



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ANÁLISIS DE FACILIDADES PARA LA ENTREGA DE CRUDO DESDE EL
CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN A PATIO TANQUE ANACO (PTA)**

REALIZADO POR:

JOSÉ GREGORIO MOYA RODRIGUEZ

**Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar al Título de**

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, JULIO 2011



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ANÁLISIS DE FACILIDADES PARA LA ENTREGA DE CRUDO DESDE EL
CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN A PATIO TANQUE ANACO (PTA)**

REALIZADO POR:

**JOSE GREGORIO MOYA RODRIGUEZ
C.I V-18.113.498**

REVISADO POR:

**Ing. Hugo Mujica
Asesor Industrial**

**Ing. Tomás Marín
Asesor Académico**

**Ing. Gilmer Correa
Co-Asesor Industrial**

MATURÍN, JULIO 2011

ACTA DE APROBACION



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

ANÁLISIS DE FACILIDADES PARA LA ENTREGA DE CRUDO DESDE EL
CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN A PATIO TANQUE ANACO (PTA)

REALIZADO POR:

JOSÉ GREGORIO MOYA RODRIGUEZ

C.I.: V-18.113.498

APROBADO POR:

Ing. Tomás Marín
Asesor Académico

Ing. Martha Espinoza
Jurado Principal

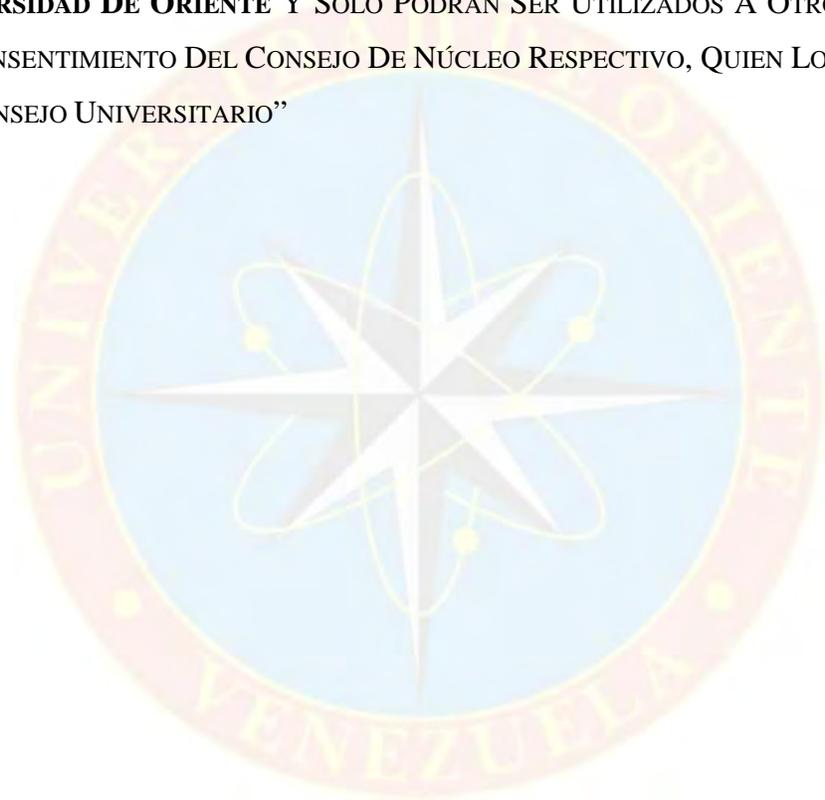
Ing. Carmen Guillen
Jurado Principal

MATURÍN, JULIO 2011

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA **UNIVERSIDAD DE ORIENTE** Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARA AL CONSEJO UNIVERSITARIO”



DEDICATORIA

En primer lugar dedico este logro a Dios Todopoderoso y mi virgen del valle, por guiarme por el buen camino y no desampararme en los momentos más difíciles.

A mis padres Nolys Manuel y Mercedes del Valle, quienes han sido y por siempre serán motivo de inspiración en cada momento de mi vida, dándome todo su amor, cariño, seguridad.

A mi hermano Cesar Lorenzo, quien me ha brindado todo su apoyo, amor y cariño siempre enseñando valores importantes.

A mis tíos Eduardo Pino y María Chafardet, por brindarme su apoyo y recibirme en su hogar durante el periodo de mis pasantías.

