

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO-SUR ANACO  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**“EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE  
PLANES DE CONTINGENCIAS OPERACIONALES EN LOS SISTEMAS DE  
RECOLECCIÓN DE GAS DE LOS NIVELES NOMINALES (60, 250 Y 500)  
LPC EN ÁREA MAYOR ANACO ESTE (AMAE)”**

**Realizado por:**

**Pichardo, Gabriela N.**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
Requisito para optar al Título de**

**INGENIERO INDUSTRIAL**

**Anaco, Agosto 2018**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO-SUR ANACO  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**“EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE  
PLANES DE CONTINGENCIAS OPERACIONALES EN LOS SISTEMAS DE  
RECOLECCIÓN DE GAS DE LOS NIVELES NOMINALES (60, 250 Y 500)  
LPC EN ÁREA MAYOR ANACO ESTE (AMAE)”**

**Revisado por:**

**Ing. Ledezma, Melchor  
Asesor Académico**

**Anaco, Agosto 2018**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO-SUR ANACO**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**“EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE  
PLANES DE CONTINGENCIAS OPERACIONALES EN LOS SISTEMAS DE  
RECOLECCIÓN DE GAS DE LOS NIVELES NOMINALES (60, 250 Y 500)  
LPC EN ÁREA MAYOR ANACO ESTE (AMAE)”**

**Jurado Calificador:**

**El jurado hace constar que asignó a esta tesis la calificación de:**

**APROBADO**

**Ing. Ledezma, Melchor**

**Asesor Académico**

**MSc. Bousquet, Juan**

**Jurado Principal**

**MSc. Dominguez, Juan**

**Jurado Principal**

**Anaco, Agosto 2018**

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo con el Artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado (vigente a partir de II semestre 2009) según comunicado CU-034-209:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”.

## **DEDICATORIA**

A Dios Todopoderoso: le dedico este trabajo, que siempre me ha acompañado en cada uno de mis pasos, decisiones y riesgos en mi vida y ante todo me ha cuidado, guiándome por el camino más adecuado y enseñándome que en la vida todo se puede lograr con esfuerzo, constancia y amor.

A mis padres: mi madre Silvia Pichardo, la mujer más enérgica del mundo que desde pequeños nos ha enseñado a mis hermanos y a mí a luchar por lo que queremos y que con trabajo y dedicación se pueden lograr muchas cosas, nos ha dado amor y apoyo sobre todas las cosas. Mami eres un ejemplo que seguir “TE AMO” eres y siempre serás uno de mis motivos de superación. A mi padre José Rodríguez, por brindarme su apoyo, a ustedes más que a nadie le dedico cada esfuerzo que he realizado, porque con su amor, apoyo moral y económico me han ayudado a lograr mis metas. Este triunfo es de ustedes, los amo.

A ti Juan Carlos Díaz, te encontré muchos años después de mi nacimiento, pero nunca tarde, desde ese momento me has brindado el amor que todo padre da por sus hijos.

A mi hija Mariangel Sarai Guerra Pichardo, un tesoro invaluable que me ha regalado Dios. Desde que naciste has sido y seguirás siendo mi otro motivo de superación, por ti me esfuerzo con amor “TE AMO” Mi Princesa.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco primeramente a Dios, por darme vida, salud y sabiduría para alcanzar esta meta, estaré eternamente agradecida por todo lo que me has dado.

A mis padres, por brindarme su apoyo moral y económico, por guiarme y enseñarme lo bueno y malo de la vida, a ustedes mil gracias los AMO con el corazón.

Con mucho amor a mis familiares, abuelos, tíos, hermanos, primos e hija por siempre estar a mi lado brindándome su amor incondicional, apoyo y alegría para seguir adelante.

A la Universidad de Oriente, sin duda alguna por brindarme la oportunidad de formar parte de ella y obtener un título universitario, además crecer de manera personal y profesional en su seno.

A mi tutor Melchor Ledezma por apoyarme y tenerme paciencia.

A la empresa PDVSA GAS ANACO, por permitirme realizar este trabajo de grado dentro de sus instalaciones, a todo el personal de la Superintendencia de Manejo de Gas, por su ayuda y colaboración en la realización de esta tesis.

En general agradezco a todas y cada una de las personas que han vivido conmigo en la realización de esta tesis con sus altos y bajos y que no necesito nombrar porque tanto ellos como yo sabemos que desde lo más profundo de mi corazón les agradezco el haberme brindado todo el apoyo, colaboración, ánimo y sobre todo cariño y amistad, los tengo en mi corazón, bueno si voy a nombrar a mi

gran amigo Eduardo Araos gracias por tu apoyo y porque a diario me decías taki taki con la tesis hasta terminar.

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO-SUR ANACO**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**“EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE  
PLANES DE CONTINGENCIAS OPERACIONALES EN LOS SISTEMAS DE  
RECOLECCIÓN DE GAS DE LOS NIVELES NOMINALES (60, 250 Y 500)  
LPC EN ÁREA MAYOR ANACO ESTE (AMAE)”**

**Autor:** Pichardo, Gabriela N.  
**Tutor:** Ing. Ledezma, Melchor  
**Fecha:** Agosto 2018

**RESUMEN**

En este trabajo de grado se realizó una evaluación técnico- económica para la aplicación de un plan de contingencia operacional en los sistemas de recolección de gas de baja presión en Área Mayor Anaco Este (AMAE). La metodología de investigación es de campo, plasmada de la siguiente manera: se presenta una síntesis de la zona a estudiar, luego se desarrolló un estudio técnico para justificar los diversos elementos que integran la función de producción, con esos resultados se determinaron las necesidades de capital; seguido se elaboró el plan de contingencia para prevenir y controlar sucesos no planificados y describir la capacidad y las actividades de respuesta inmediata para controlar cada una de las emergencias identificadas, finalmente se presentó el estudio económico, donde se determinó que los riesgos de la inversión serían muy pequeños en comparación con la alta rentabilidad que se obtendría a corto y mediano plazo mediante su aplicación, dentro del sistema de recolección de gas y a la compañía en general por cual se recomienda promover el plan de contingencia.

**Descriptor:** evaluación técnico- económica, contingencia, costos, AMAE, presión, sistemas de recolección de gas.

## ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
RESUMEN.....	viii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS .....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiv
INTRODUCCIÓN .....	xv
CAPÍTULO I.....	18
EL PROBLEMA .....	18
1.1 Planteamiento del Problema.....	18
1.2 Objetivos de la Investigación .....	21
1.2.1 Objetivo General .....	21
1.2.2 Objetivos Específicos.....	22
CAPÍTULO II .....	25
MARCO TEÓRICO.....	25
2.1 Antecedentes .....	25
2.2 Fundamentos Teóricos .....	28
2.2.1 Planes de Contingencias Operacionales.....	28
2.2.2 Dimensión de Tuberías .....	29
2.2.3 Sistemas de Recolección De gas.....	32
2.2.4 Diseño de un Sistema de Recolección de Gas .....	33
2.2.5 Mantenimiento de un Sistema de Recolección de Gas .....	34
2.2.5.1 Vigilancia Periódica de los Gasoductos.....	34
2.2.5.2 Patrullaje del Gasoducto .....	34
2.2.5.3 Estudio de Fugas .....	34
2.2.5.4 La Corrida de Herramienta.....	36
2.2.6 Medición de Potencial a Intervalos Cortos .....	37
2.2.7 Medición de Espesores.....	37
2.2.8 Proceso de Despresurización de un Gasoducto.....	37
2.2.9 Proceso de Corrosión en Gasoductos.....	38
2.2.9.1 Tipos de Corrosión.....	38
2.2.9.2 Pruebas para la Detección de Corrosión .....	41
2.2.9.3 Métodos para Prevenir la Corrosión .....	42
2.2.10 Seguridad en los Gasoductos .....	44
2.2.10.1 Normas Aplicables .....	45
CAPÍTULO III .....	46
MARCO METODOLÓGICO.....	46

3.1 Tipo de Investigación .....	46
3.2 Diseño de Investigación .....	46
3.3 Población y Muestra.....	47
3.3.1 Población.....	47
3.3.2 Unidad de Estudio.....	47
3.4 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos .....	48
3.4.1 Revisión Documental .....	48
3.4.2. Entrevistas no Estructuradas .....	48
3.4.3. Observación Directa.....	49
3.5. Técnicas de Análisis.....	49
3.5.1 Herramientas para Analizar Datos Cualitativos:.....	50
3.5.1.1 Software Microsoft Word Office .....	50
3.5.2. Herramientas para Analizar Datos Cuantitativos.....	50
3.5.2.1 Software Microsoft Excel 2010. ....	50
3.6 Procedimiento Utilizado para el Desarrollo de las Etapas del Proyecto .....	50
CAPÍTULO IV.....	54
ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	54
4.1 Descripción de la Situación Actual en los Sistemas de Recolección de Gas de los Niveles Nominales (60, 250 y 500) LPC en Área Mayor Anaco Este (AMAE). ....	54
4.1.1 Descripción del Área de Estudio.....	54
4.1.2 Características Generales del Sistema de Recolección de Gases en los Niveles Nominales (60, 250, 500) LPC, en Área Mayor Anaco Este (AMAE). ....	55
4.3.3 Identificación de las Líneas de Gasoducto de Recolección de los Niveles Nominales de (60, 250 y 500) LPC. ....	59
4.1.4 Fallas o Anomalías Presente en el Sistema.....	64
4.2 Estudio Técnico para la Aplicación de los Planes de Contingencias Operacionales en el Manejo de Gas de las Estaciones de Flujo del Campo Santa Rosa.....	67
4.2.1 Generalidades.....	67
4.2.2 Manejo de Gas en las Estaciones de Flujo del Área Mayor Anaco Este (AMAE) en el Campo Santa Rosa .....	68
4.2.3 Proceso Productivo .....	69
4.2.3.1 Descripción del Proceso de Producción de Gas del Campo Santa Rosa (AMAE) .....	69
4.2.3.2 Identificación de los Equipos/Componentes de las Estaciones de Flujo de PDVSA en el Área AMAE Campo Santa Rosa.....	73
4.2.4 Mantenimiento del Sistema de Recolección de Gas en los Niveles Nominales (60, 250 y 500) LPC en el Área AMAE .....	77
4.2.5 Control de Calidad .....	78
4.2.6 Capacidad de las Estaciones de Flujo .....	79

4.2.7 Escenarios por Donde se Manejaría la Producción en Caso de Contingencia .....	81
4.2.8 Recursos Humanos.....	83
4.2.9 Ingeniería de Detalles.....	85
4.3 Resultados de la Simulación Mediante el PIPEPHASE 9.2 .....	85
4.3.1 Sistema de Producción Actual Nivel Nominal 60 LPC .....	86
4.3.2 Sistema de Producción Actual Nivel Nominal 250 LPC .....	87
4.3.3 Escenarios Evaluados.....	88
4.4 Escenarios de Potenciales Eventos no Deseados .....	93
4.5 Cuantificación de la Dimensión del Riesgo del Sistema de Recolección de Gases en los Niveles Nominales de Producción 60, 250, 500 LPC .....	98
4.6 Análisis de los Resultados del Análisis de Riesgo.....	99
4.7 Plan de Contingencias Operacionales de las Estaciones de Flujo del Campo Santa Rosa .....	100
4.8 Rentabilidad o Factibilidad Económica para la Aplicación de los Planes de Contingencias Operacionales de las Estaciones de Flujo del Campo Santa Rosa.....	101
4.8.1. Análisis Económico .....	101
4.8.1.1. Establecimiento de Recursos.....	101
4.8.1.2. Costos de Capacitación del Personal.....	103
4.8.2 Recursos Económicos Necesarios para la Implementación del Plan de Contingencias .....	104
4.8.3 Análisis Sobre la Rentabilidad del Proyecto.....	105
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>107</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>107</b>
5.1 Conclusiones .....	107
5.2 Recomendaciones.....	109
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>112</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>115</b>
<b>METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....</b>	<b>110</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Nivel de presión .....	20
Tabla 2.1 Caídas de presión recomendadas en tuberías de gas.....	30
Tabla 2.2 Velocidades típicas en líneas de gases y vapor (Kern) .....	31
Vapor de agua o Vapor .....	31
Tabla 2.3 Sistemas de recolección de gas. ....	32
Tabla 4.1 Producción en los diferentes niveles de presiones .....	55
Tabla 4.2 Característica de la SREF-1. ....	59
Tabla 4.3 Producción de la SREF-1.....	60
Tabla 4.4 Característica de la SREF-2. ....	60
Tabla 4.5 Producción de la SREF-2.....	61
Tabla 4.6 Característica de la SREF-3. ....	61
Tabla 4.7 Producción de la SREF-3.....	62
Tabla 4.8 Característica de la SREF-4. ....	62
Tabla 4.9 Producción de la SREF-4.....	63
Tabla 4.10 Característica de la SREF-5. ....	63
Tabla 4.11 Producción de la SREF-5.....	63
Tabla 4.12 Característica de la SREF-6. ....	64
Tabla 4.13 Producción de la SREF-6.....	64
Tabla 4.14 Antecedente de falla en el sistema de recolección de gases en el campo santa rosa AMAE. ....	66
Tabla 4.15 Capacidad de producción actual nivel de presión 60 LPC.....	80
Tabla 4.16 Capacidad de producción actual nivel de presión 250 LPC.....	80
Tabla 4.17 Prueba de pozo del campo santa rosa del mes de enero 2013.....	85
Tabla 4.18 Parámetros operacionales del sistema de recolección de gases del campo santa rosa .....	86
Tabla 4.19 Resultado de la red 60 LPC.....	86
Tabla 4.20 Resultado de la red 250 LPC.....	87
Tabla 4.21 Escenario 1 de la red nivel 60 LPC.....	89
Tabla 4.22 Escenario 2 de la red nivel nominal 60 LPC.....	91
Tabla 4.23 Escenario 1 de la red nivel nominal 250 LPC.....	92
Tabla 4.24 Escenarios de potenciales accidentes .....	94
Tabla 4.25 Consecuencias del riesgo .....	96
Tabla 4.26 Exposición del riesgo .....	97
Tabla 4.27 Probabilidad de riesgo.....	97
Tabla 4.28 Medida de actuación de riesgo.....	97
Tabla 4.29 Matriz de Riesgo .....	98
Tabla 4.30 Materiales requeridos para la atención de emergencia en caso de contingencias.....	102

Tabla 4.31 Costos de los activos fijos mínimos necesarios para hacer frente a una emergencia/contingencia en las áreas evaluadas del campo santa rosa AMAE.....	102
Tabla 4.32 Costos del personal que dará respuesta a un evento contingente.....	103
Tabla 4.33 Costo de capacitación del personal que dará respuesta a un evento contingente.....	104
Tabla 4.34 Recursos económicos necesarios .....	104

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Ubicación geográfica del área mayor anaco y área mayor oficina.....	23
Figura 1.2 Las áreas de operaciones en que se distribuye el distrito gas anaco.....	24
Figura 4.1 Estación de flujo utilizada para la separación gas-liquido en el Área Mayor Anaco Este (AMAE) .....	56
Figura 4.2 Múltiple de producción de 10 puestos instalado en la estación de flujo SFSR de AMAE. ....	57
Figura 4.3 Válvulas multipuertos instaladas en estación SFSR de AMAE .....	57
Figura 4.4 Líneas para la conexión de los pozos con el múltiple de producción.....	58
Figura 4.5 Sistema de producción del campo Santa Rosa. ....	71
Figura 4.6 Flujo grama de proceso para la producción de gas en el campo santa rosa en el Área Mayor Anaco Este (AMAE) .....	72
Figura 4.7 Señales de seguridad a las que hay que prestar atención en las áreas dispuestas para ellos.....	76
Figura 4.8 Estructura organizativa del departamento manejo de gas.....	84

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera se encuentra orientada hacia la búsqueda de las condiciones más favorables para producir un mayor volumen de hidrocarburos, teniendo como premisa el uso racional de los recursos que dispone, mediante el diagnóstico y optimización de los sistemas de producción. Venezuela es uno de los países que más petróleo aporta al mercado internacional, lo que se traduce en una mayor responsabilidad, por cuanto es imperativo mantener la producción en un nivel que permita cubrir su demanda interna, así como cumplir sus compromisos de suministro confiable de petróleo con el exterior.

El método más común para transportar fluidos de un punto a otro es impulsarlo a través de un sistema de tuberías. Las tuberías de sección circular son las más frecuentes, ya que de esa forma ofrecen no solo mayor resistencia estructural sino también mayor sección transversal para el mismo perímetro exterior que cualquier otra forma. El manejo de los fluidos provenientes de un yacimiento de petróleo o gas, en superficie, requieren de la aplicación de conceptos básicos relacionados con el flujo de fluidos en tuberías, bien sea, en sistemas sencillos o en redes de tuberías.

Los fluidos de un yacimiento de petróleo son transportados a las estaciones de flujo, donde se separan las fases líquidas y gaseosas. Con el paso del tiempo, debido a la existencia de ambientes corrosivos, la humedad, la no aplicación de revestimiento contra corrosión, la disposición de tuberías en el suelo, sin ningún tipo de protección ni soportes adecuados, la falta de programa de mantenimiento, entre otros, generan efectos de corrosión tanto interna como externa en las tuberías, lo que incrementa el riesgo de fugas y posibles restricciones al flujo, con altas caídas de presión.

El trabajo de investigación a desarrollar tiene como propósito estimar los costos para la aplicación de un plan de contingencia operacional en los sistemas de recolección de gas de los niveles nominales (60, 250 y 500) LPC en área mayor anaco este (AMAE), de tal forma que se pueda corregir la situación del problema presentado en esta investigación. Por lo que se desarrolla de la siguiente manera:

CAPITULO I llamado El Problema contiene el planteamiento del problema, información sobre la empresa, el procesamiento de la planta y se describen los objetivos que se persiguen con la realización del proyecto.

CAPITULO II se presenta el marco teórico conformado por los antecedentes de la investigación y fundamentos teóricos básicos para el desarrollo de este trabajo de grado.

CAPITULO III se expone el marco metodológico empleado para el desarrollo del proyecto donde incluye el tipo y diseño de la investigación, descripción de la situación actual, el estudio técnico para el desarrollo del plan de contingencia y por último el plan de contingencia operacional.

CAPITULO IV se analizan y comparan los resultados de la simulación del sistema existente con las condiciones actuales de operación, estas determinan las desviaciones y así poder reducir los tiempos de solución de los problemas, también se analizan los resultados del análisis de riesgos que permiten establecer el plan de emergencia y de recuperación que requiere el plan de contingencia propuesto en este proyecto, por último, se elaborara la estimación de costos de la propuesta

CAPITULO V se establecen las conclusiones y recomendaciones del trabajo derivadas de los resultados obtenidos a través del estudio realizado, los mismos darán respuesta a cada uno de los objetivos planteados.

# CAPÍTULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1 Planteamiento del Problema

En el ámbito industrial, el gas es potencialmente la fuente de energía más promisoría, como una alternativa ante el petróleo. Venezuela cuenta con innumerables recursos naturales renovables y no renovables los cuales son explotados, manufacturados y comercializados, constituyendo así su base económica.

La explotación petrolera es una de las principales fuentes de ingresos y empleos del país, debido a que en el pasado se crearon compañías que administrarían la producción y comercialización de este recurso para asegurar una economía sólida y competitiva en búsqueda del desarrollo de la nación como lo hace hoy en día PDVSA Gas perteneciente a Petróleos de Venezuela S.A., que se dedica a la exploración y explotación de gas asociado, así como a la extracción y fraccionamiento de Líquidos del Gas Natural (LGN), al transporte, distribución y comercialización del Metano, dada su importancia esta industria está presente en casi todo el país.

(PDVSA) Petróleos De Venezuela, S.A Gas tiene sus principales oficinas administrativas ubicadas en la capital de Venezuela: la ciudad de Caracas y extiende sus actividades operativas en los estados Anzoátegui, Monagas, Guárico, Barinas, Apure y Zulia abarcando de esta manera gran parte del territorio nacional.

En lo que respecta al Distrito Anaco, está localizada en el centro del estado Anzoátegui abarcando parte del estado Guárico y Monagas, este distrito es importante porque posee yacimientos productores de hidrocarburos; en él existen las mayores

reservas de gas en tierra del país y las mayores de crudo liviano. El Distrito Gas Anaco está conformado por dos extensas áreas de explotación, las cuales son la unidad de producción Área Mayor Anaco (AMA), y la unidad de producción Área Mayor Oficina (AMO). La unidad de producción Área Mayor Anaco (AMA), constituye el pulmón gasífero de Venezuela, por ser el principal centro de producción de gas natural. El hidrocarburo es entregado a la Gerencia de Manejo de Gas para el procesamiento y extracción del Líquido de Gas Natural (LGN), para luego ser distribuido a nivel industrial y doméstico.

La unidad de producción Área Mayor Oficina (AMO) se encuentra en la parte sur de la zona central del Estado Anzoátegui con un área de diez mil doscientos cuarenta kilómetros cuadrados (10240 Km<sup>2</sup>), en su totalidad está conformada por diez (10) plantas compresoras.

La Gerencia Manejo de Gas se divide en tres (3) superintendencias: Control y Gestión, Logística Operacional, y Recolección y Transmisión. En esta última se centra el caso en estudio, ubicado específicamente en el complejo Santa Rosa (AMA Este) la cual está conformada por seis (6) estaciones de flujo; tiene como función transportar el gas a los diferentes niveles de presión (60 y 250) libras sobre pulgadas cuadradas (LPC) que son flujo bifásico (gas y crudo) y 500 LPC del flujo monofásico que maneja solo gas a las plantas compresoras Santa Rosa, La Ceiba y Quiamare localizadas en el Distrito Gas Anaco y son las encargadas de elevar la presión de determinados puntos de la red de recolección hacia la red de transmisión a una presión de 1200 LPC.

En las líneas de recolección del sistema descrito anteriormente se presentan diferentes anomalías que ocurren a lo largo del proceso de producción como son: fugas debido a golpes o daños a los revestimientos mediante su transporte o construcción, como también fracturas originadas en la elaboración de las tuberías,

fallas en los procesos de soldaduras, desgastes por procesos operacionales, fricción por movimiento, corrosión interna o externa ocasionadas por la composición del fluido con que se opera, también por la condensación del mismo producida por las altas caídas de presiones que sufre a lo largo de su trayectoria, estas últimas generando reducciones en el espesor de las tuberías ocasionando la acumulación de líquidos, sedimentos e impurezas en el interior del gasoducto produciendo así gran pérdida en la capacidad de transmisión del sistema, como también la creación de agentes corrosivos que disminuyen de forma drástica la vida útil del mismo.

Las fallas antes mencionadas afectan la producción, disminuyendo la capacidad productiva de la empresa, en la tabla 1.1 se refleja las cantidades manejadas en millones pies cúbicos gas por día (MMPCGD) y los barriles netos por día (BNPD) de cada una de las estaciones en sus diferentes niveles de presión:

**Tabla 1.1 Nivel de presión**

ESTACIONES	NIVEL DE PRESIÓN						PRODUCCIÓN TOTAL	
	60 LPC		250 LPC		500 LPC		MMPCGD	BNPD
	MMPCGD	BNPD	MMPCGD	BNPD	MMPCGD	BNPD		
<b>SREF-1</b>	32,1	599	21,0	173	2,3	3	55,4	775
<b>SREF-2</b>	10,5	198	8,8	42	3,0	2	22,3	241
<b>SREF-3</b>	3,0	66	4,4	69			7,3	135
<b>SREF-4</b>	33,5	508	56,1	468	2,1	11	91,7	986
<b>SREF-5</b>	9,1	26	4,7	22			13,8	47
<b>SREF-6</b>	4,1	151					4,1	151
<b>GRAN TOTAL</b>	92,3	1548	95,0	774	7,4	16	194,6	2.335

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción (agosto-2012)

Al analizar los datos de la tabla 1.1, se puede observar la necesidad de crear planes de contingencia operacionales dada la elevada cantidad de fluido que manejan

estas estaciones y tomando en cuenta los eventos que pudieran ocurrir durante el proceso de recolección y transmisión de gas, es indispensable contar con un mecanismo de intervención efectivo que permita no solo minimizar la probabilidad de incidentes en el complejo gasífero sino también prever el impacto de tales eventos en el ambiente, instalaciones y personas, ejemplo de esto es el daño ocasionado por la rotura del gasoducto ubicado en un área de cuerpo de agua (laguna natural) afectando además la producción pues el procedimiento de ataque fue ineficaz al invertir tiempo excesivo de labores (3 días) no estando apegado a un plan de contingencia, esto significa que la inexistencia de este protocolo de actuación planificado con estos propósitos afectó considerablemente la gestión efectiva que compete a la superintendencia de recolección y transmisión del complejo Santa Rosa, cabe destacar que estas prácticas inadecuadas junto a la falta de un plan de contingencia acarrear mayores gastos operacionales asociados a la inversión en horas/hombre, horas/máquina e insumos asociados tanto para la recuperación del ambiente como para la reparación de las instalaciones industriales del sector afectado.

Por otro lado, la problemática descrita que es objeto de investigación, refleja originalidad debido a que en el sector a intervenir no existe un plan de contingencia, de tal manera que al realizar el presente estudio se da respuesta a una necesidad evidente además de proporcionar un sustento teórico-técnico que avala la propuesta de solución actual del sistema de recolección de gas de los niveles nominales (60, 250 y 500) LPC el estudio técnico correspondiente y la rentabilidad o factibilidad económica para considerar la aplicación de los planes de contingencia diseñados.

## **1.2 Objetivos de la Investigación**

### **1.2.1 Objetivo General**

Evaluar a través de un estudio técnico económico la aplicación de planes de

Contingencias operacionales en los sistemas de recolección de gas de los niveles nominales (60, 250 y 500) LPC en Área Mayor Anaco Este (AMAE).

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Describir la situación actual en los sistemas de recolección de gas de los niveles nominales (60, 250 y 500) LPC en Área Mayor Anaco Este (AMAE).
- Realizar el estudio técnico para la aplicación de los planes de contingencias operacionales en el manejo de gas de las Estaciones de flujo del Campo Santa Rosa.
- Elaborar planes de contingencias operacionales a los distintos gasoductos que van desde las Estaciones de Flujo del Campo Santa Rosa hacia el Complejo Santa Rosa.
- Estimar la rentabilidad o factibilidad económica para la aplicación de los planes de contingencias operacionales de las Estaciones de flujo del Campo Santa Rosa.

## **1.3**

**B**

### **reve reseña de la Empresa**

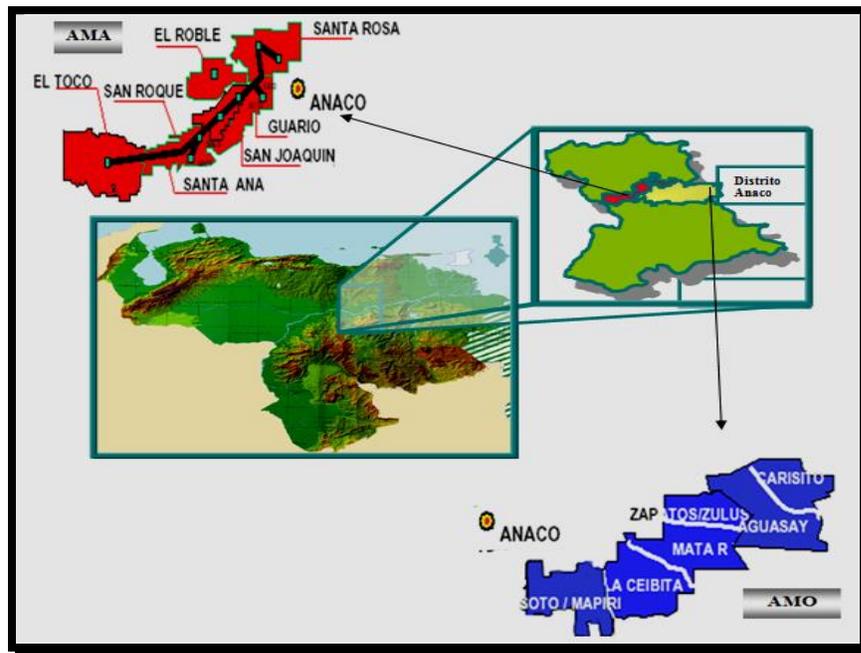
Anaco es conocido como el Distrito Gasífero de Venezuela; actualmente este Distrito se conoce con el nombre de Producción Gas Anaco. Está ubicado geográficamente en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte del estado Monagas y Guárico.

