

UNIVERSIDAD CATOLICA ANDRES BELLO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA INDUSTRIAL

TESIS
LDD999

V59
V.1

Análisis y Propuestas de Mejora en las
Áreas de Seguridad, Higiene y Ambiente
en una Planta de Almacenamiento y
Distribución de Hidrocarburos



REALIZADO POR

Jessica A. Vivas F.

PROFESOR GUIA

Manuel J. Treviño D.

FECHA

2 de Noviembre de 1999

ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos, iv

Sinopsis, v

PARTE I: PRESENTACIÓN DEL ESTUDIO

Capítulo 1: Consideraciones Iniciales

- 1.1 Petróleos de Venezuela, S.A. , 1
 - 1.1.1 PDVSA – Faja del Orinoco, 2
 - 1.1.2 Desarrollo de la Faja del Orinoco, 3
 - 1.1.3 Proyecto Cerro Negro, Aspectos Generales, 4
- 1.2 Objetivos del Estudio, 8
- 1.3 Antecedentes, 9
- 1.4 Alcance, 12
- 1.5 Limitaciones, 12

Capítulo 2: Basamento Conceptual

- 2.1 Nociones Preliminares de Aspectos Económicos, de Seguridad, Higiene y Ambiente en un Proyecto, 13
- 2.2 Leyes, regulaciones, códigos y estándares, 16
 - 2.2.1 Normativa Legal Venezolana Vigente, 17
 - 2.2.1 Normas, Códigos y Estándares, 19
- 2.3 Elementos Económicos y Financieros, 19
- 2.4 Consideraciones Ambientales, 22
- 2.5 Fundamentos de Seguridad e Higiene, 26
 - 2.5.1 Principios fundamentales para un diseño seguro, 26

Capítulo 3: Producción, Proyecto Cerro Negro

- 3.1 Area de Producción, 33
 - 3.1.1 Yacimiento, Programa de Producción y Estrategia de Desarrollo, 33

- 3.2 Facilidades de Producción, 34
 - 3.2.1 Centro de Procesamiento de Crudo (CPF), 36
 - 3.2.1.1 Área de Tratamiento de Crudo, 37
 - 3.2.1.2 Área del Sistema de Compresión de Gas, 38
 - 3.2.1.3 Área de Almacenamiento, 39
 - 3.2.1.4 Área de Servicios, 40
- 3.3 Situación actual, 41

PARTE II: MARCO METODOLÓGICO

Capítulo 4: Metodología, Proceso de Elaboración

- 4.1 Búsqueda de Información , 46
- 4.2 Análisis de la información, 48
 - 4.2.1 Riesgos Mayores en Instalaciones Petroleras, 48
 - 4.2.1.1 Escape de Gases y Derrame de Líquidos, 48
 - 4.2.1.2 Incendios, 50
 - 4.2.1.3 Explosiones, 52
 - 4.2.2 CPF. Estudio de Riesgos, Efluentes y Emisiones, 53
 - 4.2.2.1 Estudio de los Riesgos, 53
 - 4.2.2.2 Análisis de Efluentes, 60
 - 4.2.2.3 Análisis de Emisiones, 62
 - 4.2.3 Plan para Mitigar Riesgos en el CPF, 65
 - 4.2.4 Factores Económicos, de Seguridad, Higiene y Ambiente que Afectan a la Instalación, 70
 - 4.2.4.1 Costos de Operación, 72
 - 4.2.4.2 Análisis del Impacto Económico de la Automatización de los Sistemas en la Instalación, 74

Conclusiones y Recomendaciones, 77

Glosario, 79

Bibliografía, 82

Anexos, Tomo II

AGRADECIMIENTOS

A Dios y mi Divino Niño, por guiar mi vida y por el infinito amor que compartimos

Ami Papá y mi Mamá, a mis tíos Miriam y Sixto, por vivir este sueño conmigo

A mi Hermana, por soportarme en mis peores días

A toda mi Familia, por el amor que me han brindado siempre

Al Sr. Rafael Lairer, por su enseñanza, paciencia y orientación. ¡ Gracias !

A Alba, Zenia y Fernando, por su gran ayuda y sincera amistad

A Ana, Exses, Yuma, Henry y Paul, por el bonito cariño y apoyo que me brindaron

A los señores Giovanni, Margarita, Francisco y Aaron, por sus acertados comentarios

y valiosa asesoría

Al Sr. Manuel Treviño, por su confianza y asesoría

A quienes me ayudaron en el logro de este sueño

SINOPSIS

La preocupación por mejorar y mantener la calidad integral del ambiente que nos rodea está presente en muchas de las actividades que impulsan el crecimiento de las poblaciones y consolidan su desarrollo, lo cual lleva a la aplicación de procesos y acciones que favorezcan su realización en armonía con el ambiente; siendo necesario lograr un balance de la seguridad, ambiente e higiene que en su conjunto afectan el bienestar integral de la población.

El presente trabajo es un estudio en las áreas de seguridad, ambiente e higiene en una planta de distribución y almacenamiento de hidrocarburos, con el fin de identificar oportunidades de mejora que conduzcan a la reducción de los costos asociados a la instalación.

Debido a la desvinculación con las operaciones y riesgos existentes en la industria petrolera, se realizó una documentación bibliográfica al respecto; identificando los distintos riesgos asociados a las actividades e instalaciones petroleras en general.

Se continuó con el estudio de los riesgos en el Centro de Procesamiento de Crudo del Proyecto Cerro Negro, con base en el Análisis Preliminar de Peligros realizado sobre las instalaciones en las etapas de ingeniería. El Proyecto Cerro Negro abarca la extracción, transporte, mejoramiento y comercialización de crudo extra pesado de la Faja del Orinoco.

Adicionalmente, se analizó la generación de efluentes y emisiones en la instalación, así como el tratamiento y disposición final de los mismos; con soporte de material descriptivo del Proyecto y bibliográfico.

Se identificaron los costos operacionales relacionados con las actividades en el Centro de Procesamiento de Crudo, como paso previo a la búsqueda de oportunidades para una posible reducción de costos en la instalación. Posteriormente se analizó el probable

efecto sobre la economía del Proyecto, que produciría un eventual aumento y mejora de la automatización de los sistemas en la instalación.

Del desarrollo del Trabajo se concluyó, que la ocurrencia de eventos como derrames e incendios en el Centro de Procesamiento de Crudo, amenazan el bienestar del personal, del ambiente cercano y también la integridad de la instalación. La toma de acciones para reducir estos riesgos obedecen a los lineamientos establecidos y derivados de las políticas y objetivos seguidos en la ejecución del Proyecto, acorde con las exigencias referidas en las normas y leyes vigentes. Las inversiones requeridas para la aplicación de las medidas preventivas/mitigantes de tales riesgos, deben someterse a análisis económicos, para así garantizar la rentabilidad de Proyecto.

**P
A
R
T
E**

I

***PRESENTACIÓN
DEL ESTUDIO***

CAPÍTULO 1

CONSIDERACIONES INICIALES

Este Trabajo Especial de Grado analizará como se integran los elementos de seguridad, higiene y ambiente a las operaciones de una instalación petrolera, y su posible incidencia en la rentabilidad económica de las actividades desarrolladas. El análisis se basará en las Instalaciones Centrales de Producción de un proyecto de extracción, transporte, mejoramiento y comercialización de crudo extra pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, el Proyecto Cerro Negro.

Con este primer capítulo se persigue introducir al lector en el tema, presentando los objetivos planteados, definiendo el alcance del Trabajo y las limitaciones encontradas. Así mismo se describirá a Petróleos de Venezuela, a su unidad de negocio PDVSA – Faja y al Proyecto Cerro Negro.

1.1 Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)

Petróleos de Venezuela, S.A.(PDVSA), es la empresa matriz, propiedad de la República de Venezuela, que se encarga del desarrollo de la Industria Petrolera, Petroquímica y Carbonífera Nacional (IPPCN). Tiene la función de planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades de sus empresas operadoras, tanto en Venezuela como en el exterior.



Figura N°1: Organización de PDVSA

A comienzos de la década de los '90, se inicia el proceso de apertura del negocio petrolero en Venezuela, con el propósito de promover especialmente la incorporación de su principal industria al aparato productivo, y generar ingresos derivados de activos poco rentables. Para lograr el crecimiento previsto en las actividades de producción y refinación, PDVSA tiene como estrategia fundamental la incorporación del capital privado (nacional e internacional) a sus actividades, con novedosos esquemas comerciales algunos de los cuales ya se encuentran en fase de ejecución y otros en consolidación. Ver anexos del capítulo 1, N° 1: Apertura de la Industria Petrolera.

Se han implementado diversas modalidades de apertura entre las que destacan las Asociaciones Estratégicas para producir crudos en la Faja del Orinoco. La planificación y desarrollo de las Asociaciones actuales y futuras es dirigida por la unidad de negocio PDVSA – Faja.

1.1.2 PDVSA – Faja del Orinoco

La visión de PDVSA –Faja es:

En un horizonte estratégico de 10 años, consolidarse como una unidad de alto desempeño para la coordinación del desarrollo y comercialización de los hidrocarburos de la faja, en volúmenes superiores al millón de barriles diarios

Y tiene como misión:

Maximizar la creación de valor para el accionista, mediante el desarrollo integral de los recursos de hidrocarburos de la faja, haciendo uso de tecnologías de punta, minimizando el impacto ambiental y en armonía con las comunidades vecinas.

Sus objetivos son:

- Planificar y coordinar el desarrollo integral de la Faja del Orinoco.
- Ejercer el control y seguimiento de los proyectos en desarrollo.
- Definir esquemas de sinergia y trabajo con otras organizaciones de PDVSA y entes externos.
- Concluir negociaciones de los proyectos en progreso y concretar nuevos negocios.

1.1.3 Desarrollo de la Faja del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco, situada al sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, es un gigantesco reservorio de 55 mil Km² con hidrocarburos pesados y extra pesados, con reservas recuperables en el orden de los 270 mil millones de barriles y 1,9 billones de barriles de petróleo in situ, con una calidad promedio entre 8 y 9 °API. Esta inmensa reserva de hidrocarburos fue descubierta a mediados de los años treinta, pero solo hasta ahora ha avanzado la tecnología como para asegurar una rentable explotación comercial.

Para diversificar los riesgos económicos asociados a la conversión del crudo extra pesado de la Faja, en productos de mayor interés en el mundo y al mismo tiempo garantizar el acceso a nuevos mercados, se adelantan y concretan algunos proyectos integrados de asociación con empresas internacionales. El objeto de las Asociaciones Estratégicas es ejecutar las actividades verticalmente integradas necesarias para la exploración, desarrollo, producción, explotación, transporte, mejoramiento y comercialización del crudo extra pesado producido en diversos bloques de las áreas de Zuata, Hamaca y Cerro Negro de la Faja.

Hasta la fecha, el Congreso de la República ha dado su aprobación a cuatro (4) proyectos verticalmente integrados: Petrozuata, Cerro Negro, Sincor y Hamaca.



Figura N°2: Asociaciones Estratégicas

En la siguiente tabla se muestran los elementos más resaltantes de los cuatro proyectos:

Tabla N°1: Aspectos Generales de los Proyectos de la Faja.

PROYECTO	SOCIOS	MBD	°API	ÁREA	°API MEJ.
PETROZUATA	PDVSA P&G CONOCO	120	9	Zuata	21-23
CERRO NEGRO	PDVSA Cerro Negro MOBIL VEBA OEL	120	8-8.5	Cerro Negro	16
SINCOR	PDVSA Sincor TOTAL STATOIL	193.4	8.5	Zuata	31-32
HAMACA	Corpoguanipa PHILLIPS TEXACO	200	9	Hamaca	25

* Representante de PDVSA

En todos los proyectos, el crudo extra pesado extraído será diluido y transportado por oleoductos al Complejo Industrial de Jose, situado al norte del Estado Anzoátegui, donde será procesado en plantas de mejoramiento, las cuales están en etapa de construcción en dicho Complejo, para obtener crudo mejorado de mediana a alta gravedad que será comercializado en el mercado internacional.

De los cuatros proyectos mencionados, se ha seleccionado al Proyecto Cerro Negro, específicamente a sus Facilidades Centrales de Producción, para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado. A continuación se presentan los aspectos generales del Proyecto, y en el capítulo 3 se explicarán los detalles de las instalaciones y operaciones en las Facilidades Centrales de Producción.

1.1.4 Proyecto Cerro Negro, Aspectos Generales

El Ministerio de Energía y Minas asignó a Lagoven, S.A., (predecesor de intereses de PDVSA Petróleo y Gas), un área de 295 Km² para la producción de petróleo crudo extra pesado en el área Cerro Negro de la Faja del Orinoco. El área de Cerro Negro está ubicada en la parte oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco y se extiende sobre una superficie de 1.200 Km² entre los estados Anzoátegui y Monagas. Ver anexos del capítulo 1, N° 2: Mapa de Ubicación Geográfica del Proyecto.

En Octubre de 1997, el Congreso de Venezuela aprobó la *Asociación Estratégica Cerro Negro* para la explotación, transporte, mejoramiento y comercialización de las reservas de crudo extra pesado, suscrita por PDVSA, Mobil y Veba Oel.

Los integrantes de la Asociación han constituido a *Petrolera Cerro Negro, S.A.*, como Compañía de Gerencia, para dirigir, coordinar y supervisar en su nombre todas las actividades que comprende el Proyecto. La participación de los socios en Petrolera Cerro Negro, al igual que su participación en el Proyecto, está distribuida de la forma siguiente: 412/3 PDVSA Cerro Negro, 412/3 Mobil Cerro Negro y 162/3 Veba Oel de Venezuela.

Así mismo, los socios han seleccionado a *Operadora Cerro Negro, S.A.*, una sociedad anónima organizada bajo las leyes de la República de Venezuela y subsidiaria directa de Mobil, para ser el agente ejecutor de las operaciones diarias del Proyecto. Ver anexos del capítulo 1, N° 3: Estructura de la Asociación.

El Proyecto Cerro Negro abarca la explotación y desarrollo de uno o más campos de petróleo, la construcción del sistema de oleoductos y de la planta de mejoramiento de crudo, así como la comercialización de los productos.

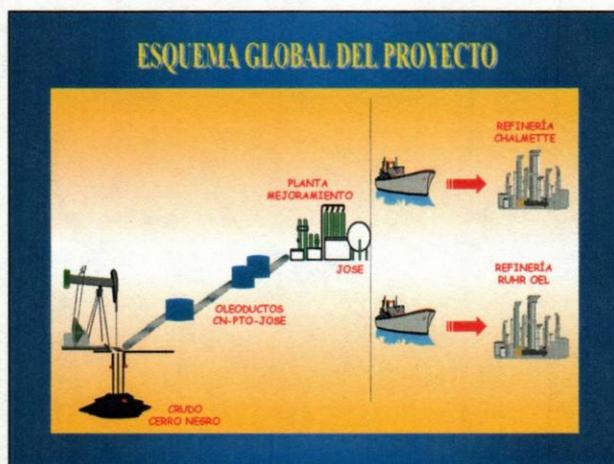


Figura N° 3: Esquema Global del Proyecto Cerro Negro

De manera que tal y como se muestra en el esquema global, las actividades mayores del Proyecto se agrupan en cuatro (4) componentes principales a saber: Producción, Transporte, Mejoramiento y Comercialización. En la siguiente tabla se presentan las instalaciones asociadas a cada componente, así como las operaciones a realizarse en cada una de ellas.

PROYECTO CERRO NEGRO		
INSTALACIONES	OPERACIÓN	
PRODUCCIÓN	Macollas	Agrupar los pozos de producción
	Estaciones de Flujo (EF)	Recolectar y transferir los fluidos producidos desde el campo hasta el Centro de Procesamiento de Crudo, así como la evaluación de los pozos
	Centro de Procesamiento de Crudo (CPF)	Separar el gas del crudo extraído. Deshidratación y reducción del contenido de sales del crudo. Almacenamiento y Bombeo del crudo extraído al mejorador. Recepción y bombeo del diluyente a las macollas. Tratamiento de efluentes
TRANSPORTE	Tubería de Diluyente	Transportar diluyente desde Jose al CPF
	Tubería de Crudo	Transportar crudo desde el CPF hasta Jose
MEJORAMIENTO	Und. Destilación Atmosférica	Separación del diluyente, kerosene, gasóleos y residuos atmosféricos
	Und. Coquización Retardada	Craqueo térmico para producir gas, gasóleos livianos y pesados y carbón sólido
	Und. De Hidrotratamiento de Nafta	Hidrotratamiento del diluyente (nafta) para su estabilización y remoción del azufre
	Und. De Purificación de Hidrógeno	Depuración del hidrógeno para el proceso de hidrotratamiento
	Und. De Regeneración de Aminas	Despojamiento de compuestos sulfurosos y amoniacales de la amina usada en el procesamiento del gas combustible
	Und. de Tratamiento de Aguas Agrias	Separación de H ₂ S y CO ₂ de las corrientes acuosas de las instalaciones
	Unds. De Recuperación de Azufre	Recuperación de azufre líquido a partir del H ₂ S presente en los gases ácidos y agrios
COMERCIALIZ	Terminal de Líquidos	Embarque y desembarque de crudo y diluyente respectivamente
	Terminal de Sólidos	Embarque de coque y azufre

El análisis se centrará en el componente Producción del Proyecto, el cual será descrito en el capítulo 3; mientras que los aspectos relacionados con los componentes tubería,

mejoramiento y comercialización se ampliarán en anexos del capítulo 1, N°4: Sistema de Oleoductos, N°5: Planta de Mejoramiento y N°6: Facilidades de Carga.

El programa de producción del proyecto está dividido en dos fases: la Fase de Producción de Desarrollo y la Fase de Producción Comercial. La primera fase comenzará después que el desarrollo del campo haya sido completado, incluyendo la perforación de 46 pozos, la construcción de las facilidades de campo y la culminación del sistema de oleoductos; esta fase ha sido planificada para comenzar en Diciembre de 1999, aproximadamente 18 meses antes de la puesta en marcha del mejorador. Ver anexos del capítulo 1, N° 7: Cronograma del Proyecto.

Durante la Fase de Producción de Desarrollo serán extraídos y diluidos cerca de 58.000 BPD de petróleo crudo extra pesado, para producir aproximadamente 78.000 BPD crudo diluido, empleando como diluyente un petróleo condensado más liviano como el Oso Nigeriano o algún sustituto apropiado. La segunda fase comenzará después de iniciadas las actividades del mejorador, programado para Junio del 2001, se espera que la producción de los pozos crezca hasta 116.500 BPD, y que alrededor de 40% del crudo extraído sea mejorado para producir 105.000 BPD de sincrudo o crudo sintético de 16,6 °API. Adicionalmente se producirán 2.040 TPD de coque y 110 TPD de azufre.

Actualmente, se negocian los términos y condiciones de un convenio de asociación que permita aprovechar las sinergias operacionales que se han definido y que representan ahorros significativos para todos los involucrados. Las áreas identificadas de posibles sinergias son las tuberías desde las áreas de producción hasta el Complejo Industrial en Jose, y en éste, el embarque/desembarque de crudo y diluyente, el muelle de exportación para sólidos, el suministro eléctrico, de agua, gases y otros servicios e infraestructuras.