A mis abuelos, abuelas, tíos, tías, primos y primas quienes siempre han estado al pendiente de mi porvenir, mis estudios y superación, me han dado su amor, me han demostrado que querer es poder. Los quiero.

José Gregorio Moya Rodríguez.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi Dios Todopoderoso que siempre me ha llenado de fortaleza para enfrentar los retos que se me han presentado. Gracias Dios mío.

A mis amigos y amigas de estudios, Jorge, Elvis, Rafael, Cesar, Gregorio, Alfredo, Viaje, Paulo, Gustavo, Daniel, Carmen, Kienzlar, Kasandra, Fernanda, Hecmarys, con quienes he compartido parte importante de mi vida, gracias por su apoyo, compañerismo y su gran amistad. Gracias.

A la Universidad de Oriente, que de la mano de sus profesores me brindaron la formación y conocimientos, necesarios para formarme como Ingeniera de Petróleo.

A todas esas personas valiosas que tuve la oportunidad de conocer durante mis pasantías: Henry Rodríguez, HÉCTOR Mota, Carlos Mayol, Migdys Salazar, Ronnier Márquez, María Balzan, Ysauris Frontado, Randol Fuentes, Carlos Díaz, Dimas Betancourt, Francisco Useche, Carlos Tarlanoc, Giavanni Paz, Víctor Medori, Leonel Vargas a los cuales agradezco su paciencia, orientaciones, su tiempo, por responder mis inquietudes y brindarme su amistad. Siempre los recordaré.

A mis asesores académicos e industrial, Tomás Marín, Hugo Mujica y Gilmer Correa, a quienes les agradezco su valiosa colaboración en la realización de mi sueño, con sus sabios consejos, recomendaciones y por darme parte de su tiempo.

José Gregorio Moya Rodríguez.

ÍNDICE GENERAL

ACTA DE APROBACION	iii
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE GRAFICAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
RESUMEN.....	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	7
MARCO TEORICO	7
2.1 ANTECEDENTES.....	7
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA	8
2.2.1 Ubicación y Descripción del Distrito Gas Anaco	8
2.2.2 Ubicación del Campo San Joaquín	10
2.3 BASES TEÓRICAS.....	11
2.3.1 Estación de Flujo.....	11
2.3.2 Estación de Recolección	11
2.3.2.1 Procesos de las Estaciones de Recolección.....	11
2.3.3 Sistema de Separación Gas / Líquido	12
2.3.3.1 Principios de Separación	13
2.3.3.2 Partes de un Separador	14
2.3.3.3 Funciones de los Separadores	16
2.3.3.4 Clasificación de los Separadores.....	16
2.3.4 Sistema de Depuración de Gas.....	21
2.3.5 Tanques de Almacenamiento de Crudo	21
2.3.5.1 Clasificación de los Tanques.....	22
2.3.5.2 Normas Aplicables para la Construcción de Tanques.....	24
2.3.5.3 Funciones de los Tanques	25
2.3.6 Sistema de Bombeo.....	25
2.3.6.1 Tipos de Bombas.....	25
2.3.7 Deshidratación de Crudo.....	26
2.3.7.1 Métodos de Tratamiento para la Deshidratación de Crudo.....	26

2.3.8 Sistema de Compresión.....	33
2.4 CONCEPTOS BÁSICOS.....	34
CAPÍTULO III.....	37
MARCO METODOLÓGICO	37
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	37
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	37
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	38
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	38
3.4.1 Estudio del Proceso Actual de Entrega de Crudo en el Centro Operativo San Joaquín.....	38
3.4.1.1 Pronóstico de Producción de los Campos que Comprenden el Estudio.....	39
3.4.2 Análisis del Impacto que Tiene el Nuevo Proyecto “Reemplazo del Sistema de Transferencia de Petróleo desde el Área Mayor Anaco (AMA) Oeste hasta Patio de Tanques Anaco” Sobre las Facilidades Contempladas en el Centro Operativo San Joaquín	39
3.4.3 Propuesta del Nuevo Ruteo de Tuberías para la Interconexión de las Facilidades de Entrega de Crudo del Centro Operativo San Joaquín con el Proyecto “Reemplazo del Sistema de Transferencia de Petróleo desde el Área Mayor Anaco (AMA) Oeste hasta Patio de Tanques Anaco”	40
3.4.3.1 Evaluación Hidráulica a las dos Rutas Propuestas para la Interconexión al nuevo Sistema de Transferencia de Crudo para AMA Oeste.....	41
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS.....	42
3.5.1 Técnicas	42
3.5.2 Instrumentos.....	43
3.6 RECURSOS	45
CAPÍTULO IV	46
ANÁLISIS DE RESULTADOS	46
4.1 ESTUDIO EL PROCESO ACTUAL DE ENTREGA DE CRUDO EN EL CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN	46
4.1.1 Descripción del Proceso.....	46
4.1.2 Identificación de la Infraestructura de los Sistemas de Separación Tratamiento y Compresión de Gas, Crudo y Agua del Centro Operativo San Joaquín.....	50
4.1.2.1 Separadores Bifásicos	50
4.1.2.2 Recipiente Horizontal.....	52
4.1.2.3 Compresión de Gas	52
4.1.2.4 Tanques de Reposo	56
4.1.2.5 Tanques de Almacenamiento y Despacho de Crudo.....	57
4.1.2.6 Tanque de Crudo Recuperado.....	58
4.1.2.7 Tanques de Almacenamiento Intermedio.....	59

