ø6" hacia el intercambiador de calor 37-E-01.

Los instrumentos asociados al Separador de Agua Libre FWKO 37-D-04:

Línea entrada de líquido.-

- El caudal es medido por un elemento primario del tipo ultrasónico (FE-3810), el cual tiene asociado un transmisor (FQIT-3810) que mide el volumen de líquido que entra al recipiente de agua libre 37-D-04. La línea posee una válvula de control de flujo (FCV-3810) y un indicador de presión PI-3814 (manómetro) que mide la presión de la línea para monitoreo local.

Salida de agua y salida de crudo.-

- La cantidad de agua drenada es contabilizada a través de un medidor de caudal del tipo magnético (FQIT-3812) ubicado en la línea de descarga de agua salada del tratador de Ø6".
- Un transmisor electrónico indicador de temperatura TT-3811 el cual monitorea la variable de temperatura dentro del separador de agua libre 37-D-04, este instrumento emite la señal alarma por alta y baja temperatura dentro del recipiente.
- Indicadores de presión local, PI-3810, ubicado en el cuerpo del recipiente, PI-3815, ubicado en la línea de gas combustible, PI-3816 ubicado en la línea de descarga de agua y PI-3817 ubicado en la descarga de crudo.

- Indicadores de temperatura local, TI-3810, ubicada en el cuerpo del recipiente, TI-3817, localizado en la línea de salida de crudo y el TI-3816 se encuentra en la línea de salida de agua.
- La cantidad de crudo a la salida del Free Water se hace de forma indirecta. El total de crudo que ingresa a los tratadores térmicos es la suma del flujo de llegada de la 951 y el crudo resultante de FWKO. Al obtenerse la cantidad de crudo proveniente de la zona 951 por diferencia entre los tratadores térmicos resulta el caudal de crudo del FWKO.
- Un transmisor de nivel de interfase tipo capacitivo (LT-3810B) el cual monitorea la variable de nivel interfase crudo-agua (valor de ajuste 60”), ubicado en la columna de reposo. Este instrumento toma acción sobre el elemento final de control LCV-3810B (tipo modulante, ubicada en la línea de descarga de agua Ø6” (CO-38-003-A1) modulando el paso de aire para que la LCV-3810B se abra o se cierre según sea el requerimiento. La solenoide XY- 3810B está ubicada en la parte superior del elemento final de control y es actuada en caso de una emergencia permitiendo de esta manera que la válvula se vaya a la posición segura.

Este transmisor emite alarmas por alto (LAH-3810B), muy alto (LAHH-3810B), bajo (LAL-3810B) y muy bajo (LALL-3810B) nivel de agua. Cuando se activa la alarma por muy bajo nivel de agua (LALL-3810B) se emite una señal eléctrica de 24 VDC al solenoide XY-3810B para el corte de aire. De esta manera se logra el cierre de la válvula LCV-3810B.

- Un transmisor de nivel tipo radar (LT-3810A) que monitorea la variable de nivel Crudo (valor de ajuste 104”), ubicado en el visor de nivel (LG-3810).
- Interruptor de nivel LSLL-3810A del tipo flotador externo que generan alarmas por muy bajo nivel de crudo (valor de ajuste 76”), tomando acción de cierre sobre el elemento final de control LCV-3810B enviando una señal eléctrica de corte de aire a través de la Solenoide XY-3810B.
- Un transmisor de nivel tipo radar onda guiada (LIT-3811) el cual monitorea la variable de nivel crudo del FWKO (valor de seteo 105.5”, ubicado en la

columna de reposo del cabezal del recipiente). Este instrumento toma acción sobre el elemento final de control LCV-3811 (tipo modulante, ubicada en la línea de descarga de crudo Ø6" (CO-38-005-A1) modulando el paso de aire para que la LCV-3811 se abra o se cierre según sea el requerimiento. La solenoide XY-3811 está ubicada en la parte superior del elemento final de control y es actuada en caso de una emergencia permitiendo de esta manera que la válvula se vaya a la posición segura.

- Este transmisor emite alarma por alto/bajo nivel de crudo (LAL/LAH-3811).
- Interruptores de nivel LSLL-3811 del tipo flotador que generan alarmas por muy bajo nivel de crudo (LALL-3811, con un valor de ajuste 20"), tomando acción de cierre de la alimentación de aire sobre el elemento final de control LCV-3811 enviando una señal eléctrica a la Solenoide XY-3811.
- Interruptores de nivel LSHH-3811 del tipo flotador que generan alarmas por muy alto nivel de crudo (LAHH-3811, con un valor de ajuste 60"), toman acción con el cierre de la alimentación de aire sobre el elemento final de control FCV-3810, ubicada en la línea de alimentación del FWKO Ø6" (CO-38-004-A1), para lo cual envían una señal eléctrica a la Solenoide XY-381. Protección mediante una válvula de seguridad y alivio PVS-3810 del tipo convencional que actuará cuando se alcance la presión de ajuste de 37 psi. aliviando por un instante la sobrepresión del equipo.
- Un transmisor indicador de presión PIT-3812 (ubicado en una columna de reposo) el cual monitorea la variable de presión dentro del separador de agua libre 37-D-04. Este instrumento emite alarma por alta (PAH-3812), muy alta (PAHH-3812), baja (PAL-3812) y muy baja (PALL-3812) presión dentro del recipiente. Cuando el transmisor de presión emite la alarma por muy alta presión (PAHH-3812) toma acción sobre el elemento final de control LCV-3811, la FCV-3810 y la LCV-3810B. Actuando en este en caso sobre las válvulas solenoides permitiendo de esta manera que las válvulas se vayan a la posición segura.

- El nivel de líquido de crudo y agua es monitoreado localmente por medio de los visores de nivel LG-3810/ LG-3811, ubicado en el cuerpo y el cabezal del recipiente respectivamente.
- A la entrada del FWKO se encuentra un sistema de gas de refuerzo, el cual consta de un indicador de presión PI-3813 que se encuentra en la línea 1"-FG-38-001-A1, en la misma también se cuenta con una válvula autoreguladora de presión PRV-3813, con un punto de ajuste de 39 psig.
- A la salida de crudo del FWKO e inmediatamente después de la válvula LCV-3811 se ubicará un medidor de corte de agua en crudo del tipo capacitivo AIT-3821, el cual indicará local y remotamente el porcentaje de volumen de agua en volumen de crudo (%V/V agua en crudo).

En el cuadro 5.1 se detalla la instrumentación del Free Water:

Equipo	Transmisores	Analizador de corte de agua	Válvula de Seguridad	Interruptores de Emergencia	Válvula Reguladora Gas de refuerzo	Elementos Primarios	Indicadores Locales	Elemento Final de Control
37-D-04	LT-3810A LT-3810B LIT-3811 PIT-3812 TT-3810 TT-3811 FQIT-3810 FIQT-3812	AIT-3821	PSV-3810	LSHH-3811 LSLL-3811 LSLL-3810A	PRV-3813	FE-3810 FE-3812	PI-3810 PI-3813 PI-3814 PI-3815 PI-3816 PI-3817 TI-3810 TI-3811 TI-3816 TI-3817 LG-3810 LG-3811	LCV-3810B LCV-3811 FCV-3810 TCV-3810

CUADRO 5.1: INSTRUMENTACION DE FREE WATER - FWKO 37-D-04

En la figura 5.2 se muestra el diagrama P&ID del Free Water FWKO:

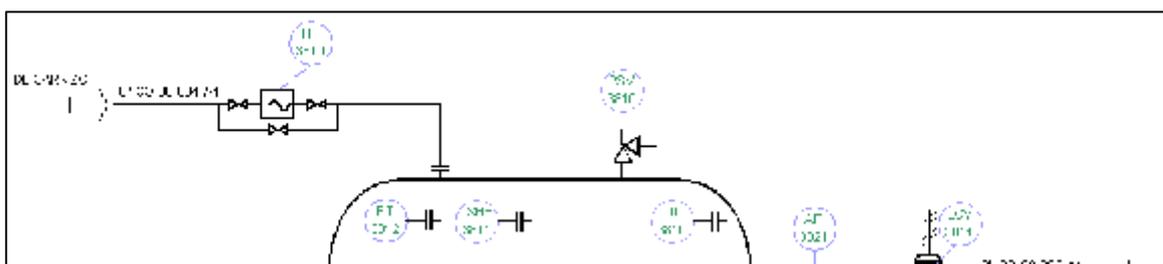


FIGURA 5.2: DIAGRAMA DE TUBERIAS E INSTRUMENTACION DEL FREE WATER

Los instrumentos asociados al tratador de crudo 37-D-01:

- El fluido que alimenta al tratador 37-D-01 es contabilizado a través de un medidor de flujo del tipo vortex ubicado en la línea de alimentación 6"-CO-37-004-A1 (FT-3710) y se controla el flujo por la válvula FCV-3710.
- Un transmisor electrónico de nivel LT-3712 el cual monitorea la variable de nivel de crudo del tratador 37-D-01, este instrumento emite la señal que determina el nivel de crudo en el 37-D-01 (valor de ajuste 105,5"), e inmediatamente envía una señal de control a la válvula LCV-3712.
- Un transmisor electrónico de nivel LT-3711 el cual monitorea la variable de nivel de agua del tratador 37-D-01, este instrumento emite la señal que determina el nivel de agua dentro del 37-D-01 (valor de ajuste 55,6"), e inmediatamente envía una señal de control a la válvula LCV-3711. La cantidad de agua drenada es contabilizada a través de un medidor de flujo del tipo magnético (FT-3712), ubicado en la línea de descarga de agua salada del tratador de 4".
- Protección mediante válvula de seguridad PSV-3711 del tipo convencional que actuará cuando se alcance la presión de ajuste de 45 psig. aliviando por un instante la sobrepresión que se produjo dentro del recipiente.
- Transmisores de temperatura TT-3711 y TT-3713 (este transmisor monitorea la temperatura de los gases de escape), los cuales monitorean

la variable de temperatura de los fluidos dentro del tratador 37-D-01, estos instrumentos emiten la señal que determina el flujo de gas a la caja de fuego del tratador, e inmediatamente envía una señal de control de la válvula TCV-3714. Indicador de presión PI-3711, para la supervisión local de la misma, ubicado en el cuerpo del recipiente.

- Indicador de temperatura TI-3711, ubicada en el cuerpo del recipiente.

En el cuadro 5.2 se detalla la instrumentación del tratador térmico 37-D-01:

Equipo	Transmisor de Nivel / Temperatura	Válvula de Seguridad	Interruptores de Nivel Emergencia	Indicadores locales	Transmisor de Flujo	Elemento Final de Control
37-D-01	LT-3711 LT-3712 TT-3711 TT-3713	PSV-3711	N/A	PI-3711 TI-3711	FT-3710 FT-3712	LCV-3711 LCV-3712 TCV-3714 FCV-3710

CUADRO 5.2: INSTRUMENTACION DE TRATADOR TERMICO 37-D-01

Los instrumentos asociados al Tratador de Crudo 37-D-02:

- El fluido que alimenta al tratador 37-D-02 es contabilizado a través de un medidor del tipo vórtex ubicado en la línea de alimentación 6"-CO-37-005-A1 (FT-3720) y se controla el flujo por la válvula FCV-3720.
- Un transmisor electrónico de nivel LT-3722 el cual monitorea la variable de nivel de crudo del tratador 37-D-02, este instrumento emite la señal que determina el nivel de crudo en el 37-D-02 (valor de ajuste 105,5"), e inmediatamente envía una señal de control a la válvula LCV-3722.
- Un transmisor electrónico de nivel LT-3721 el cual monitorea la variable de nivel de agua del tratador 37-D-02, emite la señal que determina el nivel de agua dentro del 37-D-02 (valor de ajuste 55,6"), e inmediatamente envía una señal de control a la válvula LCV-3721. La cantidad de agua drenada es contabilizada a través de un medidor del tipo magnético ubicado en la línea de descarga de agua salada del tratador (FT-3722).
- Protección mediante válvula de seguridad PSV-3721 del tipo convencional que actuará cuando se alcance la presión de ajuste de 45 psig. aliviando por un instante la sobrepresión que se produjo dentro del recipiente.