1.2 Objetivos del Estudio

Atendiendo la tendencia mundial, y en línea con el firme propósito de PDVSA, de velar la calidad integral del medio que sustenta el desarrollo de las actividades productivas, surge la necesidad de insertar consideraciones de seguridad, higiene y ambiente a tales actividades, sin alterar significativamente la rentabilidad de las inversiones que se lleven a cabo; garantizando además la protección y defensa de los elementos humanos, naturales e instalaciones involucradas. Con esta situación planteada, se presentan a continuación los objetivos del Trabajo

General

Reducción de los costos asociados a las áreas de seguridad, higiene y ambiente, mediante la búsqueda de oportunidades de mejora

Específicos

- ▶ Identificación de los diversos tipos de riesgos, desde el punto de vista de seguridad, higiene y ambiente.
- ▶ Estudio de los posibles riesgos de seguridad, higiene y ambiente asociados a las operaciones de la planta.
- ▶ Realizar un análisis de escenarios para determinar la importancia del comportamiento de los tanques de almacenamiento como componentes principales de la planta.
- ▶ Analizar la reducción de los efluentes generados, así como el manejo de los mismos
- ▶ Analizar el impacto sobre la seguridad e higiene de las instalaciones y áreas circunvecinas
- ▶ Presentación de un plan para mitigar riesgos destinado a mejorar las áreas de seguridad, higiene y ambiente, aplicando la normativa vigente para el diseño de las instalaciones y procesos
- ▶ Identificar las variables técnicas y económicas que afectan los costos de operación
- ▶ Selección de indicadores de la efectividad financiera de las opciones evaluadas

1.3 Antecedentes

La Industria Petrolera y Petroquímica Nacional aborda los aspectos de seguridad, higiene y ambiente de sus instalaciones, como una parte integral del trabajo iniciado con las evaluaciones de factibilidad y conceptualización de los procesos, continuando a través de las diferentes fases del diseño, construcción y arranque, manteniéndose de igual forma durante toda la vida operativa de las instalaciones e inclusive hasta sus etapas de cierre, desmantelamiento o clausura.

La IPPN tiene como meta reducir los riesgos a un nivel tolerable “con el uso eficaz de los recursos”; para ello se requiere de óptimos criterios de ingeniería que simplifiquen los procesos y operaciones mediante el uso de códigos de diseño, complementados con métodos cuya aplicación dirigen el diseño intrínsecamente seguro de todas las instalaciones de la Industria, siguiendo las pautas establecidas por la Filosofía de Diseño Seguro de PDVSA, los cuales deberán implantarse obligatoriamente tanto en el diseño de nuevas instalaciones como en ampliaciones o modificaciones de las ya existentes, tanto en tierra firme como en costa afuera, en las cuales se produzcan, procesen y almacenen sustancias inflamables, combustibles y/o tóxicas.

Las actividades de la Industria se desarrollan en condiciones que permiten mantener la integridad del personal, de sus instalaciones y equipos, evitar la contaminación del ambiente y reducir los riesgos a terceros. De manera que en cada uno de sus proyectos se realiza un análisis de riesgos, que requiere de una serie de estudios por etapas, los cuales estarán integrados dentro de las diferentes fases de todo proyecto.

La primera etapa, durante la ingeniería conceptual, consiste en estudios para evaluar alternativas de ubicación, identificar impacto ambiental, establecer los criterios de aceptación de riesgos e identificar riesgos asociados con las sustancias manejadas, así como los requerimientos de información para los estudios subsiguientes, muchos de ellos exigidos por las autoridades en el cumplimiento de las leyes. Tales estudios requieren de tiempo para el levantamiento de la información precisada y para la

realización/evaluación de los mismos, demandando desembolsos de dinero para su ejecución.

En la segunda etapa, durante la ingeniería básica, se lleva a cabo un segundo estudio diseñado para identificar cualquier riesgo significativo, que de no ser corregido en una fase temprana del proyecto, comprometería su viabilidad; para ello se revisan los esquemas de flujo del proceso, se evalúa el diseño contra los criterios de aceptación de riesgos, indicando aquellos sistemas que deberán ser rediseñados.

En la tercera etapa, durante la ingeniería de detalle, se lleva a cabo un estudio de riesgos y operabilidad (HAZOP), el cual está diseñado para identificar cualquier riesgo que por alguna razón no ha sido identificado en las etapas previas. Se examina críticamente la operación de la planta en base al diagrama de instrumentación y tubería definitivo, se examina también el manual de operaciones preliminar y la metodología de mantenimiento, además de investigar las operaciones críticas y las posibles emergencias.

Durante la construcción de la instalación, se ejecutará un cuarto estudio, a través del cual se verificará el cumplimiento de todas las recomendaciones emitidas en los estudios previos. Y en la etapa de puesta en operación, se verificará que la instalación cumple con la normativa de PDVSA y con la legislación Venezolana.

Igualmente, la protección del ambiente también constituye una prioridad para PDVSA, en su esfuerzo por lograr el desarrollo de la industria en armonía con el entorno ecológico y la seguridad del personal. Este principio se basa en políticas, programas y acciones que suponen la inversión de importantes recursos materiales y humanos para la preservación del ambiente.

Específicamente, la corporación realiza tareas para prevenir y controlar situaciones que puedan afectar los ecosistemas de las áreas operacionales, investigaciones que permitan minimizar el impacto ambiental de las actividades industriales, labores de apoyo a las

instituciones responsables de la preservación de la naturaleza y campañas para concientizar a la colectividad sobre la conservación del ambiente.

PDVSA invierte en la manufactura de productos limpios, tratamiento de efluentes líquidos, control de emisiones atmosféricas, disposición de residuos industriales, conservación de los suelos y construcción de obras de infraestructura ambiental.

En cuanto a prevención de contingencias, se actualizan los planes correspondientes y se realizan simulacros de derrames de petróleo, productos de hidrocarburos y sustancias peligrosas, los cuales refuerzan la preparación del personal y permiten evaluar y comprobar la eficiencia de los equipos y procedimientos establecidos.

Para apoyar la estrategia de apertura petrolera, se realizaron actividades con los socios potenciales, para trabajar de acuerdo con la legislación ambiental vigente en el país y concordar en los criterios de protección ambiental de la corporación, así como en los códigos de diseño y especificaciones de ingeniería adoptadas en los proyectos de la Industria, con miras a garantizar el óptimo desempeño de los trabajadores e instalaciones.

1.4 Alcance

Elaboración de un estudio integral que evalúe los aspectos de ambiente, seguridad e higiene, dentro de un marco óptimo de inversión de capital. Utilizando indicadores económicos para jerarquizar las opciones de mitigación, integrando un conjunto de medidas para minimizar los riesgos identificados

1.5 Limitaciones

- ▶ La toma de acciones y la inversión de capital respectiva con el fin de mejorar los aspectos de seguridad, higiene y ambiente durante la concepción y ejecución del Proyecto, está determinada por las políticas establecidas y seguidas por PDVSA y los socios.
- ▶ Los estudios de riesgos requieren del trabajo de equipos multidisciplinarios, con sobrada experiencia y estrechamente relacionados con los procedimientos, estándares de seguridad y con la operación de la instalación bajo estudio.
- ▶ Las medidas mitigadoras de riesgos son específicas para cada instalación y derivan de los riesgos presentes analizados.
- ▶ Usualmente la reducción del nivel de riesgo en una instalación resulta de la aplicación de medidas mitigantes en conjunto y pocas veces de la ejecución individual de alguna de ellas.
- ▶ Jerarquizar las medidas mitigadoras de riesgos a través de indicadores económicos reviste únicamente la consideración de factores financieros; sin embargo, es importante tomar en cuenta otros factores de diversa índole que pueden eventualmente determinar la selección y aplicación de tales medidas.

CAPÍTULO 2**BASAMENTO CONCEPTUAL**

El propósito de este capítulo es sentar las bases conceptuales en materia de seguridad, higiene y ambiente que fundamentarán el desarrollo del Trabajo, dando particular importancia a la visión integral que se considerará de las tres áreas, desde una perspectiva económica considerada en los proyectos de la industria petrolera.

2.1 Nociones Preliminares de los Aspectos Económicos, de Seguridad, Higiene y Ambiente en un Proyecto

La industria petrolera, al igual que el resto de las industrias que conforman el sistema productivo nacional, tiene la necesidad de mantener y mejorar sus activos o de crear otros nuevos que faciliten el desarrollo de sus operaciones que modernicen y revitalicen sus actividades. De esta manera, la ejecución de proyectos de inversión surge como una acción propia a la gestión de cualquier empresa a través de la cual ésta pretende tener una presencia permanente en el tiempo.

Los proyectos de inversión constituyen la creación de bienes o servicios esenciales para satisfacer las necesidades existentes, lo cual supone una alta complejidad logística, de ejecución y estrategia, que requiere grandes desembolsos de dinero, y la utilización de recursos humanos internos y externos de la organización.

Cualquiera que sea el área en que el proyecto esté inserto, siempre será posible medir los costos de las distintas alternativas de asignación de recursos, a través de un criterio económico que permita conocer las ventajas y desventajas cualitativas y cuantitativas que implica la asignación de los recursos escasos a un determinado proyecto. Es así, como el éxito de los proyectos de ingeniería y de negocios se mide más que nada en términos de eficiencia financiera. Es poco probable, que un proyecto alcance su éxito financiero máximo a menos que esté adecuadamente planeado y operado de acuerdo a sus requerimientos técnicos, económicos, sociales y ambientales. De cualquier forma, el costo y el uso económico del capital (en la forma de dinero, materiales o equipos)

dirigen las actividades hacia el uso más efectivo de los recursos. Sin embargo, muy pocas decisiones se toman únicamente sobre la base de consideraciones financieras. Las decisiones acertadas respecto a la viabilidad de proyectos de ingeniería deben tomar en cuenta todos los factores, monetarios y no monetarios que afectarán el negocio.

En la industria petrolera, las propuestas de inversión se clasifican en tres grandes grupos:

1. Las que implican una generación de ingresos a la Industria por concepto de la venta de crudo o productos
2. Aquellas cuya generación de ingresos corresponde conceptualmente al ahorro o menor costo que puedan generar en las actividades de la Industria, y
3. Las relativas con el cumplimiento de la legislación nacional e internacional, que no necesariamente genera nuevos ingresos pero permiten mantener operaciones que agregan valor a las actividades

Evidentemente, las inversiones necesarias para la ejecución del Proyecto Cerro Negro entran en el primer grupo, ya que al ser un proyecto de producción, sus actividades van desde el desarrollo de los yacimientos con la perforación de pozos y extracción de crudo extra pesado hasta el procesamiento y transporte con miras a la venta de exportación del crudo y sus productos derivados; todas estas actividades están verticalmente integradas y dirigidas a la generación de ingresos que produzcan una rentabilidad tal que justifique las inversiones realizadas y contribuyan al crecimiento económico de la comunidad. Ver anexos capítulo 2, N° 1: Descripción de los Proyectos de Producción

De tal manera, que el objetivo final de la inversión de capital tanto en el Proyecto Cerro Negro como en cualquier otro, no es más que generar una rentabilidad económica que satisfaga a los inversionistas, haciéndolo viable económicamente. En estas inversiones se consideran los aspectos técnicos que hacen del proyecto y sus instalaciones elementos seguros tanto para los trabajadores del sitio como para el medio natural y social que lo rodee, integrando la seguridad al diseño de los procesos y ajustando las actividades al cumplimiento de los requerimientos legales exigidos por las autoridades competentes, lo

cual le confiere al proyecto factibilidad técnica y ambiental además de brindarle conformidad legal.

Cualquier actividad relacionada con el manejo de hidrocarburos es por naturaleza peligrosa por las características tóxicas, inflamables y explosivas de los mismos, es por ello la obligación del Estado de velar por la seguridad y protección de cualquier ente natural o humano expuesto y vinculado con dichas actividades, usando como instrumento regulador y supervisor las leyes y sus reglamentos, este aspecto será ampliado en el punto 2.2 *Leyes, Códigos y Estándares*.

Por todo esto surge en los proyectos de la Industria la necesidad de analizar los riesgos técnicos, económicos y ambientales asociados a las operaciones, mediante la aplicación sistemática de métodos para identificar y evaluar tales riesgos, conjugando en el análisis elementos financieros (relacionados con las inversiones necesarias y con el aseguramiento de las instalaciones) y estudios de peligros tanto ambientales como de seguridad e higiene. Además de incluir durante las distintas etapas de vida del proyecto medidas dirigidas a garantizar la integridad y seguridad del personal, de las instalaciones y equipos así como a mantener y mejorar la calidad integral del medio en que se desarrollen las actividades.

De manera tal que el riesgo se concibe como la posibilidad de que ocurra un suceso generador de pérdidas de distintos tipos: humanas, económicas y en los ecosistemas, principalmente en condiciones vulnerables, pero siempre vinculadas a procesos estocásticos que con mayor o menor dificultad pueden ser cuantificados.

Por otro lado, el riesgo se encuentra fuertemente asociado al accidente, compartiendo ambos una característica: no son intencionales; la gran diferencia es que el riesgo si se puede anticipar, conociendo su grado de probabilidad se puede evitar o al menos aminorar sus efectos mediante la aplicación previa de acciones mitigantes; respecto a su duración: mientras el accidente es súbito, un riesgo está latente en el tiempo.

2.2 Leyes, Normas, Códigos y Estándares

Las actividades no solo de la industria petrolera, sino de cualquier industria cuyas actividades constituyan una amenaza permanente a la salud física y mental de sus trabajadores y además sean potencialmente degradantes del ambiente, están regidas por un marco legal que establece los derechos y deberes de los distintos sectores de la sociedad involucrados, respecto tanto al uso, conservación y defensa de los recursos naturales y el ambiente como a la creación de medios y condiciones seguras de trabajo.

Para darle cumplimiento a la normativa vigente, es necesario integrar elementos de seguridad, higiene y ambiente al diseño de las instalaciones y procesos de la industria petrolera, orientando estos requerimientos según las diversas normas y códigos nacionales e internacionales aplicables a la creación de un diseño seguro. Seguidamente se listan las leyes, códigos y estándares usualmente considerados:

▶ *Leyes y Regulaciones Venezolanas*

- ↳ Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos
- ↳ Ley Orgánica del Trabajo
- ↳ Ley Orgánica del Ambiente
- ↳ Ley Orgánica de Seguridad y Defensa
- ↳ Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial
- ↳ Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo
- ↳ Ley Penal del Ambiente y Normas Técnicas Complementarias
- ↳ Normas Covenin
- ↳ Código Eléctrico Nacional.

▶ *Requerimientos y Códigos de PDVSA*

- ↳ Manual de Ingeniería de Diseño
- ↳ Manual de Ingeniería de Riesgos

- ▶ Códigos y Estándares Internacionales
 - ↳ API (American Petroleum Institute)
 - ↳ ASME (American Society of Mechanical Engineers)
 - ↳ ASTM (American Society for Testing and Materials)
 - ↳ NFPA (National Fire Protection Association)
 - ↳ ISO (International Standards Organization)

2.2.1 Normativa Legal Venezolana Vigente

A continuación se presentan síntesis de las leyes nombradas anteriormente:

- ▶ *Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos*

Originalmente llamada Ley de Hidrocarburos promulgada en 1943, modificada luego 1975 obedeciendo a la nacionalización del petróleo, recibiendo el nombre actual. Establece claramente que es potestad del Ejecutivo Nacional ejercer todas las actividades concernientes a la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo en el territorio nacional, así como el resto de las operaciones de producción, transporte y almacenamiento de crudo, además de su comercialización nacional e internacional. Quedando a libertad del Ejecutivo Nacional ejercer directamente estas actividades o crear algún ente jurídico de su propiedad para tal fin.

- ▶ *Ley Orgánica del Trabajo*

Dirige las situaciones y relaciones jurídicas del trabajo, dictando pautas en la relación entre patronos y trabajadores para garantizar a éstos un justo reconocimiento de su función, además de brindar todos los medios y condiciones para el mejor desarrollo de su labor que le permita al trabajador vivir dignamente. Última modificación aprobada el 10 de junio de 1997

- ▶ *Ley Orgánica del Ambiente*

Aprobada el 7 de junio de 1976; define los principios rectores para la aplicación de una política ambiental con criterio científico, centralizado y ordenado sobre la conservación, defensa y mejoramiento del ambiente. Hace especial referencia a aquellas actividades susceptibles de degradar el ambiente y que representan riesgos contra determinados elementos suyos, tales como el agua, el suelo, la flora, la fauna,

el aire, la topografía, el clima, el paisaje, la tranquilidad, el bienestar y todos los ecosistemas naturales que son objeto de protección.

▶ *Ley Orgánica de Seguridad y Defensa*

Decretada el 18 de agosto de 1976 para atender la planificación y guarda del potencial nacional para la preservación de su patrimonio, velar por la estabilidad de la República en asuntos internos y externos y sembrar en los ciudadanos la responsabilidad por la seguridad y defensa de la nación.

▶ *Ley Orgánica para la Ordenación del Territorio*

Decretada en Caracas el 11 de agosto de 1983. La ordenación del territorio busca establecer una adecuada organización del espacio en función de los recursos humanos, económicos y naturales, con la finalidad de satisfacer las aspiraciones de la población y el desarrollo de la Nación, en armonía con el ambiente; lo cual implica que la conservación, mejoramiento y protección del ambiente debe estar contenidas en la ordenación del territorio, regulando imperativamente aspectos tales como la regionalización, la urbanización, la localización industrial, el sistema de ciudades, etc.

▶ *Ley Orgánica de Prevención Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo*

Decretada en Caracas el 10 de julio de 1986, es un instrumento jurídico que garantiza a los trabajadores condiciones de seguridad, salud y bienestar en los ambientes de trabajo, siendo deber de los patronos comunicar a sus contratados los riesgos a los que están expuestos en el cumplimiento de sus actividades, imponiéndoles la obligación de proveer los implementos de seguridad adecuados que ayuden a proteger la vida de los empleados y guardar su salud, de manera de garantizar la conservación de su estado de salud físico y mental

▶ *Ley Penal del Ambiente y sus Normas Técnicas*

El 3 de enero de 1992 se decreta la Ley Penal del Ambiente, la cual tipifica como delitos aquellos hechos que violen las disposiciones relativas a la conservación, defensa y mejoramiento del ambiente, y establece las sanciones penales y medidas de precaución y reparación correspondientes. Además de servir como instrumento de disuasión y educación.

2.2.2 Normas, Códigos y Estándares

La norma es un instrumento de transferencia tecnológica entre los países. En Venezuela, las normas se conocen como Normas Venezolanas COVENIN. La Comisión Venezolana de Normas Industriales (COVENIN), como miembro de la Organización Internacional para la Normalización (ISO) participa en el establecimiento de especificaciones técnicas en las normas aplicadas varios sectores del país, entre ellos el sector petrolero.

Los códigos y estándares aplicables a las operaciones de la Industria son diversos e innumerables, y obedecen a la necesidad de normalizar las especificaciones ingenieriles, abarcando desde equipos de perforación hasta actividades de protección ambiental. El Instituto Americano de Petróleo (API) es pionero en el desarrollo de tales códigos y estándares, que han servido de referencia y orientación en los Manuales de Ingeniería de Diseño y de Riesgo de PDVSA.