4.1.2.8 Planta de Tratamiento de Agua.....	60
4.1.3 Pronóstico de Producción de Crudo y Gas del Centro Operativo San Joaquín Asociada al Campo San Joaquín, Roble y Guarío de acuerdo al PDO 2010-2030.....	63
4.2 ANÁLISIS DEL IMPACTO QUE TIENE EL NUEVO PROYECTO “REEMPLAZO DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO DESDE EL ÁREA MAYOR ANACO (AMA) OESTE HASTA PATIO DE TANQUES ANACO” SOBRE LAS FACILIDADES CONTEMPLADAS EN EL CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN.....	65
4.3 PROPUESTA DEL NUEVO RUTEO DE TUBERÍAS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LAS FACILIDADES DE ENTREGA DE CRUDO DEL CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN CON EL PROYECTO “REEMPLAZO DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO DESDE EL ÁREA MAYOR ANACO (AMA) OESTE HASTA PATIO DE TANQUES ANACO (PTA)”.....	71
4.3.1 Definición de las Rutas Propuestas.....	72
4.3.1.1 Propuesta 1.....	72
4.3.1.2 Propuesta 2.....	72
4.3.2 Perfiles de Elevación.....	73
4.3.2 Perfiles de Elevación.....	73
4.3.3 Evaluación Hidráulica Para Cada Propuesta.....	75
4.3.3.1 Evaluación Hidráulica Para la Propuesta 1.....	75
4.4 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA.....	79
CAPÍTULO V.....	80
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	80
5.1 CONCLUSIONES.....	80
5.2 RECOMENDACIONES.....	80
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82
APÉNDICES.....	84
HOJAS METADATOS.....	115

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del Distrito Gas Anaco	9
Figura 2.2 Campos del Área Mayor de Anaco.....	10
Figura 2.3 Estación de Recolección	12
Figura 2.4 Partes de un Separador	14
Figura 2.5 Esquema de un Separador Líquido-Vapor Vertical.....	18
Figura 2.6 Esquema de un Separador Líquido-Vapor Horizontal.....	20
Figura 2.7 Tanque de Techo Fijo.	22
Figura 2.8 Tanque de Techo Flotante	23
Figura 2.9 Tanques tipo Domo con Techo Flotante Interno	24
Figura 2.10 Tratador Horizontal Electrostático	31
Figura 2.11 Efectos de los Campos Electrostáticos en Gotas de Agua.....	32
Figura 4.1 Válvulas Multipuerto	46
Figura 4.2 Esquema de Proceso del COSJ	47
Figura 4.3 Tren de Separación COSJ.....	51
Figura 4.4 Recipiente Horizontal	52
Figura 4.5 Esquema del Sistema de Baja Presión	54
Figura 4.6 Esquema del Sistema de Alta Presión	55
Figura 4.7 Tanque de Reposo.....	56
Figura 4.8 Esquema del tanque de Almacenamiento de Crudo y Bombeo COSJ	58
Figura 4.9 Esquema del tanque de crudo recuperado COSJ	59
Figura 4.10 Esquema del Tanque de Almacenamiento Intermedio COSJ.....	60
Figura 4.11 Esquemático Tanque de Agua para Inyección COSJ	62
Figura 4.12 Esquema de transferencia de crudo actual AMA Oeste	66
Figura 4.13 Esquema Nuevo de Transferencia de Crudo para AMA Oeste	71
Figura 4.14 Esquema de las Propuestas 1 y 2	73