El Distrito Anaco, considerado “Centro gasífero” en el ámbito nacional, por contener reservas probadas de gas superiores a los 15.600 MMPCEG (millones de pies cubico por día) en un área aproximada de 13.400 Km<sup>2</sup>, está conformado básicamente por dos extensas áreas de explotación:

- Unidad de Explotación y Yacimiento Área Mayor Oficina (A.M.O), ubicada en la parte sur de la zona central del Estado Anzoátegui, con un área de 10.240 Km<sup>2</sup>, encontrándose los campos de producción: Soto/Mapiri, La Ceibita, Mata R, Zapatos/Zulus, Aguasay y Carisito.
- Unidad de Explotación y Yacimiento Área Mayor Anaco Este (A.M.A.E), ubicada en la parte norte de la zona central del Estado Anzoátegui, con un área de 3.160 Km<sup>2</sup>. En el Área Mayor Anaco Este (Figura 1.1 y 1.2) se distinguen dos áreas de operaciones, denominadas Área I y Área II. La primera, correspondiente al campo Santa Rosa y la segunda, a los campos: Guarío, San Joaquín, El Roble, Santa Ana y El Toco, siendo el Campo Santa Rosa, el área donde están ubicados la red de tuberías, instalaciones y equipos perteneciente al sistema de recolección de gases, objeto de esta evaluación.



**Figura 1.1 Ubicación geográfica del área mayor anaco y área mayor oficina**  
Fuente: Archivos de la empresa PDVSA.



**Figura 1.2 Las áreas de operaciones en que se distribuye el distrito gas anaco**  
**Fuente:** Archivos de la empresa PDVSA.

Estos campos cuentan con estaciones de flujo para llevar a cabo los procesos de recolección, separación, deshidratación, almacenamiento y distribución de los fluidos extraídos del pozo: crudo, gas y agua.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

En el siguiente resumen se presentan los antecedentes de trabajos realizados anteriormente relacionados con la investigación y las bases teóricas en las que se enmarcará el desarrollo del trabajo de grado.

Mora. L, (2011). *“Evaluación de las líneas existentes del sistema de recolección y transmisión del campo Santa Rosa Área Mayor Anaco de PDVSA Gas, Anaco, estado Anzoátegui”*. El propósito esencial de este trabajo fue evaluar las líneas existentes del sistema de recolección y transmisión del Área Mayor Anaco. La investigación fue de campo y documental con el fin de garantizar la máxima confiabilidad en la evaluación de las líneas del Área Mayor Anaco. Primeramente, se realizaron esquemáticos y tablas de descripción de las líneas de recolección del Campo Santa Rosa, para conocer toda la información referente a las líneas existentes. Finalmente, para la evaluación hidráulica del sistema se utilizó el Software PIPEPHASE que simula el flujo en estado estacionario a través de tuberías, redes y sistema de producción. Se evaluaron las líneas existentes en sus diferentes niveles de presión para determinar la restricción de flujo, condensación de líquido, patrones de flujo, entre otras para identificar las posibles soluciones en el manejo de gas.

El resumen previamente citado evidencia que dicha investigación contiene información valiosa sobre los procedimientos, líneas de transmisión y actividades realizadas en la Gerencia De Manejo De Gas, específicamente en la Superintendencia de Recolección y Transmisión, siendo en ese sentido un aporte muy importante a nuestro proyecto.

Cabrera. M, (2011). *“Estudio técnico económico del uso de ripios de perforación base aceite como material de sub-base en la construcción de vías de acceso y locaciones petroleras en el Municipio Autónomo José Gregorio Monagas, Parroquia San Diego de Cabrutica del Estado Anzoátegui “* Este trabajo de grado se realizó con el firme propósito de determinar la factibilidad técnico-económica del uso de ripios de perforación base aceite como material de sub-base en la construcción de vías de acceso y locaciones petroleras en el Municipio Autónomo José Gregorio Monagas, Parroquia San Diego de Cabrutica del Estado Anzoátegui. La metodología de investigación corresponde a una investigación de tipo proyectiva, plasmada de la manera siguiente: inicialmente se presenta una síntesis de la zona a estudiar, posteriormente se hizo un estudio de producto donde se evaluó las características químicas y físico-mecánicas de ripios obteniendo un material A-6-CL con un proctor de 1806; seguido se realizó el estudio de mercado donde se comprobó que el uso de ripios como sub-base ayuda extraordinariamente a la eliminación de un pasivo ambiental al no cubrirse la demanda en un cien por ciento. Así mismo, se desarrolló el estudio técnico, para ejecutar el servicio. Finalmente se presentó el estudio económico, donde se determinó que se requiere una inversión inicial de 4.707.387,365 Bs. Y una relación C/B de 2,38 para demostrar que el proyecto es técnico-económico y ambientalmente rentable.

El resumen brevemente acotado en el apartado anterior nos presenta un proyecto que sigue en el desarrollo de sus objetivos un estudio técnico económico que servirá de apoyo para la elaboración de esta investigación.

Galantón. E, (2010). *“Evaluación hidráulica de la red de recolección de gas del Campo Sipororo, ubicado en los límites del Estado Barinas.”* Este trabajo tiene como objetivo principal Evaluar hidráulicamente la red de recolección de gas del campo Sipororo, ubicado en los límites del estado Barinas. El tipo de investigación es de campo, descriptivo y proyectivo porque propone alternativas de solución para el

problema principal de la investigación formulada de la siguiente manera: en primer lugar, se lograron definir los esquemas de producción de los pozos asociados al sistema de recolección de gas del campo Sipororo. En segundo lugar, se efectuó una simulación hidráulica del sistema de recolección de gas del campo Sipororo, se identificaron las posibles restricciones operacionales que se presentaron en el sistema de recolección del campo Sipororo según las normas PDVSA y por último se propusieron alternativas para dar soluciones a las posibles restricciones operacionales, que mejoren el funcionamiento de la red de recolección.

La anterior investigación sirvió de apoyo en el presente trabajo ya que tiene un enfoque en los sistemas de recolección de gas, lo cual forma parte principal del objeto de estudio de este anteproyecto.

Cabrera. J (2009). *“Evaluación de sistema de recolección de producción para nivel de presión de 250 psi, propuesto por el proyecto gas Anaco (PGA), para el centro operativo Zapato Mata R”* En esta investigación se lograron determinar los problemas operativos que presenta la red de recolección propuesta por el lugar en donde se desarrolla la investigación para el nivel de presión 250 psi nominal, ante la nueva volumetría establecida para las operaciones centralizadas, se plantearon mejoras en la red de recolección propuesta por PGA, garantizando la eficiencia de las operaciones del Centro Operativo Zapato Mata R, para el nivel de presión de 250 psi y se diseñaron las interconexiones entre las estaciones de recolección propuesta por PGA, y las estaciones de flujo y descarga existentes, en los campos Zapato Mata R para el periodo de prueba del Centro Operativo.

Siendo los sistemas de recolección de gas el objeto de estudio de esta investigación, el pasado apartado ofreció apoyo en el desarrollo de la misma por su similitud y por poseer equipos e instalaciones que operan bajo condiciones muy parecidas al Área Mayor Anaco Este (AMAE).

## 2.2 Fundamentos Teóricos

### 2.2.1 Planes de Contingencias Operacionales

Para efectos de esta investigación, cuando se habla de planes de contingencia operacionales se refiere al proceso decisorio para el manejo operacional del fluido, bien sea por pérdida o exceso de presión, fuga en alguna o varias de las tuberías, o alguna otra eventualidad de este tipo y de esta manera no interrumpir el proceso productivo. Así como también es un plan preventivo, predictivo y reactivo. Presenta una estructura estratégica y operativa que ayudará a controlar una situación de emergencia y a minimizar sus consecuencias negativas.

Estos eventos se deben por lo menos a algunos de los factores que se presentan a continuación:

- Rugosidad en las tuberías: para que el fluido corra a través de una tubería se interrelaciona con la rugosidad de las paredes del tubo.
- Corrosión: para Gómez (2004) se denomina corrosión al “ataque destructivo que sufre un material, generalmente metálico por alguna reacción química o electroquímica con el medio ambiente (atmósfera, agua, suelo, etc.)” (pág. 13). Dentro de la industria petrolera, la corrosión se convierte cada día más en un asunto de gran importancia debido a razones de seguridad, conservación de los equipos de producción para prevenir paros inesperados de producción y daños al medio ambiente.
- Pérdida de presión en válvulas y en accesorios de tuberías: en cuanto a las fallas de tuberías, en el momento en el que baja la presión por medio de las válvulas, codos, reducciones, etc., se

convierten en un factor relevante que influye en dicho problema.

- Flujo erosional: esto ocurre cuando partículas sólidas del fluido impactan contra el material de la tubería, causando de esta manera la erosión de la misma, trayendo como consecuencia una mayor corrosión de la tubería. Mientras la velocidad del fluido aumenta la posibilidad de incremento de corrosión del fluido. Según el manual de ingeniería de diseño volumen 13–III guía de ingeniería, PDVSA N° 90616.1.024 Dimensionamiento de tuberías de proceso “las partículas de virutas, arena o afines podrían convertirse en un agente de erosión” (pág. 3).

Cada uno de los factores antes mencionados, tienen una influencia relevante en cuanto a la fuga, baja o excesiva presión del fluido en los sistemas de recolección de gas, por lo que se ve la necesidad de creación de un plan de contingencia a nivel operacional que evite los paros de la producción o retrasos en la misma.

### **2.2.2 Dimensión de Tuberías**

Además de los factores mencionados anteriormente, la dimensión de las tuberías es un factor vital que tomar en cuenta para el tema del plan de contingencia operacional para las redes de recolección de gases.

Según el manual de ingeniería de diseño volumen 13–III guía de ingeniería, PDVSA N° 90616.1.024 Dimensionamiento de tuberías de proceso, “la selección del diámetro de una tubería resulta de un balance económico” (p.3) cuando una tubería es de un gran diámetro requiere de mayor inversión, pero a su vez disminuye el costo en el bombeo y viceversa. El espesor de tubería es usualmente un factor insignificante en

la selección de diámetros de tuberías para procesos en planta. Cuando el espesor sea importante, se deberá referir a los códigos pertinentes de tubería para más detalles.

Cuando se trata de tuberías que transportan gases, siguiendo las ideas planteadas en la guía antes nombrada, la selección de los diámetros de la tubería debe cumplir o satisfacer las reglas que se observan en la tabla 2.1 que se observa a continuación:

**Tabla 2.1 Caídas de presión recomendadas en tuberías de gas.**

<b>CAÍDAS DE PRESION RECOMENDADAS</b>	
<b>SERVICIO</b>	<b>CAÍDAS DE PRESION lpc/100 pies de tubería</b>
<b>Línea de transferencia</b>	<b>0,5 – 2</b>
Compresor (psig)	0,05 - 0,125
Succión, 0 - 10	
10 - 50	0,125
50 - 100	0,25
por encima de 200	0,50
Descarga, por debajo de 50	0,125 - 0,25
50 - 100	0,25 - 0,5
por encima de 200	0,5 - 1,0

**Fuente:** Manual de ingeniería de diseño volumen 13–III guía de ingeniería, PDVSA N° 90616.1.024 Dimensionamiento de tuberías de proceso.

Las recomendaciones dadas en el cuadro anterior se refieren expresamente a tuberías que transporten gas como fluido, es decir, el dimensionamiento de las tuberías debe basarse en el uso que se le dé a las mismas.

A pesar de las anteriores recomendaciones deben seguirse, las velocidades típicas mencionadas por Kern pueden ser tomadas en consideración a modo de referencia y se presentan a continuación en la siguiente tabla 2.2

**Tabla 2.2 Velocidades típicas en líneas de gases y vapor (Kern)**

<b>VELOCIDADES TÍPICAS EN LÍNEAS DE GASES Y VAPOR (KERN)</b>			
	<b>Vapor de agua o Vapor</b>	<b>Vapor de agua y vapor sobrecalentados, gas.</b>	
<b>Diámetro nominal de tubería (pulg.)</b>	<b>Por debajo de 50 Lppcm</b>	<b>5 a 150Lppcm</b>	<b>150 a 250 Lppcm</b>
2 o menor	45 a 100	40 a 80	30 a 60
3 a 46	50 a 110	45 a 90	35 a 70
8 a 10	60 a 120	50 a 120	45 a 90
12 a 14	65 a 125	80 a 160	65 a 125
16 a 18	70 a 130	100 a 190	80 a 145
20	75 a 135	110 a 210	90 a 160
	80 a 140	120 a 220	100 a 170

**Fuente:** Manual de ingeniería de diseño volumen 13–III guía de ingeniería, PDVSA N° 90616.1.024 Dimensionamiento de tuberías de proceso.

Entre las velocidades y rangos de diámetros de tuberías arriba mencionados, (a), las líneas de diámetros grandes pueden tener velocidades más rápidas que diámetros pequeños; y (b) las líneas cortas pueden tener más velocidad que las líneas largas. La tabla de Kern puede utilizarse para elaborar estimados preliminares de tuberías.

### 2.2.3 Sistemas de Recolección De gas

Los sistemas de recolección de gas en la industria petrolera representan una sección de tuberías que se interrelacionan entre sí, que sirven de transporte a un fluido de gas desde el lugar de donde se origina hasta el área de producción del campo. Cuando se produce gas natural en uno o más pozos de un área específica, es transportado a separadores a través de una sección de tuberías que se conoce como red o sistema de recolección. Este gas parcial o totalmente procesado es trasladado a la tubería principal que finalmente lleva dicho fluido a los consumidores finales.

Los sistemas de recolección de gas y el transporte de gas a través de tuberías se describen en la siguiente tabla 2.3.

**Tabla 2.3 Sistemas de recolección de gas.**  
**SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE GAS**

<b>SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE GAS</b>	
<b>Líneas de flujo</b>	Se definen como la línea de tuberías que tienen salida de la cabeza del pozo y conducen el gas libre hasta un sistema de separación de gas. En el sistema de líneas de flujo, también se incluye el gas disuelto en el crudo que sale de los separadores.
<b>Líneas troncales</b>	Las líneas troncales, también conocidas como líneas principales están destinadas a recolectar el gas proveniente de las líneas de flujo y en este orden, enviarlo una zona específica donde se le dará el tratamiento necesario para que cumpla con los parámetros necesarios de entrega.

**Fuente:** el autor (2018)

En base a lo expuesto en el cuadro número 2, se dice que los sistemas de recolección de gas en sus 2 tipos se diferencian del otro en la dependencia del tamaño

de la línea, es decir, en la línea de flujo el tamaño depende de la tasa de producción que tenga cada pozo, mientras que en la línea troncal el tamaño depende del caudal total que vaya a ser transportado. Además de esto, en las líneas de flujo el gas puede ser trasladado directamente a una línea troncal, mientras que en la línea de flujo se traslada a una zona dedicada a realizar el tratamiento final, a fin de hacerle cumplir con los requisitos de entrega a los consumidores.

#### **2.2.4 Diseño de un Sistema de Recolección de Gas**

Los aspectos que considerar para un óptimo sistema de recolección de gas son los siguientes.

1. Se debe tener en cuenta la distribución de los pozos en el campo, desde el punto de partida hasta donde se desea transportar el fluido de cada uno.
2. Las tuberías deben ser de líneas de flujo o de líneas troncales.
3. Se elabora un informe que contenga información importante de cada pozo, por ejemplo: presión, caudal de temperatura, entre otros factores relevantes.
4. Definir el diámetro adecuado para la red de recolección y que así este funcione de manera eficaz y eficiente presentando una excelente relación costo-beneficio.
5. Luego de hallar el diámetro adecuado, se deben adaptar en la red todos los accesorios y líneas requerías para así asegurar que las bajas de presión sean mínimas.

Además de estos aspectos, es necesario realizar el mantenimiento industrial adecuado para el sistema de recolección de gas (gasoductos), ya que así se podría asegurar además del buen funcionamiento de dicha red de recolección, mayor disponibilidad, confiabilidad en el proceso y menos riesgo operacional.

## **2.2.5 Mantenimiento de un Sistema de Recolección de Gas**

Como es sabido, el mantenimiento de un gasoducto es la etapa más importante en el transporte, ya que de este factor depende la eficiencia del mismo. Por tal motivo, se debe tener en cuenta: dónde está la tubería, el tipo de caudal y realizar operaciones periódicas de la estructura. El mantenimiento de Gasoductos se fundamenta en lo establecido en Norma ASMEB31.8 (Construcción de Gasoductos), la cual establece lo siguiente:

### **2.2.5.1 Vigilancia Periódica de los Gasoductos.**

Se deberá implementar y establecer procedimientos para la vigilancia de gasoducto, en los cuales se deberán estudiar las condiciones y tomar acciones apropiadas cuando ocurran fallas, fugas, caída de eficiencia de flujo, entre otros.

### **2.2.5.2 Patrullaje del Gasoducto**

Se debe mantener un programa de patrullaje del Gasoducto para observar las condiciones de superficie del gasoducto, para buscar indicadores de fugas, peligros naturales y cualquier otro factor que afecten la seguridad y operación del gasoducto.

### **2.2.5.3 Estudio de Fugas**

Se deben efectuar estudios de fugas periódicos sobre las líneas como parte del plan de operación y mantenimiento. Las frecuencias de los estudios de fugas se determinarán de acuerdo con la presión, edad de la tubería, clase de localidad y si es que la línea transporta gas sin un odorizador. Además de los métodos de mantenimiento mencionados anteriormente también se utilizan:

- **Recubrimientos Protectores:** Estos recubrimientos se utilizan para aislar el metal del medio agresivo, el cual puede ser metálico o no metálico. Entre los recubrimientos no metálicos se tienen las pinturas, barnices, lacas, resinas naturales o sintéticas, entre otros; y, entre los metálicos pueden lograrse mediante el electro deposición de metales como: el níquel, zinc, cobre, cadmio, estaño, cromo, etc.

Como el acero es el material de más amplia utilización, la selección de un determinado recubrimiento metálico se efectúa en base a las siguientes propiedades físicas, para transportar el gas de una manera eficaz y económica la superficie del acero en condiciones determinadas, entre estas tenemos: Impermeabilidad, esto es que el recubrimiento sea continuo y de espesor suficiente, lo cual permitirá aislar la superficie del acero de los agentes agresivos; Resistencia mecánica de los metales utilizados en los recubrimientos, para garantizar una buena resistencia a los choques, rozamientos ligeros o accidentes, etc. y buena adherencia al acero. La limpieza y puesta a punto de la superficie del acero antes de la aplicación de un recubrimiento metálico, son operaciones indispensables, sea cual sea el procedimiento de aplicación escogido. De la calidad de la preparación de la superficie dependerá la adherencia y, en consecuencia, la eficacia de la capa protectora. Según el estado actual de la superficie por proteger, más o menos oxidada, se puede seleccionar el procedimiento mecánico de limpieza más adecuada, desde el granallado, chorreada de arena, pasando por una limpieza química o electroquímica, como los baños ácidos, con corrientes eléctricas o sin ella. En conclusión, la selección de un recubrimiento está en función de las dimensiones de los objetos y de la extensión de la superficie que se quiere recubrir. Tanto la naturaleza como el espesor del metal protector son función de muchos parámetros, entre los cuales uno de los más importantes es el precio. Asimismo, es muy importante conocer con la mayor precisión posible el medio ambiente al cual va a estar sometida la pieza.

#### 2.2.5.4 La Corrida de Herramienta

También llamado cochino limpiador. El término “Cochino” o “Pig” se refiere a cualquier dispositivo que puede ser usado en tuberías para realizar operaciones como: remoción de parafinas, sucio y agua acumulada en una línea; llenado de tuberías para efectuar pruebas hidrostáticas; drenajes de líneas después de haber realizado una prueba hidrostática; secado de líneas e inspección de tuberías, para detectar si existen abolladuras, hendiduras, pandeo o corrosión excesiva; para determinar esto último se emplea un cochino electrónico o de calibración. Esta herramienta de limpieza es enviada por una trampa lanzadora y recuperado por una trampa receptora, posee unos cepillos que permiten limpiar internamente el gasoducto; éste requiere de mucho cuidado, de lo contrario puede originar efectos secundarios durante la limpieza de la tubería. Generalmente, la limpieza de los gasoductos se realiza cuando existen líquidos o impurezas, cuando la eficiencia de transmisión es menor del 70% de su capacidad teórica y cuando se va a operar un nuevo gasoducto. Para el análisis hidráulico de la tubería durante la corrida de la herramienta de limpieza en el gasoducto, se deben considerar las siguientes premisas básicas: longitud de la tubería, diámetro interno, temperatura del fluido, presión de la trampa de envío, peso molecular del gas, caudal del gas a manejar, entre otros. Para desplazar un cochino a través de una línea es requerida una presión diferencial de empuje. Esta presión diferencial provee la fuerza necesaria para vencer la fricción existente entre el cochino y las paredes internas del tubo.

Existen diversos tipos de cochinos de acuerdo con el uso que van a tener. Esencialmente, un “cochino” está constituido en su interior de un cuerpo de acero, el cual está cubierto con material de caucho o copas plásticas, cuya función es ejercer un sello contra la tubería. Se tienen <sup>3</sup>cochinos con cepillos o raspadores en su cubierta exterior para operaciones de limpieza en las paredes internas de la tubería. Algunos <sup>3</sup>cochinos<sup>7</sup> son largos a fin de poder pasar finalmente a través de válvulas de

retención; algunos en cambio son cortos a fin de no quedar atascados en los codos de las líneas. También están las llamadas esferas o bolas, las cuales están formadas por un material poroso que puede ser llenado con líquido. Estas bolas pueden ser infladas hasta el diámetro requerido e introducidas en la tubería.

### **2.2.6 Medición de Potencial a Intervalos Cortos**

Sirve para analizar los niveles de protección catódica de las tuberías enterradas. Esta técnica permite determinar la entrada y salida de corriente, contacto con otras estructuras, estado general del revestimiento y fallas localizadas del revestimiento.

### **2.2.7 Medición de Espesores**

Esta técnica se base en medir los espesores de pared de una tubería o recipiente a través de ondas ultrasónicas de haz recto y posicionado según las normativas. Esta inspección tiene la ventaja de detectar secciones de tubería que no cumplen con el mismo espesor de paredes requeridos de acuerdo con la máxima presión que pueda alcanzar el sistema.

### **2.2.8 Proceso de Despresurización de un Gasoducto**

La despresurización de un gasoducto o un tramo de una tubería consisten en liberar el gas contenido en el tubo mediante la disminución progresiva de la presión del sistema. En las operaciones de mantenimiento de los gasoductos, generalmente se requiere como premisa, crear condiciones que permitan la intervención del personal y equipos para realizar mantenimientos correctivos y preventivos en dichas tuberías, tales como reducción de los riesgos potenciales de accidentes causados por fuga de gas, reemplazo de secciones de tuberías cuando disminuye su espesor, instalación de equipos o herramientas, perforación en caliente, reparación de revestimientos,

reemplazo de válvulas u otros accesorios. Para ello se requiere el proceso de despresurización parcial y/o total según sea el caso. El tiempo de ejecución de las operaciones, la producción asociada al sistema de tuberías (gas, petróleo y LGN) y los costos asociados a todas estas actividades por concepto de maquinarias, equipos, personal, se ven afectados de algún modo por el tiempo de despresurización. Así se ha detectado que es importante conocer dicho tiempo y no siempre se logra determinar con precisión, situación que incrementen los costos cuando hay un lapso de espera fuera de la planificación.

### **2.2.9 Proceso de Corrosión en Gasoductos**

La corrosión consiste en la destrucción o deterioro de un material que reacciona con el medio ambiente. La corrosión de un metal es proceso electroquímico debido al flujo de electrones que se intercambian entre los diferentes componentes del sistema. La corrosión es la principal causa de falla alrededor del mundo. Cuando una tubería falla ocasiona grandes impactos en términos de pérdida de producción, dañosa la propiedad, contaminación y riesgos a vidas humanas.

#### **2.2.9.1 Tipos de Corrosión**

Existen diversos tipos de corrosión, pero en este capítulo solo se analizarán aquellos que afectan los sistemas de redes y tuberías:

- a) **Corrosión Uniforme:** Es la forma más común de corrosión, se caracteriza por el desgaste uniforme y general del material, por una reacción electroquímica que ocurre en la superficie de este, el material se va adelgazando progresivamente hasta que falla. Un ejemplo de este tipo de corrosión es el desgaste de una tubería expuesta continuamente a un fluido corrosivo en forma más o menos uniforme y sobre toda la superficie. Es la corrosión vista comúnmente en superficies metálicas expuestas al medio ambiente.

- b) **Corrosión Galvánica:** Es un proceso electroquímico de corrosión acelerado, que ocurre cuando dos materiales disímiles, en contacto eléctrico en un medio corrosivo o solución conductora, produce una diferencia de potencial entre ellos. Si están en contacto directo uno disminuirá rápidamente, mientras que el otro se protegerá; se dice entonces que el metal menos resistente se convertirá en anódico y el más resistente en catódico. Existen una serie de factores que influyen sobre la corrosión galvánica tales como:
- **Tiempo:** El potencial generado por celdas galvánicas formadas por metales diferentes puede cambiar con el tiempo.
  - **Ambiente:** la humedad atmosférica juega un papel importante y se puede decir que la severidad de la corrosión galvánica depende de la cantidad de humedad presente.
  - **Distancia:** Generalmente la corrosión galvánica es más severa en las uniones y el ataque disminuye a medida que nos alejamos de ella.
  - **Área:** Es muy importante la relación área catódica, área anódica, siendo el caso más desfavorable un área catódica muy grande en comparación con el área anódica, debido que, para un flujo de corriente determinado, la densidad de corriente es mayor al área anódica y por tanto la velocidad de corrosión será mayor.
- c) **Corrosión por Picaduras:** Es un ataque electroquímico muy localizado que lleva al desarrollo de agujeros o picaduras que penetran rápidamente en el metal; estas picaduras se desarrollan como pequeños huecos o perforaciones muy agudas, que generalmente crecen en la dirección de la gravedad, requieren de tiempo para formarse antes de ser visible, aunque al aumentar el ataque, la velocidad del picado se hace mayor. Este tipo de corrosión son características de medios que contienen H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>.

- d) **Corrosión-Erosión:** Es un ataque químico y mecánico acelerado que resulta cuando un flujo de un material abrasivo continuamente desgasta por acción mecánica y expone material nuevo y no protegido al medio corrosivo. En aquellos casos en que los metales están protegidos por finas películas protectoras, óxidos, productos de corrosión adherentes, flujo turbulento de gases y fluidos, aumentándose así la tasa de corrosión. Esta acción es acelerada si en la corriente del fluido se encuentran presentes sólidos suspendidos o gases contaminados. Existen diferentes formas por las cuales ocurre el proceso de corrosión-erosión, estos son: corrosión localizada o inducida por el flujo, impacto líquido, impacto sólido, cavitación y roce o fricción.
- e) **Corrosión en Gasoducto causada por las impurezas del Gas:** El gas natural contiene ácido sulfhídrico y dióxido de carbono en su composición, estos compuestos en presencia de agua crean condiciones sumamente corrosivas en los sistemas de redes y tuberías. dióxido de carbono disuelto en el agua corroe el acero al carbono. En la industria petrolera esta corrosión es encontrada con más frecuencia en pozos de agua, en los que el dióxido de carbono está presente. Si el vapor de agua condensa en las tuberías o líneas de flujo, el ácido carbónico formado produce corrosión por picaduras en el metal expuesto. Existen diversos factores que influyen en la corrosión por CO<sub>2</sub>, entre los cuales se encuentran: pH, temperatura, dimensión del sistema, régimen de flujo, relación volumétrica entre fases, velocidad de los flujos, presión, característica físico-química del medio, material expuesto y por ultimo presencia de sólidos en el fluido. Por otra parte, el gas H<sub>2</sub>S disuelto en agua normalmente en pocas cantidades, crea un ambiente altamente corrosivo. Este ataque puede ser identificado por la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H<sub>2</sub>S; además de este tipo de corrosión, se pueden presentar otros dos tipos de corrosión por

H<sub>2</sub>S. Estos son: corrosión bajo tensión en presencia de sulfuro y agrietamiento inducido por hidrogeno. Con la finalidad de minimizar el proceso de corrosión a través de los sistemas de redes y tuberías y de la misma forma incrementar la capacidad de transporte en los mismos, es necesario someter el gas a transportar a procesos de deshidratación y endulzamiento según sea su requerimiento, para la extracción de dichas impurezas.