De igual manera, la aplicación de las normas técnicas desarrolladas por la ASTM avalan la confiabilidad de materiales, productos, servicios y sistemas. Seguir las recomendaciones provistas por la NFPA, basadas en códigos y estándares resultados de investigaciones, contribuyen a la protección de personas, propiedades y ambiente de la acción destructiva del fuego.

2.3 Elementos Económicos y Financieros

El Proyecto Cerro Negro, como propuesta de inversión perteneciente a la primera categoría mencionada en el punto 2.1 *Nociones Preliminares de los Aspectos de Seguridad, Higiene y Ambiente en un Proyecto*, generará ingresos provenientes de las ventas potenciales de crudo y subproductos al mercado externo. Por otro lado, gran parte de los desembolsos que totalizan el costo del proyecto están vinculados con los estudios de factibilidad, diseño de ingeniería, ingeniería de detalle, adquisición de materiales y equipos, construcción de plantas y otros sistemas de operación relacionados con los distintos componentes del Proyecto, además del capital de trabajo, los costos operativos y el pago correspondiente del impuesto de explotación o regalía.

El Proyecto y toda propuesta de inversión considerada debe ser objeto de una evaluación económica. Los resultados de dicha evaluación son representados por medio del cálculo de indicadores económicos, que representan la creación de valor del Proyecto y la rentabilidad de la inversión.

Los indicadores básicos usados en la industria petrolera como soporte de las decisiones económicas son: el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estos indicadores pueden verse afectados por algún cambio en las variables consideradas en la evaluación económica, y para determinar este impacto se realiza un análisis de sensibilidad sobre las variables más significativas, como por ejemplo: volumen de producción y/o ventas, precios de exportación, inversiones, horizonte económico, costos de operación, etc. Para mayores detalles acerca de los indicadores mencionados ver anexos del capítulo 2, N° 2: Indicadores Económicos.

Es así como los costos manejados en la Industria se dividen en dos categorías: costos de inversión y costos de operación.

Los costos de inversión son aquellos relacionados con la adquisición, construcción e instalación de propiedades, plantas y equipos necesarios para las operaciones, así como también las ampliaciones, modificaciones y reacondicionamientos de gran alcance que aumenten significativamente la capacidad productiva de los activos o que incrementen su vida útil en forma apreciable.

Por su parte, los costos de operación se asocian a la ejecución de una serie limitada de pasos relacionados con las actividades de un individuo, una máquina o un proceso, con la finalidad de producir una renta o beneficio.

Los costos en cualquier proyecto se ven afectados por la modificación de variables de distinta naturaleza.

En la tabla siguiente se muestran estas variables:

Tabla N°1: Variables que Afectan los Costos en un Proyecto

VARIABLES	ECONÓMICAS	Macroeconómicas	<ul style="list-style-type: none"> ▸ Inflación ▸ Tasas de Paridad Cambiaria
		Financieras	Intereses (Por préstamos solicitados)
		Fiscales	<ul style="list-style-type: none"> ▸ Impuestos Nacionales (IVA, ISLR[*]) ▸ Aranceles de Importación ▸ Regalías[*]
	TÉCNICAS		<ul style="list-style-type: none"> ▸ Materiales y Equipos ▸ Especificaciones de Diseño ▸ Tipo de Proceso
	OTRAS		<ul style="list-style-type: none"> ▸ Contratación colectiva ▸ Climatológicas

* Solo aplicable en fases operativas de las instalaciones.

Las variables económicas sujetas a mayor variación e incertidumbre son la inflación y las tasas de paridad cambiaria, debido a la confluencia de factores tan diversos que pueden determinar y alterar sus valores. Entonces, siendo la inflación la tendencia de los precios a aumentar en el largo plazo, su sola presencia hace que la adquisición de recursos pueda costar más en el futuro que el estimado hecho en el presente. Por otro lado, frecuentemente es necesario importar materiales y/o equipos que no están disponibles en el mercado interno, bien sea por especificaciones particulares o por requerir de mejor tecnología o calidad, en esta situación las tasas cambiarias y los impuestos arancelarios cobran gran importancia ya que la modificación de sus valores afectarían significativamente el costo de los recursos precisados.

De igual forma los impuestos tanto nacionales como de importación pueden afectar los costos de cualquier actividad en la medida en que sean modificados por la política fiscal del Estado. Adicionalmente, la industria petrolera tiene asociado un impuesto propio a sus actividades: Las Regalías. Este es un impuesto de explotación igual al 16 2/3 del

petróleo crudo extraído, medido en el campo de producción, en las instalaciones en que se efectúe la fiscalización. Este impuesto se paga en efectivo y en Bolívares al Ministerio de Energía y Minas.

El proyecto Cerro Negro, al igual que el resto de los proyectos de la Faja, recurrió al financiamiento externo para respaldar la ejecución de todas las actividades que lo comprenden. El costo de dicho financiamiento se traduce en el pago de los intereses producto de la deuda adquirida, y su valor está determinado esencialmente por la conjunción de dos elementos que son: el costo del dinero en el mercado, definido principalmente por la tasa LIBOR, más un margen adicional cuyo valor está influenciado por una serie de factores referentes a la percepción que tiene el prestamista sobre el riesgo de la inversión, asociado directamente con el riesgo del país donde se desarrollaran las actividades, su entorno y estabilidad política y económica, el tipo de negocio involucrado y el horizonte de tiempo considerado para la inversión, entre otros. Es de hacer notar que si el costo del financiamiento es muy alto, puede ser no atractivo económicamente financiar el Proyecto.

Por lo general las variables técnicas obedecen al cumplimiento de códigos y estándares de diseño, nacionales e internacionales, que se adaptan a las características y parámetros de operación, equipos utilizados, propiedades de las sustancias usadas y/o producidas y a la particularidad de los procesos acorde con las tecnologías adoptadas. Del mismo modo, los ajustes salariales exigidos por la contratación colectiva así como los diversos factores climatológicos impredecibles, pueden causar retrasos y alteraciones/interrupciones de las distintas actividades del Proyecto, lo cual se traduce en un incremento de los costos asociados a tales actividades y en pérdida de tiempo, retardando así la generación de ingresos.

2.4 Consideraciones Ambientales

Si bien es necesario para el crecimiento de los pueblos el desarrollo de actividades que activen su economía mediante el uso racional de los recursos naturales existentes, no debe hacerse en detrimento del medio que sirve de soporte a estas actividades.

Entonces, se define ambiente “...como el marco general donde se realizan las actividades de desarrollo económico; refiriéndose no solo al medio natural, es decir, a los sistemas ecológicos que rodean al ser humano y que colectivamente le ayudan a sobrevivir, sino que se extiende al medio sociocultural creado por él para adaptarse a las exigencias y desafíos del medio natural que le rodea.”¹

El ambiente está dividido en dos medios claramente diferenciados: *Medio Humano* y *Medio Natural*. El medio humano contiene elementos socioeconómicos y culturales, y se refiere a tendencias demográficas y distribución de la población, indicadores económicos del bienestar humano, sistemas educativos, redes de transporte y otras actividades como la agricultura y la ganadería. Por su parte, el medio natural está compuesto por elementos físico-químicos y biológicos; los primeros se refieren a los suelos, geología, topografía, recursos hídricos superficiales y subterráneos, calidad del agua y del aire y la climatología; y los segundos se refieren a la flora y la fauna del área, incluyendo las especies existentes, indicando aspectos biológicos globales como la diversidad de especies y la estabilidad del ecosistema general.



Figura N° 1: Caracterización del Ambiente

¹ Eduardo Buroz Castillo. La Gestión Ambiental. Marco de Referencia para las Evaluaciones Ambientales. Fundación Polar. Caracas. 1998. Pp 49

Durante la planeación de un proyecto se aplican metodologías para el diseño seguro de las instalaciones y procesos, con el interés centrado en conservar la calidad ambiental del medio donde se va a desarrollar y de su área de influencia. La calidad ambiental se refiere “...al estado del ambiente tal como se percibe objetivamente en términos de la medición de sus componentes, o subjetivamente en términos de atributos tales como su belleza y valor”². De manera que al llevar a cabo cualquier actividad sobre el medio, inevitablemente este se ve afectado, originándose en él, procesos tales como la erosión del suelo, la dispersión de contaminantes o el desplazamiento de personas, que son acelerados por la acción del hombre. Los efectos evaluados se denominan impactos ambientales.

Entonces, un impacto ambiental “...es el cambio neto (positivo o negativo) en la salud del hombre o en su bienestar (incluyendo el cabal funcionamiento de los ecosistemas de los cuales depende la supervivencia humana) que resulta de un efecto ambiental y que está relacionado con la diferencia del ambiente que existiría si la acción del proyecto, programa, política, etc., se produjese o no.”³

Los impactos potenciales sobre el ambiente y la comunidad generalmente se sopesan haciendo referencia específica a factores como: impacto socioeconómico, comunidades nativas, degradación de la tierra, contaminación del agua, contaminación del aire, eliminación de desechos, daños a la vida silvestre y su hábitat, daños culturales, históricos y científicos

Considerando el riesgo que existe en todas las actividades referidas al manejo de hidrocarburos y de sustancias químicas en general, se realiza previamente al inicio de cualquier actividad un “Estudio o Evaluación de Impacto Ambiental” (EIA), según lo exigido en la Ley Penal del Ambiente y en la Ley de Ordenamiento Territorial. El EIA se debe presentar ante la autoridad competente para su evaluación y opinión, y esperar su autorización para dar comienzo a las actividades.

² Eduardo Buroz Castillo. La Gestión Ambiental. Marco de Referencia para las Evaluaciones Ambientales. Fundación Polar. Caracas. 1998. Pp 49

³ Idem

Un EIA “es el estudio integral que se realiza sobre un proyecto propuesto, con el objeto de predecir los efectos que puedan derivarse de su ejecución y operación sobre los componentes del ambiente, además de proponer las acciones y medidas para prevenir, mitigar o corregir sus efectos degradantes”⁴.

La Evaluación de Impacto Ambiental debe incluir:

- ▶ Estudio de Línea Base para determinar la situación ambiental y el nivel de contaminación del área en la que se llevaran a cabo las actividades de manejo de hidrocarburos, incluyendo la descripción de los recursos naturales existentes, aspectos geográficos, así como, aspectos sociales, económicos y culturales de las comunidades en el área de influencia del proyecto
- ▶ Descripción detallada del proyecto propuesto, detallando objetivos, ubicación, instalaciones, actividades de pre - construcción, construcción y operación del proyecto
- ▶ Descripción de las sensibilidades ambientales, tanto del medio natural como humano, lo cual implica examinar que tan susceptible son estos medios de perder su condición de equilibrio debido a la ejecución del proyecto
- ▶ Descripción y evaluación técnica de los efectos previsible directos e indirectos al medio físico y social, a corto y a largo plazo, para cada una de las actividades de hidrocarburos que se planea desarrollar en el área del proyecto
- ▶ Proposición de un plan de mitigación, con el fin de identificar las medidas que se adoptarán para eliminar o reducir los posibles impactos ambientales y sociales negativos y aumentar los beneficios
- ▶ Plan detallado de supervisión ambiental, cuya ejecución evite sobrepasar los niveles máximos tolerables y disminuya a un nivel aceptable los efectos negativos previsible anteriormente indicado

⁴ Eduardo Buroz Castillo. La Gestión Ambiental. Marco de Referencia para las Evaluaciones de Impacto Ambiental. Fundación Polar. Caracas. 1998. Pp 52

En aquellos proyectos que integren diversas actividades, como por el ejemplo el Proyecto Cerro Negro que ejecuta la extracción, transporte, mejoramiento y comercialización del crudo, se realizan evaluaciones de impacto ambiental para cada uno de los componente así como para el proyecto en su globalidad.

2.5 Fundamentos de Seguridad e Higiene

Todos los proyectos, sin importar su tamaño o complejidad deben ser examinados con el fin de garantizar plantas de procesos seguras y que el personal no esté expuesto a riesgos, de los cuales pudiera no estar enterado o no fuera capaz de controlar. Esto respalda la importancia que tiene una adecuada práctica de seguridad industrial; concibiéndose como “...el conjunto de principios, leyes, criterios y normas formuladas cuyo objetivo es el de controlar el riesgo de accidentes y daños, tanto a las personas como a los equipos y materiales que intervienen en el desarrollo de toda actividad productiva.”⁵. Estrechamente vinculada a las actividades de seguridad industrial se encuentran las de higiene industrial, las cuales se engloban como “...la ciencia y el arte dedicados al conocimiento, evaluación y control de aquellos factores ambientales o tensiones emanadas o provocadas por o con motivo del trabajo y que puede ocasionar enfermedades, afectar la salud y el bienestar, o crear algún malestar significativo entre los trabajadores o los ciudadanos de la comunidad”⁶.

De manera que mediante la correcta aplicación del trabajo de seguridad e higiene industrial, es posible prever la existencia de condiciones inseguras que puedan derivar en incidentes, accidentes o enfermedades ocupacionales por causa o no de actos inseguros, eliminado así los peligros o bien llevándolos a niveles de tolerancia aceptable.

2.5.1 Principios Esenciales para un Diseño Seguro

Tal como se estableció anteriormente, el riesgo está definido por la frecuencia de ocurrencia de un evento no deseable y sus consecuencias en términos de pérdidas; por lo tanto los esfuerzos dedicados a la reducción de riesgos, estarán dirigidos a la

⁵ Norma COVENIN 2260-88, Programa de Higiene y Seguridad Industrial, Pp 2

⁶ Idem

disminución de la frecuencia, de su impacto, o de una combinación de estos. En todo caso, el objetivo principal del diseño debe ser seleccionar y aplicar medidas apropiadas de ingeniería y otros recursos, para lograr la reducción del riesgo hasta un nivel mínimo al menor costo posible. Para ello se diseñará en función de la siguiente secuencia, y siguiendo lo establecido en la Filosofía de Diseño Seguro de PDVSA:

1. Todo peligro debe ser eliminado o reducido en su fuente, a través de la aplicación de medidas de diseño y usando los materiales y las condiciones de proceso menos peligrosas.
2. Si a pesar de haber realizado todos los esfuerzos posibles no se logra eliminar o reducir el peligro en su fuente hasta un nivel de riesgo mínimo, será necesario utilizar sistemas de protección, aplicando en primer lugar sistemas pasivos y de ser necesario sistemas activos.

“Los sistemas pasivos eliminan o reducen el peligro a través del diseño de equipos y procesos que disminuyen la frecuencia o consecuencias del riesgo, sin la necesidad de que un sistema funcione activamente, ejemplo: separación entre equipos e instalaciones, diques de contención, revestimiento contra incendios, etc. Por otro lado, los sistemas activos requieren controles instrumentados, sistemas de parada automáticos, sistemas de agua contra incendio, etc. para detectar y tomar acción correctiva, en caso de desviaciones peligrosas de los procesos.”⁷

3. Una vez agotadas las medidas de ingeniería mencionadas anteriormente, se deberán establecer procedimientos operacionales de respuestas de emergencia, listas de verificaciones, inspecciones, etc., para prevenir accidentes o reducir sus efectos.

En conformidad con estos principios existen diversos procedimientos a aplicar en el diseño de las instalaciones y procesos, entre los cuales se encuentran los siguientes:

▸ *Seguridad Intrínseca*

El proyectista debe diseñar instalaciones inherentemente seguras con una flexibilidad tal que tolere desviaciones a la buena práctica operacional sin causar

⁷ Manual de Ingeniería de Riesgos de PDVSA, Mayo 1993

efectos serios a la integridad de la instalación, al producto o a su eficiencia, utilizando los siguientes criterios:

- ↳ Selección del proceso mas seguro; en lo posible, diseñar procesos que utilicen materiales menos peligrosos.
- ↳ Reducción o segregación de inventarios de materiales peligrosos tanto en almacenamiento como en proceso.
- ↳ Reducción de la magnitud de las variables operacionales, tales como presión, temperatura.
- ↳ Provisión de medios para evitar o reducir al mínimo las fugas de materiales peligrosos.
- ↳ Diseño ergonómico y simplificado de la planta que facilite la operación y mantenimiento de los equipos, con el objeto de reducir el error humano.
- ↳ Provisión de procedimientos operacionales y de mantenimiento, dirigidos a preservar la integridad de la instalación.

▶ *Análisis Cuantitativo de Riesgos*

Es la aplicación de métodos de ingeniería y formulaciones matemáticas, combinada con información estadística de fallas, para producir resultados numéricos de consecuencias de accidentes y sus probabilidades de ocurrencia; de manera que permite reducir la subjetividad en la identificación de áreas críticas, jerarquizar la importancia relativa de cada peligro, estimar riesgos y aportar elementos de juicio para soportar decisiones gerenciales orientadas a incrementar el nivel de seguridad en cualquier etapa de la vida de una instalación, bien sea diseño, construcción, arranque u operación. Algunas de las principales ventajas del Análisis Cuantitativo de Riesgos son las siguientes:

- ↳ Permite considerar todos los escenarios de accidentes incluyendo aquellos con muy baja probabilidad de ocurrencia o sobre los cuales no se tiene experiencia.
- ↳ Identifica las posibles secuencias de accidentes, cuantificando su frecuencia y severidad, con el objeto de clasificarlas de acuerdo con su importancia relativa.

- ↳ Ofrece oportunidades para analizar en base a criterios Costo-Beneficio, las propuestas de inversión en reducción de riesgos, facilitando la toma de decisiones más objetivas.
- ↳ Considera el entorno de la instalación, favoreciendo la armonía en las interacciones.

▶ *Diseño por Capas de Seguridad*

El diseño por capas de seguridad permite lograr una instalación segura mediante la combinación de los códigos de diseño establecidos, los criterios de seguridad intrínseca y la aplicación del análisis cuantitativo de riesgo.

La seguridad comienza con el diseño de un proceso en el cual no ocurran accidentes, o en caso de que ocurran sus efectos sean mínimos, siguiendo con el establecimiento sucesivo de sistemas de control, alarmas, sistemas de protección automáticos, sistemas de seguridad y mitigación y planes de respuesta a emergencias y contingencias. Estas capas deben ser diseñadas de forma tal que la falla de una de ellas pueda ser cubierta por la siguiente.

En general en todo proyecto típico se pueden definir las siguientes capas de seguridad:

- ↳ Primera Capa: Está referida al diseño de procesos intrínsecamente más seguros.
- ↳ Segunda Capa: Consiste en la dotación de sistemas de control con la intervención activa del operador.
- ↳ Tercera Capa: Consiste en la dotación de sistemas de protección automáticos que requieren verificación de su actuación por parte del operador.
- ↳ Cuarta Capa: En esta capa se considera la provisión de sistemas de seguridad y mitigación, como por ejemplo: válvulas de seguridad, diques de contención, sistemas de extinción de incendios, etc.
- ↳ Quinta Capa: En esta última capa se considera el establecimiento de medidas administrativas tales como planes de emergencia y contingencia

► *Gerencia en la Seguridad de los Procesos*

Los pautas referidas a la Gerencia en la Seguridad de los Procesos (Process Safety Management, “PSM”) enfatizan en la aplicación de controles de gerencia antes que en las normas específica de ingeniería, cuando se dirige los riesgos asociados con el manejo de sustancias peligrosas. La implementación de programas y procedimientos de PSM influirá efectivamente en la prevención de ocurrencia y minimización de consecuencias de escapes significativos de sustancias tóxicas, así como también de incendios o explosiones y otros tipos de accidentes catastróficos.