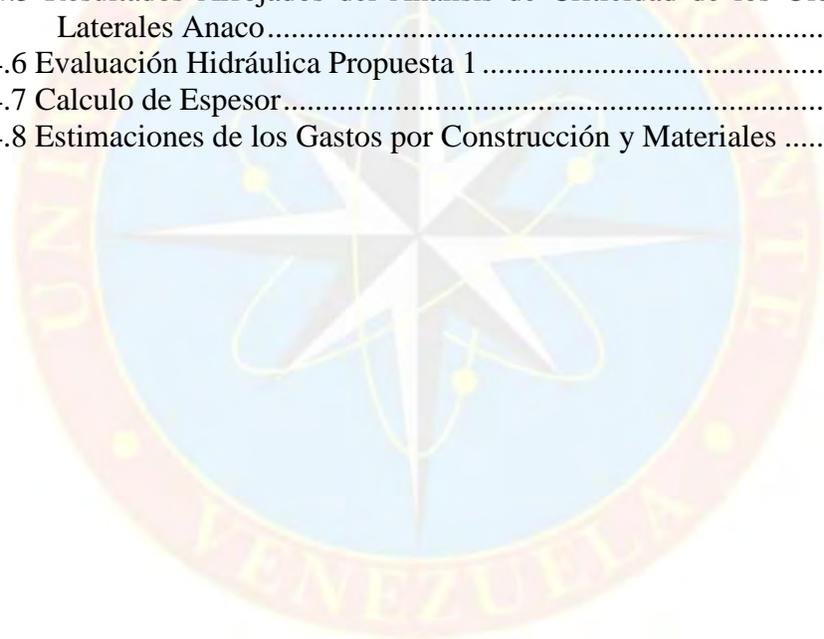
ÍNDICE DE GRAFICAS

Grafica 4.1 Pronóstico de producción de crudo	63
Grafica 4.2 Pronóstico de producción de crudo	64
Gráfica 4.3 Perfil de Elevaciones de la Propuesta 1	74
Gráfica 4.4 Perfil de Elevaciones de la Propuesta 2	74



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Características de los Oleoductos Propuestos para de Transmisión de Crudo del Centro Operativo hasta el Nuevo Sistema de Crudo para AMA Oeste	41
Tabla 4.1 Coordenadas Geográficas UTM y Elevaciones Promedio Asociadas al Sistema de Recolección Campo San Joaquín, Roble y Guarío	62
Tabla 4.2 Pronóstico de Producción de Crudo.....	63
Tabla 4.3 Pronóstico de Producción de Gas.....	64
Tabla 4.4 Criterios para el Análisis de Criticidad Oleoductos.....	66
Tabla 4.4 Criterios para el Análisis de Criticidad Oleoductos (Continuación).....	67
Tabla 4.5 Resultados Arrojadados del Análisis de Criticidad de los Oleoductos Laterales Anaco.....	67
Tabla 4.6 Evaluación Hidráulica Propuesta 1	76
Tabla 4.7 Calculo de Espesor.....	78
Tabla 4.8 Estimaciones de los Gastos por Construcción y Materiales	79





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**ANÁLISIS DE FACILIDADES PARA LA ENTREGA DE CRUDO DESDE EL
CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN A PATIO TANQUE ANACO (PTA)**

Autor:

José Gregorio Moya Rodríguez
C.I: 18.113.498

Asesores:

Ing. Tomás Marín
Ing. Hugo Mújica.
Ing. Gilmer Correa.