### **2.2.9.2 Pruebas para la Detección de Corrosión**

- a) Pruebas químicas: el tipo y la cantidad de gases ácidos u oxígeno disuelto en agua o en corriente de gas, zonas de vapor y cubiertas de gas pueden ser determinada con pruebas químicas que tienen la capacidad de identificar un indicio del tipo y severidad de la corrosión. Una capa, como ácido de hierro, formada por corrosión puede ser analizada químicamente. La composición usualmente indicara la posible causa.
- b) Pruebas por bacteria: La gran parte de las aguas en los campos petroleros contienen bacterias bien sean anaeróbicas y aeróbicas. La bacteria sulfato-reductora es la principal causa de corrosión relacionada con bacterias en las operaciones de los campos petroleros. Si repentinamente aparece sulfuro de hierro negro en el agua, o se percibe un olor a huevo podrido, es evidencia de que se debe realizar esta prueba.
- c) Pruebas electroquímicas: se utilizan para revisar o chequear las líneas de flujo superficiales, revestimientos de pozos u otras estructuras de acero enterrado.
- d) Pruebas para líneas de distribución: los suelos contienen humedad y conducirán electricidad. Celdas corrosivas se desarrollan a lo largo de la línea de distribución y la pérdida del metal ocurre como un flujo de corriente desde el área anódica hacia la catódica. La baja resistencia

eléctrica del suelo, como en áreas contaminadas con agua salada, permitirán una rápida corrosión; esta prueba se encargará de determinar la resistividad de los suelos y pueden ser medidas a lo largo de rutas propuestas para localizar áreas de baja resistividad y alta corrosividad en el suelo. Con esta información la línea podrá ser protegida o ubicada en aquellas zonas menos corrosiva.

### **2.2.9.3 Métodos para Prevenir la Corrosión**

La corrosión se puede controlar, a través de los siguientes mecanismos:

a) Recubrimientos: se considera que estos son las principales herramientas para prevenir la corrosión, con frecuencia son aplicadas en conjunto con la protección catódica con el fin de minimizar los costos de la protección en las tuberías. Los recubrimientos se utilizan para aislar el metal del medio agresivo; se utilizan para el control de la corrosión en las siguientes áreas:

- Protección atmosférica de estructuras de acero.
- Protección de tanques y recipientes.
- Revestimiento interno de tuberías.

Protección de tuberías enterradas y sumergidas. Los procedimientos de aplicación son de suma importancia en cuanto a la eficacia de la protección contra la corrosión, pues tanto el espesor, porosidad, como la naturaleza misma de las capas obtenidas son función del proceso de aplicación. Los tipos más comunes de revestimiento líquido son:

- Orgánicos, Acrílicos, gomas crolinadas, fenólicas, uretano, vinil, vinil acrílico, etc.
- Inorgánicos: ricos en cinc, cemento, revestimiento plástico, tapes, etc.

b) **Protección Catódica:** La corrosión suele ser un fenómeno electroquímico por lo que se puede intentar combatirlo conectando el metal que se quiere proteger a otro metal menos noble, según la serie galvánica; este método utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la corrosión externa. La protección catódica es uno de los grandes beneficios que tiene la corrosión galvánica, es decir, como ya antes se mencionó, esta última se produce cuando dos metales distintos permanecen en contacto, en una solución conductora o medio corrosivo, en este caso el metal más débil comienza a ceder electrones quedando cargado positivamente (ánodo), mientras que el otro metal empieza a recibir electrones liberados desde el ánodo, convirtiéndose en un material cargado negativamente (cátodo). De la misma manera ocurre con la protección catódica, a diferencia que ahora se elige el material a proteger y el que será utilizado como ánodo de sacrificio. La protección catódica requiere de una corriente continua, la cual puede ser generada por ánodos galvánicos o por cualquier fuente generadora de corriente continua, que actuará entonces como ánodo de sacrificio o bien conectándolo al polo negativo de una fuente exterior de corriente continua; de acuerdo con la forma de generar corriente, esta protección puede ser:

b-1) **Por corriente galvánica:** los ánodos son colocados alrededor de la estructura a proteger, a fin de que estos generen los electrones necesarios para su protección. En este caso basta utilizar un metal que sea más electronegativo que la estructura que se requiere proteger. Con la corriente galvánica se manejan voltajes pequeños por ende el área a proteger es pequeña.

b-2) **Por corriente impresa:** utiliza ánodos que son energizados por una fuente externa de corriente directa, que se inyecta a la estructura a proteger. En este caso los ánodos son colocados de manera uniforme y la corriente producida por estos, es convertida en corriente continua a través de un

rectificador, para luego ser dirigida al interior de la estructura que se desea proteger. Este tipo de corriente es la más utilizada en la protección de pozos petroleros.

### **2.2.10 Seguridad en los Gasoductos**

El principal aspecto que siempre se debe tener en cuenta, a parte del sistema de operación y mantenimiento de los gasoductos, es la seguridad Industrial, esto debido a que mediante esta podemos prevenir los riesgos y preservar la integridad mecánica de las instalaciones, personal, del medio ambiente y el entorno. Para ello se debe:

- Preparar un plan escrito que cubra los procedimientos de operación y mantenimiento en conformidad con el alcance y propósito de la Norma ASMEB31.8.
- Tener un plan escrito de emergencia que abarque la falla de las instalaciones u otras emergencias.
- Operar y mantener las instalaciones en conformidad con dichos planes.
- Modificar los planes periódicamente según lo dicte la experiencia y la exposición al público que tienen las instalaciones y los cambios de condiciones operativas que se requieran.
- Proveer entrenamiento a los empleados en los procedimientos establecidos para las funciones de operación y funcionamiento de sus instalaciones. La capacitación deberá ser completa e integral, y deberá estar diseñada para preparar a los empleados para el servicio en sus propias áreas de responsabilidad.
- Mantener registros para administrar apropiadamente los planes y la capacitación.

### **2.2.10.1 Normas Aplicables**

ASME B31.8 (La Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos The American Society of Mechanical Engineers- ASME)

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 Tipo de Investigación**

Bernal (2010) expresa que:

Una de las funciones principales de la investigación descriptiva es la capacidad para seleccionar las características fundamentales del objeto de estudio y su descripción detallada de las partes, categorías o clases de ese objeto. La investigación descriptiva es uno de los tipos o procedimientos investigativos más populares y utilizados por los principiantes en la actividad investigativa. Los trabajos de grado, en los pregrados y en muchas de las maestrías, son estudios de carácter eminentemente descriptivo. En tales estudios se muestran, narran, reseñan o identifican hechos, situaciones, rasgos, características de un objeto de estudio, o se diseñan productos, modelos, prototipos, guías, etcétera, pero no se dan explicaciones o razones de las situaciones, los hechos, los fenómenos, etcétera. (pág. 113).

Tomando como referencia lo antes expuesto, se consideró que el proyecto es de carácter descriptivo, ya que se describió por completo las situaciones observadas en el área de estudio por cuanto se hizo una descripción detallada de cada una de las Estaciones de Flujos del Complejo Santa Rosa, al igual que las posibles contingencias.

#### **3.2 Diseño de Investigación**

Con respecto a la investigación de campo. Arias, F. (1999), indica que “consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variable alguna” (pág. 21). El diseño de la investigación fue de Campo, ya que la recolección de datos requeridos para el desarrollo del trabajo de grado se obtuvo directamente del lugar de estudio que en este caso es el Área Mayor

Anaco Este (AMAE) estado Anzoátegui, en su mayoría fue mediante entrevistas y observación directa sin alterar las condiciones existentes.

### **3.3 Población y Muestra**

#### **3.3.1 Población**

Según Tamayo y Tamayo (1997), la población “se define como la totalidad del fenómeno a estudiar donde la unidad de población posee una característica común la cual se estudia y da origen a los datos de la investigación” (pág.114). Partiendo de esta definición, la población de esta investigación está conformada por siete (9) trabajadores en los cuales se encuentra: el gerente, superintendente, ingeniero, supervisores y técnicos.

Debido a que se utilizó una población finita, la muestra es equivalente a la población, y bien delimitada se considera igual a la muestra.

#### **3.3.2 Unidad de Estudio**

Para la unidad de estudio se tomó en consideración seis (6) estaciones de flujo del complejo Santa Rosa (AMA Este), que transportan el gas a diferentes niveles de presión (60 y 250) libras sobre pulgadas cuadradas (LPC) que son flujo bifásico (gas y crudo) y 500 LPC del flujo monofásico que maneja solo gas a las plantas compresoras

Según Hurtado, J (2000) se refiere a la unidad de estudio de la siguiente manera:

La unidad de estudio se refiere al contexto, al ser o entidad poseedores de la característica, evento, cualidad o variable, que se desea estudiar; una unidad de estudio puede ser una persona, un objeto, un grupo, una extensión geográfica, una institución (pág. 151).

### **3.4 Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos**

#### **3.4.1 Revisión Documental**

En relación con la utilización de esta técnica Tamayo y Tamayo (2003), refieren que “la revisión documental permite acudir a cualquier fuente o referencia en cualquier momento facilitando información para la investigación “(pág. 182). La aplicación de la misma consistió en la revisión de libros, bases de datos, páginas Web y Sistema de Información de Ingeniería de Activos (SIIMA) PDVSA, relacionadas con el tema de investigación que permitieron el desarrollo del marco teórico y/o conceptual del trabajo de grado.

#### **3.4.2. Entrevistas no Estructuradas**

A través de esta técnica se logró establecer conversaciones con el personal del Departamento de Recolección y Transmisión que tienen contacto directo con el área en estudio, con el fin de preciar la información que a simple vista no se refleja y permitió conocer las inquietudes de los trabajadores, además de obtener de su experiencia e información en relación con el tema de estudio. Sabino, C. (2002), define este tipo de entrevista como:

Es aquella en que existe un margen más o menos grande de libertad para formular las preguntas y las respuestas no se guían por lo tanto de un cuestionario o modelo rígido, sino que discurren con cierto grado de espontaneidad, mayor o menor según el tipo concreto de entrevista que se realice. (pág. 108).

### **3.4.3. Observación Directa**

Sabino, C. (2002), expresa que “consiste en el uso sistemático de nuestros sentidos orientados a la captación de la realidad que queremos estudiar” (pág.90). Es por medio de esta técnica que se examinó cada una de las actividades relacionadas con el proceso medular de la empresa, lo cual permitió conocer e identificar directa y objetivamente la situación actual del área en estudio.

### **3.5. Técnicas de Análisis**

Como técnicas de análisis de datos se aplicó el análisis cualitativo y cuantitativo de los datos obtenidos mediante las técnicas y herramientas utilizadas en el proceso de recolección, estos análisis se definen como:

Báez, J. y Pérez de Tudela. (2009) señalan que el análisis cualitativo “es el que tiene por objeto extraer el significado relevante del asunto investigado. Averiguar no solo sus componentes sino, y muchos más importante su esencia. Lo propio del análisis cualitativo es que demanda descripción, interpretación y explicación.” (pág. 241).

Según Sabino, C. (1992) El análisis cuantitativo se define como: “una operación que se efectúa, con toda la información numérica resultante de la investigación. Esta, luego del procesamiento que ya se le habrá hecho, se nos presentará como un conjunto de cuadros y medidas, con porcentajes ya calculados” (pág. 451).

El análisis cualitativo se aplicó para el análisis de la información obtenida mediante las entrevistas no estructuradas, así como de la observación directa y la documentación bibliográfica, el análisis cuantitativo se utilizó como método de

análisis para calcular los costos del proyecto mediante tablas y formatos que incluyan cálculos matemáticos mediante fórmulas. Se hará uso a su vez de una serie de herramientas para el análisis de los datos tanto cualitativos como cuantitativos que se presentan a continuación:

### **3.5.1 Herramientas para Analizar Datos Cualitativos:**

#### **3.5.1.1 Software Microsoft Word Office**

Herramienta que permite codificar y organizar la información mediante el uso de lenguaje alfa – numérico en cualquier idioma existente.

### **3.5.2. Herramientas para Analizar Datos Cuantitativos**

#### **3.5.2.1 Software Microsoft Excel 2010.**

Herramienta para gestión de tablas y planillas para gran cantidad de datos, aplicación de una gran cantidad de operaciones aritméticas y gráficos de barras o formas de torta con porcentajes y relaciones.

## **3.6 Procedimiento Utilizado para el Desarrollo de las Etapas del Proyecto**

A continuación, se especifican las etapas que conforman el procedimiento metodológico seguido para desarrollar de manera sistemática y efectiva, cada uno de los objetivos propuestos en la investigación:

**Etapa 1. Descripción de la situación actual en los sistemas de recolección de gas de los niveles nominales (60, 250 y 500) LPC en Área Mayor Anaco Este (AMAE).**

En esta etapa se aplicó la técnica de observación directa, entrevistas no estructuradas y la visita a las Estaciones de Flujo e instalaciones de la planta compresora Santa Rosa II y Santa Rosa Booster para identificar las líneas de gasoductos de recolección de los niveles nominales de (60, 250 y 500) LPC pertenecientes a la gerencia de Manejo De Gas y los riegos asociados a las actividades operacionales realizada por la compañía.

**Etapa 2. Realización del estudio técnico para la aplicación de los planes de contingencias operacionales en el manejo de gas de las Estaciones de flujo del Campo Santa Rosa.**

Se mostró y justifico los diversos elementos que integran la función de producción de tal manera que las decisiones que se adopten como resultado del estudio técnico determinen las necesidades de capital, mano de obra, con los cuales es necesario considerar ciertos factores entre los que tenemos: equipos y maquinarias para el proceso productivo, las condiciones de trabajo, identificación y descripción del mismo y la determinación de la estructura organizativa humana, con el objeto de tener una cuantificación detallada de los costos de inversión en activos fijos para hacer frente a una emergencia/contingencia, costos de personal, costos de capacitación y horas-hombre, horas-maquina e insumos asociados tanto para la recuperación del ambiente como para la reparación de las instalaciones del sector afectado producto de algún evento o suceso no deseado.

### **Etapa 3. Elaboración de planes de contingencias operacionales a los distintos gasoductos que van desde las Estaciones de Flujo del Campo Santa Rosa hacia el Complejo Santa Rosa.**

Se solicitó a la gerencia de ingeniería y construcción una evaluación hidráulica y dimensionamiento de las tuberías pertenecientes al sistema de recolección utilizando el simulador PIPEPHASE 9.2 el cual valoro los siguientes parámetros: velocidades del fluido, caída de presión, longitud de las líneas, diámetro, presión, entre otros, se compararon los resultados de la simulación del sistema con las condiciones actuales de operación, con esto se determinaron desviaciones, los cuales dieron una visión más amplia y precisa de las condiciones del sistema de recolección para prevenir y reducir los tiempos de solución de los problemas, así como también se detectaron fallas incipientes tomando en cuenta los distintos parámetros operacionales que se observan en tiempo real, consecuentemente esto permitió obtener una alta confiabilidad y optimización a nivel operativo y de seguridad al momento de suscitarse una contingencia, con el cual habría capacidad de respuesta ante el evento, mayor rapidez y confiabilidad disminuyendo posibles errores por la acción humana.

Para el análisis de riesgo que exige el plan de contingencia, se utilizó la metodología de Fine William este calcula la gravedad y peligrosidad relativa de cada riesgo, ponderando diversos factores y estableciendo unas magnitudes de riesgo que determinaron la urgencia de las acciones preventivas, calculando la probabilidad (P) por la exposición (E) por las consecuencias (C) de cada uno de los riesgos identificados en el sistema de recolección de gases en los niveles nominales (60, 250 y 500) LPC, estos resultados nos permitieron establecer un estado inicial de referencia sobre el cual se compararon los riesgo en los escenarios identificados y que potencialmente puedan desarrollarse ante, durante y después de las actividades operacionales realizada por la compañía, también permitió establecer el plan de

emergencia y de recuperación que requiere el plan de contingencia propuesto en este capítulo.

#### **Etapa 4. Estimación de la Rentabilidad o Factibilidad Económica para la Aplicación de Planes de Contingencias Operacionales de las Estaciones de flujo del Campo Santa Rosa**

En esta última etapa se fijó el monto de los recursos económicos necesarios para la implementación del plan de contingencia operacional en el sistema de recolección de gas, utilizando un software de hojas de cálculo Microsoft Excel 2010 para calcular los costos del proyecto mediante tablas y formatos que incluyan cálculos matemáticos mediante fórmulas; estos recursos están compuesto básicamente por los activos fijos, sueldos y capacitación y entrenamiento del personal que afrontará las situaciones repentinas e imprevista que puedan ocurrir en dichas áreas. Para el análisis de rentabilidad o factibilidad de este proyecto se tomó en cuenta los resultados arrojados por el análisis de riesgo y el simulador PIPEPHASE 9.2, con esto se ejemplifico una posible pérdida económica asociada a la paralización del proceso productivo de gas debido a eventos contingente que podría ocurrir dentro del sistema de recolección de gases, se tomó en cuenta por una parte la producción que maneja la estación en gas o crudo y el valor de venta del crudo para observar las pérdidas al no cumplir con las metas de producción sobre este producto comercializado.

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

#### **4.1 Descripción de la Situación Actual en los Sistemas de Recolección de Gas de los Niveles Nominales (60, 250 y 500) LPC en Área Mayor Anaco Este (AMAE).**

##### **4.1.1 Descripción del Área de Estudio**

Las instalaciones del Sistema de Recolección y Transmisión de Gas están conformadas por 1.126 km de tuberías, distribuidas en 481 km de tuberías de recolección y 645 km de tuberías de transmisión, para el manejo de la producción del distrito. El Sistema de Recolección en el Campo Santa Rosa consta de seis (6) Estaciones de Flujo; 163 Pozos activos y 90 pozos inactivos cuya producción en los diferentes niveles de presión se indica en la Tabla 4.1, actualmente el Campo Santa Rosa cuenta con las siguientes instalaciones:

Estaciones de Flujo: SREF -1, SREF - 2, SREF - 3, SREF - 4, SREF - 5 y SREF - 6.

Línea de Transmisión de Quiamare III - La Ceiba y La Ceiba – Complejo Santa Rosa.

Plantas Compresoras: Santa Rosa II, Santa Rosa II 2000, Santa Rosa Booster, La Ceiba, Quiamare III y RECAT.

**Tabla 4.1 Producción en los diferentes niveles de presiones**

ESTACIONES	NIVEL DE PRESIÓN						PRODUCCIÓN TOTAL	
	60 LPC		250 LPC		500 LPC		MMPCGD	BNPD
	MMPCGD	BNPD	MMPCGD	BNPD	MMPCGD	BNPD		
<b>SREF-1</b>	32,1	599	21,0	173	2,3	3	55,4	775
<b>SREF-2</b>	10,5	198	8,8	42	3,0	2	22,3	241
<b>SREF-3</b>	3,0	66	4,4	69			7,3	135
<b>SREF-4</b>	33,5	508	56,1	468	2,1	11	91,7	986
<b>SREF-5</b>	9,1	26	4,7	22			13,8	47
<b>SREF-6</b>	4,1	151					4,1	151
<b>GRAN TOTAL</b>	92,3	1548	95,0	774	7,4	16	194,6	2.335

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción (agosto-2012)

En el Complejo Santa Rosa se llevan a cabo los siguientes procesos:

- Separación Gas - Crudo - Agua (Separadores de Producción).
- Bombeo de crudo hacia Patio Tanque Anaco (PTA).
- Bombeo de agua de producción hacia los pozos dispuestos para ese fin (Planta de Inyección de agua).
- Quema de líquido por los flare.
- Quema de líquido a través de la fosa por medio de las corridas.
- Entrega del Gas al centro de Compresión.

#### **4.1.2 Características Generales del Sistema de Recolección de Gases en los Niveles Nominales (60, 250, 500) LPC, en Área Mayor Anaco Este (AMAE).**

El sistema de Recolección de gases en los niveles nominales 60, 250, 500 LPC están conformados por Múltiples de Producción o Válvulas Multipuertos y una red de

tuberías (líneas tradicionales y líneas PGA) para el manejo y transporte de la producción asociada al campo, desde las Estaciones de Flujo hasta el complejo Santa rosa, estando las líneas de prueba de los pozos, igualmente dentro de la Estación de flujo.

Las estaciones de flujo están compuestas por un grupo de instalaciones que facilitan el recibo, la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo. Para realizar la separación del gas del petróleo se emplean separadores del tipo vertical, los cuales tienen una capacidad para manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de gas (ver figura 4.1).



**Figura 4.1 Estación de flujo utilizada para la separación gas-liquido en el Área Mayor Anaco Este (AMAE)**

**Fuente:** Archivos de la empresa PDVSA.

Diariamente los pozos productores envían determinados volúmenes de producción a las estaciones de flujo a través de los múltiples de producción o válvulas multipuertos (ver figura 4.2 a 4.4). Allí, luego de la separación y tratamiento adecuados, el crudo es enviado a los tanques de almacenamiento ubicados en las

estaciones, donde será llevado por vacuum que se encarga de transportar el petróleo para Patio Tanque Anaco (PTA).



**Figura 4.2 Múltiple de producción de 10 puestos instalado en la estación de flujo SFSR de AMAE.**

**Fuente:** Archivos de la empresa PDVSA.



**Figura 4.3 Válvulas multipuertos instaladas en estación SFSR de AMAE**

**Fuente:** Archivos de la empresa PDVSA.



**Figura 4.4 Líneas para la conexión de los pozos con el múltiple de producción**

**Fuente:** Archivos de la empresa PDVSA.

Las líneas asociadas al sistema de recolección se le denomina PGA, que son unos tipos de líneas de Recolección en el Campo Santa Rosa dado a que se crearon en un proyecto llamado Proyecto Gas Anaco (PGA) a partir del año 2001. Dichas líneas fueron creadas para hacerle mantenimiento preventivo dentro y fuera del gasoducto, es decir que obtuviera sistema de protección contra la corrosión y la acumulación de mezcla de hidrocarburo con el fin de transportarlo de manera segura y al menor costo operacional.

Y las otras líneas llamadas gasoducto tradicionales de recolección, la cual fue construida desde la fabricación del Complejo Santa Rosa, los cuales se encuentra activas, disponibles y fuera de servicio algunas de ellas, este tipo de gasoducto son líneas que recoge el gas desde la estación hasta la descarga a la planta y que no posee ningún tipo de protección o mantenimiento.

### 4.3.3 Identificación de las Líneas de Gasoducto de Recolección de los Niveles Nominales de (60, 250 y 500) LPC.

Generalmente a través de estas líneas fluyen un fluido bifásico (hidrocarburo-gas), provenientes de los pozos o campos de producción, por lo que es necesario realizar un proceso de separación entre ellos en trenes de separación que fluyen a través de múltiples de producción y válvulas multipuertos, en tres niveles de presión: (60,250 y 500) LPC (libra por pulgadas cuadradas).

A continuación, se describe la situación actual en que se encuentran cada una de las estaciones de flujos y sus líneas asociadas en sus diferentes niveles de producción; los siguientes cuadros resumen esta situación:

SREF-1: esta Estación de Flujo maneja los niveles de presión de (60, 250 y 500) LPC, el gas que sale de los separadores es enviado al Complejo Santa Rosa (CSR) por los diferentes gasoductos (PGA y tradicional). La Línea PGA de 36" nivel 60 LPC actualmente no está puesta en servicio por baja producción de gas. (Anexo B: sistema de producción nivel (60, 250 y 500) LPC.

**Tabla 4.2 Característica de la SREF-1.**

Nivel de presión	Línea	Diámetro	Estado
60 LPC	Tradicional	12"	En Servicio
	Tradicional	20"	En Servicio
	PGA	36"	Disponible
250 LPC	PGA	12"	En Servicio
	PGA	26"	Disponible
500 LPC	Tradicional	8"	En Servicio
	Tradicional	6"	Disponible

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

Para agosto 2012 el promedio del potencial de producción se obtuvo la siguiente información:

**Tabla 4.3 Producción de la SREF-1.**

<b>POZOS</b>	<b>MMPCGD</b>	<b>BNPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>NIVEL 60 (LPC) MMPCGD</b>	<b>NIVEL 250 (LPC) MMPCGD</b>	<b>NIVEL 500 (LPC) MMPCGD</b>
58	55.4	775	1.086	32.1	21.0	2.3

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

SREF-2: Esta estación maneja niveles de presión de (60, 250 y 500) LPC. El gas que sale de esta estación en el nivel de 60 LPC opera por una línea de 26” y se conecta con una línea de 12” que viene de SREF-3 al Complejo Santa Rosa. A la vez se conecta con la línea PGA de 26” de SREF-2 pero ésta última actualmente no está puesta en servicio por baja producción de gas.

El gas que sale de esta estación en el nivel de 250 LPC va por una línea de 16” que viene de los Multipuertos y se conecta con otra línea de 16” de la SREF-3 que descarga al Complejo Santa Rosa; el nivel de 500 LPC va por una línea tradicional de 8” que descarga al Complejo Santa Rosa, tiene conectada una línea tradicional de 6”, el cual se encuentra fuera de servicio por presentar una fuga. (Anexo B: Sistema de producción nivel 60, 250 y 500 LPC).

**Tabla 4.4 Característica de la SREF-2.**

<b>Nivel de presión</b>	<b>Línea</b>	<b>Diámetro</b>	<b>Estado</b>
60 LPC	PGA	26”	Disponible
250 LPC	PGA	16”	Disponible
500 LPC	Tradicional	8”	En Servicio
	Tradicional	6”	Fuera de Servicio

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

Para agosto 2012, el promedio del potencial de producción se obtuvo la siguiente información:

**Tabla 4.5 Producción de la SREF-2.**

<b>POZOS</b>	<b>MMPCGD</b>	<b>BNPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>NIVEL 60 (LPC) MMPCGD</b>	<b>NIVEL 250 (LPC) MMPCGD</b>	<b>NIVEL 500 (LPC) MMPCGD</b>
20	22.3	241	302	10.5	8.8	3.0

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

SREF-3: nace desde la Descarga de los Múltiples de Producción y Multipuertos, manejando los niveles de presión (60 y 250) LPC, el gas que sale de esta estación en el nivel de 60 LPC opera la producción por un gasoducto de PGA de 12” se une con el gas de 60 LPC de 26” de SREF-2 que descarga al Complejo Santa Rosa, también está conectado con un gasoducto de PGA de 26” de SREF-3 el cual actualmente está fuera de servicio por rotura en el gasoducto. El gas que sale en el nivel de 250 LPC va por una línea PGA de 16” se une con el gas de 250 LPC de SREF-2 que descarga al Complejo Santa Rosa. (Anexo B: sistema de producción nivel 60 y 250 LPC).

**Tabla 4.6 Característica de la SREF-3.**

<b>Nivel de presión</b>	<b>Línea</b>	<b>Diámetro</b>	<b>Estado</b>
60 LPC	PGA	12”	En Servicio
	PGA	26”	Disponible
	Tradicional	10”	Fuera de Servicio
250 LPC	PGA	16”	En servicio

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

Para agosto 2012, el promedio del potencial de producción se obtuvo la siguiente información:

**Tabla 4.7 Producción de la SREF-3.**

<b>POZOS</b>	<b>MMPGCGD</b>	<b>BNPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>NIVEL 60 (LPC) MMPCGD</b>	<b>NIVEL 250 (LPC) MMPCGD</b>
5	7.3	135	57	3.0	4.4

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

SREF-4: esta estación maneja niveles de presión de (60, 250 y 500) LPC. El gas que sale de esta estación en el nivel de 60 LPC opera la producción por una línea PGA de 26” al Complejo Santa rosa y se conecta con una línea tradicional de 14” la cual está disponible. El gas que sale en el nivel de 250 LPC va por una línea PGA de 16”, a la vez está conectada con dos líneas tradicionales de 10” disponibles. (Anexo B: sistema de producción nivel 60, 250 y 500 LPC)

**Tabla 4.8 Característica de la SREF-4.**

<b>Nivel de presión</b>	<b>Línea</b>	<b>Diámetro</b>	<b>Estado</b>
60 LPC	PGA	26”	En Servicio
	PGA	14”	Disponible
250 LPC	PGA	16”	En Servicio
	Tradicional	10”	Disponible
	Tradicional	10”	Disponible
500 LPC	Tradicional	6”	En Servicio
	Tradicional	8”	Disponible

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

Para agosto 2012, el promedio del potencial de producción se obtuvo la siguiente información:

**Tabla 4.9 Producción de la SREF-4.**

<b>POZOS</b>	<b>MMPGCGD</b>	<b>BNPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>NIVEL 60 (LPC) MMPCGD</b>	<b>NIVEL 250 (LPC) MMPCGD</b>	<b>NIVEL 500 (LPC) MMPCGD</b>
71	91.7	986	1.221	33.5	56.1	2.1

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

SREF-5: esta Estación de Flujo maneja los niveles de presión 60 y 250 LPC, el gas que sale de los separadores es enviado al Complejo Santa Rosa por los diferentes gasoductos (PGA y tradicional). (Anexo B: sistema de producción nivel 60 y 250 LPC).

**Tabla 4.10 Característica de la SREF-5.**

<b>Nivel de presión</b>	<b>Línea</b>	<b>Diámetro</b>	<b>Estado</b>
60 LPC	Tradicional	10"	En servicio
250 LPC	PGA	10"	En servicio
	Tradicional	12"	Disponible

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

Para agosto 2012, el promedio del potencial de producción se obtuvo la siguiente información:

**Tabla 4.11 Producción de la SREF-5.**

<b>POZOS</b>	<b>MMPGCGD</b>	<b>BNPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>NIVEL 60 (LPC) MMPCGD</b>	<b>NIVEL 250 (LPC) MMPCGD</b>
6	13.8	47	116	9.1	4.7

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

SREF-6: esta Estación de Flujo maneja el nivel de presión de 60 LPC por el gasoducto tradicional de 10" el gas que sale de los separadores es enviado a SREF-1

que descarga a las líneas tradicionales de 12” y 20”. (Anexo B: sistema de producción nivel 60 y 250 LPC).