Los beneficios de implantar PSM incluyen:

- ↳ Prevenir fatalidades accidentales, lesiones y enfermedades así como daño a la propiedad física.
- ↳ Contribuir con el aumento de la productividad debido a las pocas interrupciones en los procesos, disminución en la rotación de las tareas y trabajadores percibiéndose un ambiente de trabajo seguro
- ↳ Estimular mayor eficiencia en la utilización del espacio, tareas y equipos como consecuencia de revisiones programadas en las instalaciones
- ↳ Promover la integración entre el diseño de los procesos, construcción, operación y mantenimiento, centrando la atención en la seguridad de los procesos
- ↳ Reducir la pérdida de materiales y la generación inadvertida de desechos lo cual resultará en efectos ambientales positivos en la forma de pocos escapes de tóxicos líquidos, sólidos y gaseosos en el aire, suelo y agua.

El establecimiento de PSM genera ahorros en los costos como consecuencia de la aplicación de los beneficios mencionados; también desde la perspectiva de costos de aseguramiento, administración y ahorros sociales asociados con la prevención de accidentes.

La aplicación de PSM involucra un abanico de acciones a tomar y de requerimientos a considerar para prevenir o minimizar las consecuencias de fugas catastróficas de

tóxicos, reactivos, químicos inflamables o explosivos que puedan resultar en riesgos con efectos tóxicos, de fuego o explosiones.

Un punto importante es la participación de los empleados, a ser tomada en cuenta por los patronos, en la creación y desarrollo de un plan de acción que dirija el manejo y análisis de procesos peligrosos, resaltando los peligros de las sustancias usadas o producidas, datos físicos, de reactividad, corrosividad y toxicidad, límites permisibles de exposición y estabilidad térmica y química. Así mismo, información pertinente a la tecnología de los procesos, incluyendo diagramas de flujo de los procesos, inventarios máximos propuestos, límites máximos y mínimos de temperatura, presión, flujos o composiciones, incluyendo una evaluación de las consecuencias en la seguridad y salud de los empleados al ocurrir alguna desviación significativa de estos valores. En cuanto a los equipos en el proceso, la información debe incluir diagramas de instrumentos y tuberías, sistemas de ventilación, códigos de diseño y estándares empleados, sistemas de seguridad, materiales de construcción, bases de diseño, balances de materia y energía de las instalaciones de proceso.

Otro componente del PSM es el análisis de riesgos en los procesos, incluyendo su identificación, evaluación y control empleando metodologías apropiadas para tal fin, tales como:

- ☞ Método “¿Qué pasaría si...?”
- ☞ Estudios de Peligro y Operabilidad (HAZOP)
- ☞ Modos de Fallas, efectos y análisis de criticidad (FMECA)
- ☞ Árbol de fallas (FTA)
- ☞ Árbol de eventos (ETA)
- ☞ Cualquier otra metodología equivalente

En anexos del capítulo 2, N° 3: Métodos para la Identificación de Peligros, se amplían detalles de los principales métodos para la identificación de peligros usados en la industria petrolera.

La definición clara de los procedimientos operativos, el entrenamiento del personal enfatizando en riesgos específicos de seguridad e higiene a los que pueden estar expuesto, operaciones de emergencia, incluyendo paradas y practicas seguras de trabajo; así como la revisión de seguridad previa al arranque de las instalaciones, la integridad mecánica de los equipos, el manejo de cambio en los procesos, tecnologías, equipos y procedimientos, la investigación de incidentes, auditorias y aseguramiento de la calidad forman parte de todo lo que engloba la gerencia en la seguridad de los procesos.

CAPÍTULO 3

PRODUCCIÓN,

PROYECTO CERRO NEGRO

En este capítulo se describirá el componente Producción del Proyecto Cerro Negro, específicamente el área de producción y sus facilidades, enfatizando en las actividades del Centro de Procesamiento de Crudo, por ser objeto de este Trabajo. Así mismo, se presentará la situación actual del Proyecto hasta el mes de Julio de 1999.

3.1 Área de Producción

El campo de producción está situado geográficamente en el sector Sur – oriental del Estado Anzoátegui, a una distancia de 35 Km. al Norte del río Orinoco. Ver anexos del capítulo 3, N° 1 Cerro Negro Field Location Map.

Las actividades de Producción abarcan la perforación alrededor de 389 pozos aproximadamente, la construcción y operación de las instalaciones de apoyo requeridas, de forma que en el Campo de Producción se desarrollará la infraestructura, instalaciones y equipos necesarios para realizar los procesos de perforación, producción, tratamiento y conducción del crudo extra pesado del área de Cerro Negro. Para ello las facilidades de producción dispondrán de macollas (donde se extraerá el crudo del yacimiento), estaciones de flujo (donde se recolectarán todos los fluidos extraídos), y el centro de procesamiento de crudo (donde reciben tratamiento los fluidos del yacimiento; principalmente crudo, agua y gas).

3.1.1 Yacimiento, Programa de Producción y Estrategia de Desarrollo

La Geología del yacimiento del Proyecto consiste en arena y sedimentos depositados por antiguos sistemas de ríos al norte del Escudo de Guayana. El petróleo es relativamente fácil de alcanzar y extraer dada la poca profundidad promedio (3.000 a 3.500 pies), la alta permeabilidad (12 a 20 Darcies) y la porosidad (un promedio de 32%) del

yacimiento, así como las múltiples capas de arena no consolidadas con espesores típicos netos 200 a 350 pies de arenas petrolíferas.

El programa de desarrollo, en ejecución desde 1996, comprende el levantamiento sísmico preliminar tridimensional en 18 Km², posteriormente expandido a toda el área de estudio, además del Programa de Pozos Confirmatorios. El propósito de la sísmica fue confirmar la información acerca de las características de los yacimientos para definir la localización potencial y la profundidad de la perforación de los pozos horizontales. Por su parte, la ejecución del programa de pozos confirmatorios tiene como objetivos la realización de pruebas de perforación aplicando diversas tecnologías de levantamiento artificial, para verificar la productividad de los pozos y obtener información adicional sobre la reserva para el diseño final del programa de desarrollo del Proyecto.

La estrategia de perforación seleccionada por el proyecto se fundamenta en la combinación de pozos horizontales y altamente inclinados, dependiendo del yacimiento. Se contempla la perforación de pozos agrupados en macollas de mas o menos 18 pozos cada una, espaciados a 600 m a nivel del yacimiento y con 4.000 pies de sección. Ver anexos del capítulo 3 N° 2: Esquema de Pozos Horizontales.

Para la fase de producción de desarrollo se prevé la perforación de 4 macollas (46 pozos) para alcanzar 60.000 BPD, mientras que para la fase de producción comercial se estima requerir 2 macollas adicionales para un total de 6 macollas (99 pozos) que en su conjunto alcanzarán 120.000 BPD. El total de pozos para sostener la producción durante la vida del proyecto es de 389 o sea 22 macollas.

3.2 Facilidades de Producción

El sistema de producción y tratamiento, visto esquemáticamente, consiste en enviar los fluidos producidos en los pozos, a través de las líneas múltiples de flujo hasta las Facilidades Centrales de Producción, denominadas también como Centro de Procesamiento de Crudo (*Central Production Facilities o CPF*), donde se somete el crudo a procesos de deshidratación y desalación, además de tratar el agua producida y

comprimirse el gas asociado al crudo extraído. En la siguiente figura se muestra la interrelación de los componentes del campo de producción.



Figura N° 1: Interrelación de los Componentes de Producción

Tal como se muestra, el proceso comienza con la extracción del crudo, para lo cual se perforarán macollas. En cada macolla se perforarán 18 pozos en una sola fila, con una separación de 8 m entre cada pozo, contando además con infraestructura para la perforación de los pozos y sus respectivas instalaciones de superficie. Ver anexos del capítulo 3, N° 3: Obras a Ejecutar para la Perforación de los Pozos.

Para el manejo de las macollas se dispondrán de Estaciones de Flujo (EF), 6 macollas por EF, con el propósito de recolectar y transferir los fluidos producidos desde el campo hasta el Centro de Procesamiento de Crudo.

El segundo proceso en la estación de flujo es la evaluación de los pozos, con el fin de medir tasas de gas, crudo y agua presente. La producción de cada pozo sujeto a prueba fluirá a través de las líneas de flujo múltiples de prueba a un calentador, donde se elevará la temperatura de cada corriente para facilitar la separación del gas, pasando luego a un separador horizontal donde se realizarán las pruebas. Posteriormente se unirán las corrientes evaluadas con las provenientes del resto de las macollas, entrarán a un separador de producción horizontal de dos fases donde el gas será separado del crudo,

enviándose el gas y los líquidos separados (crudo y agua) al CPF para su tratamiento. Ver anexos del capítulo 3, N° 4: Diagrama Simplificado de Estación de Flujo.

3.2.1 Centro de Procesamiento de Crudo (CPF)

El CPF estará ubicado en el corazón del área asignada al Proyecto con una superficie aproximada de 0,245 Km². Las operaciones principales a desarrollarse en él son las siguientes:

- Separación del gas del crudo extraído
- Deshidratación y reducción del contenido de sales del crudo
- Compresión del gas combustible
- Tratamiento de efluentes y del agua extraída del yacimiento
- Bombeo del crudo a la planta de mejoramiento
- Recepción del diluyente enviado desde Jose

Estas operaciones se pueden visualizar con claridad en el siguiente diagrama de flujo del Centro de Procesamiento de Crudo:



Figura N°2: Diagrama de Flujo del CPF

El área total del CPF se divide en cuatro áreas principales que agrupan las instalaciones y equipos requeridas según las actividades que en ellas se realicen, ver anexos del capítulo 3, N° 5: Plot Plan del CPF. Seguidamente se describen cada una de las cuatro áreas mencionadas

3.2.1.1 Área de Tratamiento de Crudo

El crudo que viene inicialmente desde las macollas y en un futuro desde las estaciones de flujo es dirigido al CPF para ser tratado y disminuir su contenido de agua y sales. El sistema de tratamiento consta de dos trenes paralelos, cada tren tiene: un separador trifásico, un deshidratador, un desalador, un tambor de estabilización de crudo (estabilizador) así como bombas e intercambiadores de calor. Ver anexos del capítulo 3, N° 6 Diagrama de Flujo Área de Tratamiento de Crudo

En primer lugar el crudo entra al separador trifásico, donde el gas es separado y enviado al sistema de gas y el agua disociada es bombeada a la planta de tratamiento de agua producida, quedando en los equipos arena acumulada que luego será removida. El crudo aún hidratado, es dirigido a los trenes de tratamiento, recibiendo previamente en la línea de succión una inyección de químicos que ayudan a romper las emulsiones formadas en el crudo, las cuales reducen la eficiencia de los procesos de tratamiento.

El crudo que sale del separador es pre-calentado antes de dividirlo en los dos trenes de tratamiento. El primer proceso es la deshidratación y luego la desalación. Estos procesos requieren de calor para reducir la viscosidad del crudo y favorecer la ruptura de las emulsiones. El calor es producido por la ignición de gas combustible que viene desde el área del sistema de gas.

Para la desalación se usa agua pre-calentada bombeada desde el tanque de agua fresca, y el agua que se produce se envía a la planta de tratamiento, previa disminución de su temperatura. El crudo que sale del desalador, pasa por un intercambiador de calor y baja su temperatura antes de entrar al tambor de estabilización. En este tambor la presión de vapor del crudo es reducida, se separa el gas aún contenido y se envía al sistema de gas,

y el crudo ya seco se bombea hacia el tanque de almacenamiento, encontrándose a su paso con intercambiadores que reducen su temperatura hasta alcanzar la adecuada para el almacenaje.

La fiscalización del crudo tratado es realizada en tres unidades paralelas destinadas para tal fin. Cada una de ellas es capaz de medir la mitad de la producción completa del CPF y están localizadas en la línea de succión de las bombas de crudo que lo envían hacia el mejorador en Jose

En el área de tratamiento de crudo también se encuentra ubicada una subestación eléctrica, interconectada a los sistemas de EDELCA, para suministrar la demanda de aproximadamente 50 MVA requeridos por el campo en su etapa de operación.

3.2.1.2 Área del Sistema de compresión de Gas

A esta área llegan los gases extraídos de las operaciones de tratamiento de crudo para ser comprimidos en un “primer paquete compresor” que consta de tres unidades, cada unidad consta de: un compresor reciprocante de dos etapas, un depurador de gas a la entrada del paquete de compresión, un enfriador y un depurador de gas en la descarga de cada etapa de compresión. Ver anexos del capítulo 3, N°7 Diagrama de Flujo Área del Sistema Compresor de Gas

El gas entra a la primera etapa donde es comprimido, luego es enfriado separándose cualquier condensado en el depurador previsto a la salida. El gas continúa hacia la segunda etapa de compresión donde ocurre lo mismo que en la primera. Finalmente el gas comprimido es dividido en dos corrientes: una es enviada al cabezal de distribución para ser usada como gas combustible en las áreas de la planta, y la otra va a la succión del sistema compresor para la inyección de gas a los pozos.

El gas combustible es usado para la combustión en los calentadores de deshidratadores y desaladores, para la purga de los cabezales del mechorrio y de los recipientes del sistema cerrado de drenaje.

La otra corriente de gas que sale del “primer paquete compresor” va a un “segundo paquete”, el cual consta de dos unidades que incluyen: un compresor recíprocante de tres etapas, un enfriador y un depurador en la descarga de cada etapa. La secuencia de pasos es similar a la descrita para el primer paquete compresor. El gas a alta presión que se obtiene es enviado al campo donde es inyectado a los pozos de producción.

El condensado que sale de todos los depuradores de gas del proceso se colectan y envían al separador de condensado, donde los gases separados se dirigen al mechurrio y el diluyente recuperado del condensado es bombeado y mezclado con el crudo seco y desalado para exportación.

3.2.1.3 Área de Almacenamiento

En esta área se encuentran dispuestos cinco (5) tanques de almacenamiento:

TANQUES	SUSTANCIA	CAPACIDAD (BBL)
2	Crudo	250.000
2	Diluyente	100.000
1	Crudo Rechazado	2.000

Uno de los tanques de crudo recibe el crudo desde el campo y el otro descarga crudo tratado hacia Jose mediante bombas dispuestas para ello. Ambos tanque operarán al 50% de su capacidad para dar soporte a la continuidad de la producción durante paradas de los oleoductos, por aproximadamente un día. Sin embargo, en algún trastorno del proceso que resulte en crudo fuera de las especificaciones por alto contenido de agua o sales, el tanque que recibe la producción opera al 100%, y el otro tanque recibe el crudo fuera de especificaciones para retornarlo a la entrada del tratamiento mediante el uso de bombas de retorno. Por su parte, los tanques de diluyente generalmente están completamente llenos, usándose bombas para suministrar diluyente hacia las macollas de perforación, inyectándose en la succión de las bombas dos químicos: Demulsificador de Crudo y Separador de Espuma del Crudo.

El tanque de crudo rechazado recibe crudo recuperado en las fosas de arena, del agua producida, así como corrientes provenientes del sistema cerrado de drenaje durante el mantenimiento de los equipos. Este crudo es bombeado de regreso a la entrada de las instalaciones de tratamiento de crudo.

3.2.1.4 Área de Servicios

En este espacio se concentran aquellos servicios necesarios para llevar a cabo adecuadamente las actividades en el CPF. Se encuentran ubicados todas las edificaciones (control, dormitorios, recreación, oficinas), sitios destinados para el almacenamiento y reparación de equipos, el sistema de aire comprimido, el sistema contra incendios, el sistema para la disposición y tratamiento de desechos así como la planta de tratamiento de agua producida en el proceso y del agua extraída naturalmente. Ver anexos del capítulo 3, N°8 Diagrama de Flujo Planta de Tratamiento de Agua.

El tratamiento del agua producida en el proceso consiste en una separación preliminar por gravedad de crudo/agua y una posterior separación crudo/agua mediante la inducción de gas en celdas de flotación, finalizando con un proceso de filtrado.

El agua producida es colocada en dos tanques (con capacidad de 10.000 barriles cada uno) donde ocurre la separación preliminar y el crudo alcanza el tope del agua, luego el agua es desnatada mediante un desnatador flotante y la arena presente precipita al fondo del tanque. El crudo y arena separados se envían a las fosas de arena y el agua se dirige a las celdas de flotación.

La unidad de flotación tiene cuatro compartimientos totalmente cerrados y su función es remover el crudo y los sólidos suspendidos del agua. El agua aceitosa pasa a través de estas cuatro celdas donde el gas es inducido en el líquido, formando pequeñas burbujas a las que se adhiere el crudo y los sólidos suspendidos, que luego suben a la superficie de líquido y se descargan a la fosa de arena; por su parte, el agua producida es bombeada hacia los filtros. En estos se remueven partículas residuales presentes en el agua, esta corriente es dirigida a los tanque de agua a disposición, desde donde se bombea hacia los

pozos de inyección de agua localizados dentro del área Cerro Negro; usando también tal agua a disposición para la remoción de arena en los equipos de tratamiento de crudo y en los tanques de agua producida.

Desde pozos naturales se bombea agua hacia el CPF y se guarda en dos tanques. Esta agua es tratada químicamente mediante la inyección de biocidas para prevenir cualquier crecimiento de algas durante el almacenamiento. El mayor de los tanques es el tanque de agua fresca que suplente al tanque de agua contra incendios y a los procesos de desalación. El otro tanque es el tanque de agua potable, el cual es llenado con agua que ha pasado previamente por filtros, y esta dirigida a las instalaciones sanitarias y a las duchas de seguridad en casos de contacto personal con químicos.

El sistema de agua contra incendios consta de un tanque (con capacidad de 43.000 barriles) y cuatro bombas, dos de ellas con motor eléctrico y las otras dos tipo diesel. Una bomba puede suplir la demanda de agua para un fuego normal, sin embargo pueden operar dos simultáneamente para combatir grandes incendios en los tanques, que son las unidades con mayor inventario de líquido. Las áreas serán divididas en pequeñas secciones con disposición perimetral del agua contra incendio, también equipadas principalmente con monitores e hidrantes.

El paquete compresor de aire es usado para proveer aire limpio y seco para instrumentos y herramientas en las instalaciones. Este paquete consta de dos unidades paralelas de compresión, cada una con capacidad de suplir el 100% de los requerimientos.

3.3 Situación Actual

En las primeras etapas de ejecución del Proyecto Cerro Negro, se han incorporado prácticas modernas de ingeniería para la conservación y mejoramiento del medio, con base en políticas y filosofías de diseño seguro aceptadas y adoptadas por PDVSA, conjuntamente con sus socios Mobil y Veba, específicamente para el caso del Proyecto Cerro Negro. Comenzando con la inserción de la actividad petrolera en el Plan de Ordenamiento Territorial, además de realizar estudios de los posibles riesgos

ambientales asociados a las operaciones de las instalaciones y exigidos por la normativa legal vigente; minimizar la generación de emisiones, efluentes y desechos, e intensificar el reuso, reciclaje y control de las corrientes residuales, enfatizando en los procesos y tecnologías más adecuadas desde el punto de vista ambiental. Igualmente, aplicar programas y procesos destinados a lograr un uso más eficiente de la energía, así como las medidas para preservar la calidad ambiental en el entorno de las operaciones del proyecto.