- Transmisores de temperatura TT-3721 y TT-3723 (este transmisor monitorea la temperatura de los gases de escape), los cuales monitorean la variable de temperatura de los fluidos dentro del tratador 37-D-02, estos emiten la señal que determina el flujo de gas a la caja de fuego del tratador, y envía una señal de control de la válvula TCV-3724.
- Indicador de presión, PI-3721, ubicado en el cuerpo del recipiente.
- Indicador de temperatura TI-3721, ubicada en el cuerpo del recipiente.

En el cuadro 5.3 se detalla la instrumentación del tratador térmico 37-D-02:

Equipo	Transmisor de Nivel / Temperatura	Válvula de Seguridad	Interruptores de Nivel Emergencia	Indicadores locales	Transmisor de Flujo	Elemento Final de Control
37-D-02	LT-3721 LT-3722 TT-3721 TT-3723	PSV-3721	N/A	PI-3721 TI-3721	FT-3720 FT-3722	LCV-3721 LCV-3722 TCV-3724 FCV-3720

CUADRO 5.3: INSTRUMENTACION DE TRATADOR TERMICO 37-D-02

Los instrumentos asociados al Tratador de Crudo 37-D-03:

- El fluido que alimenta al tratador 37-D-03 es contabilizado a través de un medidor del tipo vórtex ubicado en la línea de alimentación de 6" (FT-3730) y se controla el flujo por la válvula FCV-3730.
- Un transmisor electrónico de nivel LT-3732 el cual monitorea la variable de nivel de crudo del tratador 37-D-03, este instrumento emite la señal que determina el nivel de crudo en el 37-D-03 (valor de seteo 105,5"), e inmediatamente envía una señal de control a la válvula LCV-3732.
- Un transmisor electrónico de nivel LT-3731 el cual monitorea la variable de nivel de agua del tratador 37-D-03, este instrumento emite la señal que determina el nivel de agua dentro del 37-D-03 (valor de seteo 55,6"), e inmediatamente envía una señal de control a la válvula LCV-3731. La cantidad de agua drenada es contabilizada a través de un medidor del tipo magnético ubicado en la descarga de agua salada del tratador (FT-3732).

- Protección mediante válvula de seguridad PSV -3731 del tipo convencional que actuará cuando se alcance la presión de ajuste de 45 psig. aliviando por un instante la sobrepresión que se produjo dentro del recipiente.
- Transmisores de temperatura TT-3731 y TT-3733, en este caso solo el transmisor TT-3733 es el que monitorea la temperatura de los gases de escape e la caja de fuego del tratador 37-D-03 y envía una señal de control de la válvula TCV-3734, y el TT-3731 monitorea la temperatura del tratador y envía la señal a la sala de control.
- Indicador de presión PI-3731, para la supervisión local de la misma, ubicado en el cuerpo del recipiente.
- Indicador de temperatura TI-3731, para la supervisión local de la misma, ubicado en el cuerpo del recipiente.

En el cuadro 5.4 se detalla la instrumentación del tratador térmico 37-D-03:

Equipo	Transmisor de Nivel / Temperatura	Válvula de Seguridad	Interruptores de Nivel Emergencia	Indicadores locales	Transmisor de Flujo	Elemento Final de Control
37-D-03	LT-3731 LT-3732 TT-3731 TT-3733	PSV-3731	N/A	PI-3731 TI-3731	FT-3730 FT-3732	LCV-3731 LCV-3732 TCV-3734 FCV-3730

CUADRO 5.4: INSTRUMENTACION DE TRATADOR TERMICO 37-D-03

La segunda etapa de tratamiento consiste en una desaladora electrostática de crudo 37-D-05. El crudo a la salida de los tratadores 37-D-01 y 37-D-02 se envía al mezclador estático 37-X-02 por una línea de 6", de allí se mezcla con el agua de lavado proveniente del intercambiador de calor 37-E-01.

Sistema de Sand Jet

El sistema de sand jet, se interconecta al sistema de distribución de agua de lavado de la PTC. El área donde se realiza la conexión de ambos sistemas es adyacente al punto de suministro donde la línea de distribución de agua de lavado envía agua al tratador térmico de crudo 37-D-01. El arreglo de tuberías del sistema sand jet, se mantuvo para conservar una velocidad de circulación

de los fluidos de 5 a 12 pie/s en tuberías de línea y velocidades de 2 a 5 pie/s en cabezales de succión y descarga.

El agua proveniente de las bombas 37-P-01A/B es proporcionada al sistema de sand jet por medio de la línea de 3", la cual se conecta con el cabezal de succión de Ø 6 pulgadas que alimenta la succión de las Bombas de Sand Jet 37-P-12 A/B. El cabezal de succión tiene interconexiones con las bombas 37-P-12A y 37-P-12B, por medio de las líneas de 3" respectivamente. La descarga de ambas bombas se conecta el cabezal de descarga de Ø 6 pulgadas y desde allí con la línea de distribución de sand jet de 3 pulgadas. El esquema de operación permite mantener la bomba 37-P-12A (o 37-P-12B) en operación continua en conjunto con la bomba 37-P-12B (o 37-P-12A) las cuales se alternan la condición de respaldo.

Cuando se activa el sistema de sand jet, se requiere regular la presión aguas arriba de los equipos 37-D-01/02/03, 37-D-04 y 37-D-05, a fin de mantener la presión de operación requerida por las boquillas de spray jet en el Separador de Agua Libre FWKO (35 Psig), Tratadores Térmicos de Crudo 37-D-01/02/03 (23 Psig) y Desaladora Electroestática de Crudo 37-D-05 (16 Psig). La presión del agua del sistema de sand jet es regulada por las válvulas ubicadas en cada una de las líneas de alimentación

Sistema de Manejo de Drenajes.

El sistema de manejo de drenajes consiste de: una cámara principal de drenajes y bombas de drenajes

Todos los drenajes de los tratadores de crudo, desaladora de crudo y separador bifásico de alta presión son conducidos por las líneas que van a la cámara principal de drenajes.

CAPITULO VI

6. EVALUACION DE RIESGOS

La seguridad en la operación de los sistemas de procesos es un factor muy importante, lo cual está asociado a una oportuna evaluación de riesgos y la toma de acciones preventivas a implantar.

La evaluación de riesgos es el proceso dirigido a estimar la magnitud de aquellos riesgos que no hayan podido evitarse, obteniendo la información necesaria sobre la necesidad de adoptar medidas preventivas y, en tal caso, sobre el tipo de medidas que deben adoptarse.

Existen riesgos asociados con cualquier actividad, pero no se puede evaluar hasta no haberlos identificado. La identificación implica definir las consecuencias específicas indeseables, características de los materiales, sistemas, procesos que pudieran producir dichas consecuencias.

6.1 GESTION DE RIESGOS

El proceso de gestión de riesgos viene a ser la aplicación sistemática de políticas de gestión, procedimientos y prácticas a las tareas de establecimiento del contexto, identificación, análisis, evaluación, tratamiento, monitoreo y comunicación de los riesgos, con el cual se puede seleccionar e implementar las opciones apropiadas para mitigar el riesgo.

En la figura 6-1, se muestra el esquema general de la gestión de riesgos:

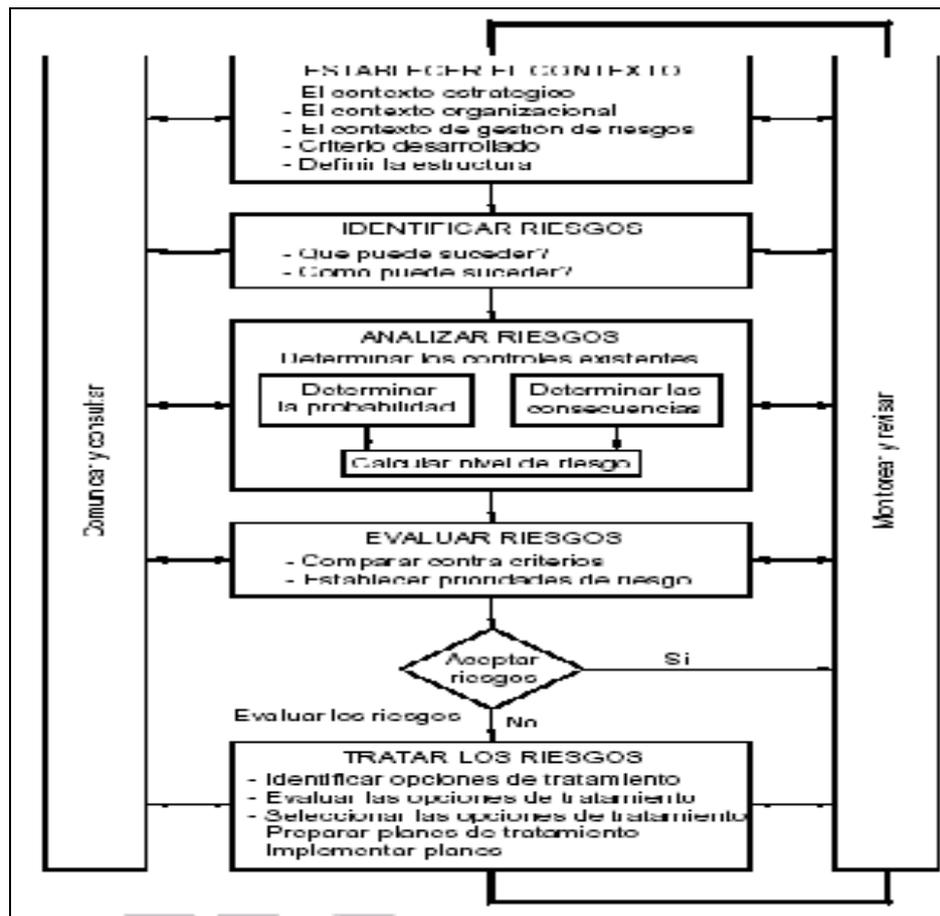


FIGURA 6-1: ESQUEMA GENERAL EN GESTION DE RIESGOS

6.2 PARAMETROS EN ANALISIS DE RIESGOS

El análisis de riesgo está referido al uso sistemático de la información disponible para determinar la frecuencia con la que pueden incurrir eventos especificados y la magnitud de sus consecuencias. Es una herramienta valiosa para generar acciones en forma racional, científica y técnica.

Parámetros generales:

- No dejar de considerar ningún riesgo significativo, ni ninguna mejora viable.
- Tener en cuenta en forma coordinada factores de la condición de trabajo y del acto humano.
- Establecer si en el proceso (equipos y operación) tienen riesgos aceptables o tolerables o no.