Las líneas de Recolección de 30” de 60 LPC y 16” de 250 LPC, no están en servicios por la baja producción de gas.

**Tabla 4.12 Característica de la SREF-6.**

Nivel de presión	Línea	Diámetro	Estado
60 LPC	Tradicional	10”	Activa
	PGA	30	Disponibile
250 LPC	PGA	16”	Disponibile

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

Para agosto 2012, el promedio del potencial de producción se obtuvo la siguiente información:

**Tabla 4.13 Producción de la SREF-6.**

POZOS	MMPGCGD	BNPD	BAPD	NIVEL 60 (LPC) MMPCGD
3	4.1	151	14	4.1

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción

#### **4.1.4 Fallas o Anomalías Presente en el Sistema**

La determinación de la situación actual del sistema de recolección de gases se inició con la inspección visual y directa del sistema, entrevistas no estructurada con operadores y técnicos, así como visitas a las unidades recolectoras y transmisora (estaciones de flujo y plantas compresoras) de los gases provenientes de los pozos manejada a distintos niveles de presión y temperatura, con el fin de conocer las condiciones de trabajo, aspectos de diseño, variables que deben controlarse para

garantizar su buen funcionamiento y las causas y consecuencia de problemas operacionales que ocurren a lo largo del procesos de producción como por ejemplo:

- Desgastes por proceso operacionales, fricción por movimiento, altas velocidades en el fluido en algunas líneas en los diferentes niveles de producción que trae como consecuencia un acelerado proceso de corrosión interna o externa, debido a la composición del fluido con que se opera y un alto porcentaje de contaminantes en la corriente (arena, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>).
- Las condensaciones que se producen en las líneas por las altas caídas de presión que sufre a lo largo de su trayectoria, lo cual genera reducciones en el espesor, debido a la erosión y corrosión de las tuberías también persiste la acumulación de líquidos, sedimentos e impurezas en el interior del gasoducto con lo cual se pierde la capacidad de recolección y transmisión del sistema.
- Entre otros problemas como, las fugas debido a golpes o daños a los revestimientos de las líneas causadas mediante su manipulación y transporte y construcción, así como también fallas en los procesos de soldaduras.

Toda esta problemática o fallas mencionadas inciden negativamente en las estaciones de flujo o unidades separadoras, múltiples de producción y sus redes de líneas asociadas al sistema objeto de la evaluación y, por consiguiente, existe la necesidad de crear mecanismos de intervención efectivos o planes de contingencias operacionales tomando en cuenta los eventos que pudieran ocurrir durante el proceso de recolección de gas a causa de la problemática previamente planteada.

Los planes de contingencias son fundamentales, dado lo elevado de la cantidad de fluido que maneja el sistema, con los cuales nos permitiría no solo minimizar la probabilidad de incidentes/accidentes en el complejo gasífero, sino también se haría una evaluación técnica efectiva de como impactarían estos eventos en el ambiente, instalaciones y personas, que pudieran ocasionar elevados costos operacionales en

cuanto a la inversión de personal capacitado, maquinarias, equipos e insumos asociados para la recuperación del sector afectado.

A continuación, se muestran algunos antecedentes extraídos de los registros o historiales de fallas de incidente/accidente ocurrido dentro del sistema de recolección de gas en los niveles de presión (60, 250 y 500) LPC en el campo santa rosa AMAE.

**Tabla 4.14 Antecedente de falla en el sistema de recolección de gases en el campo santa rosa AMAE.**

<b>FECHA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>FALLAS</b>	<b>CANTIDAD DE FLUJO MANEJADO (MMPCED)</b>
Marzo 2011	Gasoducto de 26" SREF2-COSR, nivel 60 LPC	Rotura de línea en pase de quebrada (progresiva 3+250)	13,5 MMPCED
Julio 2011	Gasoducto de 26", SREF4-COSR nivel 60 LPC	Rotura consecutiva: fallas por corrosión interna y externa	33,84 MMPCED
Septiembre 2011	Corredor de tuberías SREF4-CSR, nivel 250 LPC	Fallas de revestimiento en las tuberías, no hay identificación de las progresivas y de las líneas	S/I
Febrero 2012	Rotura de tubería con fuga de gas en gasoducto de recolección de 10", SREF4-COSR nivel 250 LPC	Cedió material por presencia de corrosión	58,83 MMPCED
Abril 2012	Fuga en línea de recolección de 26" SREF3-CSR, nivel 60 LPC	Cedió material por presencia de corrosión	3,00 MMPCED

**Fuente:** Gerencia de Operaciones de Producción.

## **4.2 Estudio Técnico para la Aplicación de los Planes de Contingencias Operacionales en el Manejo de Gas de las Estaciones de Flujo del Campo Santa Rosa**

### **4.2.1 Generalidades**

Después de definir la problemática presente en el sistema es pertinente realizar un estudio de factibilidad técnica para analizar la infraestructura tecnológica y la capacidad técnica de las instalaciones o estaciones de flujo, específicamente en el Área Mayor Anaco Este (AMAE), así como en la aplicación de los planes de contingencias, proveniente de información técnica en lo que se refiere a los procesos operacionales de los diversos equipos, el tratamiento y manejo de gas en dicha instalaciones, el cual tiene como propósito fundamental un desenvolvimiento adecuado en las diversas situaciones presente en el campo, que va permitir realizar labores diarias de manera segura con lo que se pudiera minimizar la ocurrencia de eventos no deseados que pudieran causar daños irreversibles, en el aspecto personal, a las instalaciones y al medio ambiente, afectando la producción y causando grandes pérdidas económicas debido a la falta de un plan de contingencia junto a prácticas inadecuadas de operación.

Es así como en esta fase del proyecto se pretende mostrar y justificar los diversos elementos que integran la función de producción de tal manera que las decisiones que se adopten como resultado del estudio técnico determinará las necesidades de capital, mano de obra, con los cuales es necesario considerar ciertos factores entre los que tenemos: equipos y maquinarias para el proceso productivo, las condiciones de trabajo, identificación y descripción del mismo y la determinación de la estructura organizativa humana, con el objeto de tener una cuantificación detallada de los costos de inversión en activos fijos para hacer frente a una emergencia/contingencia, costos de personal, costos de capacitación y horas-hombre,

horas-maquina e insumos asociados tanto para la recuperación del ambiente como para la reparación de las instalaciones del sector afectado producto de algún evento o suceso no deseado.

#### **4.2.2 Manejo de Gas en las Estaciones de Flujo del Área Mayor Anaco Este (AMAE) en el Campo Santa Rosa**

Las estaciones de flujo son instalaciones de recolección de crudo de mediana complejidad cuya función es recibir la producción de los pozos productores de crudo la cual llega en forma bifásica: líquido (crudo + agua) y gas, separando posteriormente estas fases hacia un sistema de recolección de gas y bombeo de líquido. Una estación de flujo está constituida por un sistema recolector de crudo formado por: múltiples de recolección o válvulas multipuertos, separadores de producción, tanques de almacenamiento, depurador de gas, instrumentos, bombas y sistemas auxiliares y una red de tubería transportadoras o recolectoras de gas en diferentes niveles nominales de presión (60, 250 y 500) LPC, el diseño de estos elementos de recolección de gases dependerá de su ubicación geográfica y las características de los yacimientos o pozos asociados al área.

Parte del gas que es producido junto con el petróleo que es separado del mismo por medio de los equipos separadores, es utilizado dentro de la planta como combustible para los equipos auxiliares instalados en las estaciones, tales como bombas, válvulas, calentadores entre otros; y el mismo es transportado hacia el sistema de recolección por medio de líneas de tuberías de diferentes diámetros.

Por otra parte, el exceso de presión en el sistema dentro de las estaciones se maneja por medio de tuberías hacia la zona de descarga de gases, las estaciones también cuentan con equipo de medición de gases entre otros instrumentos de control instalados aguas abajo de los separadores y aguas arriba de las plantas compresoras.

El gas que puede provenir de los tanques de almacenamiento de crudo, es venteado hacia la atmosfera debido a que es muy poco el volumen que es emanado en esta etapa, sin embargo cualquier evento no deseado que ocurra con cuales quieras de los equipos de las estaciones de flujo, es decir cualquier sobrepresión u obstrucción en las válvulas de control los mismos cuentan con líneas de desvío de gases, que son dirigidas hacia la zona de descarga o equipos quemadores de gases para la despresurización del sistema.

### **4.2.3 Proceso Productivo**

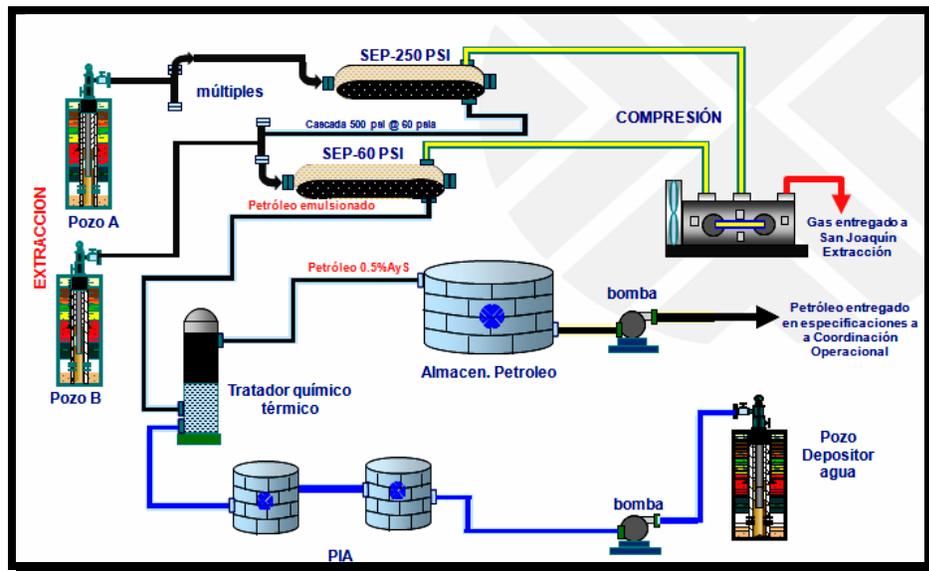
Es un procedimiento técnico que es utilizado para la obtención de bienes y/o servicios a partir de insumos, y se define como la transformación de una serie de elementos para convertirlos en producto mediante una determinada función de producción.

#### **4.2.3.1 Descripción del Proceso de Producción de Gas del Campo Santa Rosa (AMAE)**

En esta parte se describirá las diferentes etapas que conforman el proceso productivo para la obtención de gas en el Campo Santa Rosa (AMAE) comenzando desde la extracción de los fluidos hasta el envío del gas a las plantas compresoras y fraccionadoras:

- El proceso comienza con la extracción de los hidrocarburos (petróleo-gas) del yacimiento o reservorio hasta el cabezal de pozo que es el que comunica la superficie con el interior del pozo.
- Seguidamente la mezcla petróleo-gas-agua fluye a través de una tubería que está conectada al cabezal del pozo hasta las estaciones de flujo.

- Al llegar esta mezcla a los múltiples de producción o válvulas multipuertos en la entrada de las estaciones de flujo, está es enviada a los separadores, donde es sometido a un tratamiento para separar las fases líquido (petróleo +agua)-gas.
- Luego del proceso de separación, el crudo sale por una parte y es bombeado a los tanques de almacenamiento de la estación, y el agua remanente es dirigida hacia la planta de inyección de agua (PIA).
- Por otro lado, el gas que sale del separador paralelamente con el líquido fluye a través de una red de tuberías hacia los depuradores y luego enviados a las plantas compresoras dependiendo de la presión que esta posea:
  - ✓ Si la presión es igual o cercana a 1200 LPC el gas es enviado directamente a la planta de fraccionamiento San Joaquín, a través de una red de tubería de transmisión para ser procesada y comercializada.
  - ✓ Si la presión está por debajo de 1200 LPC (60, 250 y 500 LPC), el gas es enviado por medio una red de tubería de recolección de gas de diferentes diámetros hasta las plantas compresoras, donde es comprimido hasta alcanzar los 1200 LPC, presión necesaria para su transmisión hasta la planta fraccionadora. Ver figura 4.5



**Figura 4.5 Sistema de producción del campo Santa Rosa.**  
**Fuente:** Archivos de la empresa PDVSA

Flujo grama de proceso para la producción de gas en el campo santa rosa en el

Área Mayor Anaco Este (AMAE)

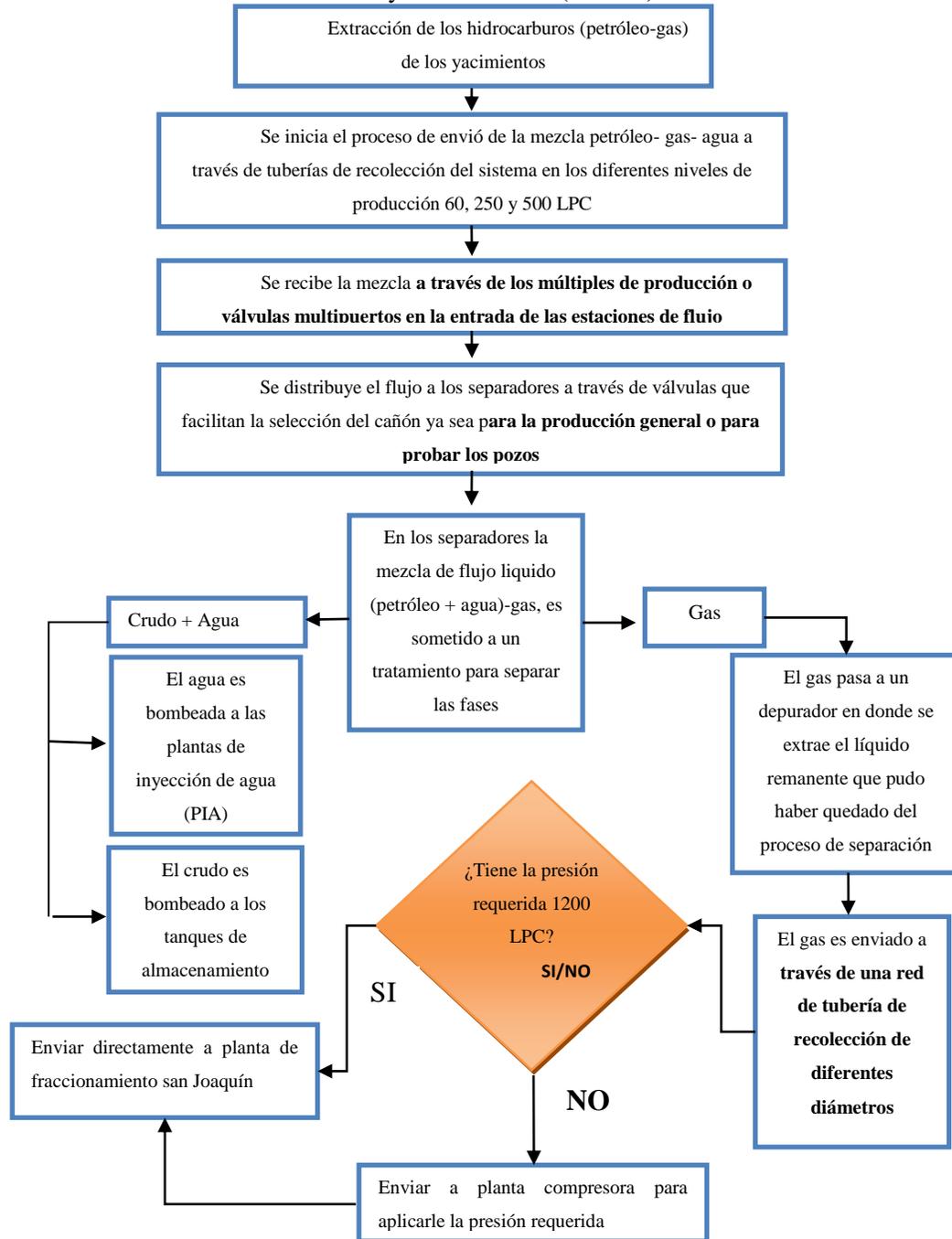


Figura 4.6 Flujo grama de proceso para la producción de gas en el campo santa rosa en el Área Mayor Anaco Este (AMAE)

Fuente: El autor (2018)

#### 4.2.3.2 Identificación de los Equipos/Componentes de las Estaciones de Flujo de PDVSA en el Área AMAE Campo Santa Rosa

En esta fase identificaremos los equipos y componentes requeridos para el proceso de producción, cada uno de estos cumple una función única en el sistema de recolección de gas tomando en cuenta también que este sistema incluye todas las tuberías en los diferentes niveles de presión y demás elementos que conforman una estación de flujo y es la encargada de recolectar el gas procesado para enviarlo a las plantas compresoras. A continuación, se nombran los equipos, maquinarias y componentes que se van a utilizar en el proceso productivo, cuyas secciones y características principales se detallan a continuación:

- **Múltiples de producción/prueba:** elemento compuesto por un conjunto de tuberías y válvulas (checks, de compuerta y de bola), donde convergen las líneas de flujo proveniente de cada uno de los pozos asociados a las estaciones de flujo del campo en los diferentes niveles de presión (60, 250 y 500 LPC), los componen básicamente son las válvulas (válvulas multipuertos) a la entrada de cada estación de flujo de 8" X 4" de 10, 15, 20 y 30 puesto. Ver anexos B (esquemáticos en los diferentes niveles de presión).
- **Separadores:** recipientes cilíndricos diseñados para recolectar la producción en los diferentes niveles de presión (60, 250 y 500 LPC) y separar la fase líquido/gas, cuya capacidad de separación dentro de las instalaciones oscila entre 20 y 53 MMPCND por estación y la capacidad de líquido entre 2000 y 18000 BNP por estación, están divididos en tres separadores para producción general y uno para prueba. Estos equipos están provistos de dos cámaras (inferiores y superiores), los cuales conforman dos válvulas interconectadas a ambas cámaras dentro del

separador que controla la descarga de fluido hacia los tanques y hacia las líneas o red de tuberías transportadoras.

- **Depurador de gas:** recipientes cilíndricos diseñados para extraer de la corriente de gas remanente de petróleo que viaja en forma de suspensión, además de eliminar los elementos tóxicos y corrosivos que pueda haber en el gas como lo son  $H_2S$  y  $CO_2$ . Los líquidos recuperados en esta etapa son reinsertados a la línea de líquido que va hacia los tanques de lavado o de almacenamiento según sea el caso.
- **Tanques de almacenamiento o estabilizadores:** son recipientes cilíndricos utilizados para almacenar temporalmente el crudo proveniente de los separadores. Se utilizan tanques de varios tipos y tamaños, clasificados según su capacidad y tipo de fondo; dentro de los cuales se encuentran dos tipos: fondo plano y cónico, con capacidades de 159 y 238.5 m<sup>3</sup> (1500 y 5000 Bls) y de 16 a 24 pies de altura.
- **Bombas de transferencia de crudo con sus motores y equipos auxiliares:** son equipos utilizados para succionar el crudo contenido en los tanques de almacenamiento y enviarlo a los patios de tanques, a través de tuberías asociadas a los sistemas de recolección de crudo. El funcionamiento del sistema de bombeo en una estación de flujo está controlado por una serie de interruptores instalados en la pared del tanque; estos interruptores abren o cierran un contacto eléctrico que permite la acción de las bombas.
- **Equipos menores:** trampas para la limpieza de las líneas de bombeo, medidor de la presión de bombeo y de flujo, válvulas de seguridad
- **Sistemas auxiliares:** estos sistemas sirven de apoyo a los procesos involucrados en las estaciones de flujo, entre los cuales se encuentran:

- ✓ Sistema de Inyección de química: disminuye la formación de emulsiones fuertes y espuma en las líneas de bombeo además de ayudar al proceso de separación crudo-gas.
- ✓ Sistema eléctrico: suministra la energía necesaria para el funcionamiento de algunos equipos de la estación. El sistema eléctrico de una estación de flujo está constituido básicamente por cables de distribución, transformadores, rectificadores, generadores, motores primarios y el alumbrado.
- ✓ Controlador Lógico Programable (PLC): encargado del manejo de todas las señales de entrada y salida hacia las válvulas de control de la estación.
- ✓ Relé Maestro: responsable del cierre de la estación debido a condiciones de contingencia/emergencia de la misma.
- ✓ Sistema de Venteo: es un sistema de seguridad instalado al sistema de recolección, es decir, a la salida del depurador y tiene la finalidad de desalojar la cantidad de gas que sea necesaria para evitar un incremento de presión excesivo en las estaciones de flujo (despresurización). Su característica principal lo conforma un sistema de tuberías diseñado para cada Estación de Flujo, donde el elemento principal de este sistema es una válvula de control que trabaja tomando en cuenta la variable presión, el cual ésta calibrada para que, al detectar un incremento de presión por encima de su ajuste, comience a abrirse y desalojar a la atmósfera el gas necesario hasta estabilizar la presión de operación.
- ✓ Sistemas para prevenir la contaminación: debido a la necesidad de evitar la contaminación y mantener el equilibrio ecológico, desde luego son muchas las modificaciones hechas y que actualmente se hacen a instalaciones ya existentes y nuevas, para eliminar o minimizar las fuentes de emisiones contaminantes provenientes de: fosas,

sumideros, pozos, tanques de almacenamiento, así como también fuga en equipos, bridas y válvulas para evitar los desbordamientos de sustancias y gases contaminantes.

- ✓ Sistemas de para-rayos: su función primordial es la de atraer los rayos producidos por descargas eléctricas que podrían originar incendios de gran magnitud en cualquiera de las instalaciones. Para ello y dependiendo de la instalación, se colocan simétricamente y a una cierta altura superior a la de los equipos de la estación.
- ✓ Sistema de Seguridad; para desarrollar todas y cada una de las operaciones que se realizan en las estaciones de flujo de manera más segura; en la mayoría de ellas es necesario instalar ciertos equipos de seguridad tales como: equipo de niebla, llovizna o de primeros auxilios, señalizaciones de seguridad, los operadores y en general el personal asociados a las operaciones deben llevar equipos de protección personal (mascarillas, botas, guantes, casco, bragas) para realizar sus actividades operacionales y equipos contra gases nocivos tales como  $H_2S$ , entre otros.



**Figura 4.7** Señales de seguridad a las que hay que prestar atención en las áreas dispuestas para ellos.

**Fuente:** El autor (2018)

#### **4.2.4 Mantenimiento del Sistema de Recolección de Gas en los Niveles Nominales (60, 250 y 500) LPC en el Área AMAE**

Está orientado a garantizar la seguridad y la eficiencia operacional del sistema a través de la ejecución de un conjunto de programas y acciones, tales como:

- Inspecciones diarias de los equipos de separación de las instalaciones de flujo
- Ajustes de válvulas de control y reguladoras
- Reemplazos y reparaciones
- Monitoreo constante de sus parámetros operacionales (lectura de manómetro, temperatura)
- Verificación del estado de las líneas y/o conexiones de gas del sistema y detectar fugas.
- Inspecciones de las líneas de recolección y transmisión, por lo menos una vez al año.

Se aplica el mantenimiento preventivo que abarca los mantenimientos del tipo predictivo y programado, también se implementa un mantenimiento correctivo, cuyo propósito estratégico consiste en procurar el máximo rendimiento y la máxima vida útil de los equipos/accesorios y maquinarias de la planta. La compañía asentada en el área cuenta con equipos de alta tecnología propio de una instalación de esta naturaleza, tales como: Múltiples de producción o válvulas multipuertos, trenes separadores, tanques de almacenamiento, bombas de circulación, bombas de transferencia, plantas de inyección, entre otros equipos auxiliares, para los cuales el mantenimiento se hace siguiendo procesos operacionales apropiados, que permiten realizar labores diarias de la manera más segura, garantizando un mínimo de riesgo y tomando en cuenta la información suministradas por fabricante de los equipos, los

límites de operación y premisas de diseño mecánico entre otras variables operacionales.

#### **4.2.5 Control de Calidad**

El control de calidad es fundamental para lograr garantizar las propiedades del producto, por lo tanto estas plantas procesadoras de gas natural van a satisfacer totalmente las necesidades implícitas y explícitas de los clientes, empleados y de la comunidad en general, a través del suministro de un producto de calidad la implantación y evaluación continua de un sistema de calidad completo que cumpla con los requisitos de las normas ISO 9000 y las normas venezolanas COVENIN 3568-1;2000 y 3568-2;2000 referentes a las especificaciones sobre el gas natural (parámetros y componentes).

Las Normas Técnicas Aplicables a la calidad del gas (NTA) establecen las especificaciones de calidad que debe cumplir el gas natural para uso público, industrial, comercial, residencial y automotriz. Esta norma es aplicable al gas natural procedente de las instalaciones de producción, procesamiento y tratamiento que se incorpore a los sistemas de transporte. Tiene como propósito:

- Reglamentar aspectos relacionados con Actividades de aseguramiento de la calidad del gas natural en los sistemas de transporte y distribución.
- Controlar y/o evitar emisiones de gases de efecto invernadero.
- Evitar daños a la población.
- Garantizar una combustión limpia, eficiente y estable (Protocolo Kyoto).
- Regular la quema y venteo de gas.

Además de:

- Establecer marco normativo, con su respectiva legislación, para la interconexión de los sistemas de transporte.
- Garantizar la seguridad pública y la protección ambiental.
- Garantizar estándares de operatividad y servicio a los transportistas y distribuidores.
- Ninguna corriente de gas natural fuera de especificaciones podrá circular por los sistemas troncales de transporte. Salvo excepción que, por alguna eventualidad a nivel de producción, el MENPET autorice el desvío de volúmenes de gas fuera de especificaciones al sistema de transporte por periodos superiores a veinticuatro (24) horas.
- Para las petroquímicas que requieran  $2\% < \text{CO}_2 < 6.5\%$  la empresa operadora con previa autorización de ENAGAS hará esfuerzos para segregar la corriente a fin de cumplir. Cuando requiera de gas rico de igual forma se hará los esfuerzos para segregar el volumen requerido. Así mismo, las empresas petroquímicas deberán incorporar el gas residual al flujo troncal bajo las condiciones de calidad establecidas en las presentes normas.
- El Gas Natural deberá estar libre de sedimentos básicos, sustancia líquida o sólida, ceras, gomas, constituyentes de goma, impurezas, lubricantes, grasas, fluidos provenientes del proceso, etc.
- Cuando esté fuera de especificación el transportista es responsable de desalojarlos antes de la entrega al distribuidor.

#### **4.2.6 Capacidad de las Estaciones de Flujo**

En esta fase del estudio es necesario conocer la capacidad de la producción tanto de los equipos en las estaciones de flujos como de la instalación en general, para evaluar un nivel óptimo de productividad, asegurando las mejores condiciones de rentabilidad y seguridad en concordancia con la capacidad instalada y de acuerdo a

las exigencias de los mercados nacionales e internacionales con relación a calidad, costo y oportunidad y así cumplir de este modo con los programa de producción planificados derivado del estudios previos de mercado. En las Tablas 4.15 y 4.16 se muestran la capacidad de producción en los diferentes niveles de producción en áreas ya desarrollada o por desarrollar en el campo santa rosa AMAE.

**Tabla 4.15 Capacidad de producción actual nivel de presión 60 LPC**

<b>ESTACIONES</b>	<b>PRODUCCIÓN DE GAS (MMPCED)</b>	<b>CAPACIDAD DE RECOLECCIÓN DE LA INSTALACIÓN (MMPCED)</b>	<b>% DE LA CAPACIDAD UTILIZADA EN LAS INSTALACIONES</b>
<b>SREF1</b>	33,12	42	78%
<b>SREF2</b>	11,19	81	13,81%
<b>SREF3</b>	3,00	5	60%
<b>SREF4</b>	33,84	75	45,12%
<b>SREF5</b>	11,59	12	96,5%
<b>SREF6</b>	4,09	22	18,5%
<b>Total</b>	96,76		

**Fuente:** Gerencia de operaciones de producción.

**Tabla 4.16 Capacidad de producción actual nivel de presión 250 LPC**

<b>ESTACIONES</b>	<b>PRODUCCIÓN DE GAS (MMPCED)</b>	<b>CAPACIDAD DE RECOLECCIÓN INSTALADA (MMPCED)</b>	<b>% DE LA CAPACIDAD UTILIZADA EN LAS INSTALACIONES</b>
<b>SREF1</b>	14,85	110	13,5%
<b>SREF2</b>	8,21	79	10,4%
<b>SREF3</b>	3,81	16	23,8%
<b>SREF4</b>	58,83	75	78,04%
<b>SREF5</b>	2,02	43	5%
<b>Total</b>	87,72		

**Fuente:** Gerencia de operaciones de producción.

**Observación:**

La oportunidad de crecimiento para el Campo Santa Rosa se visualiza solo para el nivel 250 LPC, considerando que la planta de compresión RECAT puede manejar 60 MMPCED como compresión adicional. En el nivel 500 LPC la capacidad de manejo es muy pobre, no se cuenta con compresión disponible, con lo que se está dejando de producir 11 MMPCED.