En concordancia con esto se han implementado una serie de acciones, entre las que destacan la ubicación del Centro de Procesamiento de Crudo en función del Plan de Desarrollo Óptimo, minimizando las distancias entre las macollas y el CPF; el empleo de sísmica tridimensional para evaluar y validar la información geológica, lo cual permite conocer el modelo estructural de los yacimientos de Cerro Negro para diseñar la trayectoria de los pozos horizontales y altamente inclinados, además de delimitar los canales de arena para determinar su volumen y dirección, reduciendo así el riesgo operacional del Proyecto.

Así mismo, la utilización de tecnologías de perforación de pozos horizontales con longitudes de 2.000 a 4.000 pies, contribuye a incrementar el rendimiento por pozo y consecuentemente reducir el número de ellos, lo cual representa tanto una disminución de costos como del área afectada. Igualmente, el uso de bombas de cavidad progresiva y electrosumergibles en la completación de los pozos evita filtraciones de crudo en la superficie, contribuyendo a minimizar la contaminación de los suelos. Por otra parte, los rípios de perforación serán manejados a través del proceso de *Landfarming*. Este proceso consiste en utilizar los rípios como mejoradores de suelos; la labor de disposición y tratamiento por *Landfarming* se refiere básicamente, a favorecer la biodegradación y la estabilización de los residuos generados durante la perforación, con la utilización de fertilizantes incorporados a la mezcla suelo-rípio, y la regular remoción de ésta para mejorar la aireación y por ende la acción bacteriana

También el uso de tanques de techo flotante para el almacenamiento de crudo, los mechurrios para el manejo de contingencias operacionales diseñados con la altura y ubicación necesarias, para adecuar el nivel de radiación de calor y obtener una buena dispersión de los gases de combustión.; el uso de quemadores de alta tecnología en hornos, calderas e incineradores para garantizar la mínima generación de compuestos contaminantes, y el tratamiento de efluentes para su reuso en distintos procesos del Proyecto

Por otra parte, en cuanto al avance en los procesos de ingeniería, procura y construcción se refiere y con apoyo en el Reporte de Progreso Mensual realizado por Operadora Cerro Negro, edición de Julio 1999, se muestra a continuación el progreso del Proyecto:

Tabla N° 1: Estado General del Proyecto

<i>Estado General del Proyecto</i>	% de Progreso	
	Original	Actual
Perforación	56.7	56.9
Centro de Procesamiento de Crudo ¹	92.5	80.3
Centro de Procesamiento de Crudo ²	84.1	80.3
Oleoductos	98.6	90.3
Instalaciones para Producción de Desarrollo en Jose	88.3	88.3
Mejorador	30.0	39.7
Total ¹	58.0	58.1
Total ²	56.7	58.1

¹ Plan Original

² Plan Revisado

Hasta el 31 de Julio del presente año, se han taladrado 51 pozos y completado un total de 35. Las actividades de perforación continuarán hasta alcanzar los requerimientos para la producción de desarrollo.

El objetivo original de la Operadora era iniciar la exportación de la producción de desarrollo el 1° de Noviembre de 1999 con las instalaciones del Centro de Procesamiento de Crudo operando totalmente. Sin embargo, debido a la temporada de lluvias, con

fuertes y continuas precipitaciones y por desordenes locales de carácter laboral, la empresa contratista definió un nuevo plan para la completación mecánica del CPF para mediados de Febrero del 2000, trasladando así la fecha del primer embarque para mediados de Abril del 2000. Debido a esto, OCN desarrolló una estrategia para cumplir con la fecha original programada para el primer embarque, planteando un bypass al CPF, produciendo selectivamente un crudo con bajo contenido de agua y sales.

En el CPF las etapas de ingeniería y procura están prácticamente concluidas, ya se han adquirido todos los equipos para la producción de desarrollo, tales como: separadores trifásicos, desaladores, bombas para re-bombeo en las tuberías, panel de medidores de control, transformadores y bombas para el sistema contra incendios. Se han construido todas las estructuras para la distribución de energía, la tubería de gas, todas las líneas de flujo y el tanque de agua contra incendio, calentadores y tambores de pre-separación mecánica.

En los oleoductos, la parte de ingeniería está completa, todos los equipos principales y materiales se han adquirido y en las operaciones de construcción se destacan las siguientes actividades: inicio y completación del llenado con agua de cuatro secciones de la línea de diluyente de 20" para comenzar con las pruebas hidrostáticas de presión, interconexiones en las tuberías, construcción de las estaciones de válvulas y de las instalaciones de limpieza para ambas tuberías.

Las instalaciones de carga y del área de tanques en Jose tienen esencialmente completa las etapas de ingeniería y procura. En la construcción resta finalizar con el trabajo eléctrico y de tubería. En la planta de mejoramiento continúa la etapa de ingeniería progresando en el diseño de las fundaciones para equipos principales y estructuras de soporte para las tuberías, continúa además el trabajo en el alimentador principal, necesario en la producción comercial.

En relación con las actividades de seguridad, higiene y ambiente, el reporte de las estadísticas desde el inicio del Proyecto y hasta el 31 de julio de 1999, muestran los siguientes resultados:

<i>Índice de Frecuencia Bruta (I.F.B.)</i>	0,24
<i>Índice de Severidad (I.S.)</i>	0,02

Donde:

$$I.F.B. = \frac{\text{TotalAccidentes} * 200000\text{horas} - \text{hombre}}{\text{TotaldeHorasdeExposición}}$$

$$I.S. = \frac{\text{TotalDíasPerdidos} * 200000\text{horas} - \text{hombre}}{\text{TotaldeHorasdeExposición}}$$

Se prosiguen las Supervisiones Ambientales en las instalaciones de producción, mejoramiento y exportación, así como en el oleoducto. Estas inspecciones son realizadas por representantes de las oficinas regionales del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales Renovables (MARNR) con sede en Soledad, El Tigre, Anaco, Barcelona y Píritu, según el área de influencia de cada instalación, su objetivo es verificar que OCN cumpla con las condiciones incluidas en los permisos otorgados. La División de Calidad Ambiental del MARNR – Barcelona solicitó una inspección para revisar los procedimientos en el manejo de desechos, dándole particular importancia al programa para el manejo de los desechos de perforación. En cuanto a las tuberías, se tomarán acciones referidas a la disposición de los desechos de rocas y vegetación a lo largo del corredor del oleoducto y se atenderán los reclamos presentados por los propietarios afectados.

Representantes de seguridad, higiene y ambiente de OCN participaron en un comité del condominio Jose en relación a estas actividades. En el encuentro se evaluaron alternativas para la ubicación de la construcción de desechos común dentro del área industrial de Jose a ser usada por todas las compañías en el condominio.

**P
A
R
T
E

I
I**

***MARCO
METODOLÓGICO***

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA, PROCESO DE ELABORACIÓN

Los pasos seguidos en el proceso de elaboración del Trabajo Especial de Grado serán descritos y analizados en este capítulo. La siguiente figura muestra el esquema de la metodología empleada:

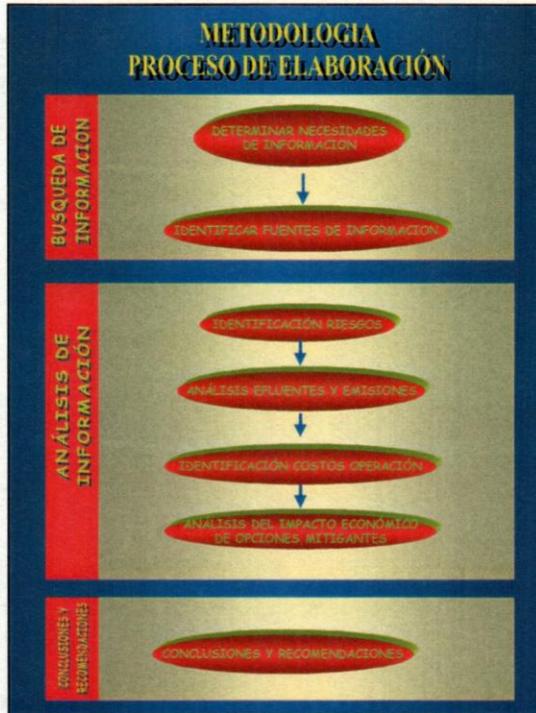


Figura N°1: Metodología, Proceso de Elaboración

4.1 Búsqueda de información

El primer paso fue el de comenzar la búsqueda de información relacionada con el planteamiento del Trabajo, definiendo el tipo de información requerida lo cual guió la ubicación de las fuentes de búsqueda. El Centro de Procesamiento de Crudo del Proyecto Cerro Negro fue seleccionado como la planta a estudiar, dándose inicio a la búsqueda de información dirigida a conocer los antecedentes del Proyecto, la evolución de la exploración y explotación de crudo en la Faja del Orinoco emprendida por PDVSA, como empresa responsable del crecimiento de la industria petrolera en el país, tal como se mostró en el capítulo 1.

Para contar con una idea clara del estudio se continuó con una revisión adecuada de la bibliografía, lo que brindó las mejores condiciones para precisar el marco teórico del Trabajo, y de este modo conocer los elementos que engloban la concepción y ejecución de las actividades asociadas tanto al ambiente como a seguridad e higiene industrial en un proyecto de la industria petrolera, y su sana interacción con el medio en que se desarrolle, visualizando además el posible impacto de los costos asociados a tales actividades en las características económicas del proyecto, lo cual es presentado en el capítulo 2.

Fijadas las bases conceptuales que apoyarán el desarrollo del Trabajo, se centró la investigación en el componente Producción del Proyecto Cerro Negro, para de esta forma conocer específicamente las instalaciones y actividades en el área de producción, así como los procesos que se llevan a cabo, lo cual se expuso en el capítulo anterior.

La información requerida se ubicó en las siguientes fuentes:

▸ Fuentes primarias

Son aquellas que poseen información no abreviada y en su forma original, entre ellas se revisó la Normativa Legal Vigente, Entrevistas Personales con Expertos, Evaluación Ambiental del Área de Producción, la Memoria Descriptiva del Proyecto Cerro Negro y Bibliografía Publicada.

▸ Fuentes Secundarias

Son aquellas que contienen información abreviada, y se refiere a datos ya publicados o que sin haber sido publicados fueron recopilados originariamente por otros. Entre ellas se identificaron las siguientes: Cerro Negro Project Production Facilities Basic Engineering Book, Manual de Ingeniería de Riesgos, Manual de Ingeniería de Diseño y Manual de Normas y Procedimientos de Finanzas de PDVSA, Estimaciones de Costos Proyecto Cerro Negro, Reporte Mensual Operadora Cerro Negro, Páginas Intranet de PDVSA y Páginas en Internet.

4.2 Análisis de Información

Luego de recopilada la información, se examinaron y ordenaron los datos recolectados orientando su aplicación hacia el logro de los objetivos planteados. Es así como la identificación de los riesgos mayores en instalaciones petroleras permitió conocer y definir, de forma general, los accidentes con graves consecuencias que pueden ocurrir en el Centro de Procesamiento de Crudo.

4.2.1 Riesgos Mayores en Instalaciones Petroleras

Obedeciendo a la escasa experiencia y limitados conocimientos acerca de las actividades y riesgos en instalaciones petroleras, se realizó una investigación bibliográfica para documentar e iniciar el estudio de los riesgos en el CPF. De esta investigación se obtuvo que en cualquier instalación donde se manejen y procesen sustancias de naturaleza peligrosa, como los hidrocarburos, pueden suceder una gran cantidad de eventos; entre los que destacan:

- Caída de objetos mecánicos
- Impactos/choques ocasionados por el tránsito cercano de vehículos
- Escapes y Grandes derrames de sustancias tóxicas
- Incendios
- Explosiones

La bibliografía indica que de estos, los últimos tres son los desencadenantes de graves accidentes con fatalidades múltiples e importantes daños ambientales, por lo que se describen a continuación.

4.2.2.1 Escape de Gases y Derrame de Líquidos

Los derrames de líquidos son accidentes bastantes corrientes en instalaciones químicas, petroleras y petroquímicas. La dimensión del accidente depende generalmente de que tan largo sea el tiempo de la fuga y de la tasa de flujo que se escape, que a su vez está determinada por el tamaño, forma y posición del orificio de salida del líquido.

Las situaciones comunes de fugas de líquidos y gases se presentan en tanques atmosféricos de almacenamiento, tuberías adyacentes y en recipientes presurizados. Así mismo, las fugas en los sellos de bombas, válvulas y bridas por lo general son más frecuentes que los propios derrames en tuberías.

En los tanques atmosféricos y las tuberías adyacentes, la mayoría de los derrames ocurren cerca de la base del tanque, debido a la corrosión, a las presiones que se alcanzan en ese sitio, y porque hay gran cantidad de equipos y accesorios como bombas, válvulas, etc., que alteran el flujo.

El escape de una sustancia tóxica es posible que afecte el medio, contaminando el aire, así como también aguas y suelos, imposibilitando su uso posterior. Los derrames de líquidos tóxicos casi siempre representan una amenaza ambiental sobre los cursos de agua naturales, tierras agrícolas, áreas residenciales. El efecto está determinado por las características de las sustancias, la tasa de flujo del escape, el alcance de la dispersión y propagación de tales sustancias, el modo de transferencia a humanos, animales y plantas y la toxicidad sobre estos.

Por otro lado, los escapes de gases ocasionan efectos tóxicos agudos (no graves y de corta duración), que dependen en gran medida de la cantidad o dosis de sustancia que es transferida al organismo, de la concentración del gas, así como del tiempo de exposición. Estos efectos generan una respuesta en los seres vivos que puede ser, entre otros, disminución de la respiración y reducción de la concentración de oxígeno en la sangre.

Sin embargo, es muy variada la respuesta de cada individuo para ciertas condiciones dadas, y esto se debe a múltiples razones, entre las que se incluyen:

- ▶ La velocidad y ritmo de respiración y el metabolismo
- ▶ El estado general de salud del individuo
- ▶ La rapidez de transferencia de los químicos a la sangre

Mucha de los datos concernientes a los límites de exposición a gases tóxicos tienen que ver con la exposición crónica (de larga duración), y algunos pocos con efectos tóxicos agudos; es así como la mayoría de los datos de concentración letal de gases y vapores tóxicos existen inferidos de reportes de accidentes o de experimentos con animales.

4.2.1.2 Incendios

Los incendios de líquidos en los equipos generalmente comienzan con fugas en las bridas y uniones de tuberías, en bombas, por rupturas en los ductos, orificios causados por corrosión, estallido de recipientes, y también por sobreflujo en los tanques y sistemas de drenaje. Si el líquido sale con una temperatura superior a su temperatura de ignición, entonces la combustión es inmediata; de lo contrario es necesario una fuente de ignición.

Las fuentes de ignición más comunes se encuentran en intercambiadores de calor, chispas provenientes de motores, interruptores, herramientas, partículas de humo, sobrecalentamientos de bombas y motores, vehículos, partículas electrostáticas y microondas, soldaduras, cigarrillos, así como chispas desde cables rotos y dañados.

El efecto de calentamiento derivado de un incendio se manifiesta fundamentalmente a través de la radiación térmica generada. Su acción sobre seres humanos se evidencia principalmente en la piel y los pulmones, revelándose a través de quemaduras en la piel y asfixia. En las instalaciones, el fuego provoca la destrucción de instrumentos de medición y control, interrupción del suministro eléctrico, causa sobrepresión y debilita las estructuras de acero, entre otros efectos.

La magnitud de las consecuencias originadas por un incendio está determinada por la velocidad de combustión, la forma de la llama y el modo de transmisión de calor. De manera que las principales situaciones que se pueden presentar en una planta que procese y almacene hidrocarburos son las siguientes:

1. Incendio de Líquidos en Grandes Superficies (Pool Fires)

Este tipo de eventos puede producirse como consecuencia de derrames, rupturas de tuberías y/o equipos de proceso con gran inventario de líquidos inflamables seguido de la ignición de tales líquidos.

2. Chorro de Fuego (Jet fire)

Cuando un gas inflamable o pequeñas gotas de crudo en aerosol es liberado desde una tubería o recipiente, hay posibilidad de que estos fluidos ardan, produciéndose un chorro de fuego que puede ser extremadamente intenso y generar una alta carga de calor a los equipos cercanos.

3. Fogonazos (Flash Fire)

Es la combustión de una mezcla de vapor inflamable en aire, en la cual el frente de llama pasa a través de la porción de mezcla que no ha reaccionado, a una velocidad menor que la del sonido, de forma que se genera cierta radiación térmica y sobrepresión, la cual es despreciable en comparación con las consecuencias de la radiación térmica.

4. Bola de Fuego (Fireball)

Este tipo de evento catastrófico, puede ocurrir como consecuencia del escape masivo de un gas inflamable, en circunstancias en las que es posible la ignición de la masa de gas. La expansión de los gases calientes producidos por la combustión, origina una nube típica en forma de hongo. En este tipo de evento, no se producen sobrepresiones apreciables y su duración es normalmente reducida. Las consecuencias sobre los alrededores, se manifiestan a través de intensidades elevadas de radiación térmica

5. Rebosamiento Violento de un Líquido por Ebullición (Boil-Over)

Este evento ocurre en el transcurso de un incendio de larga duración en un tanque de almacenamiento de crudo, u otros productos de amplio rango de puntos de ebullición; y consiste en la ebullición instantánea del agua normalmente presente en el fondo de un tanque y la expulsión violenta de su contenido, debido al avance de una onda calórica desde la superficie del producto incendiado, hacia el fondo del tanque.

4.2.1.3 Explosiones

Una explosión es un proceso que involucra la producción de una onda de sobrepresión resultante de una generación rápida de energía. La onda de sobrepresión, causada por la expansión de gas y el aire, ejerce una fuerza de corta duración sobre los objetos en su trayectoria, y su intensidad decrece cuando se aleja del origen de la explosión. La presión que se desarrolla no es instantánea debido a que la combustión del gas toma tiempo y el destello y perturbación que se presentan causan ruido y/o picos en la onda de presión, que determinan los daños provocados por la misma.

El cuerpo humano es muy resistente a las sobrepresiones sin sufrir lesiones mayores, entonces las fatalidades que ocurren son generalmente el resultado de lesiones producidas por objetos (proyectiles) que golpean o caen sobre personas.

Las explosiones pueden ser producidas por fenómenos físicos como la ruptura de un recipiente que contiene gas presurizado o por la combustión de un gas inflamable en aire. Si el gas está confinado, la presión puede ser mucho más alta porque el gas, en su expansión, tiene menos oportunidades de escape.

La explosión de nubes de vapor, evento denominado "VCE", puede ocurrir como consecuencia del escape masivo de un gas o líquido volátil inflamable por ruptura total de las tuberías que los contienen, en circunstancias en que no se produce la ignición instantánea de la masa de gas o vapor. En esta situación, se origina la formación de una nube de gas/vapor, que al encontrar un foco de ignición empieza a arder en la periferia, induciendo aire hacia el centro de la nube y acelerando de esta forma la velocidad de combustión, que finalmente termina en explosión. El efecto fundamental de una "VCE" sobre los alrededores se manifiesta a través de las sobrepresiones originadas por la explosión.