- Reducir los riesgos en orden de importancia y viabilidad.

Parámetros específicos:

- Énfasis en accidentes severos.
- Determinar las zonas probables de riesgo.
- Analizar las causas del evento.
- Cumplir los requisitos legales.

En la figura 6.2 se muestra el triangulo de probabilidades estadístico general basado en una acción sistémica:

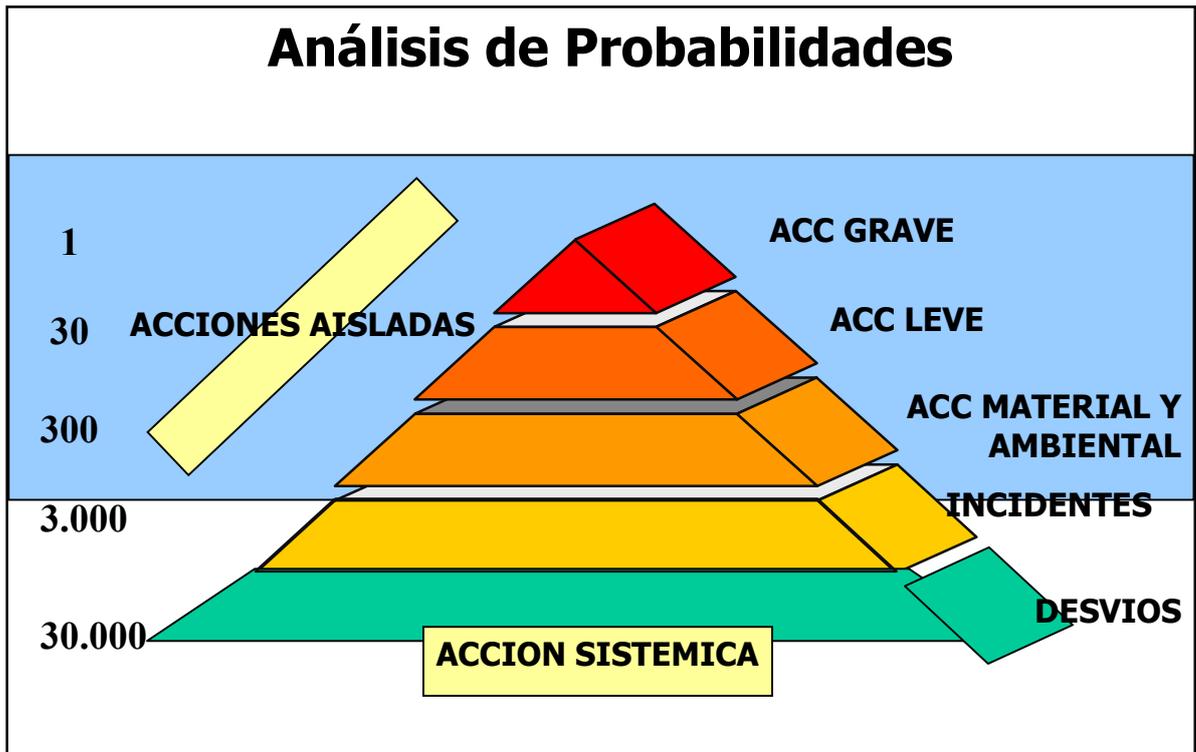


FIGURA 6.2: TRIANGULO DE PROBABILIDADES

6.3 CONSIDERACIONES GENERALES

- Recopilar todos los datos de causas y definir los efectos del estudio.
- Que el estudio sea consistente con el método elegido.
- Disciplina en la identificación y análisis.
- Vista detallada de la Planta.

- Conocimientos suficientes para formular y contestar las preguntas que se realicen dentro del estudio.

6.4 RECURSOS

Grupo multidisciplinario de profesionales dentro de los cuales se debe considerar el siguiente esquema:

- Director – Moderador
- Secretario.
- Ingeniero de Procesos, Ingeniero de Proyectos, Ingeniero de Operación.
- Especialistas: Materiales, Ing. de Seguridad, Otros expertos.

6.5 DOCUMENTACION REQUERIDA

Referido a tener disponible la información básica para desarrollar el análisis o estudio, dentro del cual se puede considerar la siguiente información:

PROCESO

- Diagramas y descripción.
- Instrucciones y manuales de operación
- Descripción de los sistemas de control y alarmas.
- Hojas de seguridad.
- Servicios que contribuyen al proceso, su termoquímica, termocinetica, etc.

EQUIPOS

- Especificaciones técnicas.
- Planos
- Materiales.

SEGURIDAD

- Normas legales y reglamentos relativos.
- Requisitos legales, niveles de exposición a riesgos ocupacionales.
- Normas internacionales y/o de distintos sectores industriales.

- Instrucciones de uso y mantenimiento de maquinas y equipos.
- Clasificación de las actividades de trabajo.
- Incidentes.
- Accidentes previos.
- Entre otros

6.6 METODOS DE ANALISIS DE RIESGOS

Se pueden clasificar principalmente en los métodos: cualitativos, semicuantitativo y cuantitativos:

6.6.1 Métodos Cualitativos

El análisis cualitativo emplea formas y escalas descriptivas para describir la magnitud de las consecuencias potenciales y la posibilidad de que estas consecuencias ocurran. Su objetivo es identificar los riesgos, efectos y causas. Esta metodología se emplea principalmente:

- Como una actividad inicial de preselección para identificar los riesgos que necesitan un análisis más detallado.
- Cuando el nivel de riesgo no justifica el tiempo y esfuerzo requerido para un análisis más completo.
- Cuando los datos numéricos disponibles son inadecuados para un análisis cuantitativo.

Las principales metodologías de análisis cualitativo de riesgos son:

- Panorama de factores de riesgos.
- Análisis histórico de riesgos.
- Listas de chequeo.
- Análisis de seguridad en el trabajo.
- What if (que pasa si...?)
- Análisis de modo de fallos y sus efectos (FEMA).
- HAZOP.
- Árbol de fallos (FTA)

- Árbol de sucesos (ETA).
- Análisis de causas y consecuencias.

6.6.2 Métodos Semi-Cuantitativos

En análisis semi-cuantitativos, a las escalas cualitativas se les asigna valores. Se emplean índices globales de potencial de riesgo estimado a partir de las estadísticas de instalaciones semejantes o de disposición general.

Estos métodos son útiles para concluir comparaciones entre: distintas instalaciones existentes, en una misma instalación antes y después de modificaciones, entre procesos diferentes ligados a un mismo fin, entre alternativas de diseño, etc.

Entre las más importantes se pueden mencionar:

- Análisis de riesgo con evaluación del riesgo intrínseco.
- Análisis de los modos de fallos, efectos y criticidad (FEMAC).
- Método de Dow: Índice de fuego y explosión.
- Método de ICI: Índices de Mond.

6.6.3 Métodos Cuantitativos

En este método se emplean valores numéricos tanto para las consecuencias como para la probabilidad se emplean datos de una variedad de distintas fuentes. Su objetivo es determinar términos probabilístico. Incluye un análisis crítico con cálculos y estructuras para establecer la probabilidad de sucesos complejos.

Dentro de los principales métodos se pueden mencionar:

- Análisis cuantitativo mediante árboles de fallo (FTA).
- Análisis cuantitativo mediante árboles de sucesos.
- Análisis cuantitativo de causas y consecuencias.

6.7 EVALUACION GENERAL DE RIESGOS

6.7.1 Severidad del Daño

Para determinar el potencial de severidad debe de considerarse:

- Partes del cuerpo que se verán afectadas.
- Naturaleza del daño graduándolos y clasificándolos.

6.7.2 Probabilidad del Daño

La probabilidad de que ocurra el daño se puede graduar desde baja hasta alta con el siguiente criterio:

- Probabilidad alta: el daño ocurrirá siempre o casi siempre.
- Probabilidad media: el daño ocurrirá en algunas ocasiones.
- Probabilidad baja: el daño ocurrirá raras veces.

La evaluación de riesgos debe efectuarse con el fin de diseñar, mantener o mejorar los controles de riesgo. Es necesario contar con un procedimiento para planificar la implantación de las medidas de control que sean precisas después de la evaluación. Se muestra en la figura 6.3 el ciclo de acciones:

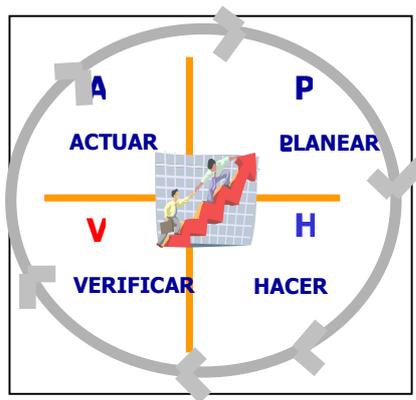


FIGURA 6-3: CIRCULO DE ACCIONES

Se muestra en la Tabla 6.1 una tabla de recomendaciones sobre la aplicación de metodologías en los análisis de riesgos según las fases de un proyecto:

FASE DEL PROYECTO O INSTANCIA DE ANALISIS	CHECK LIST	ANALISIS PRELIMINAR DE PELIGROS PHA	WHAT-IF	HAZOP	FMEA	ARBOL DE FALLAS	ARBOL EVENTOS
DEFINICIÓN DEL PROCESO		X	X				
PLANTA PILOTO	X	X	X				
PROYECTO BÁSICO	X	X	X	X	X	X	X
PROYECTO DE DETALLE	X	X	X	X	X	X	X
EJECUCIÓN DE OBRA E INICIO	X		X				
OPERACIÓN NORMAL	X		X	X	X	X	X
MODIFICACIONES	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIO DE INCIDENTES			X	X	X	X	X
DESMANTELAMIENTO O ABANDONO DEL PROCESO	X		X				

TABLA 6.1: TABLA DE APLICACIÓN DE METODOLOGIAS DE ANALISIS DE RIESGO

De los métodos aplicados en el proceso se ha seleccionado evaluar el análisis de riesgo utilizando la metodología HAZOP, para lo cual se debe de:

- Formar un equipo multidisciplinario conocedores de la metodología, proceso, instalaciones, entre otros.
- Disponer del diagrama de instrumentación y control del proceso (P&ID).
- Seleccionar los nodos en los cuales se aplicara la metodología y análisis.

Es necesario definir los nodos, que dependiendo del proceso deben incluir algunos servicios auxiliares:

Una vez definidos los nodos, se utiliza el siguiente formato en la cual se detalla los tipos de desviación, causales, consecuencias, acciones tomar dentro del sistema de protección del proceso y se delegan responsabilidades.

En la tabla 6.2 se muestra un modelo de formato para el HAZOP, al cual se le debe considerar la matriz de riesgos y criterios de jerarquización (ver anexo IV):

PROYECTO:								
NODO:						P&ID:		
INTENCION DEL NODO:								
Desviación	Causas	Consecuencias	Matriz de Riesgo			Salvaguardas	Recomendaciones	Responsabilidad
			S	P	NR			
1.1 No Flujo								
1.2 Más Flujo								
1.3 Menos Flujo								
1.4 Flujo Inverso								
1.5 Más presión								
1.6 Menos presión								
1.7 Más temperatura								
1.8 Menos temperatura								
1.9 Mas nivel								
1.10 Menos nivel								

TABLA 6.2: FORMATO DE METODOLOGIA HAZOP

6.8 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA HAZOP

Se desarrollara un Estudio de Análisis de Riesgos y Operabilidad - HAZOP al proceso modificado en la PTC, pero se debe tener en cuenta que dicha aplicación será solo un modelo típico en la cual se pueda verificar la metodología e importancia del análisis de riesgos, ya que un estudio completo de HAZOP para esta naturaleza de proceso sería mucho más amplio y detallado, el cual contendría mas nodos, mas desviaciones, mas causas, mas consecuencias, entre otros, debido a que sería realizado por un equipo multidisciplinario, entre otros detalles más, que para nuestro caso sería muy complicado a elaborar.