RESUMEN

Esta investigación consistió en analizar las facilidades de entrega de crudo desde el Centro Operativo San Joaquín (COSJ) hasta Patio Tanque Anaco (PTA). Para ello fue necesario estudiar el proceso llevado a cabo en el Centro Operativo, identificando las áreas de procesos donde se realiza la separación, tratamiento y compresión del flujo multifásico, para lo cual se requirió de la filosofía de operación, diagramas esquemáticos y plot plan, para así tener una mejor perspectiva de los equipos, características, capacidades entre otros parámetros. Se procedió a evaluar el sistema de transferencia de crudo para el área mayor Anaco (AMA) Oeste mediante un análisis de criticidad para determinar su integridad mecánica dando como resultado alta criticidad los laterales, se analizó el impacto que tiene el nuevo oleoducto sobre las facilidades del Centro Operativo, se establecieron dos propuestas, ambas inician su recorrido desde la estación de bomba de transferencias de crudo del Centro Operativo San Joaquín hasta la interconexión con el oleoducto principal de AMA Oeste a patio tanque Anaco, diferenciándose en la distancia recorrida (915 y 1055 metros) respectivamente y la trayectoria, donde se simuló cada propuesta con el simulador pipephase versión 9.0, se determinó que el diámetro adecuado de la línea es de 6 pulgadas de acuerdo a la volumen de crudo a transportar basándonos en los criterios de las normas de PDVSA N° 90616.1.024 “Dimensionamiento de tuberías de proceso” y la 1-tp1-5 “Calculo hidráulico de tuberías PDVSA”, luego se realizó estimaciones de costos por construcción y materiales suministrados por PDVSA GAS para cada propuesta, donde la opción que mas destaque fue la propuesta 2, ya que le generará menos gastos a la empresa teniendo un ahorro de 47.900 Bs.

INTRODUCCIÓN

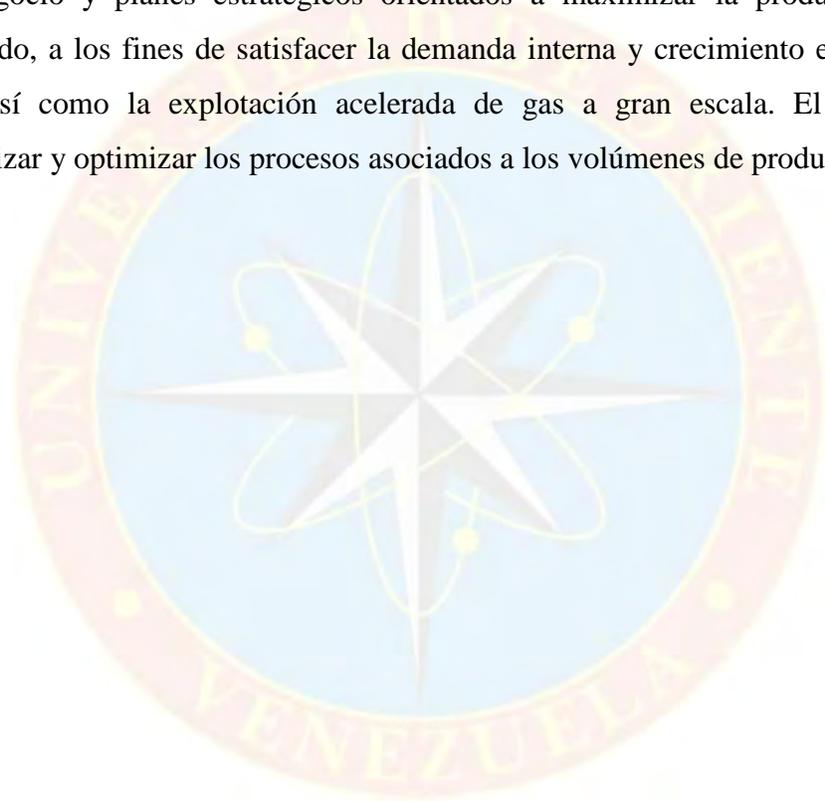
La Gerencia del Distrito Gas Anaco de PDVSA, se ha propuesto como meta aumentar la producción y rentabilidad de la explotación del gas y ha adquirido compromisos de entrega de volúmenes de gas a ventas por el orden de los 2559 MMPCSD, con un volumen de crudo asociado de 34,55 BPD, en un horizonte de 20 años, lo cual está sustentado en las grandes reservas existentes registradas históricamente en los diferentes campos que conforman el Distrito.

Los Campos del Distrito Gas Anaco se caracterizan por encontrarse geográficamente dispersos, por su heterogeneidad geológica, baja presión de yacimiento, infraestructura diseñada originalmente para explotar crudo y no gas, y por un alto costo de mantenimiento. Debido a lo antes descrito se encuentra enmarcado en el Proyecto Gas Anaco la construcción de Centros Operativos en dos fases, la fase I conformada por los Centros Operativos San Joaquín, Santa Rosa y Zapatos - Mata R, y la fase II, la cual estará constituida por los campos Santa Ana y Aguasay.

El Campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a 12 kilómetros al suroeste de la ciudad de Anaco (Municipio Anaco, Estado Anzoátegui), dentro de una extensión aproximada de 68 kilómetros cuadrados, donde actualmente existen cinco (5) estaciones de descarga (SJED-1, SJED-3, SJED-4, ERED-2 y GED-1) que serán transformadas en estaciones de recolección, las cuales recibirán toda la producción multifásico proveniente de los pozos, para posteriormente enviarla a través de líneas multifásicas al Centro Operativo San Joaquín. El Proyecto Gas Anaco, (PGA) Campo San Joaquín, es un subproyecto del Proyecto Gas Anaco, que tiene como finalidad impulsar el desarrollo de gas de los Campos San Joaquín, el Roble y Guario, previstos en el portafolio de oportunidades 2010-2030, mediante la

construcción del Centro Operativo para el manejo de 874 MMPCSD y 10,08 MBD, de gas y de crudo, respectivamente.

El Proyecto Gas Anaco (PGA) persigue diseñar, implantar y poner en operación nuevas infraestructuras, que permitan la transferencia desde un esquema tradicional de operaciones soportado en el manejo de la producción de crudo, a una nueva visión del negocio y planes estratégicos orientados a maximizar la producción de gas requerido, a los fines de satisfacer la demanda interna y crecimiento económico del país, así como la explotación acelerada de gas a gran escala. El propósito es centralizar y optimizar los procesos asociados a los volúmenes de producción.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Todos los procesos al nivel de instalaciones de superficies son muy importantes en la industria petrolera, ya que una vez que el petróleo se encuentre en las estaciones recolectoras y en los patios de tanques, donde comienza su verdadera manufactura o adecuación para tenerlo en especificación y poder transportarlo a los terminales de embarques y/o refinerías, donde finalmente serán exportados o procesados.

La producción de gas, crudo y agua, asociada al Campo San Joaquín, se recolecta hoy en día a través de cinco (5) estaciones de descarga (SJED-1, SJED-3, SJED-4, ERED-2 y GED-1), donde la producción proveniente de los pozos es sometida a procesos de (recolección, separación, tratamiento, medición) llevados a cabo en la en las mismas estaciones. Donde el gas es enviado a la planta de extracción de gas San Joaquín Booster, mientras que el crudo es enviado a patio tanque Anaco y el agua es transferida a los pozos inyectores.

Actualmente estas infraestructuras no tienen la capacidad de manejar el crecimiento de los volúmenes de gas esperados para el área de Anaco, más allá de la producción actual de 1650 MMPCSD, las estaciones fueron construidas para manejar corrientes con baja relación gas-petróleo (RGP), siendo el crudo el fluido principal y el gas la corriente secundaria, las instalaciones presentan alto nivel de obsolescencia y bajos índices de confiabilidad generando altos costos de operación y mantenimiento para PDVSA Producción Gas Anaco y a la corporación. Basándose en las consideraciones anteriormente expuestas, la Gerencia del Proyecto Gas Anaco ha centrado sus esfuerzos para desarrollar la infraestructura adecuada que tenga la

capacidad de recolectar, tratar, comprimir y transferir la producción multifásica de los campos San Joaquín, Roble y Guario, tomándose en cuenta que el fluido predominante en el nuevo esquema de producción es el gas. Por otro lado, un estudio técnico económico da como mejor opción el manejo centralizado de la producción multifásica en un Centro Operativo.

Por esta razón, se planteó el análisis de las facilidades de entrega de crudo desde el Centro Operativo San Joaquín hasta patio tanque Anaco, el cual permitió entregar la producción de crudo asociado de cada estación mediante los procesos centralizados en el mismo, así como determinó que mediante la infraestructura existente fue posible el manejo del flujo multifásico proveniente de las estaciones de recolección (SJED-1, SJED-3, SJED-4, ERED-2 y GED-1), previstos para los veinte años de producción, para así proponer mejoras necesarias a las estaciones de descargas existentes, transformando estas en estaciones de recolección en los campos, que arrojen una solución rápida a el manejo del incremento del gas en el Distrito Gas Anaco.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Analizar las facilidades de entrega de crudo desde el Centro Operativo San Joaquín (COSJ) a patio tanque Anaco (PTA).

1.2.2 Objetivos Específicos

- Estudiar el proceso actual de entrega de crudo en el Centro Operativo San Joaquín.