Como se pudo observar en el análisis anterior, las estaciones de flujo en el Campo Santa Rosa están diseñada para manejar una producción de aproximadamente de 237 MMPCED de gas en el nivel de 60 LPC, 323 MMPCED en el nivel de 250LPC y unos 146 MMPCED en el nivel de 500 LPC, pudiéndose apreciar en los cuadros de acuerdo a su producción actual, que estas instalaciones están trabajando solo con el 40 y 50% en promedio de su capacidad instalada, con lo que se pudo inferir que hay áreas aun por desarrollar en este sentido, no obstante el criterio que realmente decide una producción futura y la capacidad de este tipo de instalación es más bien económica, y es a partir del crecimiento del mercado petrolero mundial, que se puede considerar una capacidad estándar para determinar la cantidad de estaciones que se requieren en un campo en un futuro inmediato. Esta es la práctica común de PDVSA en sus áreas productivas.

**4.2.7 Escenarios por Donde se Manejaría la Producción en Caso de Contingencia**

Atendiendo a un estudio técnico, hubo que analizar los historiales y registros donde se mostraban las fallas de las líneas y eventos o sucesos (accidente/incidente) en el Campo Santa Rosa AMAE, se revisó de igual manera los planos o esquemáticos del sistema de recolección con énfasis en los niveles (60, 250 y 500) LPC, se identificaron los escenarios con alta vulnerabilidad de ocurrencia de accidente/incidentes con los resultados del simulador (PIPEPHASE 9.2), que arrojó

algunas desviaciones en sus parámetros operacionales, los cuales fueron de alta criticidad y por medio del cual se podrían desarrollar sucesos o una combinación de evento que conlleven a una situación inminente de contingencia dentro del sistema evaluado y su entorno.

Ya que la contingencia es un evento repentino e inesperado que podría o no ocurrir, se plantearon diversos escenarios con los resultados PIPEPHASE 9.2 suministrados por la gerencia de ingeniería y construcción, por donde se podría manejar la producción del campo en caso de contingencia. A continuación, se presentan algunas de ellas:

**En el nivel de presión 60 LPC:**

Por la línea tradicional de 12" (SREF-1)

Línea tradicional 14" (SREF-4)

Línea tradicional 10" (SREF-5)

Línea tradicional 10" (SREF-6)

Línea PGA 12" (SREF-2)

Línea PGA 12" (SREF-3)

**Otro escenario planteado en el mismo nivel de presión 60 LPC:**

Línea PGA 36" (SREF-1)

Línea PGA 26" (SREF-4)

Línea PGA 12" (SREF-3)

Línea tradicional 10" (SREF-5)

Línea tradicional 10" (SREF-6)

**En el nivel de presión 250 LPC**

Línea PGA 26" (SREF-1)

Línea PGA 16" (SREF-2)

Línea PGA 16" (SREF-3)

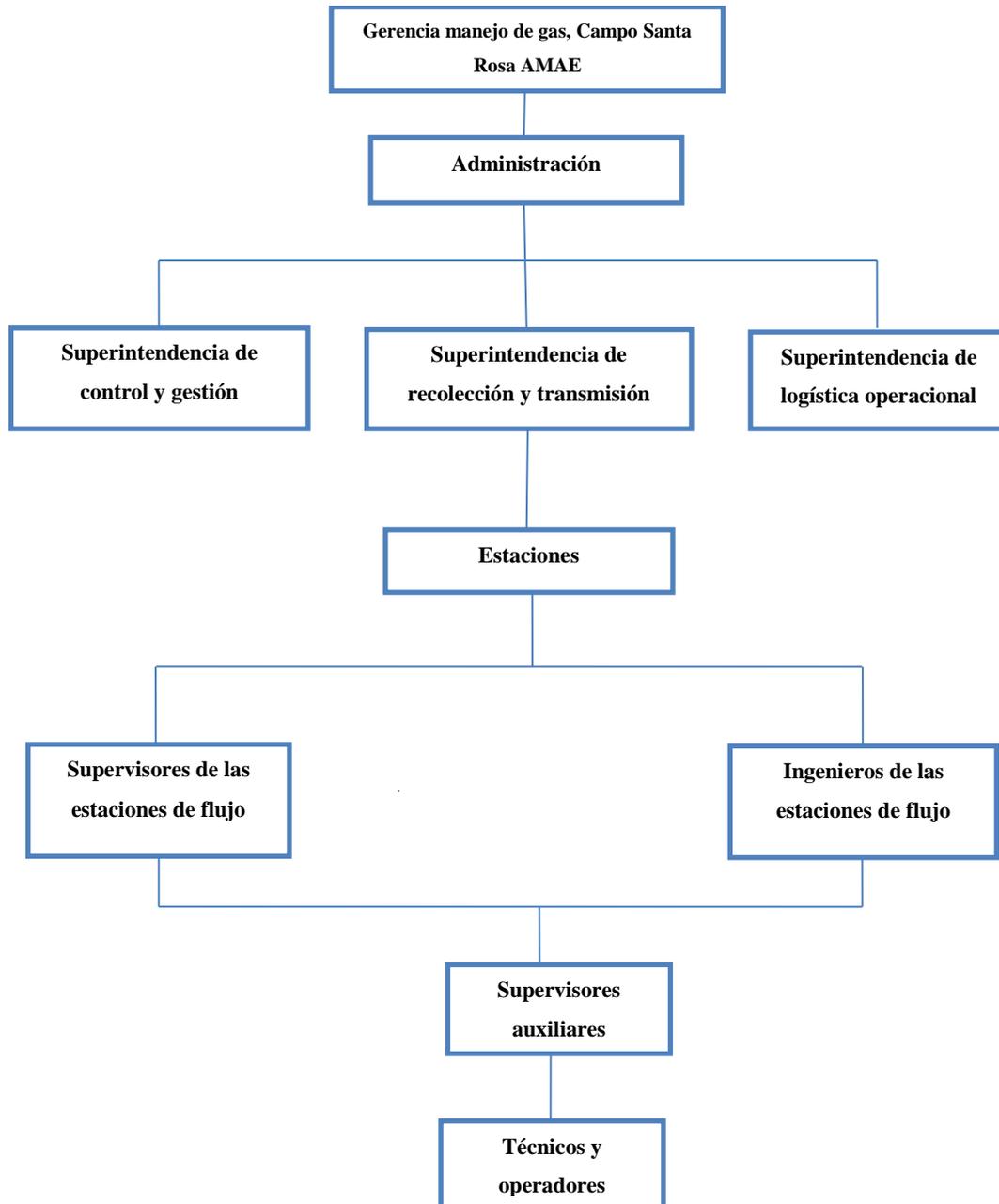
Línea PGA 16" (SREF-4)

Línea PGA 10" (SREF-5)

**4.2.8 Recursos Humanos**

En cuanto al personal, la compañía dispone recurso humano competente, identificado con la tecnología gasífera, básicamente lo conforma un personal altamente calificado entrenado en operaciones de manejo, producción y mantenimiento, como: técnico y operadores en gas, ingenieros en producción en las diferentes ramas profesionales como: químicos, petroleros, industriales, mantenimiento, mecánicos, electricistas e instrumentación entre otros que trabajan en jornadas rotativas de 8 horas en tres turnos diarios, por ser el área gasífera y petrolera un proceso de producción continuo delicado y de alta complejidad.

## ESTRUCTURA ORGANIZATIVA



**Figura 4.8 Estructura organizativa del departamento manejo de gas**  
Fuente: El autor (2018)

#### 4.2.9 Ingeniería de Detalles

En este capítulo se muestra los planos o esquemáticos de cada una de las estaciones de flujo del campo santa rosa con los cuales se pudo identificar el sistema de recolección de gases en los diferentes niveles nominales de presión (60, 250, y 500 LPC), así como también cada uno de los elementos que la integran. Ver anexos B y C.

#### 4.3 Resultados de la Simulación Mediante el PIPEPHASE 9.2

La evaluación hidráulica con el simulador PIPEPHASE 9.2 la realizó la gerencia de ingeniería y construcción, y para ello, tomaron los datos suministrado por el departamento de operaciones de producción, estos fueron: parámetros de diseño y los datos de operaciones actuales como los registros del caudal de gas o volumetría correspondiente al reflejado en las pruebas de pozo del campo de enero del 2013 (Ver tabla 4.17), así como también los parámetros operacionales (temperatura, presiones a nivel de estación y líneas operativa) del sistema de recolección del campo santa rosa. (Ver tabla 4.18)

**Tabla 4.17 Prueba de pozo del campo santa rosa del mes de enero 2013**

Estaciones	NIVEL DE PRESIÓN					
	60 LPC			250 LPC		
	Nº de pozos	MMPCED	BNPD	Nº de pozos	MMPCED	BNPD
<b>SREF1</b>	40	33,1	548	18	14,9	199
<b>SREF2</b>	14	11,2	175	5	8,2	27
<b>SREF3</b>	3	3,0	164	3	3,8	13
<b>SREF4</b>	43	33,8	1603	31	58,8	330
<b>SREF5</b>	5	11,6	34	1	2,0	16
<b>SREF6</b>	3	4,0	118			
<b>TOTAL</b>	108	96,8	2642	58	87,7	585

**Fuente:** Operaciones de Producción.

**Tabla 4.18 Parámetros operacionales del sistema de recolección de gases del campo santa rosa**

PARAMETROS OPERACIONALES	SREF1		SREF2		SREF3		SREF4		SREF5		SREF6
	60	250	60	250	60	250	60	250	60	250	60
<b>T (°F)</b>	73	71	81	77	72	78	77	78	72	78	88
<b>Estaciones (lpc)</b>	81	245	95	278	118	340	82	258	90	324	100
<b>Líneas operativas</b>	12"	20"	12"	16"	12"	16"	26"	16"	10"	12"	10"

**Fuente:** Manejo de Gas.

### 4.3.1 Sistema de Producción Actual Nivel Nominal 60 LPC

**Tabla 4.19 Resultado de la red 60 LPC**

Descripción	Long	Diámetro (pulg)	Caudal (MMPCED)	Velocidad Mezcla (pie/seg)	Velocidad Erosional (pie/seg)	80% Velocidad Erosional (pie/seg)	Caída de Presión (psig)	Caída de Presión. psig/100ft
SREF1 Y SREF6 A CSR	200	12	11,54	30,22	53,88	43,10	0,00058	0,058
		20	25,60	28,27	159,14	127,31	0,00068	0,068
SREF2 Y SREF3 A CSR	800	12	14,19	36,13	151,56	121,25	0,00102	0,102
SREF3 A SREF2	200	12	3,00	6,71	128,51	102,81	0,00031	0,031
SREF4 A CSR	300	26	33,84	19,83	147,96	118,31	0,00162	0,163
SREF5 A CSR	500	10	11,59	43,97	166,88	133,51	0,00258	0,259
SREF6 A SREF1	400	10	4,02	13,83	73,85	59,08	0,00054	0,055

**Fuente:** gerencia de ingeniería y construcción.

#### Puntos de atención:

De acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación hidráulica para el sistema actual de recolección nivel de 60 LPC, manejando un flujo de 96.76 MMPCED de gas correspondiente a las pruebas de pozos de fecha enero 2013, presenta:

- ✓ Velocidad por debajo del mínimo valor recomendado (10 pie/seg) para la línea de recolección de 12” de diámetro desde la estación SREF-3 hasta SREF-2, lo que trae como consecuencia acumulación de sólidos y esto reduce el tamaño de la tubería.
- ✓ Las velocidades de mezcla del resto de las líneas de recolección se encuentran por debajo del 80% de la velocidad erosional y las caídas de presión se encuentran por debajo de 0.3 lpc/100 pie y están dentro de los valores establecidos. Ambos valores recomendados en las normas de ingeniería (API RP 14E)

#### 4.3.2 Sistema de Producción Actual Nivel Nominal 250 LPC

**Tabla 4.20 Resultado de la red 250 LPC**

Descripción	Long	Diámetro (pulg)	Caudal MMPCED	Velocidad mezcla (pie/seg)	Velocidad Erosional (pie/seg)	80% Velocidad Erosional (pie/seg)	Caída de Presión (psig)	Caída de Presión psig/100ft
SREF1 A CSR	2200	12	14,85	12,45	49,65	39,72	0,00280	0,280
SREF2 Y SREF3 A CSR	3800	16	8,21	6,20	94,78	75,82	0,00183	0,183
SREF3 A SREF2	3200	16	3,81	1,78	91,38	73,11	0,00022	0,022
SREF4 A CSR	2300	16	58,83	29,01	67,75	54,20	0,0022	0,222
SREF5 A CSR	5500	12	2,02	1,65	49,38	39,50	0,00060	0,060

**Fuente:** gerencia de ingeniería y construcción.

#### **Puntos de atención:**

De acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación hidráulica para el sistema actual de recolección nivel de 250 lpc, manejando un flujo de 87.7 MMPCED de gas correspondiente a las pruebas de pozos de fecha enero 2013, presentan:

- ✓ Velocidades por debajo del mínimo valor recomendado de 10 pie/seg (Norma API RP 14E) para línea multifásicas de las estaciones: SREF-3 y SREF-2 al CSR de 16" de diámetro. SREF-3 a SREF-2 de 16" de diámetro y SREF-5 de 12" de diámetro, lo que trae como acumulación de sólidos y esto reduce el tamaño de la tubería.
- ✓ Para el resto de las líneas de recolección se presentan velocidades de mezcla por debajo del 80% de la velocidad erosional igualmente presentan caídas de presión dentro de los valores establecidos en las normas de ingeniería (para un nivel de presión de 250 lpc, se debe cumplir una caída de presión de 1.5 lpc/100 pie).

**Observación:** es importante señalar que los resultados de la red en el nivel nominal 500 LPC no fueron simulados por recomendación del equipo de recolección y transmisión, y basándose en su experiencia por manejar muy poca producción de gas en este nivel, sin embargo, los resultados obtenidos son más que suficiente para hacer una evaluación clara y precisa de los objetivos que se llevaran a cabo durante la realización de este proyecto.

#### **4.3.3 Escenarios Evaluados**

Están compuestos básicamente por los espacios o áreas en las líneas de la red de tuberías asociadas al sistema de recolección de gases en los diferentes niveles nominales de producción 60 y 250 LPC

A continuación, se muestran en los siguientes cuadros los escenarios a evaluar dentro de los cuales se ubicaron algunos puntos críticos en la red de tuberías de recolección de gases como resultados de la simulación con el PIPEPHASE 9.2.

**Tabla 4.21 Escenario 1 de la red nivel 60 LPC**

Descripción	Long (mts)	Diámetro (Pulg)	Caudal (MMPCED)	Velocidad Mezcla (pie/seg)	Velocidad Erosional (pie/seg)	80% Velocidad Erosional (pie/seg)	Caída de Presión (lpc)	Caída de Presión (lpc/100ft)
SREF1 Y SREF6 A CSR	2200	12	37,14	91,11	92,46	73,97	0,006828	0,683
SREF2 Y SREF3 A CSR	3800	12	14,19	39,75	158,96	127,17	0,001096	0,110
SREF3 A SREF2	3200	12	3,00	7,24	133,46	106,77	0,000324	0,032
SREF4 A CSR	2300	14	33,84	70,72	145,23	116,18	0,014322	1,432
SREF5 A CSR	5500	10	11,59	40,36	159,89	127,91	0,002398	0,240
SREF6 A SREF1	7400	10	4,02	9,97	64,68	51,75	0,000493	0,049

**Fuente:** gerencia de ingeniería y construcción.

**Punto de atención:**

- ✓ De acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación hidráulica para el sistema de recolección nivel de 60 LPC, manejando un flujo de 96.76 MMPCED de gas correspondiente a las pruebas de pozos de fecha enero 2013, se presentan velocidades de mezcla por encima del 80% de la velocidad erosional para la línea de recolección de 12” de diámetro de SREF-1, igualmente presenta una caída de presión por encima del valor establecido en la norma para un nivel de presión de 60 LPC (0.3 lpc/100 pies); lo mismo ocurre en la línea de recolección de 14” de diámetro de SREF-4.
- ✓ Se presentan velocidades de mezcla por debajo del mínimo valor recomendado (10 pie/seg) para la línea de recolección de 12” de diámetro desde la estación SREF-3 hasta SREF-2 y 10” de diámetro de SREF-6; lo que

trae como consecuencia acumulación de sólidos y esto reduce el tamaño de la tubería.

- ✓ Las velocidades de mezcla del resto de las líneas de recolección se encuentran por debajo del 80% de la velocidad erosional y las caídas de presión se encuentran dentro de los valores establecidos en las normas de ingeniería.
- ✓ Las presiones en las estaciones SREF-1, SREF-6 y SREF-4 aumentan considerablemente lo que puede ocasionar que los pozos con presiones en líneas bajas no puedan entrar al sistema producto del elevado valor de presión.
- ✓ En las estaciones SREF-2 y SREF-3, actualmente sólo se dispone de la línea de recolección de 12" de diámetro para el manejo de producción, la de 26" de diámetro presenta una fuga en un tramo de tubería en las adyacencias de la estación SREF-2. La línea de recolección tradicional de 10" también presenta fisura.
- ✓ En SREF-4, se cuentan con dos líneas de flujo una PGA de 26" de diámetro por la que se puede manejar de manera segura la producción asociada a dicha estación (33.84 MMPCED) en caso de una contingencia. Por la línea tradicional de 14" de diámetro no se podría manejar toda la producción, lo máximo que puede manejar por dicha línea serían 17 MMPCED de gas, con una presión a nivel de estación de 100 lpc.
- ✓ La estación SREF-6, cuenta sólo con una línea de recolección tradicional de 10" de diámetro debido a que existe una de 6" de diámetro que presenta fisura. Lo que significa que en SREF-1 sólo se podría manejar la producción por la línea tradicional de 12" de diámetro que es donde converge la de 10" de diámetro procedente de SREF-6. En caso de quererse manejar la producción por la línea de 20" de diámetro, se tendría que construir una interconexión entre la línea de recolección de 10" de diámetro con la línea de 20" de diámetro a nivel de la estación SREF-1. Lo máximo que puede manejar la línea de 12" de diámetro serían 20 MMPCED de gas, con una presión a nivel de estación de 105 psig.

**Tabla 4.22 Escenario 2 de la red nivel nominal 60 LPC**

Descripción	Long (mts)	Diámetro (Pulg)	Caudal (MMPCED)	Velocidad Mezcla (pie/seg)	Velocidad Erosional (pie/seg)	80% Velocidad Erosional (pie/seg)	Caída de Presión (lpc)	Caída de Presión (lpc/100ft)
SREF1 Y SREF6 A CSR	2200	12	4,02	11,46	53,48	42,79	0,0009	0,009
		36	33,12	8,34	143,47	114,77	0,00004	0,004
SREF2 Y SREF3 A CSR	3800	12	14,19	31,9	142,41	113,93	0,00093	0,093
SREF3 A SREF2	3200	12	3,00	6,05	122,06	97,65	0,00029	0,0029
SREF4 A CSR	2300	26	33,84	17,56	139,23	111,38	0,00150	0,150
SREF5 A CSR	5500	10	11,59	45,55	169,85	135,88	0,00267	0,267
SREF6 A SREF1	7400	10	4,02	15,61	77,61	62,09	0,00066	0,066

**Fuente:** gerencia de ingeniería y construcción.

### Puntos de atención:

- ✓ De acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación hidráulica para el sistema de recolección nivel de 60 LPC, manejando un flujo de 96.76 MMPCED de gas correspondiente a las pruebas de pozos de fecha enero 2013, se presentan velocidades de mezcla por debajo del 80% de la velocidad para todas las líneas de recolección, igualmente presenta una caída de presión dentro de los valores establecidos en las normas de ingeniería (para un nivel de presión de 60 LPC, se debe cumplir una caída de presión de 0.3 lpc/100 pies).
- ✓ Presenta velocidad por debajo del mínimo valor recomendado (10 pie/seg) para la línea de recolección PGA de 36" de diámetro de SREF-1 y se sigue

manteniendo dicha condición para la línea de recolección de 12” de diámetro desde la estación SREF-3 hasta SREF-2; lo que trae como consecuencia un acelerado proceso de corrosión interna considerando que existe un alto porcentaje de contaminantes en la corriente.

- ✓ En la estación SREF-1 para el uso de la línea de recolección de 36” de diámetro se debe garantizar que los pozos de nivel de 60 LPC estén reubicados en las válvulas multipuerto. La mínima volumetría que se debe garantizar en dicha línea de recolección a fin mantener la velocidad de la mezcla por encima de 10 pie/s serían de 38 MMPCED de gas con una presión de 80 lpc.

**Tabla 4.23 Escenario 1 de la red nivel nominal 250 LPC**

Descripción	Long (mts)	Diámetro (pulg)	Caudal (MMPCED)	Velocidad Mezcla (pie/seg)	Velocidad Erosional (pie/seg)	80% Velocidad Erosional (pie/seg)	Caída de Presión (lpc)	Caída de Presión (lpc/100ft)
SREF1 A CSR	2200	26	14,85	2,76	50,27	40,22	0,00053	0,053
SREF2 Y SREF3 A CSR	3800	16	8,21	6,17	94,50	75,60	0,00183	0,183
SREF3 A SREF2	3200	16	3,81	1,77	91,15	72,92	0,00021	0,021
SREF4 A CSR	2300	16	58,83	28,85	67,60	54,08	0,00220	0,220
SREF5 A CSR	5500	10	2,02	2,33	50,82	40,65	0,00074	0,074

**Fuente:** gerencia de ingeniería y construcción.

#### **Puntos de atención:**

- ✓ De acuerdo con los resultados obtenidos en la simulación hidráulica para el sistema de recolección nivel de 250 LPC, manejando un flujo de 87.7

MMPCED de gas correspondiente a las pruebas de pozos de fecha enero 2013, presentan velocidades por debajo del mínimo valor recomendado (10 pie/seg) para línea multifásicas en los tramos de línea de las estaciones: SREF-1 de 26" de diámetro, SREF-3 y SREF-2 al CSR de 16" de diámetro, SREF-3 a SREF-2 de 16" de diámetro y SREF-5 de 12" de diámetro, lo que trae como consecuencia un acelerado proceso de corrosión interna considerando que existe un alto porcentaje de contaminantes en la corriente además de incrementar la presión en las estaciones producto de la acumulación de líquidos en dichas líneas.

- ✓ En la estación SREF-4 la línea de recolección de 16" de diámetro presenta velocidad de mezcla por debajo del 80% de la velocidad erosional igualmente presenta caída de presión dentro del valor establecido en las normas de ingeniería (para un nivel de presión de 250 LPC, se debe cumplir una caída de presión de 1.5 LPC/100 pie).

#### **4.4 Escenarios de Potenciales Eventos no Deseados**

El simulador PIPEPHASE 9.2 arrojó como resultado un conjunto de escenarios con alta vulnerabilidad de ocurrencia de eventos indeseables que pueden ser o son representativo de potenciales accidentes, estos escenarios presentaron parámetros críticos como por ejemplo: velocidades de mezcla, velocidades erosionales, sobrepresiones y caídas de presión fuera de los estándares establecidos por las normas que causan fisuras, desgastes, rupturas, corrosión interna o externa en las líneas, que traería como consecuencias toda una combinación de ocurrencia entre los escenarios planteados por el simulador y los eventos indeseables o riesgos asociados a las actividades operacionales identificados previamente.

A continuación, se presentan los escenarios donde ocurren los eventos identificados y los elementos del medio que serían afectados por su presencia. Ver Tabla 4.24

**Tabla 4.24 Escenarios de potenciales accidentes**

Descripción escenarios	Riesgos identificados asociado a las actividades operacionales	Parámetros Críticos			
		Velocidad mezcla (pie/seg)	Velocidad erosional (pie/seg)	80% Velocidad erosional (pie/seg)	Caída de presión (lpc/100ft)
Línea de recolección de 12" de 2,2 km en el nivel 60 lpc de la SREF1 y SREF2 a CSR	Incendio/explosión generación de gases tóxicos	91,11	92,46	73,97	0,683
Línea de 12" de 3,2 km nivel 60 lpc desde la SREF3 a la SREF2	Contacto con superficie a temperatura extrema inhalación de gases tóxicos	7,24	133,46	106,77	0,032
Línea de 14" de 2,3 km nivel 60 lpc que va desde la SREF4 hasta CSR	Derrame/filtración de válvulas, accesorios mal ajustado o deteriorado, fisuras y ruptura de las líneas, contaminación atmosférica, debido a chimenea y a venteo de líneas	70,72	145,23	116,18	1,432
Línea de 10" de 7,4 km nivel 60 lpc, que sale de SREF6 a SREF1	Contacto con electricidad aprisionado por/entre golpeado por/contra	9,97	64,68	51,75	0,049

Descripción escenarios	Riesgos identificados asociado a las actividades operacionales	Parámetros Críticos			
		Velocidad mezcla (pie/seg)	Velocidad erosional (pie/seg)	80% Velocidad erosional (pie/seg)	Caída de presión (lpc/100ft)
Línea de 36" de 2,2 km nivel 60 lpc que va de SREF1 y SREF6 hasta el CSR	Contacto con objetos cortantes y punzantes caída a un mismo nivel caída a diferentes niveles	8,34	143,47	114,77	0,004
Línea de 12" de 3,2 km nivel 60 lpc que va de la SREF3 a SREF2	Mordedura, picadura, exposición a microorganismo, contacto con plantas toxica o urticante. ruido exposiciones a radiaciones ionizante	6,05	122,06	97,65	0,029
Línea de 26" de 2,2 km nivel 250 lpc que va de la SREF1 a CSR	Incendio/explosión generación de gases tóxicos	2,76	50,27	40,22	0,053
Línea de 10" de 3,8 km nivel 250 lpc que va de SREF2 y SREF3 a CSR	Contacto con superficie a temperatura extrema inhalación de gases tóxicos	6,17	94,50	75,60	0,183
Línea de 16" de 3,2 km nivel 250 lpc que va sref3 a sref2	Derrame/filtración de válvulas, accesorios mal ajustado o deteriorado, fisuras y ruptura de las líneas, contaminación atmosférica, debido a chimenea y a venteo de líneas	1,77	91,15	72,92	0,021
Línea de 10" de 5,5 km nivel 250 lpc que va de	Contacto con electricidad aprisionado por/entre golpeado por/contra	2,33	50,82	40,95	0,074

Descripción escenarios	Riesgos identificados asociado a las actividades operacionales	Parámetros Críticos			
		Velocidad mezcla (pie/seg)	Velocidad erosional (pie/seg)	80% Velocidad erosional (pie/seg)	Caída de presión (lpc/100ft)
SREF5 a CSR					

**Fuente:** El autor (2018)

Para el propósito del análisis de riesgo que exige el plan de contingencia, objetivo de este proyecto, se utilizó la metodología de Fine William para calcular la gravedad y peligrosidad relativa de cada riesgo, ponderando diversos factores y estableciendo unas magnitudes de riesgo que determinaran la urgencia de las acciones preventivas, calculando la probabilidad (P) por la exposición (E) por las consecuencias (C) de cada uno de los riesgos identificados en el sistema de recolección de gases en los niveles nominales 60, 250 y 500 LPC.