Se deben seguir las pautas y procedimientos para la elaboración de un informe, el cual debe contener necesariamente las siguientes partes: objetivo, descripción del proceso, consideraciones del estudio, equipo de trabajo, definición de nodos, diagrama P&ID del proceso, matriz de riesgo, conclusiones, recomendaciones, resultados en el formato de HAZOP. Los cuales a continuación se detallan:

6.8.1 Objetivo

Presentar los resultados detallados del estudio de Riesgos y Operabilidad (HAZOP) desarrollado para el proyecto de optimización del proceso en la Planta de Tratamiento de Crudo (PTC). El HAZOP es un estudio de referencia obligada en la evaluación de Riesgos durante la etapa de desarrollo de la Ingeniería y necesario durante la operación, aplicando la metodología estructurada y sistemática de esta técnica se logra identificar problemas operacionales y buscar soluciones a los mismos.

6.8.2 Descripción del Proceso

Esta parte está detallada en el Capítulo IV, ítem 4.2 – Descripción del Proceso Modificado, del presente informe.

6.8.3 Consideraciones del Estudio

La intención del estudio del HAZOP es identificar la mayor cantidad de desviaciones potenciales en Peligros y la Operación en el Sistema de Tratamiento de Crudo. Este considera cada aspecto del diseño, en detalle, para eliminar los potenciales problemas de peligros, operabilidad y desviaciones del proceso

6.8.4 Equipo de Trabajo

El equipo requerido para este tipo de estudio de riesgos deberá estar conformado por los siguientes integrantes: Líder o facilitador, secretario, ingeniero de procesos, ingeniero de proyectos, ingeniero supervisor de la PTC, ingeniero de instrumentación, ingeniero de mantenimiento, ingeniero de seguridad, operadores de la PTC, entre otros profesionales conocedores del proceso y las instalaciones.

6.8.5 Definición de Nodos

Una vez que se detallo y explico el objetivo, metodología de la técnica, proceso, entre otros,... para la definición de los nodos, estas deberán ser validadas por el equipo de trabajo. Para nuestro caso nos limitaremos a definir solo los principales nodos, que a continuación se mencionan:

- NODO 1: Entrada de producción de Carrizo, hasta entrada a tratador térmico comprendiendo el separador de agua libre Free Wáter - FWKO.
- NODO 2: Entrada de producción de la Estación EB-951, TA-24 y TA-28, hasta entrada a los tratadores térmicos.
- NODO 3: Entrada y salida de crudo de tratadores térmicos.

Asimismo se aclara que en el nuevo proceso, también se podrían haber considerado otros nodos importantes, como: salida de agua del Free Water, sistema del intercambiador de calor, entrada y salida de crudo del desalador electrostático, sistema de voltaje en el desalador electrostático, sistema de almacenamiento y despacho de crudo, sistema de drenajes, sistema de recirculación de crudo, sistema de recirculación de emulsiones, sistema de gas combustible, sistema de aire comprimido, sistema de energía eléctrica, etc..

6.8.6 Diagrama P&ID

Este plano del proceso modificado se encuentra ubicado en el Anexo III – Diagrama de Tuberías e Instrumentación P&ID General, del presente informe.

6.8.7 Matriz de Riesgo

Este cuadro se encuentra ubicado en el Anexo IV – Matriz de Riesgos y Criterios de Jerarquización, del presente informe.

6.8.8 Resultados del HAZOP

En las planillas de la metodología del HAZOP, se detalla: Nodos, intención del nodo, desviaciones, causas, consecuencias, evaluación de nivel de riesgo según matriz, salvaguardas, recomendaciones y responsabilidades.

Estos resultados se pueden visualizar en los siguientes anexos:

- Anexo 5: Planilla Resultados HAZOP - Nodo 1
- Anexo 6: Planilla Resultados HAZOP - Nodo 2
- Anexo 7: Planilla Resultados HAZOP - Nodo 3

En la cual para la evaluación del nivel de riesgo según la matriz de riesgos, se debe considerar lo siguiente:

Tolerable (T): Nivel de riesgo bajo

Moderado (M): Nivel de riesgo medio

Sustancial (S): Nivel de riesgo alto

Intolerable (I): Nivel de riesgo muy alto

6.8.9 Conclusiones Generales

- Un análisis HAZOP a todo el proceso permite observar mejoras para toda la planta no necesariamente ligadas a un solo proyecto.
- Es necesario actualizar el manual de operación para el uso del Free Water y los tratadores térmicos teniendo en cuenta el proceso modificado.
- Es necesario implementar una adecuada estrategia de mantenimiento a los instrumentos y equipos de la Planta.
- Las recomendaciones del HAZOP deben ser ejecutadas en orden de prioridad de acuerdo al nivel de riesgo obtenido para cada desviación y causas en la planilla de resultados del estudio.

CAPITULO VII

7. BENEFICIOS DE LA OPTIMIZACION DEL PROCESO

Una vez implantado la mejora en el proceso, desde el punto de vista operacional y económico se obtiene varias ventajas, que a continuación se detallan:

7.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA PLANTA

En la tabla 7.1 se muestra algunos datos las condiciones de operación reales antes y después de la mejora del proceso:

BENEFICIOS OPERACIONALES DE LA OPTIMIZACION EN EL PROCESO		
DESCRIPCION	PROCESO INICIAL	PROCESO MODIFICADO
Calidad del Crudo		
Contenido de Sales	2 PTB - 10 PTB	2.0 PTB - 4.5 PTB
Agua y Sedimentos	0.05 BSW- 0.25 BSW	0.05 BSW - 0.15 BSW
Free Water		
Temperatura	Tratador Termico: 95°F - 115°F	Horario diurno trabaja: 90°F. Cuando la temp. disminuye por debajo de dicho valor se utiliza como tratador termico.
Presion	18 psi - 35 psi	18 psi - 25 psi
Corte de agua (%V)	Tratador Termico: Ingreso de crudo: 2% agua Salida de crudo: 1% agua	Procesa crudos con altos cortes de agua de hasta 80% con buena performance.
Tratadores Termicos		
Condiciones de Temperatura	105 °F - 116°F	108°F - 115°F
Condiciones de Presion	20 psi - 35 psi	20 psi - 23 psi
Consumo de Gas	aprox. 180 MPCD	aprox. 120 MPCD
Consumo de Quimica Desemulsificante	promedio 16.5 gpd	promedio 13.5 gpd
Consumo de agua dulce de lavado	500 bpd - 2500 bpd	700 bpd - 800 bpd
Capacidad de Tratamiento de Crudo	16500 bpd	18000 bpd

TABLA 7.1: PRINCIPALES BENEFICIOS OPERACIONALES DE LA OPTIMIZACION DEL PROCESO

Estos cambios en las condiciones operacionales están asociados a una mejora en las condiciones de seguridad del proceso por la implementación de la instrumentación necesaria para el control del proceso dentro de los parámetros de diseño.

De igual manera respecto a la mantenibilidad de los equipos de proceso se obtendrá mejores periodos para el mantenimiento preventivo, que no implica reparaciones mayores a trabajos de limpieza mecánica, entre otros.

7.2 EVALUACION ECONOMICA

Para poder definir la rentabilidad del proyecto desde la parte económica, se debe estimar los costos de inversión del proyecto y los costos de operación (antes y después del proyecto), para lo cual se han considerado los principales factores involucrados, y que se resumen a continuación.

7.2.1 Inversión del Proyecto

En esta parte se consideran los estimados referenciales para la ejecución del proyecto, en la cual se está considerando lo siguiente:

- INGENIERÍA DE DETALLE: Considera los diseños de las especialidades de procesos, mecánica, eléctrica, instrumentación y civil.
- PROCURA: Compra de materiales como aislamiento térmico, piping de 2", 3", 4" y 6", válvulas, codos, reductores, bridas, tee, soldaduras, accesorios, indicadores y transmisores de nivel, material de trabajos civiles, cableado eléctrico y de instrumentación, accesorios, entre otros.
- CONSTRUCCION: contratación de la empresa ejecutora de la obra en sitio, incluye personal, maquinaria, equipamiento, implementos de obra y seguridad, movilidad, seguros, etc.
- GERENCIA: dirección y coordinación del proyecto a cargo de representantes de la empresa operadora o cliente.
- ARRANQUE: supervisión por personal especialista de la ejecución de la ingeniería en obra, hasta la puesta en marcha de la Planta.

El resumen del estimado de costos referenciales se pueden verificar en el siguiente cuadro, según (ver tabla 7.2):

DESCRIPCION	H-H	COSTO	%
INGENIERIA		\$40,123	4.05%
PROCURA		\$216,766	21.87%
CONSTRUCCION		\$459,555	46.37%
GERENCIA	804	\$32,169	3.25%
ARRANQUE	345	\$13,787	1.39%
SUBTOTAL	1,149	\$762,400	76.92%
CONTINGENCIA (30%)	345	\$228,720	23.08%
TOTAL	1,494	\$991,120	100.00%

TABLA 7.2: ESTIMADO DE COSTOS INVERSION DE PROYECTO

7.2.2 Estimado de Costo de Operación del Proceso Inicial

Se consideran 2 tipos de costos: fijos y variables, en los cuales se toman en cuenta los principales conceptos involucrados, con lo cual se obtiene el costo operativo mensual, según se detalla en el siguiente tabla (ver cuadro 7.3):

TIPOS DE COSTOS	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL MENSUAL
Fijos	Supervisores	persona	2	\$2,000	\$4,000
	Operadores de Planta	persona	6	\$1,500	\$9,000
	Unidades de Transporte	camioneta	2	\$1,500	\$3,000
	Administrativos	global	1	\$4,000	\$4,000
	Seguridad de Planta	persona	2	\$1,000	\$2,000
	Energía Eléctrica área administrativa	global	1	\$1,500	\$1,500
	Sistemas de Comunicación	global	1	\$3,000	\$3,000
	Limpieza Area Administrativa	persona	1	\$1,000	\$1,000
	SUB-TOTAL 1				\$27,500
Variables	Energía Eléctrica en Equipos de Proceso	global	1	\$10,000	\$10,000
	Gas en Equipos de Proceso (180,000 ft ³ /día)	global	1	\$60,000	\$60,000
	Química Desemulsificante (16.5 gal/día)	galon	495	\$22	\$10,890
	Aire de Instrumentación	global	1	\$5,000	\$5,000
	Consumo de Agua de Lavado (1,500 bbbs/día)	global	1	\$25,000	\$25,000
	Mantenimiento de Equipos Estáticos (4 equipos/año)	global	0.33	\$10,000	\$3,300
	Mantenimiento de Equipos Dinámicos	global	1	\$35,000	\$35,000
	Mantenimiento de Instrumentacion de Control	global	1	\$20,000	\$20,000
	Tratamiento de Agua de Proceso (7,000 bbbs/día)	global	1	\$120,000	\$120,000
	Tratamiento de Residuos de Fluidos	global	1	\$24,000	\$24,000
	SUB-TOTAL 2				\$313,190
COSTO OPERACION (PROCESO INICIAL)					\$340,690