- Analizar el impacto que tiene el nuevo proyecto “Reemplazo del sistema de transferencia de petróleo desde el área mayor Anaco (AMA) oeste hasta patio de tanques Anaco” sobre las facilidades contempladas en el Centro Operativo San Joaquín.
- Proponer el nuevo ruteo de tuberías para la interconexión de las facilidades de entrega de crudo del Centro Operativo San Joaquín con el proyecto “Reemplazo del sistema de transferencia de petróleo desde el área mayor Anaco (AMA) oeste hasta patio de tanques Anaco”.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Las estaciones de descarga existentes en el campo San Joaquín, Roble y Guarío presentan un alto nivel de obsolescencia (más de 40 años de servicio en la mayoría de los casos) presentando problemas de arrastres de líquidos en la corriente gaseosa, la corrosión en tuberías, velocidades de flujo excesivas, lo que genera bajos índices de confiabilidad, altos costos de operación y mantenimiento para PDVSA Producción Gas Anaco y la corporación. Las instalaciones se encuentran dispersas en un área relativamente grande y fueron diseñadas y construidas bajo la base de producción de crudo, por lo que se requiere la actualización de la infraestructura de los campos asociados para manejar una producción de 874 MMPCSD de gas y 10,08 MBD de crudo, tomándose en cuenta que el fluido predominante en el nuevo esquema de producción que es el gas. En vista de las consideraciones anteriormente expuestas, la Gerencia del Proyecto Gas Anaco (PGA), tiene como propósito fundamental, el desarrollo integral de la infraestructura e instalaciones necesarias, para cumplir con el objetivo de producir gas en forma segura y confiable, con el valor agregado que establece el crudo asociado en el cual se tiene contemplado que el crudo bajo especificaciones obtenido del proceso, es almacenado en tanques y enviado a través de dos líneas de 6 pulgadas, las cuales se interconectarán con los oleoductos de 6

pulgadas que vienen de el Toco lateral condensado y el que sale de la planta compresora San Roque lateral de crudo devuelto para transportarlo hasta patio de tanques Anaco (PTA) que comprende el sistema actual de transferencia de crudo, pero una vez culminado el proyecto “Reemplazo del sistema de transferencia de petróleo desde el área mayor Anaco (AMA) oeste hasta patio de tanques Anaco”. Se cambiará la filosofía de operación de transferencia de crudo, el cual se realizará a través de este oleoducto debido a que el existente no está en buenas condiciones operativas presentando muchas reparaciones, por lo tanto se debe realizar una interconexión al nuevo proyecto para garantizar el transporte de crudo de manera eficiente y sin causar daños al ambiente. El Proyecto Gas Anaco está alineado con el objetivo empresarial de garantizar el abastecimiento de gas al mercado interno, en especial a los sectores: Eléctrico, Petroquímico, Siderúrgico y Petrolero, así como, con los objetivos específicos de; maximizar y valorizar los recursos gasíferos del país, contribuir a la construcción del nuevo modelo productivo rumbo a la creación del nuevo sistema económico, extender la vida útil de las plantas de procesamiento de gas a nivel nacional, utilizar el gas para desarrollar la nueva estructura territorial e impulsar los nuevos desarrollos endógenos y contribuir a consolidar la nueva estructura social del país.

Con la realización de esta investigación se busca identificar las facilidades de entrada del flujo multifásico provenientes de los campos al Centro Operativo, así como los procesos de separación, tratamiento y compresión que se realizan para obtener las especificaciones comerciales recomendadas para poder entregar el gas a la planta de extracción San Joaquín y el crudo a patio tanque Anaco respectivamente. Por tal motivo, el departamento del Proyecto Gas Anaco buscar cambiar la filosofía de operación llevado a cabo en las estaciones de descargas; transformando a estas, en estaciones de recolección las cuales mediante un sistema de líneas de flujo multifásico envían la producción al Centro Operativo San Joaquín centralizando todos los procesos en el mismo.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