La Explosión de los Vapores en Expansión de un Líquido en Ebullición (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosions "BLEVE") puede ocurrir cuando un tanque o recipiente presurizado que contiene un líquido, es sometido directamente a las llamas de un

incendio externo. Las paredes del recipiente que no están en contacto con el líquido contenido, aumentan rápidamente de temperatura por efecto del calor externo, perdiendo su resistencia hasta el punto en que no pueden resistir la presión interna y se produce su ruptura en forma violenta. Como consecuencia inmediata, se produce una onda de choque y la proyección de misiles, o fragmentos metálicos, a partir de la rotura del tanque. Cuando el líquido contenido es inflamable, la liberación de éste al exterior produce generalmente una bola de fuego. Las consecuencias de una BLEVE pueden ser más severas que las originadas por una VCE, sin embargo, la adopción de adecuadas medidas de prevención y protección en tanques y recipientes presurizados, permite reducir notablemente la probabilidad de ocurrencia de dicho evento.

Una vez conocidos los diversos riesgos comúnmente presentes en las instalaciones petroleras en general, centramos el análisis específicamente en el Centro de Procesamiento de Crudo, examinando los riesgos identificados previamente en las fases de ingeniería del CPF.

4.2.2 CPF. Estudio de riesgos, efluentes y emisiones

De los estudios realizados en las instalaciones del CPF, se examinaron los aspectos de seguridad, higiene y ambiente relacionados con las operaciones. Estos estudios permitieron identificar los riesgos potenciales en la planta, así como evaluar los efluentes y emisiones generados. Adicionalmente se evaluaron las medidas mitigantes que representen posibles oportunidades de reducción de costo.

4.2.2.1 Estudio de los Riesgos

En primer lugar se identificaron aquellos eventos cuya ocurrencia requiera de acciones para controlar los posibles riesgos y daños a equipos, instalaciones y personas. Para ello se usó como base el Análisis Preliminar de Peligros (Preliminary Hazardous Analysis, PHA) realizado sobre las instalaciones del CPF por *Jantesa* en el año 1997.

Esta técnica ha sido aplicada exitosamente en muchos proyectos similares; la metodología de análisis es desarrollada por un equipo multidisciplinario y está dirigida a

la identificación de cualquier aspecto en el diseño o prácticas de operación que podría resultar en condiciones inseguras, acciones inesperadas o dificultades mecánicas. Es así como permite detectar los peligros potenciales de los materiales y equipos, y también visualizar aquellos eventos que involucren liberación incontrolada de energía y/o productos tóxicos. El estudio dio como resultado ciento treinta y nueve (139) recomendaciones. Para mayor detalle acerca de la metodología de PHA ver anexos del capítulo 2, N° 3: Métodos para la Identificación de Peligros.

Dado que el mayor énfasis del Análisis Preliminar de Peligros está en definir eventos que conducen a escenarios de riesgos mayores, se centró el estudio en la identificación y análisis de los escenarios con el potencial suficiente para causar daños a personas y/o equipos asociados a las operaciones, en especial en el área de almacenamiento; considerando que los eventos que sucedan en esta área contribuyen en gran medida al nivel de riesgo de la instalación, debido a que los tanques son las unidades que acumulan mayor inventario de líquidos y cualquier alteración en el área puede resultar en un accidente catastrófico.

De la revisión de las hojas de trabajo del PHA se reconocieron los eventos relacionados específicamente con alto nivel de líquido en los tanques, situación que puede conducir a un potencial derrame ya sea de crudo, diluyente o crudo rechazado del proceso. Así mismo, se identificaron los eventos que ocasionan daños a los sellos de las bombas, ya que es el principal modo de falla de estos equipos y una vía común para la fuga de líquidos en las instalaciones. Es claro que si se produce un derrame de crudo o de diluyente o de crudo rechazado, los resultados directos sobre el medio y las instalaciones serían diferentes debido a las características físico – químicas particulares de cada sustancia.

La siguiente tabla muestra las causas asociadas al derrame de líquidos en los tanques de almacenamiento, extraídas del PHA examinado:

Tabla N°1: Causas de Derrame de Líquido en los Tanques

DERRAME DE LÍQUIDO	
Evento: Alto Nivel de Líquido en Tanque	
	Causas
TANQUES	Sobrellenado del tanque Mal funcionamiento de los controles del tanque Fallas operacionales Boqueo de la línea de salida del tanque

El sobrellenado de los tanques puede ser resultado de errores de operación o fallas en los instrumentos de medición y control. Los errores operacionales incluyen acciones no conformes con los procedimientos establecidos, omisión de actividades por distracción o interferencia con otras tareas no relacionadas con la operación de la planta, ignorar señales de alarma generada en los instrumentos correspondientes así como sobrecarga de información al operador de manera que la demandas del proceso exceden la capacidad de atención de la persona. Por ello es necesario entrenar y capacitar al personal para perfeccionar su desempeño; así mismo, mejorar la comunicación efectiva entre el operador y la computadora en el centro de control, utilizando instrumentos de indicación y registro con un diseño mas “amigable” con el usuario, presentándole una indicación clara y accesible de las condiciones del proceso, disminuyendo posibles confusiones y decisiones incorrectas.

El control sobre el nivel de líquido en los tanques es posible gracias al uso de instrumentos medidores de nivel flotantes en la superficie, de manera que al fallar éstos no se tiene control sobre la altura real de líquido en los tanques. Entonces, las fallas pueden estar asociadas tanto al elemento flotador como al propio medidor; el flotador puede hundirse en el líquido por corrosión o por depósitos sólidos acumulados en él resultando en una medición errada, también el flotador puede agrietarse y hundirse dando una falsa lectura y el instrumento medidor puede romperse o sufrir corto circuito, no reportando entonces la lectura del nivel. Adicionalmente es posible interrupciones en el proceso de transmisión de la señal de medición generada, que no permitan la recepción de dicha señal en el dispositivo de lectura del operador, ubicado en la sala de control. Aquí se evidencia la importancia de seleccionar adecuadamente el sistema para

el control de las operaciones en la planta, considerando aspectos confiabilidad, fortalezas técnicas, soporte de servicio local, así como capacidad y funcionamiento del sistema.

Por otro lado, el bloqueo en la tubería de salida del tanque o la parada de la bomba conectada al mismo puede obedecer a problemas de suministro eléctrico, mantenimiento inadecuado del sistema de bombas, crudo cristalizado o algún cuerpo sólido extraño al proceso atascado en las tuberías, la fractura de elementos internos de las bombas debido a problemas de corrosión, erosión, fatiga, cavitación, así como lubricación inadecuada que puede elevar la temperatura del equipo dando lugar al sobrecalentamiento de las partes, provocando corto circuito e inclusive la ignición de combustibles.

Es importante destacar la corrosión como un evento muy frecuente, no solo en tanques sino en todos los equipos de proceso y particularmente notable en las tuberías. Este fenómeno causa el deterioro de la superficie de las paredes internas y externas del tanque, generando graves daños en él y en las tuberías e instrumentos asociados al mismo, cuyo resultado final es el escape de fluidos por orificios o aberturas producto de la corrosión. La presencia de agua y sales en los líquidos almacenados favorece las condiciones para que el proceso de desgaste se acelere. De manera que si los tratamientos de deshidratación y desalación no son del todo eficaz, el crudo puede llegar al almacenamiento con una carga considerable de agua. Así mismo, un error durante las tareas de mantenimiento, inspección, o reparación deja latente una posible falla que puede revelarse durante las operaciones normales de la instalación, desencadenando posteriormente eventos peligrosos en el proceso. Por otro parte, las causas asociadas al escape de líquidos en las bombas se muestran en la siguiente tabla, con base en el PHA revisado:

Tabla N° 2: Daño en Sellos de las Bombas

DAÑO EN SELLOS DE BOMBAS	
Evento: Baja Presión de Succión/Alta Presión de Descarga	
	Causas
BOMBAS	Bloqueo en la línea de salida de las bombas Bombeo con la válvula cerrada en la línea de entrada a la bomba

Las bombas dispuestas en el área de almacenamiento del CPF para la impulsión del crudo, diluyente y crudo rechazado, pueden sufrir daños en sus sellos, principalmente por alteraciones en las presiones de succión y descarga del equipo, lo cual permite la fuga de líquidos a través de dichos sellos. La presión de descarga se incrementa al estar bloqueada la línea de salida de la bomba, por la presencia de sólidos que obstruyen el paso del flujo, lo cual genera sobrepresión en la tubería. La presión en la succión de la bomba disminuye si el equipo está en operación sin recibir el flujo adecuado a sus condiciones de funcionamiento, succionando así aire junto con el líquido, situación altamente perjudicial para todas las partes internas de la bomba. Tal situación puede ser originada por errores operacionales análogos a los mencionados anteriormente.

Según lo analizado es evidente la recomendación, presentada en el PHA, de instrumentos para la medición y control de las presiones asociadas a la operación de las bombas, ya que las alteraciones de esta variable influyen de manera determinante en el óptimo funcionamiento de tales equipos. Con esto es posible vigilar las posibles situaciones de alta presión de descarga y de baja presión de succión, colocando sobre aviso al operador cuando dichas presiones se acercan a sus valores extremos permitidos, dando oportunidad para que el operador actúe.

Gran parte de las medidas de prevención y mitigación de los riesgos presentadas en el PHA están referidas a la colocación de instrumentos de medición y control de proceso; debido a la importancia de controlar el proceso para que el crudo producido alcance uniformemente las especificaciones requeridas y por consiguiente mejor calidad. Así mismo en el área de almacenamiento, se recomendó en el PHA la colocación de instrumentos para la medición del nivel del líquido, indicando al operador cuando éste sube peligrosamente acercándose al nivel máximo y mínimo permitido por condiciones de diseño, de manera de alertar al operador para que tome las acciones adecuadas según el caso. En cuanto a la corrosión, se propone revestir los tanques para inhibir el fenómeno. El objetivo de estos recubrimientos es proteger y aislar la superficie de los tanques, evitando la interacción de los materiales usados en el tanque con el medio circundante.

Adicionalmente, se analizó una de las situaciones catastróficas que pueden ocurrir en la planta como lo es el incendio de líquidos en grandes superficies. En este evento están directamente involucrados los tanques de almacenamiento, por ser las unidades con mayor inventario de líquidos en la instalación, y se produce como resultado de un gran derrame en presencia de una fuente de ignición. Los grandes volúmenes de líquido derramado pueden derivarse del colapso de un tanque o sobrellenado del mismo, así como también por hundimiento del techo, fallas operacionales, entre otras causas. La gravedad de las consecuencias está influenciada por las características de los líquidos almacenados, el tipo de tanque, el volumen acumulado, así como también por el arreglo general y ubicación de las distintas áreas y equipos de la instalación, las condiciones atmosféricas, entre otros.

La incorrecta selección de materiales puede originar la falla catastrófica del tanque, al no cumplir con las especificaciones requeridas en cuanto al tipo de acero, espesor y temperatura de diseño del material. También el diseño del tanque, por no ajustarse a las condiciones del proceso; por dimensionar inadecuadamente las uniones, acoples y soldaduras necesarias, por mal cálculo de los esfuerzos permisibles de la estructura, de los espesores y altura mínimos considerando además los efectos de corrosión y eventos sísmicos. Así mismo, acciones erradas en el montaje y soldado o algún impacto por mal manejo durante el embarque pueden derivar en un colapso del tanque. De igual forma, el mantenimiento inadecuado de las unidades o el mal drenaje en los techos causan un debilitamiento en las estructuras y dejan latente un potencial hundimiento del techo.

Todas estas consideraciones referidas al funcionamiento de los tanques lleva a sopesar varias acciones tanto en el diseño como en la prevención/mitigación de los riesgos y sus consecuencias asociadas. Es así como la utilización de tanques de techo flotante para el almacenamiento de crudo y diluyente en el CPF, permite controlar de manera natural las posibles variaciones en la presión de vapor de los líquidos contenidos, debido a cambios de temperatura por condiciones climatológicas locales o por condiciones del proceso; además los tanques de techo flotante son mas seguros que los tanques de techo fijo, ya

que en caso de haber una acumulación de presión dentro de un tanque, si el techo fijo no se desprende, puede reventarse el tanque y derramar su contenido.

La gran radiación térmica generada en el incendio establece las distancias de separación entre las áreas y equipos adyacentes a cada tanque, partiendo de las separaciones básicas determinadas en las normas y códigos de diseño, de forma de garantizar la integridad de las personas, equipos y edificaciones. Es así como el área de los edificios de control, dormitorios, entretenimiento y mantenimiento se encuentran a una distancia tal que no se ven afectados por la radiación de un incendio en el área de almacenamiento. Así mismo, la ubicación de los tanques vientos abajo de los equipos de llama abierta disminuye la posibilidad de acumulaciones de gas en las cercanías de estos equipos, previendo una potencial explosión. Adicionalmente, la distribución de la vialidad en las instalaciones permite tener diversas rutas de escape en caso de incendio, y también proporciona rutas de acceso a los bomberos para el combate del fuego.

Cada uno de los tanques está contenido en un dique con capacidad de 1,5 veces su volumen y una separación tanque – muro igual a la altura del tanque, siguiendo lo exigido por las leyes y estándares nacionales e internacionales, esto impide la propagación de derrames de un tanque a otro, lo que elimina la posibilidad de extensión de un incendio en el dique de un tanque no incendiado. Igualmente, se protege a los tanques con sistemas móviles y fijos de protección de espuma y agua para de esta forma mantener frescas las paredes bien por fuego en el propio tanque o en alguno adyacente, la colocación un tanque de agua sólo disponible para combatir incendios y la presencia de bomberos en las instalaciones. Amen de los niveles de calidad de instrumentos, tuberías y equipos relacionados con el sistema contra incendio, cuyos materiales de fabricación deben ser resistentes a la acción del fuego.

4.2.2.2 Análisis de Efluentes

El tratamiento de los efluentes generados en la instalación es una actividad complemento de la actividad principal de tratamiento de crudo. En el Centro de Procesamiento de Crudo se generan diversos tipos de efluentes, cuya fuente de origen determina su tratamiento y disposición final.

El agua producida derivada de la producción de crudo requiere la instalación de la planta de tratamiento de agua en el CPF. Aquí se modifican las características físico-químicas para reducir su nocividad, controlar su agresión ambiental y facilitar su manejo. Tal como se explicó en el capítulo 3, punto 3.2.2.4 *Área de Servicios*

En el tratamiento aplicado el agua no alcanza la calidad exigida para su descarga a cuerpos de agua (ríos, lagos y embalses); sin embargo, no es factible desde el punto de vista económico, intensificar dicho tratamiento debido a los grandes volúmenes de agua que se producen diariamente. Es por ello que parte del agua se emplea para los requerimientos del líquido en el área de proceso, y otra parte se inyecta al subsuelo en acuíferos confinados, acción permitida por la norma para aguas efluentes de los procesos de producción de crudo. Los elementos claves a considerar son la ubicación del acuífero receptor de los efluentes y la presión de inyección de éstos en aquel.

Es conveniente localizar algún acuífero receptor lo más cercano posible a las instalaciones, principalmente para reducir los altos costos en tuberías, tomando en cuenta las restricciones en cuanto a la cercanía de acuíferos aprovechables para el consumo humano, establecidas en las leyes.

La presión de inyección, no debe exceder la presión de fractura de las paredes impermeables del acuífero, basándose en sus condiciones petrofísicas (permeabilidad, porosidad y cantidad de arcilla) y espesor. Es importante cementar el pozo receptor para evitar el desplazamiento del fluido inyectado hacia otros acuíferos aprovechables.

Las aguas pluviales sobre áreas del CPF libres de la presencia de hidrocarburos, como aquellas que circundan equipos eléctricos, edificaciones de control central, dormitorios, mantenimiento, etc. son recolectadas por drenajes separados y se vierten directamente a los cuerpos de agua cercanos. En cambio, las aguas de lluvia que caen en las áreas de proceso, drenajes de bombas, así como las fugas en recipientes no presurizados y tuberías, y el agua contra incendio en cualquier área de proceso se encauzan al sistema abierto de drenaje. Esta corriente es dirigida hacia celdas de flotación; descritas en el capítulo 3, punto 3.2.2.4 *Área de Servicios*, donde se remueven del agua partículas de crudo y sólidos suspendidos, alcanzando el agua las especificaciones requeridas para su descarga a cuerpos de agua de la región.

Las corrientes producto del drenaje por mantenimiento, planificado o no, de los equipos en los trenes de tratamiento de crudo, se recolectan en el sistema cerrado de drenaje y se envían a unas fosas de arena. El drenaje se realiza a través de tuberías subterráneas totalmente cerradas para evitar el escape de vapores a la atmósfera o la entrada de aire al sistema.

Las fosas de arena reciben el agua aceitosa del drenaje, se dispone de una para cada tren de tratamiento y su función principal es retener los sedimentos provenientes del proceso. A una de las fosas llegan los efluentes de uno de los trenes y lodos de los tanques de agua producida, mientras que la otra fosa recibe los efluentes del otro tren de proceso, el agua del lavado de los filtros en la planta de tratamiento de agua, el crudo separado en los tanques de agua producida y drenajes de los depuradores de gas.

La primera fosa tiene cuatro compartimientos, todos abiertos a la atmósfera. En el primero de ellos precipitan los sólidos que vienen con la corriente, y el crudo y el agua se separan en dos estratos, pasando a la siguiente sección. Aquí el crudo es removido y dirigido al compartimiento adyacente, para luego enviarse hacia el tanque de crudo rechazado. El agua pasa a una última cámara de donde es bombeada a la entrada de la segunda fosa. Esta fosa tiene también cuatro compartimientos, tres de ellos abiertos a la atmósfera. El proceso es similar al descrito anteriormente, la diferencia radica en el

compartimiento que recibe el crudo separado, el cual al recibir el drenaje de condensados desde los depuradores de gas no debe estar abierto a la atmósfera. El proceso continúa y el crudo es dirigido hacia el tanque de crudo rechazado y el agua hacia los tanques de agua producida, donde se une con el agua producida que viene del área de tratamiento.

Las aguas negras provenientes de desechos sanitarios en las áreas del CPF donde se concentra el personal (oficinas, centro de control, garita de seguridad, mantenimiento, dormitorio y recreación) son recolectadas en el sistema sanitario y enviadas al sistema de tratamiento aeróbico- biológico, donde los desechos líquidos y sólidos son removidos por una bacteria contenida naturalmente en ellos. Este sistema consta de un tanque de dividido en tres cámaras con fines específicos: aireación, aquí se mezclan los sólidos presentes con el activador enzimático que es una masa bacterial que degrada los sólidos, de manera que la bacteria crece y se multiplica usando los desechos como alimento; clarificación, donde el agua es enviada a un filtro de carbón activado donde se eliminan las bacterias presentes; y clorinación, pasando el agua a un dosificador de cloro para su desinfección final y posterior disposición.

Cabe destacar que la ubicación de la planta de tratamiento de agua en el área del Centro de Procesamiento de Crudo, permite la aplicación de los tratamientos requeridos a los efluentes cerca de las fuentes de origen de los mismos. Los puntos de atención en cuanto a la disposición final de los efluentes se relacionan con el necesario alcance de las especificaciones establecidas para su descarga a cuerpos de agua, así como la vigilancia y control de la presión de inyección en los acuíferos receptores; ya que son actividades capaces de generar impacto en el medio.