TABLA 7.3: ESTIMADO DE COSTOS OPERACIÓN PROCESO INICIAL

7.2.3 Estimado de Costo de Operación del Proceso Modificado

Aquí también se consideran los costos fijos y variables, y con relación a la tabla anterior habrá una disminución en los costos variables, que se obtienen principalmente por un menor consumo de gas en tratadores, menor consumo de química desemulsificante, disminución en el mantenimiento de equipos estáticos, menor costo de tratamiento de agua de proceso y menor consumo de agua de lavado, según se detalla en el siguiente tabla (ver cuadro 7.4):

TIPOS DE COSTOS	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNITARIO	COSTO TOTAL MENSUAL
Fijos	Supervisores	persona	2	\$2,000	\$4,000
	Operadores de Planta	persona	6	\$1,500	\$9,000
	Unidades de Transporte	camioneta	2	\$1,500	\$3,000
	Administrativos	global	1	\$4,000	\$4,000
	Seguridad de Planta	persona	2	\$1,000	\$2,000
	Energía Eléctrica área administrativa	global	1	\$1,500	\$1,500
	Sistemas de Comunicación	global	1	\$3,000	\$3,000
	Limpieza Area Administrativa	persona	1	\$1,000	\$1,000
	SUB-TOTAL 1				
Variables	Energía Eléctrica en Equipos de Proceso	global	1	\$10,000	\$10,000
	Gas en Equipos de Proceso (120,000 ft ³ /día)	global	1	\$40,000	\$40,000
	Química Desemulsificante (13.5 gal/día)	galon	405	\$22	\$8,910
	Aire de Instrumentación	global	1	\$5,000	\$5,000
	Consumo de Agua de Lavado (750 bbls/día)	global	1	\$12,500	\$12,500
	Mantenimiento de Equipos Estáticos (3 equipos/año)	global	0.25	\$10,000	\$2,500
	Mantenimiento de Equipos Dinámicos	global	1	\$35,000	\$35,000
	Mantenimiento de Instrumentacion de Control	global	1	\$20,000	\$20,000
	Tratamiento de Agua de Proceso (7,000 bbls/día)	global	1	\$90,000	\$90,000
	Tratamiento de Residuos de Fluidos	global	1	\$24,000	\$24,000
SUB-TOTAL 2					\$247,910
COSTO OPERACION (PROCESO MODIFICADO)					\$275,410

TABLA 7.4: ESTIMADO DE COSTOS OPERACIÓN PROCESO MODIFICADO

7.2.4 Indicador de tiempo de recuperación de Inversión (PAY-OUT)

Para poder evaluar desde el punto de vista económico la rentabilidad de un proyecto de inversión, es necesario que apliquemos alguno de los conceptos de indicadores de inversión, para lo cual consideraremos el indicador PAY-OUT, con el cual determinaremos el tiempo necesario para recuperar la inversión realizada, desde la puesta en marcha del nuevo proceso.

Para nuestro caso consideraremos el estimado de costos del proyecto (ítem 7.2.1), estimado de costo operativo mensual inicial (ítem 7.2.2) y estimado de costo operativo mensual final (ítem 7.2.3), lo cual haremos la determinación del pay-out, según se muestra en el siguiente cuadro (ver tabla 7.5):

DESCRIPCION	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6
Costo Inversion Proyecto	\$991,120	0	0	0	0	0
Operacion Planta (Proceso Inicial)	\$340,690	-	-	-	-	-
Operacion Planta (Proceso Modificado)	\$275,410	-	-	-	-	-
Diferencia de Costos Operativos	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280
Flujo Retorno Inversion	-\$925,840	-\$860,560	-\$795,280	-\$730,000	-\$664,720	-\$599,440
DESCRIPCION	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Costo Inversion Proyecto	0	0	0	0	0	0
Operacion Planta (Proceso Inicial)	-	-	-	-	-	-
Operacion Planta (Proceso Modificado)	-	-	-	-	-	-
Diferencia de Costos Operativos	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280
Flujo Retorno Inversion	-\$534,160	-\$468,880	-\$403,600	-\$338,320	-\$273,040	-\$207,760
DESCRIPCION	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18
Costo Inversion Proyecto	0	0	0	0	0	0
Operacion Planta (Proceso Inicial)	-	-	-	-	-	-
Operacion Planta (Proceso Modificado)	-	-	-	-	-	-
Diferencia de Costos Operativos	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280	\$65,280
Flujo Retorno Inversion	-\$142,480	-\$77,200	-\$11,920	\$53,360	\$118,640	\$183,920

TABLA 7.5: ESTIMACION DE INDICADOR DE INVERSION PAY-OUT

Lo cual quiere decir que interpolando los valores resaltados, nuestro PAY-OUT es aprox. “15.2 meses”, luego del cual la diferencia de los costos de operación hacia delante seria la ganancia económica del proyecto.

CAPITULO VIII

8. CONCLUSIONES

Con la modificación y optimización del proceso se concluye que:

- La inversión del proyecto de optimización del proceso se podrá recuperar en aproximadamente 15.2 meses.
- Se logra disminuir el costo de operación de la PTC.
- No se deben mezclar crudos con gran diferencia en porcentaje de corte de agua antes de su ingreso a tratadores térmicos.
- Los crudos con alto porcentaje de agua deben ser pre-tratados en un equipo separador de agua libre antes de su ingreso a tratadores térmicos.
- En el proceso modificado se obtiene una mejor calidad de especificaciones técnicas del crudo en la etapa final del proceso de tratamiento en la PTC.
- Se obtiene una mejor performance en el manejo de los caudales.
- No se debe operar el Free Water a temperaturas menores a 90°F por la formación de emulsiones.
- Las presiones en el Free Water y Tratadores Térmicos son más estables.
- En los tratadores térmicos se obtienen rangos de temperatura más estables dentro de las especificaciones del diseño.
- Se puede disminuir el consumo de gas en los tratadores térmicos.
- Se puede disminuir el consumo de química desemulsificante para el crudo.
- Es posible disminuir consumo de agua dulce de lavado en la etapa posterior a los tratadores térmicos.
- Se obtiene una mayor capacidad de la Planta para el tratamiento de crudo.
- En todo cambio en el proceso o en las instalaciones de la Planta, se debe considerar un análisis de riesgos dentro de la ingeniería de diseño.
- Se puede optimizar los periodos de mantenimiento de los equipos de operación debido a que se cuenta con un stand-by.
- Todo proceso siempre puede ser mejorable u optimizado.

CAPITULO IX

9. RECOMENDACIONES

- Considerar los fundamentos de la Confiabilidad Operacional para las mejoras y optimización de todo proceso.
- Evaluar bajo las recomendaciones de la Norma API 12L para el diseño y optimización de operación de los equipos de tratamiento de crudo.
- No se debe mezclar fluidos en volúmenes considerables cuyos parámetros de calidad difieran demasiado.
- En el diseño de los equipos del proceso de tratamiento de crudo se debe de considerar factores de seguridad respecto a las capacidades de tratamiento de fluidos, el cual permitirá operar con mayor flexibilidad ante situaciones de contingencia no previstas.
- Los ingenieros de proyectos deben de diseñar, definir y verificar los rangos de condiciones de operación y calidades de los fluidos de la Planta.
- Efectuar de manera periódica un análisis estadístico de las condiciones de operación y calidad del proceso.
- Se debe analizar, definir e identificar los principales factores que influyen y afectan a las variables que predominan en el proceso.
- El uso de un simulador de procesos en el tratamiento de crudo es una herramienta confiable y efectiva para la validación del proyecto y operación.
- La implementación de una adecuada instrumentación en los procesos, permitirá controlar, verificar y actuar de manera oportuna ante cualquier contingencia o cambios en las condiciones de operación.
- Para la implementación de nuevos procesos o equipos en un sistema es necesario formar un equipo multidisciplinario para la aplicación de alguna de las metodologías de análisis de riesgo que puedan validar el cambio en las condiciones de operación.

BIBLIOGRAFIA

Confiabilidad Operacional - Curso Taller; Petrobras Energía de Venezuela;
Ingeniería de Producción - Servicios Técnicos

Norma API 12L - Specification for Vertical and Horizontal Emulsion Treeters; 4ta
Edition – November 1, 1994.

Instrumentación Industrial - Programa de Formación Regular; TECSUP 2004-1

Instrumentación y Control de Procesos – Curso de Formación; Juan Carlos
Maraña – Área Técnica Industria y Energía; Edición 2005

Metodología de Identificación de Peligros, Evaluación y Control de Riesgos;
Consejo Colombiano de Seguridad

Manual de Evaluación y Administración de Riesgos - Rao Kulluru, Steven Bartel,
Robin Poblado, Scott Stricoff - Editorial McGrawHill

ANEXO I

DEFINICIONES Y NOMENCLATURAS

DEFINICIONES Y NOMENCLATURAS:

- **Norma API SPEC 12L:** Norma Internacional emitido por la American Petroleum Institute para el diseño de equipos de tratamiento de crudo.
- **Decantación:** Proceso físico de separación de partículas de una fase debido a la gradiente de densidades y viscosidades de las moléculas.
- **Tratador Térmico:** Equipo estático de forma cilíndrica horizontal que emplea los principios físicos de transferencia de calor y decantación para el tratamiento de emulsiones contenidos en el crudo.
- **Free Water Knock (FWKO):** Equipo estático de forma cilíndrica horizontal que emplea los principios físicos de decantación para la separación del corte de agua contenido en el petróleo.
- **Confiabilidad Operacional:** Uso de metodologías, análisis y herramientas de procesos para la optimización de las operaciones de un determinado proceso.
- **Emulsiones:** Mezcla estabilizada de petróleo-agua, el cual tiene propiedades físicas diferentes a cualquiera de los componentes puros.
- **Sales (PTB):** Cantidad de sales contenidas en crudo tratado, expresado en (libras/1000 bbls).
- **Agua y Sedimentos (BSW):** Cantidad de emulsiones contenida en crudo, expresado en (% de volumen).
- **Aceites en aguas (OIW):** Cantidad de hidrocarburos contenidos en agua, expresado en (ppm).
- **Sólidos Totales en Suspensión (SST):** Cantidad de partículas sólidas (silicatos, óxidos, etc) contenidas en el agua los cuales tiene un tamaño mayor a 0.45 micras.
- **Simulador de Procesos:** Herramienta de sistemas que emplea los fundamentos científicos (físicos, termodinámicos y matemáticos) para el cálculo y desarrollo de esquemas y variables de los procesos.
- **Nivel operativo:** Altura total de líquidos dentro de un recipiente (tanque, separador, tratador, etc) de un determinado proceso, expresado en unidad de longitud.