**Tabla 4.25 Consecuencias del riesgo**

CONSECUENCIAS	VALOR
Catástrofe (muchas muertes o daños superiores)	100
Desastrosa (muertes o daños intermedio)	40
Trágica (muertes o daños menores)	15
Lesiones graves (lesión permanente)	7
Lesiones con baja (lesión temporal)	3
Lesiones sin baja (primeros auxilios)	1

**Fuente:** Método William Fine.

**Tabla 4.26 Exposición del riesgo**

<b>TIPO DE EXPOSICIÓN</b>	<b>VALOR DETERMINADO</b>
Continuamente	10
Frecuentemente	6
Ocasionalmente	3
Irregularmente	2
Raramente	1
Remotamente	0,5

**Fuente:** Método William Fine.

**Tabla 4.27 Probabilidad de riesgo**

<b>PROBABILIDAD DE OCURRENCIA</b>	<b>VALOR DETERMINADO</b>
Inminente	10
Ocurre frecuentemente	6
Puede ocurrir	3
Es raro, pero se sabe que ha ocurrido	1
Prácticamente imposible no ocurre	0,1

**Fuente:** Método William Fine.

**Tabla 4.28 Medida de actuación de riesgo**

<b>MAGNITUD DEL RIESGO (R)</b>	<b>CLASIFICACIÓN DEL RIESGO</b>	<b>ACTUACIÓN FRENTE AL RIESGO</b>
Mayor a 400	Riesgo muy alto (grave e inminente)	Detección inmediata de la actividad peligrosa
Entre 200 y 400	Riesgo alto	Corrección inmediata
Entre 70 y 200	Riesgo medio	Corrección necesaria urgente
Entre 20 y 70	Riesgo moderado	No es emergencia, pero debe corregirse
Menos de 20	Riesgo bajo	Puede omitirse la corrección

**Fuente:** Método William Fine.

#### 4.5 Cuantificación de la Dimensión del Riesgo del Sistema de Recolección de Gases en los Niveles Nominales de Producción 60, 250, 500 LPC

Tabla 4.29 Matriz de Riesgo

RIESGOS ASOCIADOS	AGENTE CAUSANTES	Consecuencia (C)	Exposición (E)	Probabilidad (P)	CxExp	TIPO DE RIESGO
Incendio/explosiones	Fuente de ignición presente en el área	100	1	6	600	Muy alto
Generación de gases tóxicos	Puede producir ignición con contacto con materiales orgánico	7	3	6	126	medio
Contacto con superficie a temperatura extrema	Contacto con hornos, tuberías, calderas, compresores, turbinas, motores, equipos de soldadura	7	3	6	126	Medio
Inhalación de gases tóxicos	Monóxido de carbono, los polvos o humo	7	6	6	252	Alto
Impacto ambiental	Derrame/filtración de válvulas, accesorios mal ajustado o deteriorado. fisura y ruptura de las líneas Contaminación atmosféricas, debido a chimenea y a venteo de líneas	7	3	6	126	Medio
Contacto con electricidad	Contactos directos e indirectos con energía eléctrica que puede ocasionar: choques eléctricos, quemaduras eléctricas, electrocución, fibrilación cardíaca	7	2	3	42	Moderado
Aprisionado por/entre Golpeado por/contra	Partes en movimientos, máquinas y herramientas, objetos que caen, equipos y estructuras	3	6	3	54	Moderado
Contacto con objetos cortantes y punzante	Máquinas y herramientas filosas	7	3	3	63	Moderado
Mordeduras, picaduras, exposición a	Serpientes, insectos, hongos, bacterias,	3	3	3	27	Moderado

RIESGOS ASOCIADOS	AGENTE CAUSANTES	Consecuencia (C)	Exposición (E)	Probabilidad (P)	CxExp	TIPO DE RIESGO
microorganismo, contactos con plantas toxicas o urticantes	excrementos de animales, aguas contaminadas, plantas toxicas o urticantes					
ruidos	Equipos rotativos, compresores, bombas, motores, turbina	3	2	3	18	Bajo
Exposición a radiaciones ionizantes	Fuentes radioactivas, rayos x, equipos de gammagrafia, medidores de gravedad	7	6	6	252	Alto

**Fuente:** Norma PDVSA IR-S-17” Análisis de Riesgo en el Trabajo”

#### 4.6 Análisis de los Resultados del Análisis de Riesgo

Estos resultados nos permitieron establecer un estado inicial de referencia sobre el cual comparar los riesgos en los escenarios identificados y que potencialmente puedan desarrollarse ante, durante y después de las actividades operacionales realizada por la compañía.

Eventos indeseados como: incendio/explosión, exposición a radiaciones ionizantes, inhalación de gases tóxicos, contacto con superficies a temperaturas extremas, así como derrames, filtraciones, fugas en válvulas, accesorios mal ajustados o deteriorado, fisura y rupturas de líneas y contaminación atmosféricas, fueron los riesgos con mayores probabilidades de ocurrencia (muy alto, alto, medio, moderado y bajo), obtenido del análisis de riesgo y por ende ameritan mayor atención, es decir el análisis hecho solo demuestra que los riesgos más serios son los que deberán priorizar las intervenciones que nos permitirán establecer el plan de emergencia y de recuperación que requiere el plan de contingencia propuesto en este capítulo.

#### **4.7 Plan de Contingencias Operacionales de las Estaciones de Flujo del Campo Santa Rosa**

Una vez obtenido toda la información de la situación operacional actual del sistema de recolección de gas en los niveles nominales (60, 250 y 500) LPC y los resultados de la evaluación hidráulica suministrados por la gerencia de ingeniería y construcción. Se compararon y se determinaron las desviaciones, con las cuales se tuvo una visión más amplia y precisa de las condiciones del sistema de recolección.

Es así como fue de gran utilidad tener esta información consolidada en un simulador para prevenir y reducir los tiempos de solución de los problemas, así como también detectar fallas incipientes tomando en cuenta los distintos parámetros operacionales que se observan en tiempo real, consecuentemente esto permitió obtener una alta confiabilidad y de optimización a nivel operativo y de seguridad al momento de suscitarse una contingencia, con el cual habría capacidad de respuesta ante el evento, mayor rapidez y confiabilidad disminuyendo posibles errores por la acción humana.

El plan de contingencia propone una serie de procedimientos alternativos al funcionamiento normal de la organización. Los objetivos del plan de contingencia son el de planificar y describir la capacidad para respuestas rápidas, requerida para el control de emergencias que se puedan presentar en las estaciones de flujo del campo santa rosa. El desarrollo del Plan contempla tres tipos de medidas nivel preventivo, de atención y de recuperación. Presenta una estructura estratégica y operativa que ayudará a controlar una situación de emergencia y a minimizar sus consecuencias negativas. (Anexo A: Plan de Contingencia).

## **4.8 Rentabilidad o Factibilidad Económica para la Aplicación de los Planes de Contingencias Operacionales de las Estaciones de Flujo del Campo Santa Rosa**

### **4.8.1. Análisis Económico**

El análisis de los capítulos anteriores nos proporcionó cierta información financiera, la cual ordenaremos en esta fase del proyecto, con el fin de estimar el establecimiento de los recursos económicos necesarios para la aplicación de los planes de contingencias operacionales de las estaciones de flujos del campo santa rosa, así como las pérdidas económicas asociadas a la paralización del proceso productivo de gas debido a eventos contingente que podría ocurrir dentro del sistema de recolección de gases. Los datos valores o cálculos obtenidos para el análisis economico son del año 2012 que fue cuando se realizó la investigación, no se actualizaron ya que la cantidad de fluido actual no es el mismo para cuando se realizó la evaluación hidráulica.

#### **4.8.1.1. Establecimiento de Recursos**

Se comenzó por estimar los recursos humanos, materiales e institucionales para afrontar una situación de contingencia operacional en el campo santa rosa (AMAE), específicamente en el sistema de recolección de gases en los niveles nominales de producción (60, 250 y 500) LPC, donde se movilizarán todos los recursos disponibles por la compañía para minimizar el impacto que podría tener sobre los recursos humanos, las instalaciones y el ambiente.

**Tabla 4.30 Materiales requeridos para la atención de emergencia en caso de contingencias.**

<b>EQUIPOS</b>	<b>FUNCIÓN</b>
Ambulancia	Evacuar los heridos a los centros de emergencias
Camionetas de rescates 4x4	Movilizar al personal de operaciones y evacuar a los heridos
Equipos de oxígeno	Atención inicial del personal con problemas respiratorios
Camillas	Evacuación de lesionados que requieren inmovilidad y con heridas graves
Extintores CO2/polvo químico seco	Combatir conatos de incendio
Manguera contra incendio	Para poder responder ante un incendio de grandes magnitudes
Equipos de telecomunicación	Para que todos los entes involucrados, así como las brigadas estén en contacto permanente
Radios portátiles	Control interno de comunicación
Elementos de protección personal (EPP)	Brindar condiciones seguras de trabajo, botas, cascos, gafas protectoras, mascarillas, entre otros.
Botiquín de primeros auxilios	Contar con implemento y medicamentos básicos para atender a los heridos con lesiones menores
Herramientas y cuerdas	Para ser utilizadas en cualquier situación de emergencia

Fuente: El autor (2018)

**Tabla 4.31 Costos de los activos fijos mínimos necesarios para hacer frente a una emergencia/contingencia en las áreas evaluadas del campo santa rosa AMAE.**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO UNITARIO (BS)</b>	<b>PRECIO TOTAL (BS)</b>
Ambulancia	2	1.500.000	3.000.000
Camionetas de rescates 4x4	6	800.000	4.800.000
Equipos de oxígeno	6	100.000	600.000
Camillas plegables y rígidas	4	50.000	200.000
Extintores CO2/polvo químico seco	30	15.000	450.000
Manguera contra incendio 100 pies de longitud	15	5000	75.000
Equipos de telecomunicación	10	20.000	200.000
Radios portátiles	50	6000	300.000
Elementos de protección personal (EPP)	50 (conjunto)	11.000	550.000
Botiquín de primeros auxilios	50	5000	250.000
Herramientas y cuerdas	conjunto	50.000	50.000
		<b>Total</b>	<b>10.475.000</b>

Fuente: Departamento de finanzas PDVSA (2012).

**Tabla 4.32 Costos del personal que dará respuesta a un evento contingente**

<b>CARGO</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>SUELDO BS/MES</b>	<b>BENEFICIO SOCIALES 30%</b>	<b>TOTAL, ANUAL</b>
Coordinador de emergencia/contingencia	<b>1</b>	<b>7.800</b>	<b>2.340</b>	<b>121.680</b>
Líder del equipo de primeros auxilios	<b>1</b>	<b>7.300</b>	<b>2.190</b>	<b>113.880</b>
Líder de equipos de rescate	<b>1</b>	<b>7.300</b>	<b>2.190</b>	<b>113.880</b>
Líder del equipo contra incendio	<b>1</b>	<b>7.300</b>	<b>2.190</b>	<b>113.880</b>
Supervisor SIAHO	<b>3</b>	<b>7.000</b>	<b>2.100</b>	<b>327.600</b>
Supervisor PCP	<b>2</b>	<b>7.000</b>	<b>2.100</b>	<b>218.400</b>
Custodio de la estación de flujo	<b>1</b>	<b>7.000</b>	<b>2.100</b>	<b>109.200</b>
Supervisor mtto mecánico	<b>1</b>	<b>6.800</b>	<b>2.040</b>	<b>106.080</b>
Operadores y técnicos	<b>20</b>	<b>6.200</b>	<b>1.860</b>	<b>1.934.400</b>
			<b>Total</b>	<b>3.159.000</b>

**Fuente:** Departamento de finanzas PDVSA (2012).

#### **4.8.1.2. Costos de Capacitación del Personal**

Están constituidas por los costos del personal perteneciente a la compañía y que recibieron capacitación y entrenamiento específico en:

- ✓ Procedimiento para evacuación
- ✓ Primeros auxilios
- ✓ Rescates de personas
- ✓ Evaluación inicial de la victima
- ✓ Quemaduras
- ✓ Transporte de las victimas
- ✓ Manejo del botiquín de primeros auxilios
- ✓ Respuesta táctica contra incendio

- ✓ Uso y manejo de extintores
- ✓ Sustancias peligrosas
- ✓ Prevención de incendio

Nota: estos cursos de capacitación y actualización se harán al menos una vez al año.

**Tabla 4.33 Costo de capacitación del personal que dará respuesta a un evento contingente.**

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD (HRS)	COSTO DE CAPACITACIÓN BS/HRS	TOTAL
Cursos de capacitación del personal	<b>64</b>	<b>800</b>	<b>51.200</b>

**Fuente:** Departamento de finanzas PDVSA (2012).

#### **4.8.2 Recursos Económicos Necesarios para la Implementación del Plan de Contingencias**

Es el monto total de los recursos económicos necesarios para la implementación de planes de contingencia operacionales en el sistema de recolección de gases y en las estaciones de flujo del campo santa rosa, está compuesto básicamente por los activos fijos, sueldos y capacitación y entrenamiento del personal que afrontará las situaciones repentinas e imprevista que puedan ocurrir en dichas áreas. La siguiente Tabla 4.34 Resume esta situación.

**Tabla 4.34 Recursos económicos necesarios**

DESCRIPCIÓN	COSTOS (BS)
Activos fijos	<b>10.475.000</b>
Sueldo del personal	<b>3.159.000</b>
Cursos de capacitación	<b>51.200</b>
Total	<b>13.685.200</b>

**Fuente:** El autor (2018)

### 4.8.3 Análisis Sobre la Rentabilidad del Proyecto

Para el presente análisis tomamos del capítulo anterior (análisis de riesgo) los riesgos asociados cuyo resultado arrojaron un rango muy alto de ocurrencia (incendio/explosión), por causas probablemente de tipo operacional como; derrames/filtraciones de válvulas, accesorios mal ajustado o deteriorado, fisura y rupturas de las líneas entre otros. Una situación de esta naturaleza combinada con algunos de los escenarios críticos arrojado por el simulador (PIPEPHASE 9.2), por ejemplo, la línea de recolección de 12” de 2,2 km en el nivel 60 LPC de la SREF-1 y SREF-2 al CSR, podría desencadenar un evento contingente de una magnitud considerable acarreado grandes pérdidas económicas a la compañía.

- Los registros indican que SREF-1 y la SREF-2 maneja una producción de 44,31 MMPCED de gas o 827 BNPD con un valor aproximado promedio del barril de crudo de 80\$, por lo cual habría perdidas económicas por el orden de los 66.160 \$/día o 793.920 Bs/día, debido a la paralización del proceso productivo a causa de un evento en el sistema de recolección y transmisión de gas.

Es así como al suscitarse un suceso o evento contingente se tiene que: en primer lugar activarse de inmediato el plan de contingencia proyectado, movilizand todos los recursos disponibles de la compañía para mitigar lo más rápido posible y coordinadamente las situaciones de emergencia presentada y en segundo lugar minimizar el impacto económico o posibles pérdidas manejando o transfiriendo la producción gradualmente, en este caso por las líneas tradicionales de 12” (SREF-1) o la línea PGA de 12” (SREF-2) o también por la línea de 36” (SREF-1) hacia otras unidades recolectoras y procesadoras de gas.

Descrita y analizada toda esta situación es evidente que la implementación de un plan de contingencia generaría grandes beneficios, los riesgos de la inversión serían muy pequeños en comparación con la alta rentabilidad que se obtendría a corto y mediano plazo mediante su aplicación dentro del sistema de recolección de gases y a la compañía en general. Si en el año ocurriesen los 10 escenarios de potencial accidentes que obtuvimos del simulador y el mitigar la contingencia durara 3 días por cada evento se tendría una pérdida de 23.817.600 Bs/día. Por lo cual se considera que esta propuesta es rentable o factible.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 Conclusiones**

PDVSA Gas Anaco, a través de la superintendencia de Recolección y Transmisión, desarrollan actividades operativas y de mantenimiento que optimizan los gasoductos de estos sistemas, para garantizar el suministro continuo de gas a los clientes de los sectores eléctrico, industrial, comercial y domestico de diferentes zonas del país, ya que la calidad del gas cumple uno de los papeles fundamentales en la entrega de este hidrocarburo.

En referente a todo el proceso de recopilación, validación, evaluación del sistema existente y a los resultados obtenidos del estudio, se concluye:

- En la descripción del sistema de recolección estudiado se pudo observar que este maneja una elevada cantidad de fluido en los diferentes niveles de presión lo cual genero la necesidad de crear planes de contingencias operacionales tomando en cuenta los eventos que pudieran ocurrir durante el proceso de recolección de gas a causa de una falla o anomalía.
- Los resultados de la evaluación hidráulica con el simulador PIPEPHASE 9.2 emitidos por la gerencia de ingeniería y construcción arrojó un conjunto de escenarios con alta vulnerabilidad de ocurrencia de eventos indeseables que pueden ser o son representativo de potenciales accidentes, estos escenarios presentaron parámetros críticos como, por ejemplo:

- Las velocidades de mezcla se encuentran por encima del 80% de la velocidad erosional para la línea de recolección de 12" de diámetro de SREF-1, igualmente presenta una caída de presión por encima del valor establecido en la norma para un nivel de presión de 60 LPC (0.3 lpc/100 pies); lo mismo ocurre en la línea de recolección de 14" de diámetro de SREF-4.
- Se encuentran líneas del sistema de recolección con la Velocidad por debajo del mínimo valor recomendado (10 pie/seg), lo que trae como consecuencia acumulación de sólidos y esto reduce el tamaño de la tubería.
- Las presiones en las estaciones SREF-1, SREF-6 y SREF-4 aumentan considerablemente lo que puede ocasionar que los pozos con presiones en líneas bajas no puedan entrar al sistema, producto del elevado valor de presión.
- La línea de 26" de diámetro presenta una fuga en un tramo de tubería en las adyacencias de la estación SREF-2, así como la línea de recolección tradicional de 10" también presenta fisura.
- Las velocidades de mezcla del resto de las líneas de recolección se encuentran por debajo del 80% de la velocidad erosional, las caídas de presión se encuentran por debajo de 0.3 LPC/100 pie y están dentro de los valores establecidos. Ambos valores recomendados en las normas de ingeniería (API RP 14E).
- Por recomendación del equipo de recolección y transmisión y basándose en su experiencia la red en el nivel nominal 500 LPC no fueron simulados por manejar muy poca producción de gas, sin embargo, los resultados obtenidos en los otros niveles fueron suficientes para determinar escenarios de potenciales accidentes.

- Los resultados del análisis de riesgo permitieron establecer un estado inicial de referencia sobre el cual comparar los riesgos en los escenarios identificados y que potencialmente puedan desarrollarse ante, durante y después de las actividades operacionales realizada por la compañía.
- Los recursos económicos necesarios para la implementación de planes de contingencia operacionales en el sistema de recolección de gases y en las estaciones de flujo del campo santa rosa, está compuesto básicamente por los activos fijos, sueldos y capacitación y entrenamiento del personal que afrontará las situaciones repentinas e imprevista que puedan ocurrir en dichas áreas
- La implementación del plan de contingencia generaría grandes beneficios y los riesgos de la inversión son de 13.685.200 Bs los cuales son muy bajos en comparación con la alta rentabilidad que se obtendría a corto y mediano plazo mediante su aplicación dentro del sistema de recolección de gases y a la compañía en general, ya que la pérdida económica por día de un evento no deseado sería de 793.920 Bs, si en el año ocurriesen los 10 escenarios de potencial accidentes que obtuvimos del simulador y el mitigar la contingencia durara 3 días por cada evento se tendría una pérdida de 23.817.600 Bs/día, debido a la paralización del proceso productivo. Por lo cual se considera que esta propuesta es rentable o factible.

## **5.2 Recomendaciones**

En función de las conclusiones y análisis derivados de este estudio, surgen las siguientes recomendaciones:

- Estudiar y aumentar el diámetro de las tuberías en los puntos críticos, donde las velocidades del gas superan el 80% de la velocidad de erosión.
- Realizar un estudio en estado transitorio de manera de determinar la continuidad con la que deben hacerse mantenimiento en las líneas que generaron una gran acumulación de líquidos.
- Reparar las líneas de recolección de gas que presentaron fisuras en la simulación con camisa de refuerzo (concha), para que así puedan estar disponible en caso de que lo amerite.
- Realizar una toma de espesor de los gasoductos de todas las líneas del Campo Santa Rosa para verificar el estado de las mismas.
- Realizar simulaciones a través del modelo hidráulico desarrollado para optimizar la distribución de gas en el sistema.
- Calibrar en forma periódica los manómetros y termómetros ubicados a la entrada y descarga de las estaciones y plantas compresoras asociadas a la red de gasoducto, a fin de mejorar los registros que se suministran en estos puntos de medición.
- Establecer la filosofía de operación para el arranque en las estaciones que no existen interconexiones entre la infraestructura tradicional y la propuesta por PGA.
- Promover la aplicación de planes de contingencias operacionales en los sistemas de recolección de gas de los niveles nominales (60, 250 y 500) LPC en área mayor anaco este, para prevenir y controlar sucesos no planificados, estos deben ser actualizados aplicándole cálculos de consecuencias, y de esta manera tener aproximaciones sobre la afectación que puede generar la ocurrencia de un evento en esos equipos.

- Es de vital importancia que toda entidad de higiene y seguridad industrial se encuentre preparado frente a cualquier evento de emergencia, desastre o amenazas a las cuales es vulnerable el sistema de recolección de gas. El conocimiento y la elaboración del Plan de contingencia, es una tarea fundamental de dicho personal y debe ser actualizado y revisado de forma periódica.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arias, F. (2006). *“El proyecto de investigación”*. Caracas: 6<sup>ta</sup> edición

Báez, J. y Pérez de Tudela. (2009). *“Investigación Cualitativa”* Madrid: Editorial Esic.

Bernal, C. (2010). *“Metodología de la investigación”*. Colombia: Tercera edición. Pearson Educación.

Cabrera. J (2009) *“Evaluación de sistema de recolección de producción para nivel de presión de 250 psi, propuesto por el proyecto gas Anaco (PGA), para el centro operativo Zapato Mata R”*. Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Químico ante la Universidad de Oriente, núcleo de Anzoátegui.

Cabrera. M, (2011). *“Estudio técnico económico del uso de ripios de perforación base aceite como material de sub-base en la construcción de vías de acceso y locaciones petroleras en el Municipio Autónomo José Gregorio Monagas, Parroquia San Diego de Cabrutica del Estado Anzoátegui”*. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Industrial. Estado Anzoátegui-Venezuela.

Fraume, N. (2008). *“Diccionario Ambiental”*. Eco Ediciones. Colombia.

Galantón. E, (2010) *“Evaluación hidráulica de la red de recolección de gas del Campo, ubicado en los límites del Estado Barinas.”* Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Químico. Estado Anzoátegui-Venezuela.

Gómez de León Hijes, Félix Cesáreo, (2004) “*Manual básico de corrosión para ingenieros*”. Editorial: Universidad de Murcia, España.

Hurtado de Barrera, Jacqueline (2000) “*Metodología de la investigación*”. Editorial: Instituto Universitario de Tecnología Caripito, Venezuela.

<https://es.scribd.com/doc/48959920/GASODUCTOS>

Manual de ingeniería de diseño volumen 13–III guía de ingeniería, PDVSA N° 90616.1.024 Dimensionamiento de tuberías de proceso.

Manual de ingeniería de riesgos volumen 1 IR–S–17 “análisis de riesgos del trabajo”. PDVSA, 2005.

Mora, L. (2011). “*Evaluación de las líneas existentes del sistema de recolección y transmisión del campo Santa Rosa Área Mayor Anaco de PDVSA Gas, Anaco, estado Anzoátegui*”. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de Gas. Estado Barinas-Venezuela.

Portter, M (2001). “*Mecánica de fluidos*”. Thompson. México.

Sabino, C. (1992). “*El Proceso de Investigación*”. Caracas, Venezuela: Editorial Panapo de Venezuela.

Sabino, C. (2002). “*El proceso de investigación*”. Caracas: Editorial Panapo.

Tamayo y Tamayo, M. (1997) “*Diccionario de la Investigación Científica*”. Editorial Blanco, México.

Tamayo y Tamayo, M. (2003) “*El proceso de la Investigación Científica*”. Editorial Limusa, México.

Urbina, G. (2001). “*Evaluación de proyectos*”. McGraw Hill. México

Warner, T. (2001) “*Manual de cálculo y selección de turboalimentadores para motocompresores*”. Nueva York, USA.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**

**Plan de contingencia operacional**



**RECOLECCIÓN Y TRANSMISIÓN DISTRITO GAS ANACO**

# **PLAN DE CONTINGENCIA OPERACIONAL**

## **PDVSA GAS 2018**

0	Ago. 18	Emisión original	28
Rev.	Fecha	DESCRIPCIÓN	Pág.
Realizado por: Gabriela Pichardo		Aprobado por:	

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 2	

## 1. OBJETIVO

Prevenir y controlar sucesos no planificados, pero previsibles, y describir la capacidad y las actividades de respuesta inmediata para controlar cada una de las emergencias identificadas de manera oportuna y eficaz y al mismo tiempo establecer las acciones necesarias a tomar por el personal que integra la Respuesta y Control de Emergencias, constituido principalmente por operadores, bomberos industriales, vigilantes, entre otros, en la unidad de producción Área Mayor Anaco Este (AMAE) campo santa rosa, específicamente en el sistema de recolección de gases en los niveles de nominales de producción (60,250 y 500) LPC, esto ante la ocurrencia de un evento repentino e inesperado, con la finalidad de salvaguardar la vida de los trabajadores involucrados en las emergencias, proteger las instalaciones, bienes materiales, minimizar el impacto al ambiente y a terceros, además de evitar daños mayores.

## 2. ALCANCE

El plan de contingencia contempla la identificación, valoración y análisis de los posibles eventos a presentarse, bien sea por actividades operacionales propias del sistema o por circunstancias externas, con la capacidad de alterar las condiciones normales de funcionamiento. Para medir la probabilidad de ocurrencia de estas emergencias, se consideran como factores de gran importancia, las comunidades del área de influencia sensibles a sufrir afectaciones, el personal perteneciente al equipo de recolección y transmisión, las estaciones de flujo (SREF), Complejo Operativo Santa Rosa (COSR), los aspectos ambientales, las pérdidas materiales a las

instalaciones y los gasoductos asociados al sistema de recolección. El desarrollo del Plan contempla

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 3	

tipos de medidas:

**Nivel preventivo:** de carácter educativo y destinado a preparar a los grupos humanos involucrados directa o indirectamente con el Proyecto (empleados, contratistas y comunidades vecinas), a fin de responder a un evento inesperado y minimizar sus consecuencias.

**Nivel de atención:** se centra en los esfuerzos y el fortalecimiento de instituciones y organizaciones de la región, que hacen posible una acción de intervención oportuna al suceder cualquier evento.

**Nivel de recuperación:** necesario para la normalización de la situación, de manera que se restituyan las condiciones iniciales del medio y se minimice la alteración de las actividades de operación del sistema evaluado, juntamente con las alianzas estratégicas de entidades externas que pueden prestar apoyo a la hora de atender una contingencia.

### 3. CONCEPTOS BÁSICOS

**Incidente:** accidente o casi accidente.

**Casi accidente:** suceso repentino sin daño a la propiedad, a las personas o al medio ambiente.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 4	

**Accidente:** evento no deseado que puede resultar en muerte, enfermedad, lesiones y daños u otras pérdidas.

**Factor de riesgo:** es todo elemento cuya presencia o modificación, aumenta la probabilidad de producir un daño a quien está expuesto a él.

**Amenaza:** peligro latente asociado a un fenómeno físico de origen natural, de origen tecnológico o provocado por el hombre que puede manifestarse en un sitio específico y en un tiempo determinado, produciendo efectos adversos en las personas, los bienes, servicios y el medio ambiente. Técnicamente se refiere a la probabilidad de ocurrencia de un evento con una cierta intensidad, en un sitio específico y en un período de tiempo determinado.

**Probabilidad (P):** posibilidad de la ocurrencia de un evento.

**Vulnerabilidad:** identificación y evaluación en el sistema y áreas de influencia, de los elementos físicos, biológico-ecológicos y sociales que pueden ser afectados, como pueden ser afectados y en cuanto se ven afectados por una o varias amenazas, mediante la determinación del grado de pérdida.

**Exposición:** frecuencia con que las personas o las estructuras entran en contacto con los factores de riesgo y amenazas.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 5	

**Consecuencia o severidad:** resultado negativo más probable y esperado en el estado de salud de las personas y los daños materiales o ambientales, resultantes de la exposición al factor de riesgo o amenaza. Se puede medir en pérdidas por daños, por costos o por tiempo.

**Riesgo:** es el resultado de la evaluación combinada de la amenaza, la vulnerabilidad y la exposición, para un sistema, expresado mediante un número de personas afectadas o pérdidas económicas por daños a bienes y al medio ambiente, esperados durante un intervalo de tiempo determinado.

**Emergencia:** es el resultado extremo de una falla humana, de un equipo, de una instalación y/o de una operación, también puede ser el resultado de la incidencia por parte de un agente externo y que demanda acciones inmediatas.

**Emergencia menor:** cualquier acontecimiento que sin poner en peligro la vida de las personas, representa un riesgo de daños a la propiedad o al ambiente y que están dentro de la capacidad de control de la empresa.

**Emergencia seria:** cualquier condición que ponga en peligro la vida de las personas y representa riesgos de daños a la propiedad y/o ambiente, estando dentro de la capacidad de control de la empresa.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 6	

**Emergencia mayor o contingencia:** situación de emergencia en la cual se produce significativa pérdida de materiales, lesiones a las personas, daños considerables al ambiente y a terceros, que puedan paralizar o disminuir la capacidad operativa de las instalaciones e impactar negativamente en la imagen de la empresa. En caso de emergencia seria se requiere de ayuda externa y/o movilización completa de los recursos.