4.2.2.3 Análisis de Emisiones

El gas asociado a los fluidos producidos en las macollas, así como los gases que se producen en los separadores, hornos y otros equipos del CPF, serán depurados y comprimidos; tal como se explicó en el capítulo 3, punto 3.2.2.2 *Área del Sistema de Compresión de Gas* una parte será usada como gas de combustión y el resto se

comprimirá para su disposición en el sistema del área. Dicho gas es una mezcla de gases inflamables principalmente metano y etano, también tiene otros constituyentes tales como nitrógeno, dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y otros componentes de azufre; adicionalmente, en el crudo están presentes algunos metales como níquel, vanadio y calcio en partes muy pequeñas. De todos estos, los compuestos sulfurados son los más indeseables por su corrosividad, mal olor y efectos tóxicos.

Dado que la mayoría de los equipos serán alimentados por energía eléctrica, las emisiones atmosféricas serán pocas, y estarán constituidas por gases de combustión de los calentadores, y hornos, emisiones pasajeras de los tanques, válvulas y sellos, del venteo en los procesos y gases de alivio de las combustiones de emergencia del mechurrio de la planta de gas.

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) se produce en muchas de las operaciones características de la industria petrolera, como la producción y refinación de crudo, sin embargo este hecho depende de varios factores como por ejemplo la calidad del crudo, método de producción así como la profundidad y edad del yacimiento; de cualquier manera es un componente que conviene reducir para minimizar sus graves efectos.

Es de hacer notar, que durante los primeros años de explotación del yacimiento en el área Cerro Negro, la extracción de crudo se localizará en las arenas petrolíferas de mayor espesor, gracias a los estudios de sísmica realizados; por lo cual no se requiere inyectar vapor al yacimiento para simplificar la producción de crudo, entonces la producción se realiza en frío. El propósito de inyectar vapor a los yacimientos es aumentar la temperatura del crudo y así disminuir su viscosidad, lo cual favorece su bombeo hacia la superficie; esto unido con los valores de presión y temperatura presentes en el yacimiento, crea las condiciones apropiadas para que se incremente la concentración de H_2S . Tal situación se reduce con la producción en frío, ya que las emisiones naturales de H_2S son de muy baja concentración.

No obstante, cuando se agote la producción en frío del Proyecto y se comiencen a explotar las arenas de menor espesor, probablemente se deba recurrir a la inyección de vapor para continuar la producción del yacimiento, con lo cual se aceleraran los procesos de obtención del sulfuro de hidrógeno en el crudo a través de los siguientes mecanismos:

▶ **Reacción de hidrógeno con compuestos de azufre**

El vapor inyectado reacciona con el metano presente en el gas producido en el yacimiento, formando dióxido de carbono con liberación de hidrógeno. Este hidrógeno desencadena el proceso de hidro-desulfuración al reaccionar con los compuestos sulfurados presentes produciéndose así H_2S , en presencia de un catalizador que puede ser el vanadio y/o níquel contenidos en el crudo o las arcillas del yacimiento

▶ **Craqueo térmico y catalítico de compuestos de azufre**

En estos mecanismos las moléculas de los compuestos de azufre presentes en el crudo se desintegran, produciendo moléculas de hidrocarburos insaturadas y H_2S . Si la reacción es ayudada por algún catalizador (vanadio y/o níquel o las arcillas del yacimiento) no necesita de temperaturas tan altas para llevarse a cabo

Los efectos mas significativos de la producción y emisión de H_2S están referidos a problemas de higiene por sus características tóxicas, y a problemas de corrosión propios de la acción de cualquier ácido.

El sulfuro de hidrógeno expele un olor muy particular a “huevos podridos”, su efecto inmediato sobre las personas expuestas es el de desensibilizar el nervio olfativo, de manera que llega un momento en que se deja de percibir el mal olor, y es posibles creer que la emisión de H_2S cesó, quedando expuesta la persona a la peligrosidad del gas generándose en ella procesos tóxicos o alérgicos. Entonces, una exposición excesiva o prolongada al sulfuro de hidrogeno puede paralizar los pulmones y producir otras alteraciones respiratorias, y si la concentración es muy elevada puede causar la muerte. Ver anexos del capítulo 4, N°1: Health Effects of Hidrogen Sulfide.

La densidad y el contenido de azufre del crudo proporcionan una referencia de su calidad. El crudo del área Cerro Negro, tiene una gravedad de 8 °API y un contenido de azufre de 4% en peso, lo cual lo califica como un crudo extra pesado y ácido. Ver anexos del capítulo 4, N° 2: Clasificación de los Crudos.

Las características ácidas del gas obligan a que las facilidades de producción tengan que diseñarse especialmente para manejar y procesar este tipo de gas, lo cual incrementa en forma apreciable la inversión de capital.

Existen tres mecanismos fundamentales para controlar la producción y emisión de H₂S. En primer lugar, la inyección en los pozos de sustancias inhibidoras que influyen sobre las reacciones de formación de gases ácidos, entre ellos el sulfuro de hidrogeno, el gran inconveniente es que además del H₂S existen otros muchos gases ácidos en el yacimiento como por ejemplo CO₂, de manera que no es realmente efectiva la acción de tales sustancias sobre la producción del mencionado gas. Otra medida es colocar en las líneas que salen de los pozos, especies de “filtros”, estos no son mas que dispositivos que tienen en su interior sólidos absorbedores de sulfatos, reteniendo así parte del H₂S presente. Por último, disponer de instalaciones en las plantas de mejoramiento donde se trate el gas producido, separando el azufre por la aplicación de procesos específicos para tal fin. De esta manera, se prevé la construcción de instalaciones para el tratamiento de las corrientes sulfurosas y amoniacaes provenientes del proceso en la planta de mejoramiento ubicada en Jose, descritas en anexos del capítulo 1, N°5: Planta de Mejoramiento.

4.2.3 Plan de actividades relativas a la seguridad, higiene y ambiente

Seguidamente se presenta un plan cuyo objetivo es la descripción de un conjunto de acciones destinadas a mitigar los riesgos identificados, con base tanto en el estudio de estos riesgos como de las emisiones y efluentes generados; realizado y expuesto en las secciones anteriores. Concretamente, el alcance de dicho plan es organizar e integrar tal conjunto de acciones parra minimizar los riesgos de seguridad, higiene y ambiente en la instalación.

El plan se estructuró en seis secciones estrechamente vinculadas tal como se muestra a continuación

1. *Políticas y objetivos*

Definir y establecer políticas y objetivos centrados en los aspectos de seguridad, higiene y ambiente. Deben ser consistentes con el resto de las políticas de la organización y poseer igual importancia, tener acceso público, garantizar el cumplimiento de los requerimientos legales respectivos, así como la reducir de riesgos de seguridad, higiene y ambiente asociados con las actividades.

2. *Organización del recurso humano*

Asegurar que el personal ejecutor de actividades y tareas críticas posea habilidades, destrezas y conocimientos adecuados sobre los riesgos a los que están sometidos. Identificando y evaluando necesidades de adiestramiento que aseguren el cumplimiento de la política y objetivos planteados.

3. *Evaluación y manejo de los riesgos*

- ✓ Aplicación de metodologías de análisis cuantitativo de riesgos, lo cual permite la identificación y evaluación de eventos o situaciones que puedan resultar en daños al ambiente, personas y equipos. El objetivo es determinar el nivel de riesgo de la instalación y definir acciones para su control, a través de medidas de ingeniería, administrativas o de emergencias y contingencias. A partir de los resultados de este análisis, y con base en un estudio costo/beneficio, se decide la aplicación de medidas para la prevención, control y mitigación de los riesgos.

Las principales medidas de ingeniería que se pueden adoptar se señalan a continuación:

⚡ *Separación entre equipos e instalaciones*

Se garantiza protección al personal directa e indirectamente involucrado en las operaciones, se evita que áreas críticas de la planta estén expuestas a daños

que se produzcan en otras áreas y permite accesos adecuados y seguros para controlar emergencias y para la operación y mantenimiento de la instalación.

↪ *Separación entre equipos e instalaciones en relación a terceros*

Tal distanciamiento provee protección a terceros en casos de eventos catastróficos por incendio o explosión

↪ *Clasificación de áreas*

Al clasificar las áreas de la instalación como áreas de riesgo, según la presencia de una atmósfera inflamable, es posible seleccionar adecuadamente la ubicación de los equipos eléctricos o cualquier otro capaz de causar la combustión de mezclas inflamable.

↪ *Instalación de diques y drenajes*

La disposición de los tanques de almacenamiento dentro de muros de contención o diques minimiza los daños a instalaciones adyacentes, ocasionados por un derrame o ruptura del tanque. Así mismo, la disposición de sistemas de drenaje evitan la propagación de incendios como consecuencia de derrames.

↪ *Revestimiento contra incendio*

El revestimiento contra incendio protegerá adecuadamente a los soportes estructurales de acero, bandejas de cables eléctricos y líneas de señales de instrumentación que estén ubicados dentro de una zona de riesgo.

↪ *Instalación de sistemas de control automatizado de las operaciones*

El control automatizado permite la ejecución segura de actividades peligrosas, también de las rutinarias y remotas. Igualmente permite las variables de proceso para producir crudo con especificaciones homogéneas.

↪ *Instalación de sistemas automáticos de detección y alarma de incendio*

Garantiza un nivel adecuado de protección para el personal y las instalaciones frente a un potencial incendio. Estos sistemas pueden ser parte de sistemas automáticos de extinción de incendios. Los sistemas de alarma permiten notificar incendios producidos en la instalación, alertando al personal encargado de combatirlo.

☞ *Instalaciones para extinción y protección de incendios*

El objetivo también es brindar protección al personal y a las instalaciones en situaciones de incendio/explosiones. los sistemas comúnmente utilizados son: bombeo y distribución de agua/espuma, hidrantes, monitores, mangueras, rociadores automáticos y sistema de agua pulverizada.

☞ *Instalación de sistemas de detección de gases inflamables/tóxicos*

Con estos sistemas es posible controlar la exposición del personal a gases inflamables o tóxicos. Generalmente activan alarmas, sistemas de bloqueo, sistemas de prevención y extinción de incendios, planes de emergencia y contingencias.

☞ *Instalación de sistemas de cierre de emergencia, bloqueo, despresurización y venteo*

Los sistemas de parada de emergencia permiten detener la operación de equipos y plantas, en forma inmediata por medio de funciones llevadas a cabo remota y/o automáticamente. Estos, una vez activados, podrán realizar una o varias de las siguientes funciones: parada de máquinas, aislamiento de tuberías, apertura de válvulas y desvío de corrientes de fluidos

4. Planificación

✓ Asegurar la integridad de equipos/instalaciones físicas

Establecer sistemas y procedimientos para asegurar la integridad de los equipos/instalaciones, orientados a garantizar condiciones óptimas de las estructuras, mecanismos de contención de sustancias inflamables/combustibles, control de las fuentes de ignición y sistemas de protección, parada y emergencias. Siendo importante enfatizar en el diseño inherentemente seguro así como en medidas preventivas para reducir el riesgo.

✓ Procedimientos e instrucciones de trabajo

Documentación de instrucciones para la realización de tareas, cuya incorrecta ejecución puede dar lugar a situaciones de riesgos; y su respectiva comunicación al personal correspondiente, con ello se provee condiciones seguras en la

instalación, para las operaciones, paradas, mantenimiento, modificaciones y otras actividades. Cabe destacar la importancia de especificar rutinas de mantenimiento y procedimientos de inspección de los equipos, calibración y procedimientos de prueba para los instrumentos y alarmas, procedimientos para los trabajos en caliente, señalamiento y limpieza de las vías de escape así como el correcto uso de los implementos de seguridad personal.

Particular importancia revisten los planes de emergencia y contingencia, ya que su adecuada preparación permite coordinar efectivamente los esfuerzos del personal, disminuir los tiempos de respuesta a emergencias y el apropiado uso de los sistemas y equipos de control además de familiarizar al personal con los posibles riesgos que pueden presentarse.

5. Monitoreo/supervisión

- ✓ Control y registro de las operaciones, con el objetivo de mejorar continuamente los aspectos relacionados con la seguridad, higiene y ambiente de la instalación y de las operaciones, examinando procedimientos y actividades antes de la ocurrencia de algún incidente, así como también el análisis de estos una vez producidos con el fin de prevenir eventos similares en el futuro. El registro de estos hechos permite identificar situaciones no conformes con la política establecida, indicando así la necesidad de tomar acciones correctivas, además de facilitar el seguimiento de los incidentes y otras situaciones fuera del comportamiento normal de las operaciones.

6. Verificación y revisión

La finalidad es comprobar si las actividades relativas a los aspectos de seguridad, higiene y ambiente se han desarrollado y ejecutado conforme a la política adoptada, en concordancia con los requerimientos legales. Además es posible evaluar la necesidad de cambiar el rumbo de las políticas y objetivos planteados por influencia de circunstancias internas o externas

4.2.4 Factores Económicos, de Seguridad, Higiene y Ambiente que Afectan la Instalación

Siguiendo lo expuesto en el punto 2.1 *Nociones Preliminares de los Aspectos Económicos, de Seguridad, Higiene y Ambiente en un Proyecto*; el éxito del Proyecto Cerro Negro se evidencia en su eficiencia financiera, que alcanzará su máximo valor a medida que las actividades planeadas cumplan con los requerimientos técnicos y legales pertinentes.

El Proyecto, como propuesta de inversión de la industria petrolera, fue objeto de una evaluación económica, cuyos resultados son representados en los siguientes indicadores:

<i>TIR</i>	<i>VPN con Tasa 10%</i>
12%	90 MMS

La sensibilidad de estos indicadores a cambios en el precio del crudo, así como en los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX), como variables más significativas, es como sigue:

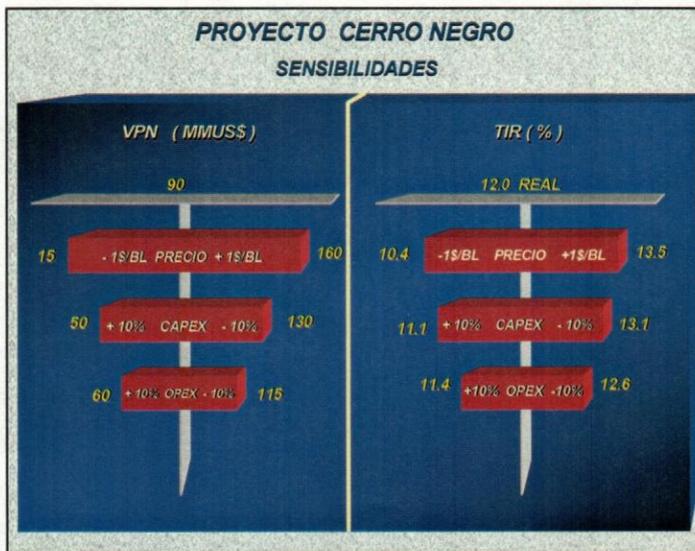


Figura N°2 Sensibilidades del Proyecto Cerro Negro

La fluctuación de los precios esta influenciada por las condiciones cambiantes del mercado internacional. Por otro lado, el CAPEX y el OPEX lo determinan las

actividades necesarias para la ejecución del Proyecto, que pueden verse afectadas por el resultado de los análisis de riesgos realizados sobre las instalaciones y operaciones, atendiendo exigencias legales y especificaciones de ingeniería, así como recomendaciones derivadas de los estudios de riesgos aplicables a las instalaciones de la Industria Petrolera. Ver anexos del capítulo 3, N°3 Métodos para la Identificación de Peligros.

A continuación se muestran los costos del Proyecto:

Tabla N° 3: Costos del Proyecto Cerro Negro

PROYECTO CERRO NEGRO					
Inversiones (MMS)	TOTAL	Pre-Operación	Ambiente*	Operación	Ambiente*
Producción	1.236	727	509	58	41.
Tubería	29	13	16	1	1
Mejorador	1.103	924	179	74	14
Capital de Trabajo	112	62	50	5	4
Total Inversiones	2.480	1.726	754	138	60

* Inversiones en infraestructura y equipos representan 8% del total inversiones en mejoramiento y producción

Costos (MMS)	TOTAL
Diluyente	164
Producción	2.038
Transporte	39
Mejoramiento	1.282
Adm. y Generales	433
Otros	351
Regalía	2.172
Costo Total	6.479

Integrar elementos de seguridad, higiene y ambiente a las actividades del Proyecto es de vital importancia para el óptimo funcionamiento de las instalaciones, la buena marcha de las operaciones y para el cuidado de vidas y ecosistemas. Esto evidentemente requiere de inversiones en la aplicación de medidas para reducir los riesgos presentes; no obstante, dado el carácter comercial del Proyecto, es importante considerar el efecto

económico que causa la implantación de dichas medidas, ya que cualquier actividad que modifique las inversiones y/o las operaciones repercute positiva o negativamente en los indicadores económicos del Proyecto. Tal es el caso de las medidas preventivas y mitigantes destinadas a disminuir el riesgo presente, siendo evidente la necesidad de lograr un balance entre la reducción del riesgo y los costos implícitos en esta reducción, de manera de garantizar la efectividad financiera de la inversión.

Tal como se mencionó en el punto 4.2.2.1 *Estudio de los Riesgos*, gran parte de las medidas mitigantes señaladas en el PHA realizado sobre el Centro de Procesamiento de Crudo están orientadas a la disposición de instrumentos de medición y control. Por lo que se estudiará, en el punto 4.2.4.2 *Análisis del Impacto Económico de la Automatización de los Sistemas*, el posible efecto en las economías del Proyecto que produciría un eventual aumento del nivel de automatización en la instalación. Previamente se presentan los elementos que conforman los costos operacionales para así poder identificar aquellos que más contribuyen a elevar el OPEX del Proyecto, y que además estén directamente vinculados con las inversiones en automatización de la planta.

4.2.4.1 Costos de Operación

Los costos operativos asociados a las actividades en el Centro de Procesamiento de Crudo se agrupan en 6 categorías típicas de estas instalaciones, indicándose el % que representa cada renglón del total de los costos de producción, estimados para el Proyecto Cerro Negro:

1. Salarios y beneficios, referidos al personal directamente empleado, incluyendo gastos de alojamiento, adiestramiento y servicios médicos (22%).
2. Mantenimiento de Superficie; son servicios y personal contratado para el mantenimiento de las instalaciones, lo cual abarca salarios, gastos de transporte, viajes hospedaje y entrenamiento. Igualmente se incluyen actividades para la disposición de basura y desechos, servicios de almacenamiento y seguridad; también materiales como aceites y lubricantes, repuestos de equipos,

reparación/mantenimiento de válvulas, pintura, herramientas pequeñas y reparación de caminos (11%).

3. Servicio de pozos, abarca las actividades relacionadas con el cambio de bombas y el mantenimiento y reparación completa de los pozos, así como todas aquellas operaciones que contribuyan a garantizar la continua producción de los mismos (36%).

4. Servicios

Están referidos casi totalmente al consumo de electricidad necesaria para las actividades en las instalaciones (9%).

5. Procesos de tratamiento, incluye las sustancias químicas requeridas en el tratamiento del agua producida y del agua fresca, así como en el tratamiento de crudo y en la inhibición de la corrosión (12%).