- **Nivel de Interfase:** Altura de operación de la interfase de dos fluidos (petróleo-agua) dentro de un recipiente (tanque, separador, tratador, etc) de un determinado proceso, expresado en unidad de longitud.
- **Desemulsificante:** Agente químico empleado para el tratamiento de emulsiones en crudo, compuesto principalmente de una mezcla inorgánica Cloruro de aluminio.
- **Granulometría:** Terminología de tamaños de las partículas.
- **Caudal:** Cantidad de volumen desplazado por unidad de tiempo de un determinado fluido.
- **Peligros:** Es una fuente o situación con potencial de daño en términos de lesión, enfermedad, daño a la propiedad, al ambiente de trabajo o una combinación de estos.
- **Falla:** Terminación de la capacidad de ejecutar la función para la cual un componente, equipo, subsistema o sistema fue diseñado o requerido.
- **Causa de Falla:** Circunstancia que durante el diseño, manufactura, operación o por afectaciones del entorno, un equipo ha llevado a que ocurra una falla.
- **Mecanismo de Falla:** Proceso físico, químico o de cualquier otra índole que ha llevado a que ocurra la falla.
- **Probabilidad de Falla:** Probabilidad de que un activo deje de ejecutar en un tiempo y entorno operacional, la función que se espera de el.
- **Falla Crítica:** Evento que causa el cese inmediato de la capacidad de un equipo para realizar la función requerida.
- **Tasa de Falla:** Es el número de fallas que se produce en un equipo para un periodo determinado de tiempo.
- **Tiempo Promedio para Reparar (TPPR):** Periodo promedio transcurrido entre el momento en que ocurre la falla y el tiempo en el que es restituida su condición de operación.
- **Tiempo de Respaldo:** Periodo en que un equipo tiene la capacidad de suministrar la función requerida aun cuando esta no se necesita.
- **Equipo Reparable:** Aquel equipo cuya condición operativa original puede ser restaurada después que ocurrió la falla.

- **Disponibilidad:** Capacidad que tiene un equipo o instalación para realizar la función para el cual fue diseñado en un determinado contexto operacional.
- **Mantenibilidad:** Capacidad que tiene un equipo o instalación para ser intervenido periódicamente para realizar sobre el, actividades de carácter predictivo-preventivo sin que se produzca la falla.
- **Riesgo:** Probabilidad de tener una pérdida de cualquier índole.
- **Incertidumbre:** medida de la inseguridad o grado de desconocimiento acerca de una variable o de un evento.
- **Velocidad de partículas:** Propiedad física en la cual se mide el régimen en el cual se trasladan los fluidos y partículas del proceso. La velocidad de las partículas se calcula con teniendo los datos de caudal (Q) y área transversal (A) en el cual se traslada el fluido, resultando:

$$\text{Velocidad} = \text{caudal} / \text{área}$$
- **Densidad:** Propiedad física el cual relaciona la unidad de masa por unidad de volumen. Esta propiedad es características según la naturaleza de las moléculas de las partículas.
- **Viscosidad:** Es una medida de la resistencia que ofrece una capa de una determinada sustancia para desplazarse sobre la capa adyacente. A mayor viscosidad mayor resistencia a fluir. Esto es una característica de cada tipo de moléculas según su origen. Los factores que afectan principalmente a la viscosidad son temperatura y presión.
- **Tensión Superficial:** La tensión superficial de un fluido está asociada a la cantidad de energía necesaria para variar su superficie por unidad de área. La tensión superficial es causada por los efectos de las fuerzas intermoleculares que existen en la interfase. La tensión superficial depende de la naturaleza del fluido, del medio que le rodea y de la temperatura. Fluidos cuyas moléculas tengan fuerzas de atracción intermoleculares fuertes tendrán tensión superficial elevada.
- **Sedimentación:** Proceso por el cual las partículas más pesadas que el fluido en el cual están suspendidos son removidas por la acción de la gravedad.

En esta propiedad física, se utiliza como principio básico la llamada “Ley de Stokes”, el cual a través de un balance de fuerzas en el seno del fluido se concluye en la siguiente correlación:

$$V = 2gr^2 * (D_{\text{water}} - D_{\text{oil}}) / (9 * u)$$

Donde:

V: Velocidad de caída de gotas en la fase continua (m/seg.)

g: Constante gravitacional (m/seg²)

r : Radio de las gotas dispersas (10^{-6} m)

D_{water} : Densidad del agua

D_{aceite} : Densidad del petróleo

u: Viscosidad dinámica de la fase continua (cPo)

- **Temperatura:** Es la medida de calor o energía térmica de las partículas en una sustancia. Las propiedades físicas de las moléculas varían su valor de acuerdo a la temperatura.

En los procesos de tratamiento de crudo, la temperatura es regulada hasta un valor por debajo del punto inicial de ebullición de los fluidos en los tratadores térmicos utilizando gas natural en los quemadores u otro combustible.

- **Presión:** Es la fuerza ejercida sobre la sustancia por unidad de área. Esta propiedad influye en las características de volatilidad de los líquidos. También es una medida del desorden molecular dentro de la sustancia. La presión en una Planta de tratamiento de crudo está regulado por la temperatura del sistema y el control de la presión a la salida de la desaladora electrostática necesaria para ingresar el fluido tratado a los tanques de almacenamiento.

- **Desemulsificación:** Proceso físico – químico mediante el cual a través de un agente químico surfactante se logra alterar la estabilidad de la mezcla de emulsiones, con lo cual posteriormente a través de procesos físicos se logra separar las partículas con propiedades diferentes. Estos agentes externos pueden ser productos químicos tales como el Cloruro de aluminio, resinas fenólicas oxyalquiladas, mezcla de fenoles con poliglicoles.

- **Coagulación:** Proceso físico-químico en el cual un agente químico desestabiliza las cargas electrostáticas de las partículas. Esto genera que se alteren las características superficiales de los partículas en suspensión, con ello las partículas están listas para adherirse unas a otras (flocularse) para posteriormente precipitar o flotar. Los principales factores que afectan la coagulación son: pH, grado de agitación, temperatura.

En el tratamiento de agua de proceso, los agentes químicos que pueden ser utilizados como coagulantes son: Cloruro férrico, sulfato de aluminio, sulfato férrico o el sulfato férrico pentahidratado.

- **Floculación:** Aglutinación de las partículas en suspensión una vez que han sido modificadas sus características superficiales. Con ello se logra que las partículas logren obtener un mayor tamaño para que puedan separarse por el principio físico de sedimentación o flotación. La floculación trata la unión entre los flóculos ya formados con el fin de aumentar su volumen

ANEXO II

TREATER DESIGN INFORMATION

APPENDIX C—TREATER DESIGN INFORMATION

FIELD NAME AND LOCATION _____

DESIGN CONDITIONS

OIL RATE _____ BBLs/Hr. OIL GRAVITY _____ °API

OIL VISCOSITY SSU _____ @ _____ °F _____ @ _____ °F _____ @ _____ °F

POUR POINT _____ °F

WATER RATE _____ BBLs/Hr., WATER SPECIFIC GRAVITY _____

GAS RATE _____ SCF/Hr., GAS SPECIFIC GRAVITY _____

SAND, SALT OR SOLIDS PRESENT: Describe _____

GAS/OIL RATIO (GOR) AVERAGE _____ SCF/BBL

PERCENT H₂S _____ % PERCENT CO₂ _____ %

SURGING OR INSTANTANEOUS FLOW: Describe _____

FOAMING OR PARAFFIN (If present, Describe.) _____

RECIRCULATING RATE (IF ANY) _____

PRODUCTION TEMPERATURE TO TREATER _____ °F

ESTIMATED TREATING TEMPERATURE (IF KNOWN) _____ °F

OPERATING PRESSURE REQUIRED _____ PSIG

DESIGN PRESSURE _____ PSIG. (NORMAL IS 50 PSIG)

DESIGN TEMPERATURE °F _____ MAX _____ MIN

REQUIRED BS&W OF OUTLET OIL _____ %

FUEL SOURCE _____ HIGH HEATING VALUE (HHV) _____ BTU/SCF, BTU/Lb

FUEL SUPPLY PRESSURE _____ PSIG

DISPOSITION OF EFFLUENT WATER: (Describe) _____

FIRETUBE MINIMUM THICKNESS: _____ IF GREATER THAN STANDARD

OPTIONAL REQUIREMENTS

VERTICAL OR HORIZONTAL (PREFERENCE) _____

TYPE COALESCING: HAY SECTION, ELECTRIC, PLATES _____

SKID MOUNTED (HORIZONTAL) _____ YES _____ NO _____

LIFTING LUGS _____ STACK FLAME ARRESTOR _____

STACK DOWN-DRAFT DIVERTER _____

CORROSION ALLOWANCE: Pressure Parts _____, Non-Pressure Parts _____

Firetube _____

SEAL WELDING: Internal _____, External _____

FLAME ARRESTOR _____

STACK GAS/TEMPERATURE CONNECTION _____

SAMPLE COCKS IN LIEU OF GAGE GLASS _____

SPECIAL PAINT OR COATING: INTERNAL: _____

EXTERNAL: _____

FIRETUBE: _____

STACK: _____

FUEL GAS SCRUBBER: _____ YES/NO. INTERNAL FLOAT SHUTOFF: _____ YES/NO

VALVES & CONTROLS: MFG. STANDARD _____, OTHERS _____

PILOT IGNITER _____ YES/NO. FLAME DETECTOR/SHUTDOWN _____ YES/NO

ANODE CONNECTIONS: _____ YES/NO _____ QTY _____ SIZE _____ TYPE _____

INTERFACE DRAINS: _____ SAND JETS (Manual/Auto) _____ SAND PAN _____

SPACE/HEIGHT LIMITATIONS OR SIZE PREFERENCE _____

HEAT EFFICIENCY OPTIONS:

a. BURNER STACK DRAFT CONTROLLER _____

b. FLUE GAS ECONOMIZER _____

c. HEAT EXCHANGER _____ TYPE _____

d. INSULATION: SPECIFY _____

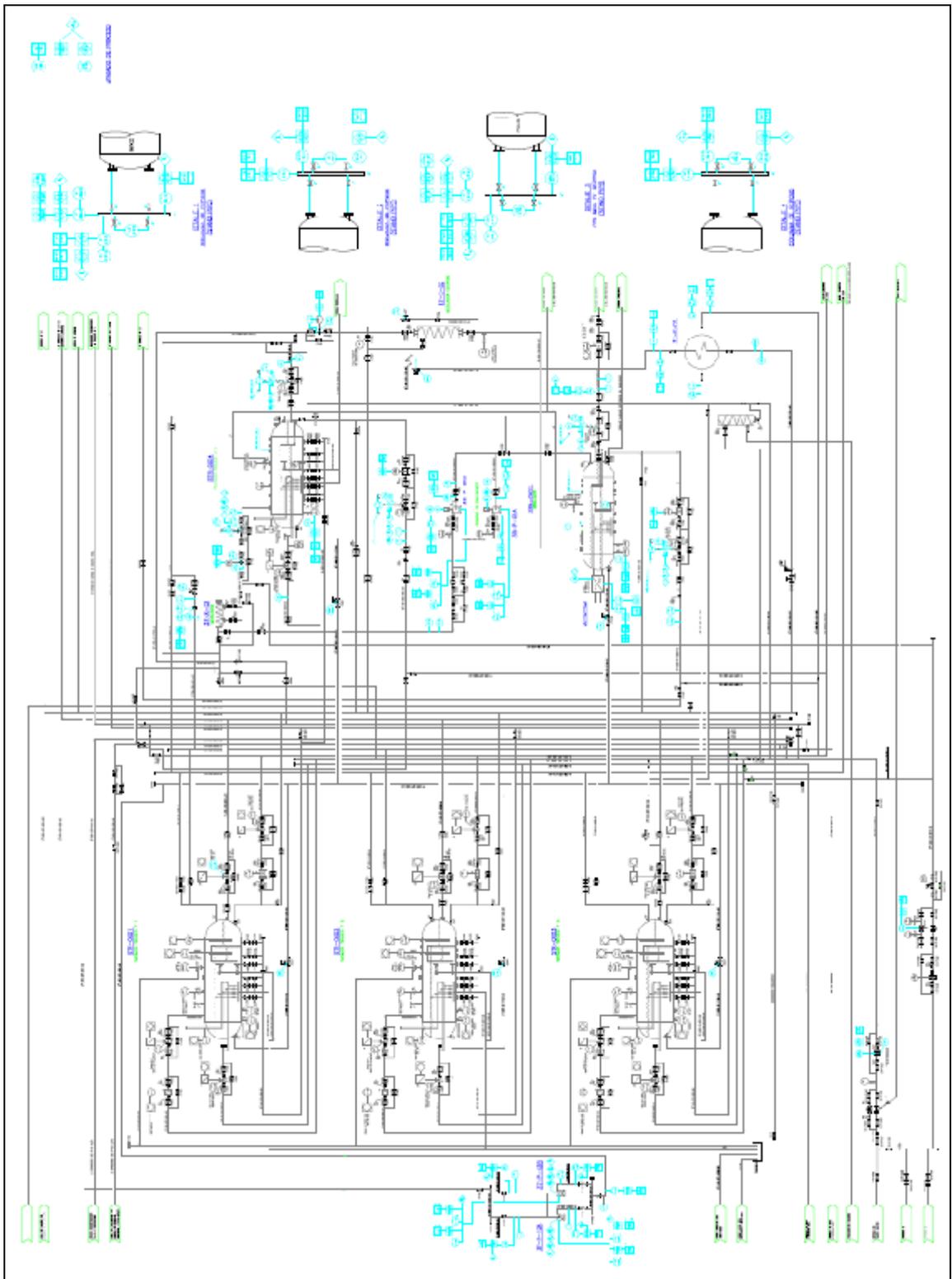
e. TURBOLATOR: _____

f. OTHERS _____

COMMENTS: _____

ANEXO III

DIAGRAMA DE TUBERIAS E INTRUMENTACION P&ID GENERAL



ANEXO IV

MATRIZ DE RIESGOS Y CRITERIOS DE JERARQUIZACION

SEVERIDAD POTENCIAL DE LAS CONSECUENCIAS	DAÑOS A LAS PERSONAS	DAÑOS MATERIALES O ECONOMICOS	DAÑOS AL MEDIO AMBIENTE	DAÑOS A LA IMAGEN DEL EMPRENDIMIENTO O DE LA COMPAÑÍA	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DEL EVENTO			
					A	B	C	D
					Extremadamente REMOTO	REMOTO	Razonablemente PROBABLE	PROBABLE
1	LESIÓN LEVE SIN PÉRDIDA DE DÍAS	DAÑOS LEVES	EFFECTOS MÍNIMOS	IMPACTO MÍNIMO	TOLERABLE		MODERADO	
2	LESIÓN TEMPORARIA CON PÉRDIDA DE DÍAS	DAÑOS MODERADOS	EFFECTOS MODERADOS Y COMPENSABLES	IMPACTO SENSIBLE PERO LIMITADO	MODERADO		SUSTANCIAL	
3	LESIÓN PERMANENTE O ENFERMEDAD OCUPACIONAL MODERADAS	DAÑOS SUSTANCIALES	EFFECTOS SUSTANCIALES LOCALIZADOS	IMPACTO CONSIDERABLE BIEN CARACTERIZADO		SUSTANCIAL		
4	LESIÓN PERMANENTE, ENFERMEDAD GRAVE O FATALIDADES	DAÑOS CATASTRÓFICOS	EFFECTOS CATASTRÓFICOS	IMPACTO SEVERO NACIONAL O INTERNACIONAL	INTOLERABLE			

ANEXO V

PLANILLA RESULTADOS HAZOP NODO 1

PROYECTO Optimización de Operación de Free Water y Tratadores Térmicos

NCCO1: Entrada de producción de Carrizo, hasta entrada a tratador térmico comprendiendo el separador de agua libre Free Water - FWKO.

INTENCION DEL NCCO: Asegurar una alimentación de crudo al Free Water

P&ID:
Anexo III - Diagrama de instrumentación y tuberías general

Item	Desviación	Causas	Consecuencias	Matriz de Riesgo			Salvaguardas	Recomendaciones	Responsabilidad
				S	P	NR			
1.1	No Flujo	1.- Válvulas VE-0060, VE-0065 y VE-0066 cerradas.	1a.- Pérdida de producción 1b.- FT-3702 y FT-3810 Vortex marcaran cero. 1c.- Parada de proceso/ cambio de proceso. 1d.- Incremento de temperatura en FWKO (cuando trabaja como tratador).	2	B	M	1.-Ninguna	1a.- Switch que envíe señal para detener bombas 1b.- Instalar válvulas de compuerta. 1c.- Protección física de las válvulas. 1d.- Instalar válvula de by-pass. 1e.- Alarma de no flujo en Scada de FT disponibles	Ingeniería
		2.- V0054 o V0060 cerrada	2- Items 1a, 1b, 1c, 1d.	2	B	M	2.-Item 1	2- Items 1a, 1b, 1c, 1d, 1e.	Ingeniería
		3.- VE0048 cerrada	3- Items 1a, 1b, 1c, 1d.	2	B	M	3.-Item 1	3- Items 1a, 1b, 1c, 1d, 1e.	Ingeniería
		4.- VE0068 (antes del transmisor) cerrada	4- Items 1a, 1b, 1c, 1d.	2	B	M	4.-Item 1	4- Items 1a, 1b, 1c, 1d, 1e.	Ingeniería
		5.- VE0067 cerrada	5- Items 1a, 1b, 1c, 1d.	2	B	M	5.-Item 1	5- Items 1a, 1b, 1c, 1d, 1e.	Ingeniería
		6.- VE0070 o VE-0071 cerradas.	6- Items 1a, 1b, 1c, 1d.	2	B	M	6.-Item 1	6- Items 1a, 1b, 1c, 1d, 1e.	Ingeniería
		7.- Rotura de ducto de CA-22 y CA-23	7- Items 1a, 1b, 1c, 1d.	4	B	I	7.-Item 1	7.- Detener ingreso de gas	Operaciones
1.2	Más Flujo	1.- Picos de ingreso en Planta	1a.- Posible pérdida de eficiencia en el FWKO (menor tiempo de residencia); alto BSW 1b.- Error en mediciones en transmisores de flujo. 1c.- Mayor inyección de químico y pérdida de eficiencia.	1	C	M	1.-Ninguna	1a.- Instalar una alarma por sobre flujo. 1b.- Instalar alarma de sobre-nivel. 1c.- Instalar un FWKO de mayor capacidad. 1d.- Instalar un transmisor de mayor capacidad. 1e.- Instalar medidor de BSW a la salida del FWKO 1f.- Instrumentar el FWKO como tratador térmico y enlazarlo al SCADA.	Ingeniería
1.3	Menos Flujo	1.- Válvulas parcialmente cerradas	1.- Incremento de temperatura en FWKO (cuando trabaja como tratador)	1	C	M	1.-Ninguna	1a.- Verificar válvula de By-pass 1b.- Calibrar los medidores de flujo. 1c.- Instalar un switch de bajo nivel. 1d.- Setear los niveles máximos y mínimos permisibles de operación con señal de transmisores de nivel. 1e.- Instrumentar el FWKO como tratador térmico en condiciones de mantenimiento de los tratadores principales u otros y enlazarlo al sistema SCADA.	1a.- Operaciones 1b.- Mantenimiento 1c.- Ingeniería 1d.- Ingeniería 1e.- Ingeniería
1.4	Flujo Inverso	1.- Mayor presión del caudal proveniente de la troncal de la Estación EB-951	1.- Reflujo de bruta	2	B	M	1.- Válvula check 003	1.- Monitoreo de válvula	Operaciones

1.5	Más presión	1. Válvulas VE-0080, VE-0055 y VE-0056 cerradas.	1. Presurización o rotura de línea.	3	B	S	1. Ninguna.	1. Instalar válvula de alivio en la línea que será interconectada al sistema de drenaje.	Ingeniería
		2. VE0054 o VE-0050 cerrada.	2. Pérdida de producción y pérdidas materiales en caso de rotura.	3	B	S	2. PSV-3810.	2. Instalar de alarma no flujo y alta presión.	Ingeniería
		3. VE0048 cerrada.	3. Sobrepresión en FWKO.	2	B	M	3. PSV-3810.	3. Retirar caudalímetro 3810 (al ingreso del FWKO).	Ingeniería
		4. VE0068 (antes del transmisor) cerrada.	4. Posible accidente de personal operador.	3	B	S	4. PSV-3810.	4. Instalar una válvula reguladora PCV (incluir by-pass) antes del másico.	Ingeniería
		5. VE0067, VE-0070, VE-0071, VE-075 cerradas.	5. Posible accidente de personal operador.	3	B	S	5. PSV-3810.	5. Conectar al sistema SCADA todos los sistemas de protección.	Ingeniería
1.6	Menos presión	1. Válvulas parcialmente cerradas.	1a. Baja eficiencia de FWKO 1b. Menor tratamiento de crudo.	1	B	M	1. Ninguna	1. Verificar válvula de By-pass 2. Calibrar los medidores de flujo. 3. Instalar un swich de bajo nivel. 4. Setear los niveles máximos y mínimos permisibles de operación con señal de transmisores de nivel. 5. Instrumentar el FWKO como tratador térmico en condiciones de mantenimiento de los tratadores principales u otros y enlazarlo al sistema SCADA. 6. Incluir el shut-down para ingreso de gas en automático / manual.	Operaciones e Ingeniería
		2. Fuga de fluidos por rotura de línea.	2a. Menor tratamiento de crudo. 2b. Daño al medio ambiente. 2c. Pérdida de producción. 2d. Posible daño al personal.	3	B	S	2. Ninguna		
1.7	Más temperatura	1. Solo cuando FWKO actua como tratador térmico por bajo flujo y no flujo.	1. Posible deterioro de materiales.	2	B	M	1. Ninguna	1. Instalar swich que envíe señal para detener ingreso de gas	Ingeniería
		2. Descontrol del sistema de gas (cuando el FWKO actua como tratador térmico).	2. Generación de vapores en el fluido, lo que generaría una presurización en el equipo.	3	C	S	2. Ninguna	2. Instalar transmisor de temperatura (TT-3811/TT-3810) en tratador térmico y salida de gases respectivamente.	Ingeniería
1.8	Menos temperatura	1. Descontrol del sistema de gas (cuando el FWKO actua como tratador térmico).	1. Mala separación de crudo-agua.	2	B	M	1. Ninguna	1a. Instalar otro FWKO para darle mayor confiabilidad y flexibilidad al proceso. 1b. Instalar revestimiento térmico a FWKO.	Ingeniería
		2. Baja temperatura de ingreso de crudo por cuestiones ambientales.	2. Mala separación de crudo-agua.	2	C	S	2. Ninguna	2. Free Water debe operar como tratador térmico	Operaciones
1.9	Más tiempo	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	No aplica	Ninguna
1.10	Menos tiempo	1. Incremento de caudal de ingreso.	1a. Alto BSW para salida de crudo a tratadores. 1b. Alto QIW para salida de agua a drenajes.	2	C	S	1. Ninguna	1. Instalar una alarma por sobre flujo. 2. Instalar alarma de sobre-nivel. 3. Instalar un FWKO de mayor capacidad. 4. Instalar un transmisor de mayor capacidad. 5. Instalar medidor de BSW a la salida del FWKO 6. Instrumentar el FWKO como tratador térmico y enlazarlo al SCADA.	Ingeniería
1.11	Más nivel	1. Picos de ingreso en Planta	1a. Posible pérdida de eficiencia en el FWKO (menor tiempo de residencia); alto BSW 1b. Error en mediciones en transmisores de flujo. 1c. Mayor inyección de químico y pérdida de eficiencia.	2	C	S	1. Lazos de control de niveles.	1. Actualizar el P&ID. 2. Completar con la instalación de la instrumentación propuesta.	1- Operaciones 2- Ingeniería
1.12	Menos nivel	1. Válvulas parcialmente cerradas	1. Incremento de temperatura en FWKO (cuando trabaja como tratador)	2	B	M	1. Lazos de control de niveles.	1. Actualizar el P&ID. 2. Completar con la instalación de la instrumentación propuesta.	1- Operaciones 2- Ingeniería