**Fin de la contingencia:** es cuando la condición irregular es controlada y la situación regresa a la normalidad. Esta es decretada por el líder del grupo operacional o regional.

**Niveles de alarma:** consiste en llamadas de emergencia que agrupa al personal de las organizaciones involucradas en equipos multidisciplinarios de trabajo, cada uno con funciones claramente definidas.

**Nivel de alarma I:** será activada por el supervisor de mayor jerarquía de la organización, presente en la instalación al momento de la emergencia.

**Nivel de alarma II:** será activada por el Gerente responsable de las operaciones, Superintendente afectado o custodio de la instalación, se hará posteriormente a la activación de la del nivel I, o en forma directa.

**Nivel de alarma III:** será activada por el responsable por la operación, el gerente o superintendente de la región.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 7	

**Prevención:** conjunto de medidas y acciones dispuestas con anticipación con el fin de evitar la ocurrencia de un evento o de reducir sus consecuencias sobre la población, los bienes, servicios y medio ambiente.

**Simulacro:** ejercicio de juego de roles que se lleva a cabo en un escenario real o construcción en la forma posible para asemejarlo.

**Sistema de Comando de Incidentes (SCI):** es la estructura organizada de funciones, responsabilidades y procedimientos estandarizados utilizados para manejar y dirigir operaciones de emergencia.

#### 4. NORMATIVAS

Atendiendo los requerimientos en materia de seguridad, en Venezuela existen leyes, normas y reglamentos que regulan todo lo relacionado a esa materia, por ejemplo:

- ✓ Ley Orgánica de Prevención, Control y Medio Ambiente de Trabajo (LOPCYMAT, 2005)
- ✓ En materia de elaboración de planes de emergencia podemos citar la Norma COVENIN 2226-90/2226-85 “Guía para la elaboración de planes para el control de emergencias /contingencias”.
- ✓ Ley orgánica del ambiente
- ✓ Ley penal del ambiente

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 8	

## 5. NORMAS TÉCNICAS DE PDVSA

- Manual de salud ocupacional:

(SO-S-01) “Guía para la realización de evaluaciones técnicas integrales de salud ocupacional”

(SO-S-16) “Identificación y notificación de riesgos asociados con las instalaciones y puestos de trabajo”

- Manual de seguridad industrial

(SI-S-01) “Gerencia de la seguridad de los procesos”

- Seguridad Industrial, Ambiente e Higiene Ocupacional (SIAHO)

PDVSA IR-S-17: “Análisis de Riesgo en el Trabajo”

## 6. ANÁLISIS DE RIESGO

El primer paso en cualquier análisis de riesgos consiste en la identificación de los posibles eventos indeseados que pueden ocurrir, se identifican, rigurosa y detalladamente todos los posibles peligros que pueden suceder dentro del sistema de recolección de gases.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 9	

Existen diversas metodologías para desarrollar los análisis de riesgos, la selección de la metodología más apropiada en cada caso depende de la disponibilidad de información y el nivel de detalle que se desee alcanzar.

En nuestro caso hay poca data estadística o simplemente no se documentan registro o reportes para identificar cada modo de falla en circunstancias inusuales de operación, tales como frecuencia de fallas, historial de fuga, caída en la eficiencia de flujo debido a la corrosión interna y el registro de eventos (incidentes/accidentes) ocurridos en la red de recolección durante procedimientos operacionales, salvo contadas excepciones, de ahí la importancia del uso del simulador PIPEPHASE 9.2, ya que permitió obtener información valiosa acerca del estado del sistema, sin embargo la norma PDVSA IR-S-17 “Análisis de riesgo del trabajo” muestra una noción de los diferentes criterios para la identificación y control de los riesgos asociados a las actividades operacionales en el sistema, así como establecer acciones o medidas preventivas, correctivas y de control, para evitar o minimizar eventos que pudiesen afectar al personal, el ambiente, las instalaciones y/o a la continuidad operacional y también a las comunidades asentadas en los alrededores.

## **7. IDENTIFICACIÓN DE LOS RIESGOS**

En esta fase se identificaron los riesgos probables de acuerdo a las actividades operacionales que se realizan dentro del sistema evaluado, Estos eventos indeseables ocurren por acciones y condiciones subestándares, ya que el personal comete errores

mediante acciones y actos incorrectos y están además las condiciones ambientales que

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 10	

pueden contribuir a generar accidentes/incidentes en áreas de alta vulnerabilidad ocasionando daños a las personas, infraestructura e instalaciones y al medio ambiente.

A continuación, se presentan los riesgos identificados asociados al sistema (Norma PDVSA IR-S-17) “Análisis de Riesgo en el Trabajo”.

- ✓ Incendio/explosión
- ✓ Generación de gases tóxicos
- ✓ Contacto con superficie a temperatura extrema
- ✓ Inhalación de gases tóxicos
- ✓ Impacto ambiental
- ✓ Contacto con electricidad
- ✓ Aprisionado por/entre
- ✓ Golpeado por/contra
- ✓ Contacto con objetos cortantes y punzantes
- ✓ Caída a un mismo nivel
- ✓ Caída a diferentes niveles
- ✓ Mordedura, picadura, exposición a microorganismo, contacto con plantas tóxica o urticante
- ✓ Ruido
- ✓ Exposiciones a radiaciones ionizantes

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 11	

Estos riesgos, actúan directa e indirectamente en los principales receptores como lo es en el personal las instalaciones e infraestructura en el medio ambiente y las comunidades que comprende los alrededores de las líneas y las estaciones de recolección.

## **8. PLAN DE EMERGENCIA**

En este plan se establecen las acciones necesarias a tomar por todo el personal que hace vida en el Área Mayor Anaco Este (AMAE) campo santa rosa específicamente en el sistema de recolección de gases de los niveles nominales de producción 60, 250 y 500 LPC ante la ocurrencia de una amenaza o eventos no deseados, con la finalidad de salvaguardar la vida de los trabajadores involucrados en la emergencia, proteger instalaciones, bienes materiales, el ambiente y a terceros, además de evitar consecuencias mayores y minimizar las posibles pérdidas.

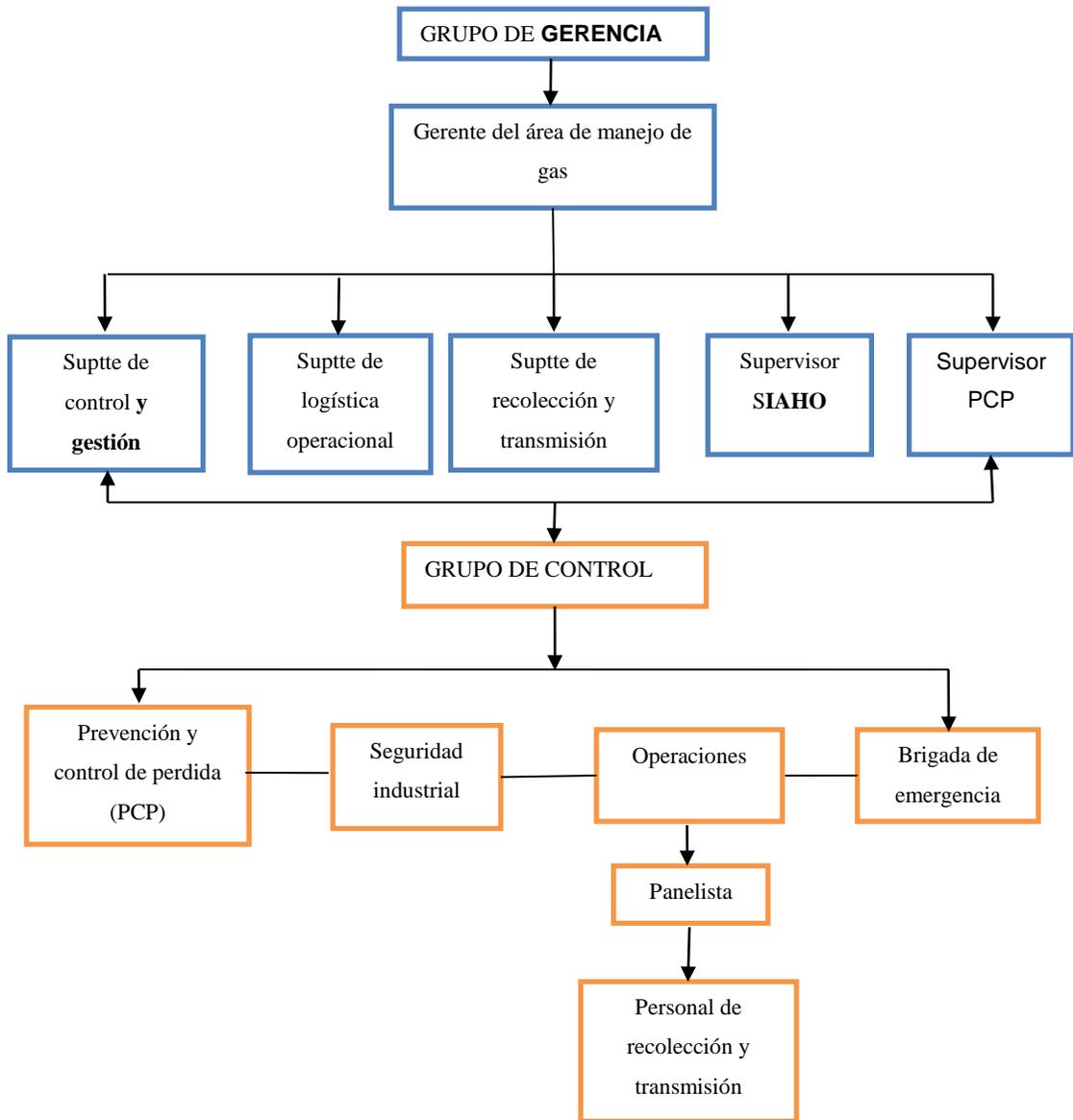
### **8.1. Elementos del plan de emergencia**

#### **Sistema de comando de incidentes (SCI)**

Es la estructura organizada de funciones, responsabilidades y procedimientos estandarizados utilizados para manejar y dirigir operaciones de emergencia. El SCI está conformado por: Grupo de Gerencia y Grupo de Control.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN 0	FECHA AGO. 18
		Página: 12	

**ORGANIGRAMA DE SISTEMA DE COMANDO DE INCIDENTES (SCI)**



	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 13	

### **Grupo de Gerencia**

Tiene como función básica la toma de decisiones mayores, es el responsable de planificar, organizar y dirigir las acciones que deben ser desarrolladas para el control de la emergencia. Estará conformado por el Gerente del área de manejo de gas, Superintendente de Control y Gestión, Superintendente de Logística Operacional y Superintendente de Recolección y Transmisión, Superintendente de Mantenimiento, Supervisor de Seguridad Industrial, Supervisor de PCP.

### **Grupo de Control**

Se encarga de ejecutar efectivamente las labores para el control de la emergencia, haciendo cumplir las estrategias establecidas por el grupo gerencial, llevando a cabo las funciones de seguridad, planificación, operaciones de control y logística.

Para ejecutar dichas labores se han establecido grupos líderes, nombrados a continuación:

- ✓ Operaciones.
- ✓ Seguridad Industrial.
- ✓ Prevención y Control de Pérdidas (PCP).
- ✓ Brigada de emergencia.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 14	

### **Tareas del supervisor de guardia por operaciones**

- Notificar a los grupos de protección y combate y a vigilancia de la emergencia por radio transmisor.
- Verificar la dirección del viento y determinar hacia dónde se dirige la nube de gas, y tomar las medidas necesarias para controlar las fuentes de ignición que pudiera encontrar dicha nube.
- Llamar al panelista por radio transmisor para evaluar la magnitud de la emergencia
- Ordena al panelista para los procesos en lo separadores en las estaciones recolectoras.
- Aislar los elementos críticos del sistema: gasoducto, válvulas, accesorios, separadores, depuradores entre otros, que se encuentren dentro del área de emergencia.
- Pedir constantemente información al panelista sobre los parámetros operacionales de presión y temperatura.
- Verificar que la fuga y/o fuego, u otro evento contingente asociados al sistema descrito ha sido controlado y notificar por radio transmisor a los grupos involucrados la finalización de la emergencia. En caso contrario evaluar la situación y decidir si es necesario activar el plan general de contingencia.
- Autorizar al panelista para que anuncie por radio y transmisores el fin de la emergencia.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 15	

### **Tareas de los panelistas**

- ✓ Activar la alarma de emergencia una (1) vez para suspender los trabajos en caliente o en frío si es necesario.
- ✓ Informar a las Plantas San Joaquín, y resto de las estaciones de flujo del campo santa rosa de la emergencia suscitada.
- ✓ Esperar instrucciones del jefe de guardia para ordenar detener todos los sistemas mecánicos, eléctricos en las estaciones de flujo entre otros que sean necesarios y siguiendo los procedimientos establecidos por las normas PDVSA, para minimizar el impacto que pueda tener algún evento indeseado, esto es: aislar sistema, abrir o cerrar válvulas para controlar fugas, desalojar líquidos etc.

### **Tareas de los operadores pertenecientes al sistema de recolección de gases**

- ✓ Llamar al panelista por radio transmisor e informarle de la emergencia.
- ✓ Realizar planes de monitoreo constantes de los parámetros de las áreas de los sistemas operacionales críticos.
- ✓ Apoyar al Técnico de Seguridad Industrial en los trabajos de conexión de mangueras en los hidrantes adecuados y en las labores de enfriamiento de los elementos afectados.
- ✓ Verificar que el sistema afectado este aislado.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 16	

### **Tareas del líder de Seguridad Industrial**

- ✓ Trasládarse al sitio para el combate y control de la emergencia.
- ✓ Realizar junto con el supervisor de guardia las estrategias de combate para el control de la emergencia y ubicar los recursos que se tengan para mitigar y controlar la fuga/ruptura entre otros eventos tanto dentro de la planta de proceso como de las líneas de recolección afectadas proveniente de cualquiera de los niveles de producción en el Área Mayor Anaco Este (AMAE).
- ✓ Permanecer en el sitio hasta que se controle la fuga y/o fuego u otro evento no deseado.

### **Tareas del líder de PCP**

- ✓ Notificar sobre la emergencia al guardia nacional o personal del ejército de turno.
- ✓ Abrir los portones para el desalojo del personal.
- ✓ Apoya al auxiliar de vigilancia en las labores de acceso del personal a las plantas procesadoras.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 17	

### **Tareas de la brigada de emergencias**

- ✓ Colocarse a la orden del líder de Respuesta Control de Emergencia y Contingencia.
- ✓ Apoyar al técnico de Seguridad industrial higiene y salud ocupacional (SIAHO) en los trabajos de mitigación y protección durante la emergencia.
- ✓ Colaborar con los grupos de apoyo evacuación, atención de lesionados, traslados, entre otros.

### **Grupo de apoyo de primeros auxilios**

Su misión es la de prestar los primeros auxilios a los lesionados. Sus funciones básicas son las siguientes:

- ✓ Aplicar los protocolos específicos para la prestación de primeros auxilios, según las lesiones que se hayan presentado y la situación general que se esté presentando.
- ✓ Recibir y orientar al personal de ayuda.
- ✓ Tener el registro e información acerca de las personas que se trasladen a hospitales o que a causa de la emergencia hayan fallecido.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 18	

**Nota:** Si se considera que algún lesionado requiera de atención especial, el líder debe llamar a la Clínica Industrial del distrito, perteneciente a PDVSA, para informar la situación y autorizar el traslado hasta allá.

#### **Grupo de apoyo logístico**

Este grupo es coordinado por el Superintendente de Logística Operacional. Las funciones de este grupo son:

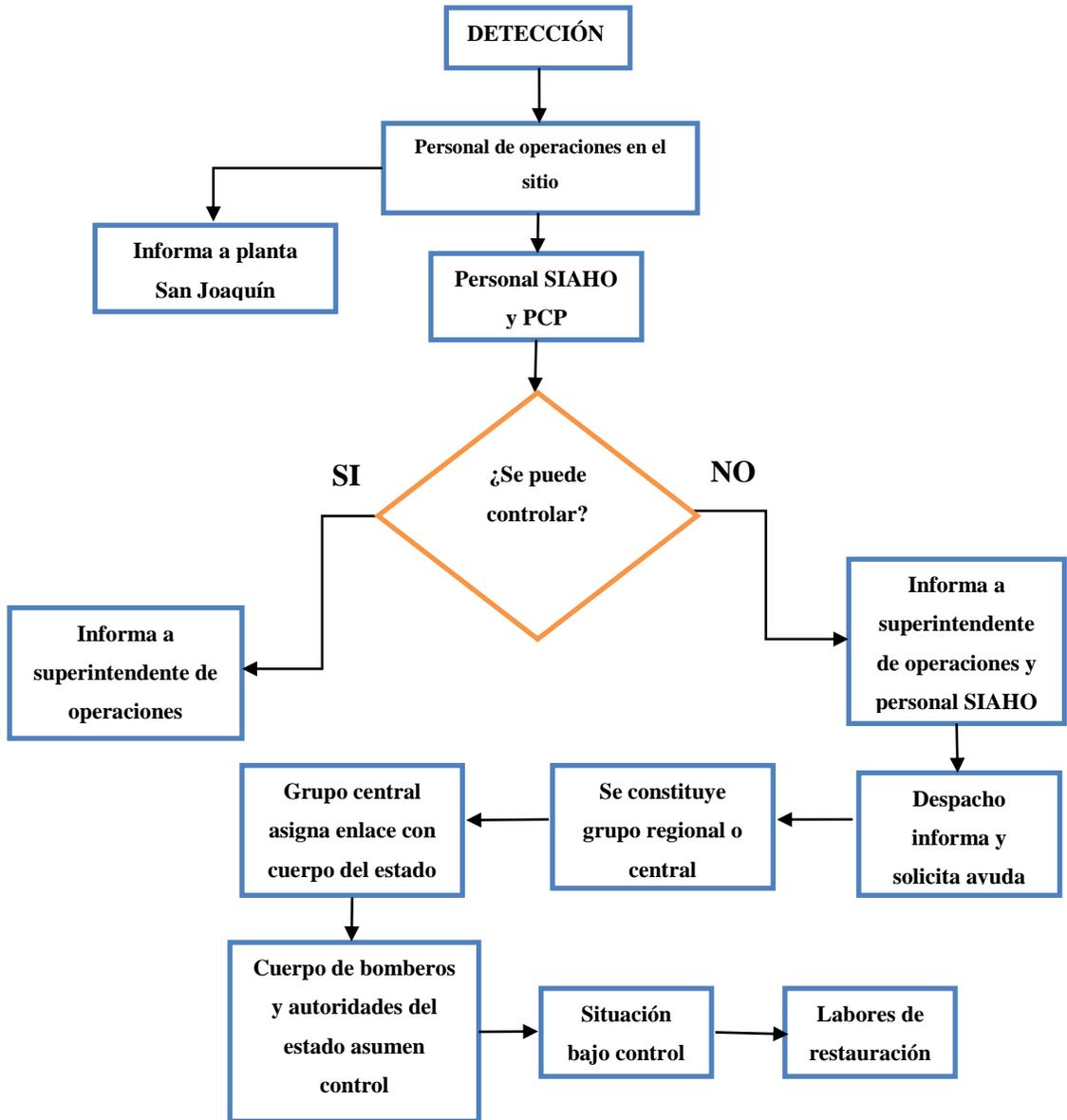
- ✓ Coordinar el suministro de personal, equipos, materiales, unidades de transporte, vehículos, maquinaria, mobiliario, alimentos, bebidas, alojamiento, etc., a solicitud del líder de operaciones.
- ✓ Establecer el control de acceso hacia y desde las instalaciones, juntamente con el personal de PCP.

#### **Requerimiento de comunicaciones**

La implementación de un sistema de comunicación durante esta fase es necesaria para garantizar el éxito en la atención de un evento contingente y la restauración de los componentes afectados por la ocurrencia de este.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN 0	FECHA AGO. 18
		Página: 19	

**FLUJOGRAMA DE COMUNICACIÓN Y ACCION**



	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 20	

Durante la situación de emergencia se recomienda cuatro vías de comunicación, los cuales se pueden mencionar:

- ✓ Comunicación vía teléfono.
- ✓ Comunicación vía radio.
- ✓ Comunicación vía Gaitronics.
- ✓ Comunicación vía alarma de emergencia.

#### **Comunicación vía teléfono**

Este es el principal medio de comunicación dentro de planta, el mismo es utilizado por todo el personal durante las operaciones normales para transmitir información a los líderes de guardia y otras instalaciones, así como durante una emergencia.

#### **Comunicación vía radio**

El uso de radios durante la emergencia se limitará al personal directamente involucrado en la misma. El personal del grupo operacional y el grupo regional en sitio utilizarán el canal 1. Los demás grupos y personal se comunicarán por el canal 2 de radio y Gaitronics.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 21	

### **Comunicación vía Gaitronics**

El sistema de comunicaciones interno (gaitronics) tendrá durante la emergencia la siguiente asignación de uso:

- ✓ Canal uno (1) Operaciones
- ✓ Canal dos (2) Mantenimiento
- ✓ Canal tres (3) Seguridad, Higiene, Ambiente e Higiene Ocupacional
- ✓ Canal cuatro (4) Servicios y Vigilancia
- ✓ Canal cinco (5) General.

### **Comunicación vía alarma de emergencia**

Dentro de las instalaciones (estaciones de flujo y planta san Joaquín) existe un sistema de alarmas que se describen a continuación:

#### **Descripción del sistema de alarma**

<b>UBICACIÓN</b>	<b>LUGAR DE ACTIVACIÓN</b>	<b>SONIDO</b>	<b>SIGNIFICADO</b>
En todas las instalaciones del sistema y áreas de proceso	Sala de control	Continuo	Presencia de fuga de gas
		Sirena corta	Presencia de incendio
		Intermitente	Desalojo del área

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 22	

**Nota:** las alarmas son probadas un día a la semana, previamente desde sala de control de las diversas estaciones, avisan vía radio que se le realizará la prueba semanal de las alarmas.

Al escuchar el aviso de alarma de emergencia, el personal deberá:

- ✓ Suspender todos los trabajos, tanto en frío como en caliente.
- ✓ Desconectar o apagar todos los equipos que generen calor, chispas y/o produzcan ignición.
- ✓ Proceder al desalojo del personal en el área donde se esté desarrollando el evento contingente de acuerdo con el plan general de desalojo de la compañía.
- ✓ Estacionar el vehículo a un lado de la vía, apagar el motor y dirigirse a pie por las vías de escape hacia el área de concentración.

#### **Equipos/Implementos de protección personal para emergencias**

Los equipos de protección personal a ser usados para el combate de los eventos indeseados y deben estar disponibles en óptimas condiciones y en cantidad suficiente para el personal que enfrenta la emergencia tales como:

- ✓ Cascos,
- ✓ Chaquetones,
- ✓ Botas
- ✓ Guantes de neopreno.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 23	

- ✓ Guantes de tela, carnaza.
- ✓ Tapones auditivos (de ser necesario)
- ✓ Mascarillas contra polvo.
- ✓ Braga
- ✓ Cinta preventiva (NO PASE)
- ✓ Toldo, mesa, sillas (bancos) (campamento).
- ✓ Banderines.
- ✓ Conos, párales.
- ✓ Avisos de seguridad
- ✓ Chalecos reflectivos
- ✓ Extintores

### **Equipos contra incendios**

Son los que ayudan a combatir y controlar los focos de incendios que pudieran presentarse. Estos equipos deben estar totalmente libres de obstáculos

- ✓ Carrete de mangueras
- ✓ Unidad bomberil
- ✓ Ambulancias
- ✓ Hidrantes
- ✓ Carros porta mangueras
- ✓ Detectores de gases
- ✓ Mantas de emergencias

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 24	

- ✓ Extintores de polvo químico seco de 30 lbs.
- ✓ Sistema de diluvio

Debe haber un sistema de agua contra incendio, interconectados con el tanque de agua cruda y una red de tubería de agua de 16” de diámetro incorporado al sistema de recolección de gases.

#### **Evacuación o desalojo**

Las vías o rutas de desalojo, igualmente los portones de emergencias deben estar libres de obstáculos, el jefe de guardia debe informar al líder de desalojo cuál vía escoger dependiendo del escenario y variables presentes en ese momento. El líder de desalojo tendrá las siguientes responsabilidades:

- ✓ Indicar a los trabajadores y visitantes las rutas de escape a seguir, según las rutas de desalojo de cada departamento o área.
- ✓ Ubicar al principio del grupo a desalojar a su asistente (donde esté asignado).
- ✓ Dar la orden de salida a todo el personal de su área.
- ✓ Ubicarse al final del grupo, una vez salida la última persona.
- ✓ Guiar a las personas en forma coordinada a la zona de seguridad o punto de concentración designado, sin incurrir en pánico.
- ✓ Realizar un censo del personal desalojado.
- ✓ Reunirse con los miembros de los otros grupos.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 25	

- ✓ No permitir el regreso al área evacuada hasta que no se declare como zona en condiciones normales.

### **Teléfonos**

#### **Departamento de operaciones**

<b>UNIDAD</b>	<b>TELÉFONOS</b>
Supte. logística operacional	0424-860.59.23
Supervisor de guardia	0426-869.58.33
Ingeniero de operaciones	0416-319.32.38
Supervisor mayor	0426-581.54.16

#### **Departamento de seguridad industrial**

<b>UNIDAD</b>	<b>Teléfonos</b>
Supervisor de la sección SIAHO	0416-657.03.87
Supervisor de la unidad de respuestas control de emergencia y contingencia	0416-862.78.99
Central de bomberos	112
Analista prevención de accidentes	0426-672.43.74

#### **Sala de control**

<b>UNIDAD</b>	<b>TELÉFONOS</b>
Sala de control planta Santa Rosa	0282-420.59.31
Sala de control planta San Joaquín	0282-420.15.86

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 26	

#### Otros intereses

UNIDAD	TELÉFONOS
Clínica PDVSA	0282-420.51.81
Transito	167
Guardia nacional	0282-420.46.35
Bomberos del distrito anaco	166

## 8.2. Medidas de recuperación del sistema afectado

Este proceso está orientado a la reconstrucción y mejoramiento del sistema afectado (personal, instalaciones, daños al ambiente y comunidades vecinas), así como la reducción de los riesgos de ocurrencia y magnitud de los desastres futuros. Se logrará en base a la evaluación de los daños ocurridos, en el análisis y prevención de riesgos y en los planes establecidos.

### 8.2.1. Estrategias para el logro de la restauración

- ✓ Desarrollar los mecanismos que permitan determinar la dimensión física y social de la contingencia, la estimación de la pérdida de vidas humanas y bienes naturales, las necesidades que deben satisfacerse y la determinación de posibles riesgos (efectos o daños secundarios).

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 27	

- ✓ Establecer un plan emergente de reconstrucción. Instrumento que permitirá alcanzar las metas de recuperación, del sistema afectado (personas, instalaciones, ambiente y comunidades).
- ✓ Coordinar la intervención de los distintos organismos y planes involucrados, también la Integración de las acciones de una o varias instituciones del estado, órganos o personas con la finalidad de hacer compatibles las tareas de reconstrucción.
- ✓ Disponer de los medios financieros, materiales y humanos. Los recursos públicos o privados que sean requeridos, para reforzar las acciones destinadas a la recuperación.
- ✓ Mantener comunicación con la población afectada a fin de que tengan conocimiento de las medidas y acciones que se deberán llevar a cabo para la reconstrucción de los daños identificados.
- ✓ Materializar las acciones para el restablecimiento del o los sistemas afectados, personal, instalaciones, ambiente y terceros
- ✓ Evaluar los resultados, realizar la revisión detallada y sistemática de todas las acciones en su conjunto, con el objeto de medir el grado de eficacia, eficiencia y congruencia con que se operó durante y después de la contingencia.

### **8.3 Reporte y evaluación de la contingencia.**

Con el fin de tener una documentación adecuada sobre los eventos y hacerla más eficaz, deben llenarse formularios para su descripción, lo mismo que para la evaluación de los daños y de la funcionalidad del Plan de Contingencia.