6. Misceláneos; este renglón abarca los gastos en permisos, auditorías de seguridad, higiene y ambiente; relaciones con propietarios de tierra, reforestaciones, seguro y costos administrativos como computación, telecomunicaciones, alquiler de equipos (fotocopiadoras, fax, etc.) y papelería (10%).

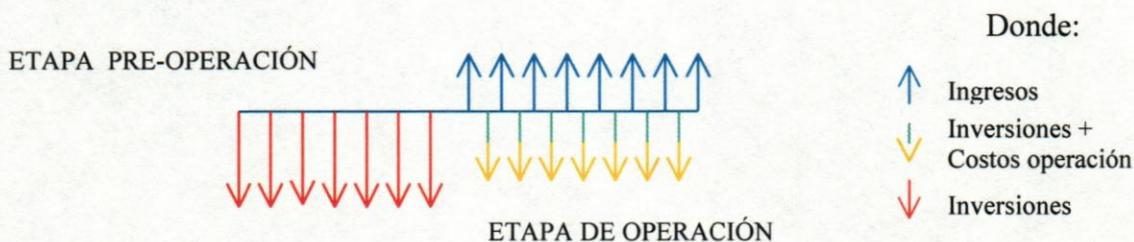
Tal como se expuso en el capítulo 2, punto 2.3 *Elementos Económicos y Financieros*; estos costos se ven afectados por cualquier modificación en las variables técnicas y económicas consideradas. Los salarios y beneficios concentran alrededor del 22% de los costos de operación, según estimaciones de costos de producción del Proyecto. Evidentemente la discusión anual del contrato colectivo de los trabajadores y las mejoras de aquí derivadas inciden en estos costos. Así mismo, las variables técnicas en su conjunto, determinan las sustancias químicas requeridas para los procesos de tratamiento de crudo y de agua. Sin embargo, estos químicos no se encuentran disponibles en el mercado interno; por lo que es necesario importarlos. De manera que el costo varía según el comportamiento de las tasas de cambio y de los aranceles. Situación que se repite en las bombas y otros equipos precisados en los pozos. Por otro lado, la inflación y los impuestos nacionales son las variables que afectan preponderantemente a los elementos característicos que integran los costos de mantenimiento, servicios industriales y otros.

4.2.4.3 Análisis del Impacto Económico de la Automatización de los Sistemas en la Instalación

Evaluar la conveniencia de invertir dinero en ampliar la automatización de las operaciones en la planta requiere de un análisis económico influenciado obviamente por los aspectos técnicos involucrados, ya que la magnitud de la inversión depende de los objetivos técnicos del proceso y del sistema de control.

Como ya es sabido, según se mencionó en el capítulo 2, punto 2.3 *Elementos Económicos y Financieros*, durante la ejecución del proyecto se incurren en costos de inversión y de operación. El efecto combinado de estos costos con los ingresos por las ventas del Proyecto, se reflejan en el flujo de caja del proyecto, y a partir de este se calculan los indicadores económicos VPN y TIR. Los indicadores económicos representan la creación de valor del Proyecto y la rentabilidad de la inversión; para mayores detalles ver anexos del capítulo 2, N°2 *Indicadores Económicos*.

El Flujo de caja se construye tomando en consideración básicamente los ingresos por ventas, y los egresos por inversión, operación e impuestos, entre otros; de manera que el neto de estos ingresos y egresos se conoce como flujo de caja. Esto puede visualizarse de la siguiente forma:



Las inversiones en la etapa inicial del Proyecto inciden fuertemente en el cálculo del VPN, de tal manera que, en la medida que las inversiones durante la etapa de construcción (pre-operación) sean mayores, el VPN será menor, si los demás factores permanecen constantes. Contrariamente, si las inversiones disminuyen, el resultado será un incremento del valor presente neto, y por consiguiente de la eficiencia financiera del Proyecto.

Como base para este análisis se tomaron las actividades de control automatizado en la instalación. El control automático tiene grandes ventajas para las operaciones remotas, peligrosas o rutinarias. Para establecer el grado de automatización de la instalación se evalúan distintos factores de orden técnico y económico.

Los factores técnicos están relacionados con los elementos críticos de los procesos como las especificaciones de calidad del crudo, temperatura y presión máximas en el proceso, velocidades máximas de flujo, así como la ubicación y distribución de las unidades de proceso en el área. Así mismo la automatización permite predecir y planificar con mayor exactitud el mantenimiento de las unidades de proceso con lo cual se reducen las paradas de la planta y por consiguiente el tiempo improductivo en el que se pierde tanto dinero como el que se deja de producir. En el CPF, las operaciones claves de la instalación son las de tratamiento de crudo, es por ello que ésta área agrupa un gran número de instrumentos de control automatizado para supervisar y mantener las variables de operación dentro de los límites establecidos, derivados del diseño del proceso, con lo cual se optimizan las actividades para obtenerse mayor producción con las especificaciones adecuadas.

Las factores económicos del control automatizado tienen que ver, primeramente con la indudable reducción del número de operadores necesarios para supervisar y mantener operativa la planta, ya que las actividades de medición, registro y control son realizadas por el sistema de instrumentación y control implantado, y no por intervención directa de algún operador; limitándose éste a vigilar el buen funcionamiento de las unidades bajo su responsabilidad; lo cual resulta en una disminución significativa de los costos de operación, ya que tal como se mencionó en el punto 4.2.4.1 *Costos de Operación*, el segundo elemento que más contribuye a estos costos son los referidos directamente a salarios y beneficios al personal, representando el 22% del total de los Costos de Producción que se muestra en la Tabla N° 3. Adicionalmente, el hecho de aumentar las inversiones como resultado de la automatización reduciría considerablemente los costos operacionales e inversiones a futuro por efecto de mantenimiento optimizado, lo que

contrarestaría el impacto del incremento de tales inversiones iniciales, con una eventual mejora de los indicadores económicos del Proyecto.

Es así como los costos de inversión para controlar y automatizar al máximo la instalación tenderán a reducir el VPN del Proyecto, ya que se realizan en las etapas iniciales, de forma que para mantener o mejorar el VPN, los costos de operación deben disminuir significativamente como producto de la aplicación de dicha automatización, lo cual quiere decir esencialmente que la planta operará con el mínimo de trabajadores posible, ejecutando las actividades de mantenimiento estrictamente planificadas.

Por otro lado, la aplicación del control automatizado estrictamente necesario para las operaciones críticas de los procesos, requiere menores inversiones durante la etapa pre-operativa, tendiendo a aumentar el VPN del Proyecto; pero a la vez incrementa las necesidades de personal para la buena marcha de la instalación, lo cual puede elevar significativamente los costos operacionales, mermándose la eficiencia financiera del Proyecto, que puede eventualmente perder su atractivo económico.

Las variaciones en los indicadores económicos por la aplicación extendida del control automatizado en la instalación, deben satisfacer las sensibilidades económicas en cuanto a modificaciones del CAPEX y el OPEX del Proyecto, para así mantener o mejorar las características económicas del Proyecto

Tres situaciones particulares tienen lugar a medida que el Proyecto avanza cada una de sus etapas de vida: Conceptualización del Proceso, Ingeniería Conceptual, Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalles, Construcción, Arranque y Operación. En primer lugar, disminuyen las ocasiones para introducir medidas preventivas de los riesgos identificados, así mismo se incrementan las necesidades de implantar medidas mitigantes de los riesgos; y las oportunidades potenciales para la reducción de los costos disminuyen

Conclusiones y Recomendaciones

Del Trabajo Especial de Grado desarrollado en los capítulos anteriores se derivan los siguientes planteamientos:

- Las políticas y objetivos de PDVSA DEL Proyecto Cerro Negro, alineadas con las políticas adoptadas por PDVSA, y por sus socios Mobil y Veba Oel; en cuanto a proteger y velar por la integridad tanto del personal que laborará en el CPF como de la propia instalación, y del medio natural circundante, constituyen el punto de origen para el establecimiento de filosofías y de prácticas seguras de diseño, operación y mantenimiento seguras, y en conformidad con las obligaciones fijadas en la normativa legal vigente.
- La posibilidad de que sucedan en el CPF derrames de crudo en las bombas y/o tanques, dejan latente la ocurrencia de accidentes tales como incendios de líquidos en grandes superficies (pool fires), entre otros; que generan daños ambientales, humanos, económicos y en los equipos e infraestructuras de la instalación. El oportuno análisis de estos riesgos resulta en la proposición y posible ejecución de medidas preventivas/mitigantes, referidas a prácticas de ingeniería específicas y/o a actividades administrativas.
- Reducir el nivel de riesgo en la instalación casi siempre es posible a través de inversiones de capital. Sin embargo, hay que tener presente el impacto de dichas inversiones sobre la rentabilidad del Proyecto, por lo que la aplicación de las medidas para el control del riesgo deben someterse a un análisis costo - beneficio que justifique económicamente su aplicación; de forma de garantizar el éxito financiero del Proyecto.
- Los equipos e infraestructura que contribuyen a mantener la calidad ambiental del medio natural afectable por las operaciones del Proyecto, tanto en las actividades de producción como de mejoramiento, garantizan el cumplimiento de las condiciones establecidas en las normas vigentes respectivas. Sin embargo, es conveniente prever modificaciones en dichas normas, considerando la tendencia

mundial orientada a cambiar los límites de concentración de los agentes contaminantes a límites de carga másica; lo cual lleva a considerar en el diseño la precisa adecuación futura de las instalaciones a tales cambios o inclusive su adaptación en el diseño actual original. Esto evidentemente demandará mayor inversión de capital hoy, por lo que la decisión dependerá de diversos análisis, económicos y de otra índole, conforme las políticas de la empresa y de sus socios.

GLOSARIO

Accidente: Es todo suceso imprevisto y no deseado que interrumpe o interfiere el desarrollo normal de una actividad y origina una o mas de las siguientes consecuencias: lesiones personales, daños materiales y/o pérdidas económicas

Acto Inseguro: Es toda actividad voluntaria, por acción u omisión, que conlleva la violación de un procedimiento, norma, reglamento o práctica segura establecida tanto por el Estado como por la empresa, que puede producir un accidente de trabajo o una enfermedad profesional

Acuífero Confinado: Acuífero de Desarrollo local y completamente aislado o cerrado por todos los lados con una roca impermeable.

Campo: Area que corresponde de una región ininterrumpida del subsuelo en la cual se ha comprobado la existencia de depósitos de hidrocarburos.

Cementación: Operación especializada, propia de la perforación, mediante la cual se fijan en su sitio la tubería de revestimiento de manera permanente

Completación De Pozos: Es el proceso que se inicia al terminarla perforación. Su objetivo es cumplir con las actividades operacionales de evaluación de la información que permitan obtener producción del mismo.

Condensado Oso Nigeriano: Condensado natural de aproximadamente 47° API importado por el Proyecto desde Nigeria.

Condición Insegura: Es cualquier situación o característica física o ambiental previsible que se desvía de aquella que es afectable, normal o correcta, capaz de producir un accidente de trabajo, una enfermedad profesional o de fatiga al trabajador

Contaminación: La contaminación es generalmente considerada como un cambio indeseable en las características físicas, químicas o biológicas del aire, el suelo y el agua; la contaminación puede afectar o afectará dañinamente la vida humana o las especies de organismos deseables, a la vivienda o a las condiciones de trabajo, a los valores culturales o a las fuentes de materia prima.

Coquificación Retardada: Proceso de refinación para convertir residuos de muy baja gravedad API en productos mas liviano y coque.

CPF: Instalación ubicada centralmente en el campo de producción, utilizada para el tratamiento de crudo producido, separará el agua y alcanzan las especificaciones de contenido de agua y sales. Horizonte económico: Se refiere al período determinado para efectos de la evaluación económica de una propuesta de inversión y el mismo está

estrechamente vinculado con la vida técnica o comercial útil probable del activo objeto de la inversión

Darcies: Medida de permeabilidad del yacimiento. Altos valores indican gran permeabilidad de la arena lo cual resulta en altas tasas de producción de crudo.

Diluente: Agente de dilución utilizado para mejorar la viscosidad del crudo extra pesado.

EDELCA: Electrificación del Caroní.

Enfermedad Ocupacional: Es el estado patológico contraído con ocasión del trabajo o exposición al medio en el que el trabajador se encuentre obligado a trabajar, y aquellos estados patológicos imputables a la acción de agentes físicos, condiciones ergonómicas, meteorológicas, agentes químicos, agentes biológicos, factores psicológicos y emocionales que se manifiesten por una lesión orgánica, trastornos enzimáticos o bioquímicos, trastornos funcionales o desequilibrio mental, temporales o permanentes, contraídos en el ambiente de trabajo

Equipo Multidisciplinario: Grupo de personas versadas en diferentes disciplinas que trabaja juntas sin relaciones establecidas específicas

Estudio de Superficie: Estudio de la geología de una región. El estudio consta generalmente de un mapa geológico, una serie de cortes y de una memoria.

Evaluación ambiental: Estudios que se realizan a nivel de ingeniería básica de una proyecto en un área intervenida industrialmente de manera intensa, con el objeto específico de proponer medidas concretas que garanticen el cumplimiento de la normativa legal vigente (se identifican las fuentes de contaminantes, se analizan en detalle los procesos y se verifica la adecuación de los sistemas de control propuestos o no a priori para garantizar el cumplimiento de las normas ambientales establecidas.

Exploración: Estudio de zonas con perspectivas de existencias de hidrocarburos.

Facilidad central: Instalaciones centralizadas situadas en el campo de producción, usadas para tratar el petróleo producido, separando el gas y alcanzando los contenidos de agua y sales específicos para el mejorador

Facilidades de campo: Todas las instalaciones del campo de petróleo requeridas por el proyecto para desarrollar las reservas y producir petróleo crudo extra pesado

Formación: Grupo de rocas diversas que constituyen una unidad característica dentro de una sección estratigráfica.

Fundación: Se aplica particularmente a la estructura básica de la plataforma y demás elementos necesarios para la perforación.

Geología: Ciencia que estudia la Tierra, su origen, composición y evolución.

Gravedad API: Medida (en grado) de la densidad de petróleo crudo u otros hidrocarburos líquidos a través de un sistema recomendado por el Instituto Americano de Petróleo (API). Valores menores de densidad corresponde a componentes mas

pesados. Se calcula como sigue:
$$GravedadAPI = \left[\frac{141,5}{GravedadEspecifica} \right] - 131,5$$

Incidente: Es todo suceso imprevisto y no deseado que interrumpe o interfiere el desarrollo normal de una actividad sin ocasionar consecuencias adicionales ni pérdidas de ningún tipo, que bajo circunstancias diferentes hubiera generado lesiones, daños (a bienes, al ambiente o a terceros) y/o pérdidas económicas

LIBOR: Tasa de interés ofrecida por los bancos principales del mercado interbancario de Londres.

Mechurrios : Sistema quemador de gas para disposición del mismo durante situaciones de emergencia

Morichal: Depresiones de terreno donde confluyen aguas superficiales y subterráneas

Olefinas: Tipo/clase de hidrocarburo insaturado.

Petroleo Crudo Extra Pesado: Petróleo crudo con una gravedad menor de 10° API.

Proteccion Ambiental: Conjunto de acciones de Orden Técnico, Legal, Humano, Económico y Social a ejecutar para proteger las zonas de actividades relacionadas con hidrocarburos y sus áreas de influencia.

Proyectos: Alternativas de inversión dirigidas a poner en marcha un conjunto de factores de producción con el fin de obtener determinados bienes y servicios

PTO: Patio de Tanques Oficina, en sitio en el Estado Anzoátegui, Venezuela.

Refinería Chalmette: Refinería localizada en Chalmette, Lousiana en los Estados Unidos

Reservas: Cantidad de hidrocarburos comprobados en el subsuelo capaz de producirse.

Reservas Probables: Volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, condensado, líquidos de gas natural y sustancias asociadas, asociados a acumulaciones conocidas.

Reservas Probadas: Volúmenes estimados de petróleo crudo, gas natural, condensado, líquidos del gas natural y sustancias asociadas recuperables con razonable certeza de yacimientos conocidos.

Ripios: Fragmentos de roca cortada por la mecha durante la perforación de un pozos. Los ripios se sacan del hoyo por la circulación del lodo para ser estudiado por los geólogos.

Sistema De Refineria Ruhr Oel: Sistema de refinería localizada en Alemania.

Tubería de Perforacion: Es la que se utiliza en los pozos, de la mecha al cuadrante. Al llegar a la profundidad final, la tubería de perforación se retira.

Tubería de Revestimiento: Línea o conducto utilizado para transportar fluidos. Cada una de las líneas se fija fuertemente a las paredes del pozo por cementación. La tubería de revestimiento se perfora frente de los horizontes probar o completar, para las operaciones finales.

Yacimiento: Unidad natural de producción, acumulación de hidrocarburo en el subsuelo, son rocas que tienen límites definidos impermeables a los fluidos confinados.

BIBLIOGRAFÍA

CASTILLO BUROZ, Eduardo. *La Gestión Ambiental. Marco de Referencia para las Evaluaciones Ambientales*. Fundación Polar. Caracas. 1998

Gaceta Oficial de los Estados Unidos de Venezuela. N° 46. Decreto 168, Reglamento de la Ley de Hidrocarburos

Gaceta Oficial de la República de Venezuela. N° 4899. Decreto 683, Normas Sobre Calidad del Aire y Control de la Contaminación Atmosférica

Gaceta Oficial de la República de Venezuela. N° 5201. Decreto 883, Normas para la Clasificación y el Control de la Calidad y Vertidos o Eluentes líquidos

Ley Orgánica del Ambiente (1976)

Ley Orgánica de Ordenamiento Territorial (1983)

Ley Orgánica de Prevención, Condiciones y Medio Ambiente de Trabajo (1986)

Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos (1975)

Ley Orgánica de Seguridad y Defensa (1986)

Ley Orgánica del Trabajo (1997)

Ley Penal del Ambiente y sus Normas Técnicas

INGENIERÍA CAURA. *Síntesis de la Evaluación Ambiental Específica. Etapa de Producción. Campo Cerro Negro.* 1997

JANTESA. *Cerro Negro Project Production Facilities Basic Engineering Book.* 1997

Manual de Ingeniería de Riesgos PDVSA

Manual de Ingeniería de Diseño PDVSA

Manual de Normas y Procedimientos de Finanzas PDVSA

Memoria Descriptiva Proyecto Cerro Negro I. Lagoven Filial de Petróleos de Venezuela, S.A. 1997

Norma COVENIN 2260-88, Programa de Higiene y Seguridad Industrial

PERRY, Robert. *Manual del Ingeniero Químico.* Quinta Edición. Editorial Mc Graw Hill. Colombia, 1982.

SABINO, Carlos. *Cómo Hacer una Tesis.* Editorial Panapo. Tercera Edición Caracas. 1982

TAYLOR J.R. *Risk Analysis for Process Plant, Pipelines and Transport.* E&FN Spon. Great Britain, 1994

<http://www.optonline.com>

<http://www.aiiv.org/fondonorma/xtra/covenin.htm>

<http://www.api.org/about/aboutindex.htm>

<http://www.asme.org/about/>

<http://www.astm.Org/NEWS/Mission2.html>

http://www.nfpa.org/Central/About:NFPA/about_nfpa.html