ANEXO VI

PLANILLA RESULTADOS HAZOP NODO 2

PROYECTO Optimización de Operación de Free Water y Tratadores Térmicos									
NODO2: Entrada de producción de la Estación EB-951, TA-24 y TA-28, hasta entrada a los tratadores térmicos									
INTENCION DEL NODO: Asegurar una alimentación de crudo a los tratadores térmicos 37-D-01 / 02 / 03							P&ID: Anexo III Diagrama de instrumentación y tuberías general		
Item	Desviación	Causas	Consecuencias	Matriz de Riesgo			Salvaguardas	Recomendaciones	Responsabilidad
				S	P	NR			
21	No Flujo	1. Válvulas VE-0048, VE-0061, VE-0062, VE-0045 y VE-0042 cerradas	1. Pérdida de producción	2	C	S	1. Ninguna	1. Instalar swich que envíe señal para detener bombas	Ingeniería
22	Más Flujo	1. Flocos de ingreso en Flarta	1a. Posible pérdida de eficiencia en el F&VO (menor tiempo de residencia); alto BSW 2. Error en mediciones en transmisores de flujo. 3. Mayor inyección de químico y pérdida de eficiencia	2	C	S	1. Ninguna	1. Instalar una alarma por sobreflujo.	Ingeniería
23	Menos Flujo	1. Válvulas parcialmente cerradas	1. No aplica	1	A	T	1. Ninguna	1. No aplica	Ninguna
24	Flujo Inverso	1. Mayor presión del caudal proveniente de CA-22	1. Reflujo de bruta	2	C	S	1. Válvula check y válvula de bloqueo	1. Instalar válvula check y compuerta en línea 6-CO-37-038-A1 para flujo proveniente de EB-951.	Ingeniería
25	Más presión	1. Válvulas VE-0048, VE-0061, VE-0062, VE-0045 y VE-0042 parcialmente cerradas	1. Presurización o rotura de línea 2. Pérdida de producción y pérdidas materiales en caso de rotura 3. Posible accidente de personal operador.	3	C	S	1. Ninguna	1. Instalar válvula de alivio en la línea 6-CO-37-038-A1 que será interconectada al sistema de drenaje.	Ingeniería
26	Menos presión	1. Válvulas parcialmente cerradas	1. Ninguna	1	A	T	1. Ninguna	1. Ninguna	Ninguna
		2. Rotura de línea	2. Pérdida o derrame de fluidos en campo	3	B	S	2. Ninguna	2. Instalar alarma por baja presión	Operaciones
27	Más temperatura	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	No aplica	Ninguna
28	Menos temperatura	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	No aplica	Ninguna
29	Más tiempo	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	No aplica	Ninguna
2.10	Menos tiempo	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	No aplica	Ninguna
2.11	Más nivel	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	No aplica	Ninguna
2.12	Menos nivel	No aplica	No aplica	-	-	-	No aplica	No aplica	Ninguna

ANEXO VII

PLANILLA RESULTADOS HAZOP NODO 3

PROYECTO: Optimización de Operación de Free Water y Tratadores Térmicos									
NODO3: Entrada y salida de crudo de tratadores térmicos 37-D01 / 37-D02 / 37-D03									
INTENCION DEL NODO: Asegurar una alimentación de crudo a los tratadores térmicos 37-D-01 / 02 / 03						P&ID: Anexo III Diagrama de instrumentación y tuberías general			
Item	Desviación	Causas	Consecuencias	Matriz de Riesgo			Salvaguardas	Recomendaciones	Responsabilidad
				S	P	NR			
31	No Flujo	1. Válvulas VE-001, VE-002 y VE-003 cerradas.	1. Pérdida de producción 2. FT-3710/ FT-3720 / FT-3730 Vortex marcarán cero. 3. Parada de proceso/ cambio de proceso.	2	B	M	1. Lazos de control de temperatura. (TT3711/ TT3712/ TT3713).	1. Cambiar los caudalímetros de Vortexa Mésicos 2. Configurar alarma de no flujo en Scada de FT disponibles.	Ingeniería
32	Más Flujo	1. Picos de ingreso en Planta	1. Posible pérdida de eficiencia en los tratadores térmicos (menor tiempo de residencia); alto BSW 1b. Error en mediciones en transmisores de flujo. 1c. Mayor inyección de químico y pérdida de eficiencia.	1	C	M	1. Lazos de control de niveles (LCV/ 3712 / LCV/3720 / LCV/	1. Instalar una alarma por sobre flujo. 2. Instalar alarma de sobre-nivel. 3. Revisión de dimensionamiento actual de válvulas de control LCV de salida de crudo y agua. 4. Monitorear el desempeño de válvulas de control para un adecuado mantenimiento.	1.- Ingeniería 2.- Ingeniería 3.- Ingeniería/ Operaciones 4.- Mantenimiento
33	Menos Flujo	1. Válvulas parcialmente cerradas	1. Incremento de temperatura en los tratadores térmicos	2	B	M	1. Lazos de control de temperatura. (TT3711/ TT3712/ TT3713).	1. Alarma de bajo flujo en Scada de FT disponibles 2. Sacar fuera de servicio un primer tratador y luego el otro tratador si fuese necesario	1.- Ingeniería 2.- Operaciones
34	Flujo Inverso	1. Alto nivel de Tk lavador	1. Reflujo de bruta	2	A	M	1. Válvulas check (002 /1002 / 2002)	1. Ninguna	Ninguna
35	Más presión	1. Válvulas cerradas: VE-0060, VE-0055 y VE-0056, V-0054 o V-0060, VE-0048 cerrada, VE-0068 (antes del transmisor), VE-0067, VE-0070, VE-0071, VE-075.	1a. Presurización o rotura de línea. 1b. Pérdida de producción y pérdidas materiales en caso de rotura. 1c. Sobrepresión en Tratadores 1d. Posible accidente de personal operador.	2	B	M	1. Existe PSV- 3711, 3721, 3731	1. Conectar al sistema SCADA todos los sistemas de protección. 2.-Instalar transmisor de presión 3.-Adecuado mantenimiento de válvulas PSV/	1.- Ingeniería 2.- Ingeniería 3.- Mantenimiento
36	Menos presión	1. Válvulas de ingreso parcialmente cerradas.	1. Baja eficiencia de Tratador por bajo caudal.	2	B	M	1. Ninguna	1. Incluir el shut-down para ingreso de gas en automático / manual.	1.- Ingeniería
		2. Rotura de línea.	2. Fuga de fluidos	3	C	S	2. Ninguna		

3.7	Más temperatura	1.-Bajo flujo de crudo	1. Posible deterioro de materiales.	2	C	S	TT 3711, 3721, TCV 3714, 3724, 3734	1. Adecuar estrategia de mantenimiento	1.- Mantenimiento
		2. Descontrol del sistema de gas	2. Generación de vapores en el fluido, lo que generaría una presurización en el equipo.	3	C	S			
3.8	Menos temperatura	1. Descontrol del sistema de gas	1. Mala separación de crudo-agua. 1b. Baja calidad de crudo a desaladora. 1c. Posible reproceso del crudo.	2	C	S	1. Ninguna	1. Verificar y calibrar el sistema de gas a quemadores.	1.- Mantenimiento
		2. Baja temperatura de ingreso de crudo por cuestiones ambientales.	2. Baja calidad del crudo a desaladora.	2	B	M	2. Operar el Free Water como tratador térmico	1. Instalar revestimiento térmico a FWKO. 2. Operar los 4 tratadores en serie/paralelo	1. Ingeniería 2. Operaciones
3.9	Mas tiempo	1. Menos flujo de ingreso	1. Buena calidad cuando no se supera el tiempo de residencia máximo.	1	C	M	LCV/3712, 3722, 3732	1.- Sacar un tratador fuera de servicio 2.- Verificar el tiempo de residencia calculado	1.- Operaciones 2.- Ingeniería
		2.-LOV deficientes	2. Probabilidad de operar bajo caudal de tratamiento.	2	B	M		1. Verificar y calibrar el sistema de las valvulas de control	1.- Mantenimiento
3.10	Menos tiempo	1. Incremento de caudal de ingreso.	1. Alto BSW para salida de crudo a tratadores.	2	C	S	1. Ninguna	1.- Instalar alarma de alto flujo de ingreso de crudo al tratador	1.- Ingeniería
		2.- bypass abierto de LOV	2. Alto OIW para salida de agua a drenajes	2	C	S	2. Ninguna	2.- Verificar estado de LOVs.	2.- Mantenimiento
3.11	Mas nivel	1. Picos de ingreso en Planta	1a. Posible pérdida de eficiencia en el Tratador (menor tiempo de residencia); alto BSW 1b. Error en mediciones en transmisores de flujo.	1	C	M	1. Lazos de control de niveles.	1. Instalar alarma de alto nivel 2. Estrategia de mantenimiento 3. Estrategia de operacion de PTC	1.- Ingeniería 2.- Mantenimiento 3. Operaciones
3.12	Menos nivel	1. Válvulas de ingreso parcialmente cerradas	1. Incremento de temperatura en tratador. 2. Baja calidad de crudo tratado	2	B	M	1. Lazos de control de niveles.	1. Instalar alarma de bajo nivel 2.- Estrategia de mantenimiento 3. Verificar condición de operación de valvulas y regular ingreso de gas a quemadores.	1.- Ingeniería 2.- Mantenimiento 3.- Operaciones
		2. Válvulas de by-pass de salida completamente abiertas		2	B	M		1.- Estrategia de mantenimiento 2. Verificar condición de operación de valvulas y regular ingreso de gas a quemadores.	1.- Mantenimiento 2.- Operaciones
		3.- Menor caudal de ingreso a los tratadores		1	C	M		1. Verificar condición de operación y regular ingreso de gas a quemadores. 2. Evaluar en sacar fuera de servicio un tratador	1.- Operaciones