	<b>Recolección y transmisión</b> <b>Distrito Gas Anaco</b>	<b>PDVSA</b>	
		REVISIÓN	FECHA
		0	AGO. 18
		Página: 28	

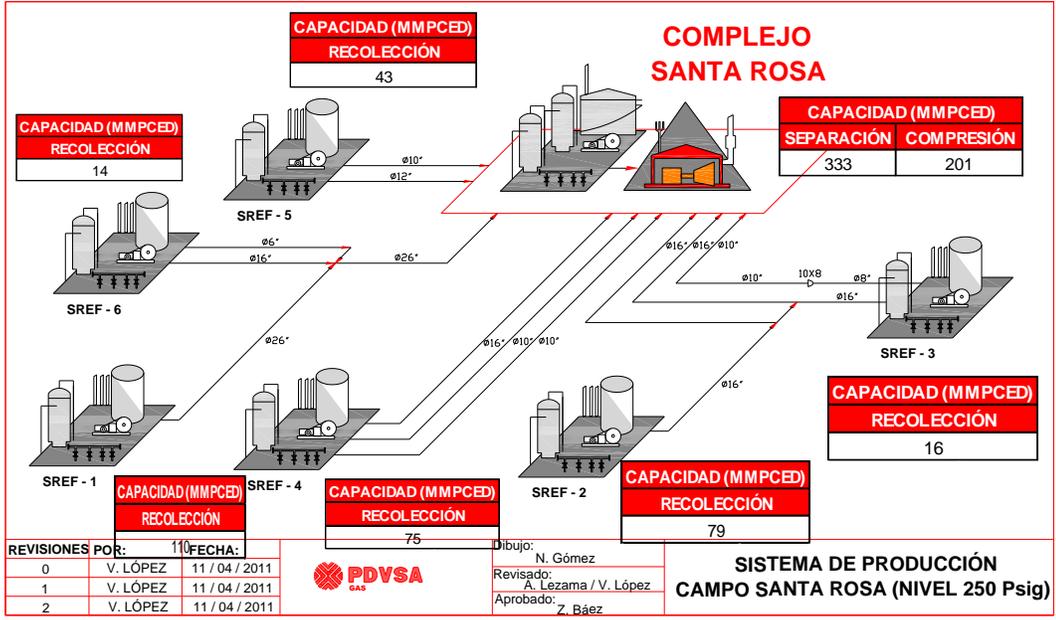
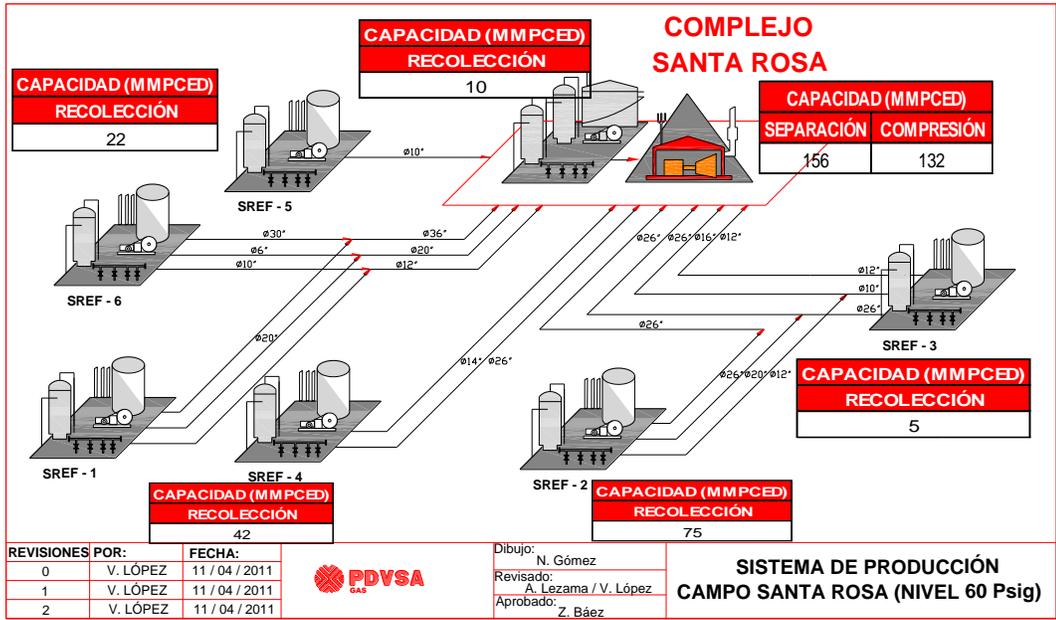
El equipo de recolección y transmisión, dentro de sus funciones, serán los encargados de llevar registro detallado de la documentación de los accidentes, incluyendo un informe evaluativo de la emergencia, que contenga todas las observaciones sobre los problemas encontrados y la efectividad en los tiempos de respuesta. También considerará las fallas en el sistema de comunicación y los vacíos existentes en el Plan de Contingencia para que con base en evaluaciones trimestrales, semestrales o anuales este se ajuste posteriormente, deben registrarse además de la fecha y hora del suceso, los datos de quien la reportó, las condiciones climáticas, su distancia al sitio poblado más cercano y la causa probable de accidentes/incidentes. Además, es importante anotar si hubo personas o propiedades privadas afectadas.

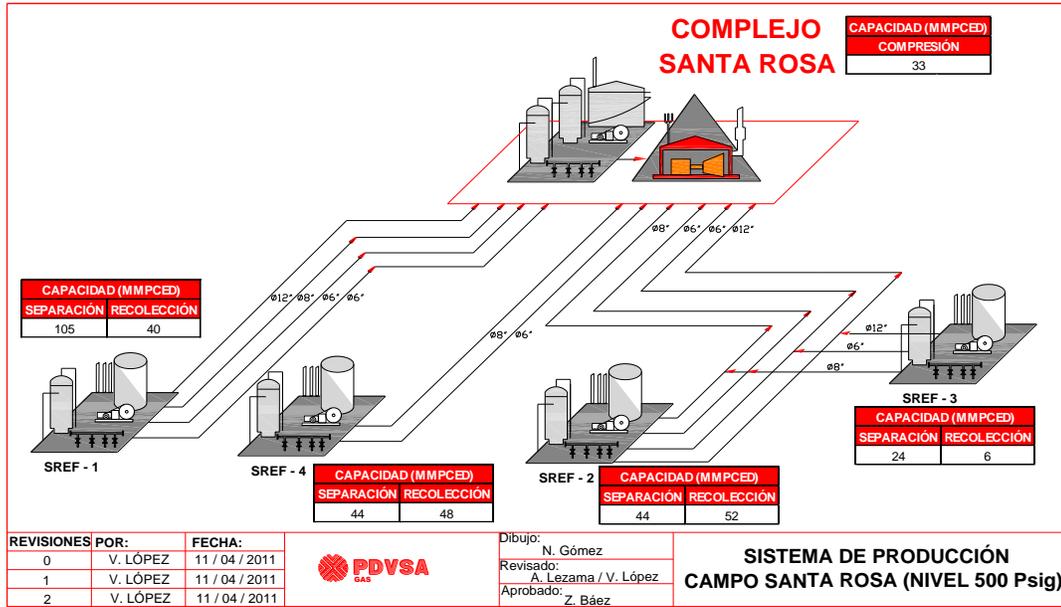
Una vez dominada la contingencia se hace necesario realizar una evaluación ambiental de la misma, para conocer sus reales efectos sobre el medio ambiente en sus tres dimensiones (física, biótica y social).

Mediante la evaluación se podrá llevar una estadística que a la vez permita mejorar el conocimiento de las contingencias y sus impactos con el fin de generar mecanismos de prevención apropiados.

## **ANEXOS B**

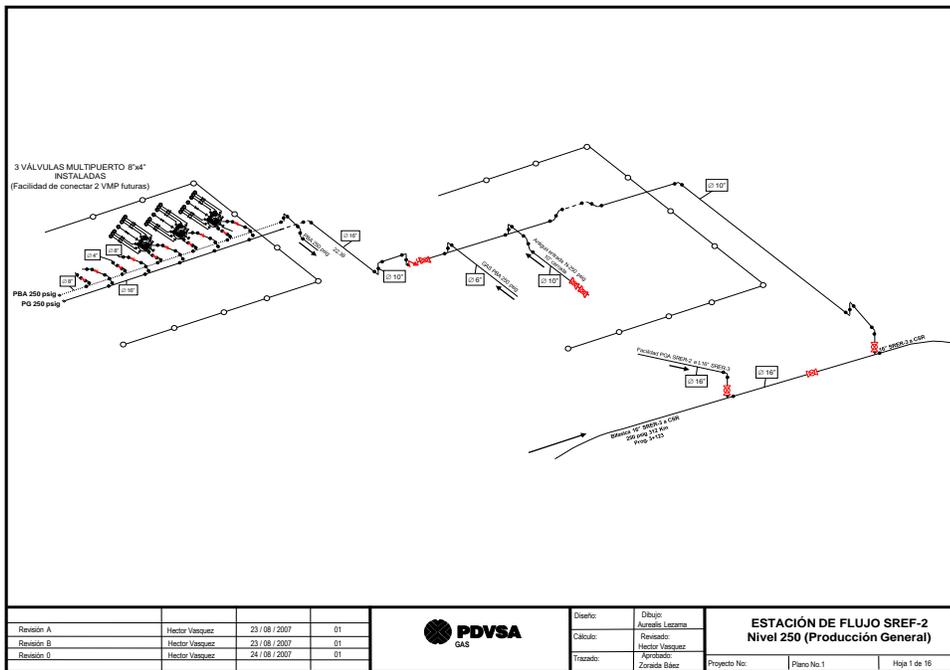
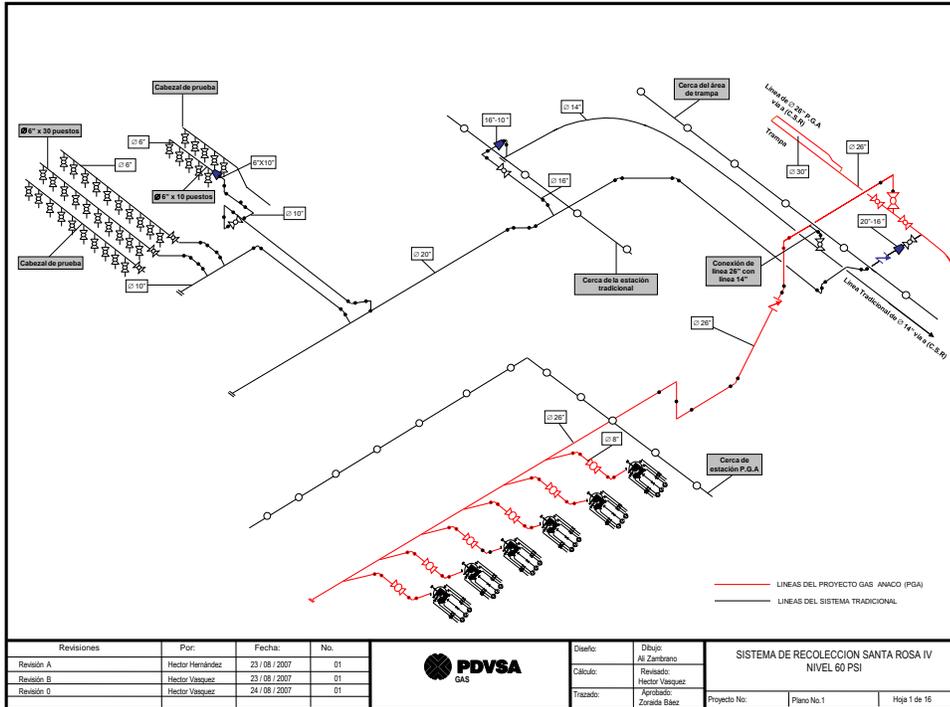
**Sistema de producción distrito gas anaco nivel de presión (60,250 y 500) LPC**

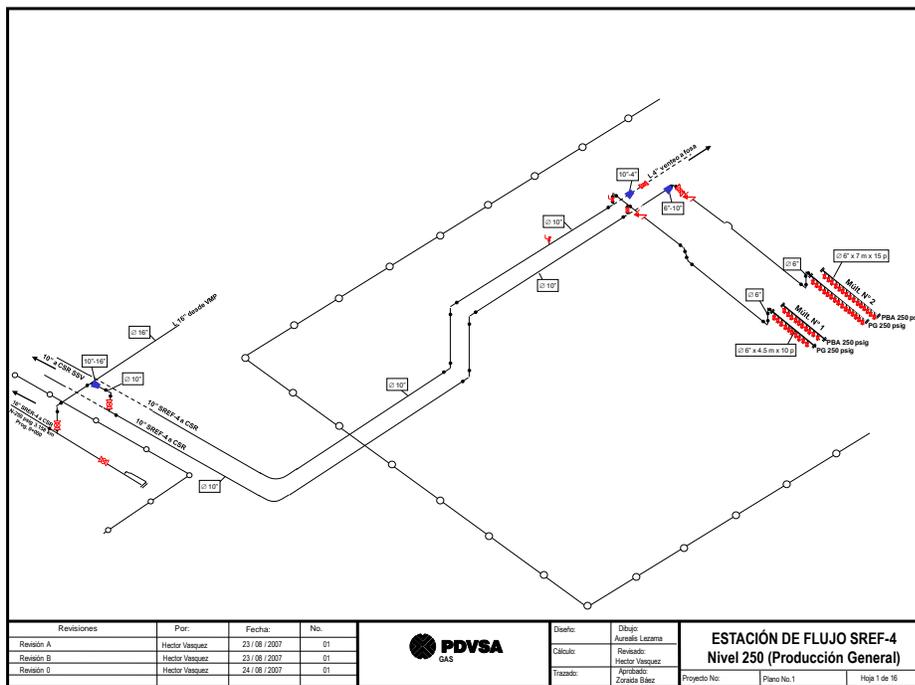
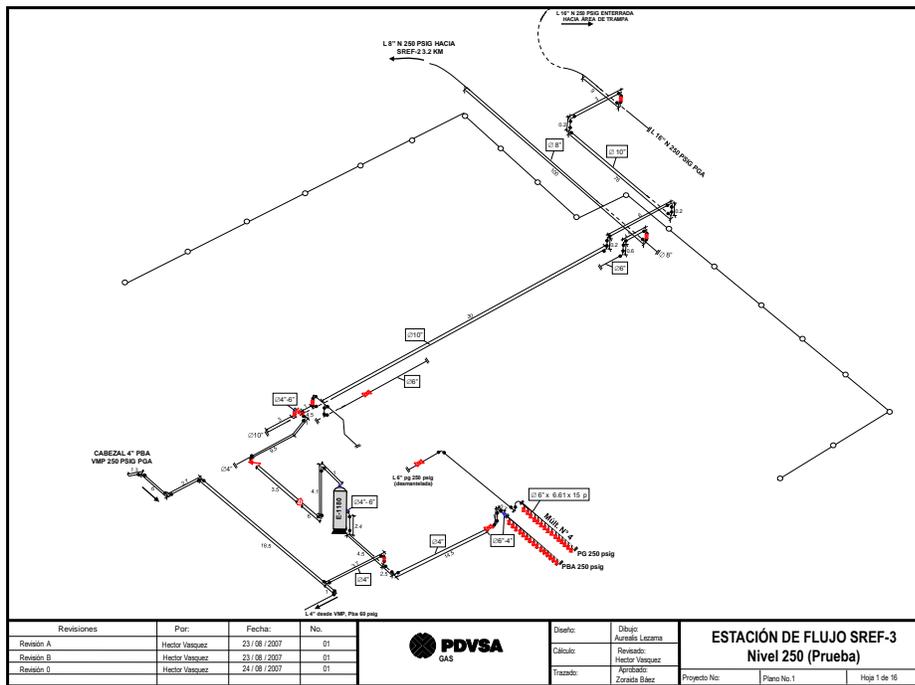


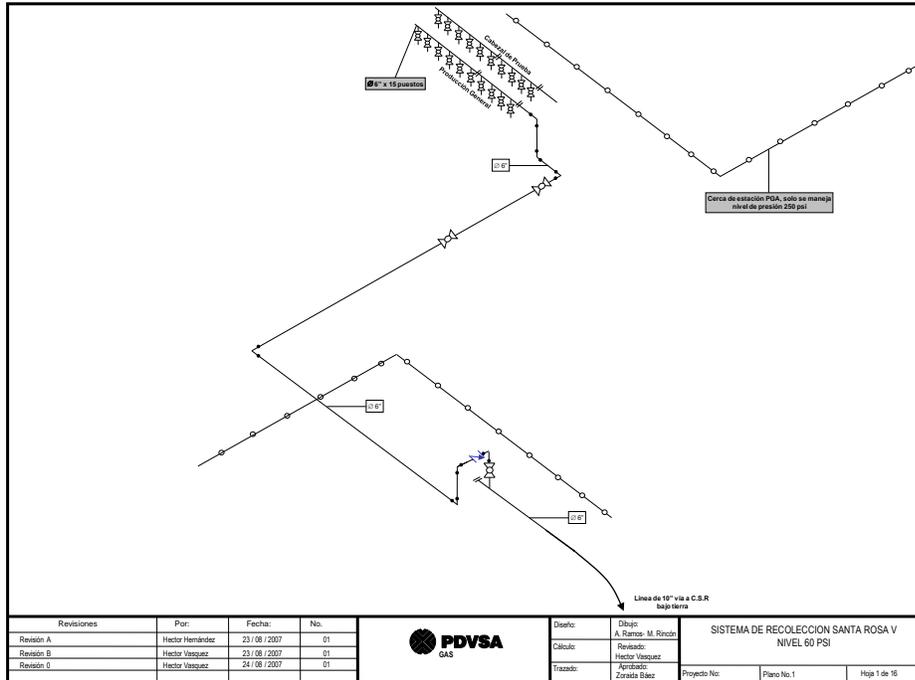
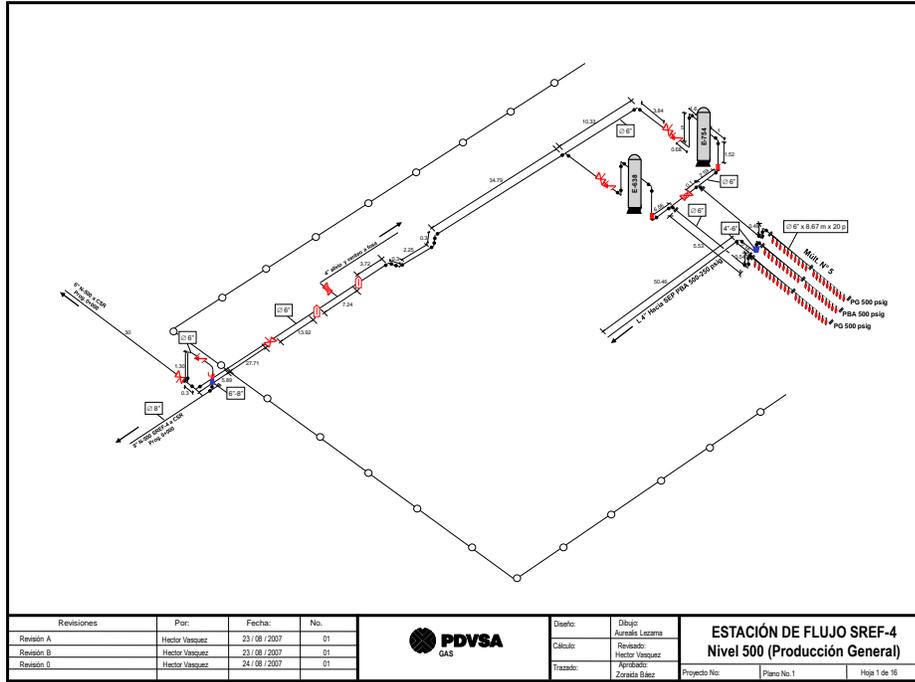


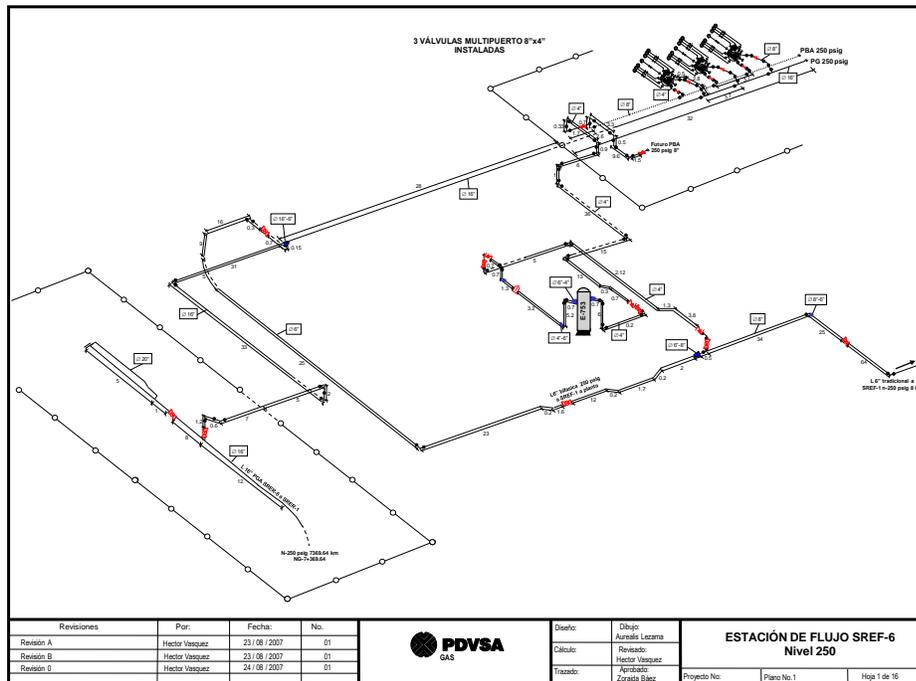
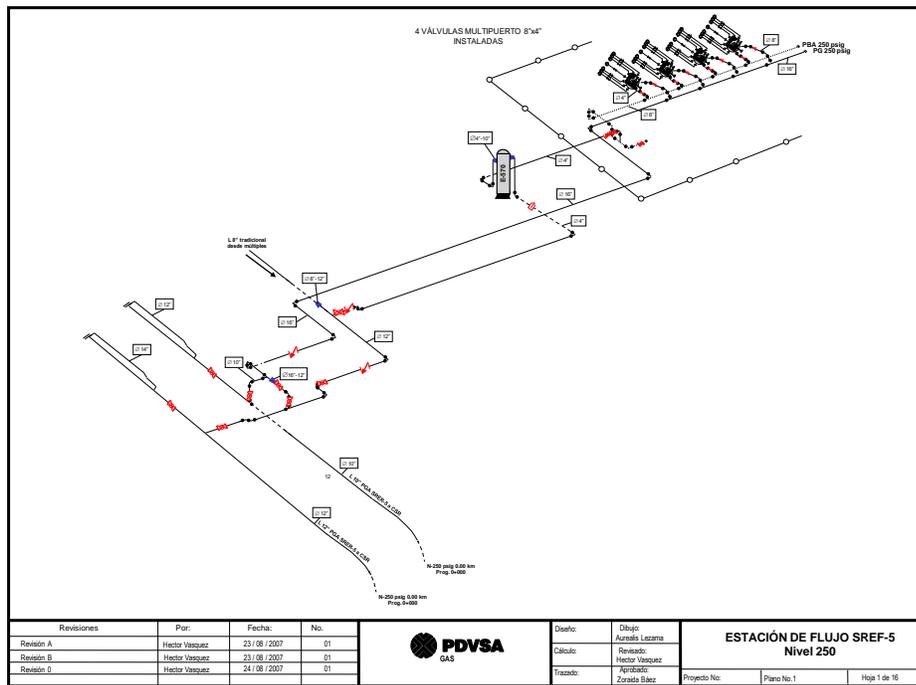
## **ANEXO C**

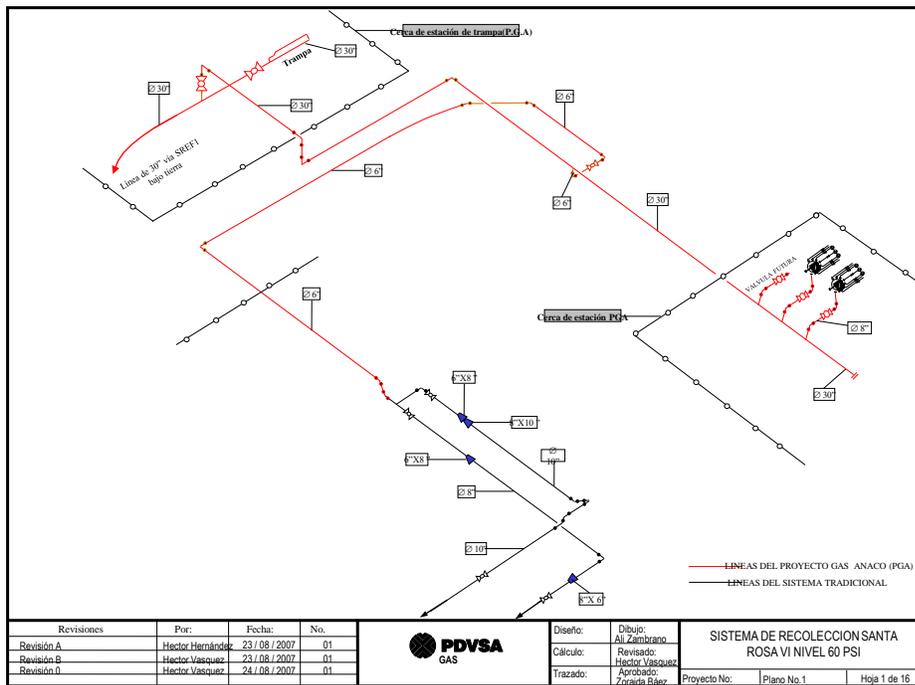
**Estaciones de flujo campo santa rosa (esquemáticos)**











Revisión	Por:	Fecha:	No.
Revisión A	Hector Hernández	23/08/2007	01
Revisión B	Hector Vasquez	23/08/2007	01
Revisión D	Hector Vasquez	24/08/2007	01



Diseño:	Dibujo:
Cálculo:	Revisado:
Trazado:	Aprobado:

SISTEMA DE RECOLECCION SANTA ROSA VI NIVEL 60 PSI		
Proyecto No:	Plano No.1	Hoja 1 de 16

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

<b>TÍTULO</b>	<b>“EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE PLANES DE CONTINGENCIAS OPERACIONALES EN LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE GAS DE LOS NIVELES NOMINALES (60, 250 Y 500) LPC EN ÁREA MAYOR ANACO ESTE (AMAE)”</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CVLAC / E MAIL</b>
Pichardo, Gabriela N.	<b>CVLAC:</b> 18.602.893 <b>E MAIL:</b> flaquibella@gmail.com
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALABRAS O FRASES CLAVES**

evaluación técnico- económica, contingencia, costos, AMAE, presión, sistemas de recolección de gas.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

<b>ÁREA</b>	<b>SUBÁREA</b>
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Industrial

**RESUMEN (ABSTRACT):**

En este trabajo de grado se realizó una evaluación técnico- económica para la aplicación de un plan de contingencia operacional en los sistemas de recolección de gas de baja presión en Área Mayor Anaco Este (AMAE). La metodología de investigación es de campo, plasmada de la siguiente manera: se presenta una síntesis de la zona a estudiar, luego se desarrolló un estudio técnico para justificar los diversos elementos que integran la función de producción, con esos resultados se determinaron las necesidades de capital; seguido se elaboró el plan de contingencia para prevenir y controlar sucesos no planificados y describir la capacidad y las actividades de respuesta inmediata para controlar cada una de las emergencias identificadas, finalmente se presentó el estudio económico, donde se determinó que los riesgos de la inversión serían muy pequeños en comparación con la alta rentabilidad que se obtendría a corto y mediano plazo mediante su aplicación, dentro del sistema de recolección de gas y a la compañía en general por cual se recomienda promover el plan de contingencia.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO****CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS X</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
Ing. Ledezma, Melchor	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
MSc. Bousquet, Juan	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
MSc. Domínguez, Juan	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2018</b>	<b>08</b>	<b>03</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. "EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA PARA LA APLICACIÓN DE PLANES DE CONTINGENCIAS OPERACIONALES EN LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN DE GAS DE LOS NIVELES NOMINALES (60, 250 Y 500) LPC EN ÁREA MAYOR ANACO ESTE (AMAE)".docx	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F G H I  
J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y  
z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE:**

**ESPACIAL**

(OPCIONAL)

**TEMPORAL:**

(OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Industrial

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Ingeniería Industrial

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente/Extensión Región Centro Sur –Anaco

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano  
**Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ**  
Vicerrector Académico  
Universidad de Oriente  
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE	
SISTEMA DE BIBLIOTECA	
RECIBIDO POR	<i>[Firma]</i>
FECHA	5/8/09 HORA 5:30

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

*[Firma]*  
**JUAN A. BOLAÑOS CUNPEL**  
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/marija

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO****DERECHOS**

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de trabajos de grado (vigente a partir del II semestre 2009) según comunicación CU-034-209:

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.

**Pichardo, Gabriela N.**

**AUTOR**

**AUTOR**

**AUTOR**

**Ing. Ledezma, Melchor**

**TUTOR**

**MSc. Bousquet, Juan**

**JURADO**

**MSc. Domínguez, Juan**

**JURADO**

**Ing. Valderrama, Rita**

**POR LA COMISIÓN DE TESIS**