2.1 ANTECEDENTES

Golindano, M. (2006). Realizó un trabajo titulado “Evaluación de las facilidades de superficie para el manejo independiente del crudo limpio y sucio en la Estación Musipán”. Trabajo de Grado no publicado, realizado para la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas. Esta investigación consistió en la evaluación de las facilidades de superficie para el manejo independiente del crudo limpio y sucio en la estación Musipán, para ello; se identificaron los pozos con altos cortes de agua, así como su distribución en los múltiples. A partir de esto se establecieron cinco propuestas que consistieron en la reubicación de pozos entre los múltiples 3 y 5 e incorporación de equipos y tuberías en el área de procesos. Se realizaron balances de materia y energía haciendo uso del simulador de procesos HYSYS 3.1: primeramente, se verificó que la simulación representara el comportamiento del proceso en forma adecuada, a través de la validación con el proceso actual con la que se obtuvo una desviación promedio de 0,48%, lo cual garantiza la validez de los resultados. Luego, se estimaron los volúmenes de crudo limpio en cada propuesta los cuales representan entre un 52 y 61% de la producción actual, además los %AyS de esta corriente son mucho menores (0,01-0,06%) que los que actualmente se obtienen, a través del proceso de deshidratación (0,52%). A partir del factor de carga de los deshidratadores se determinó que no es necesario que todos se encuentren operativos, debido a que los volúmenes de crudo sucio sometidos a deshidratación disminuyen en cada propuesta influyendo directamente en la reducción de los costos por concepto de consumo de energía eléctrica y química desmulsificante. La propuesta que más se destaca al respecto es la número cinco en la que los gastos se reducen a 334 MMBs/año, siendo

un valor bastante bajo en comparación con los 990 MMBs/año que actualmente se requieren para que el proceso sea eficiente.

Vásquez, F. (2008). Realizó un trabajo titulado “Evaluación hidráulica del sistema de transferencia de crudo desde las estaciones de flujo de zona-1, hasta la entrada de la ept-1, área pesado Distrito Morichal” Trabajo de Grado no publicado, realizado para la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas. El presente trabajo tuvo como finalidad fundamental determinar las causas de los problemas operacionales generados por las altas presiones presentes en el sistema de transferencia de crudo desde las Estaciones de Flujo de la Zona-1 del Área de Extracción Pesado, Distrito Morichal, hasta la EPT-1, a través de una evaluación hidráulica del mismo. Dicha tarea se realizó por medio del análisis de los resultados de la simulación de la red estudiada, la cual se cargó con los datos provenientes de los levantamientos de los perfiles de elevaciones de las líneas de flujo, la caracterización de los fluidos manejados y los valores de presiones medidos en campo. Los resultados finales demostraron que las elevadas presiones del sistema son debidas a que las dimensiones de los oleoductos principales no tienen la capacidad para manejar el caudal actual transportado en los mismos, en conjunto a la existencia de obstrucciones en las líneas principales de flujo.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA

2.2.1 Ubicación y Descripción del Distrito Gas Anaco

El Distrito Gas Anaco se encuentra geográficamente localizado en la parte central del Estado Anzoátegui específicamente en la Cuenca Oriental de Venezuela, abarcando parte de los Estados Guárico y Monagas con un área aproximada de 13400 Km²; siendo uno de los Distritos operacionales a lo largo del territorio nacional. Posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos, medianos y

condensados, así como también, las mayores reservas de gas natural del país. Es considerado el Centro Gasífero por contener reservas probadas de gas superiores a los 15600 MMMPCN, representando el 40%. Como se muestra en la figura 2.1.



Figura 2.1 Ubicación del Distrito Gas Anaco

Fuente: PDVSA Gas. (2011)

Este Distrito se encuentra conformado por dos extensas áreas de explotación:

- Unidad de Explotación de Yacimientos Área Mayor de Anaco (U.E.Y A.M.A.), ubicado en la parte norte de la zona central del Estado Anzoátegui con un área de 3160 km², integrada por los campos de producción Santa Rosa, el Roble, San Roque, Aragua, el Toco, Santa Ana, San Joaquín y Guarío.
- Unidad de Explotación de Yacimientos Área Mayor de Oficina (U.E.Y A.M.O.), situado en la parte sur de la zona central del Estado Anzoátegui con un área de 10240 km², integrada por los campos de producción Soto-Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay.

2.2.2 Ubicación del Campo San Joaquín

El Campo San Joaquín se encuentra ubicado aproximadamente a 12 kilómetros al suroeste de la ciudad de Anaco (Municipio Anaco, Estado Anzoátegui), dentro de una extensión aproximada de 68 kilómetros cuadrados.

Las estaciones de descarga SJED-1, SJED-3, SJED-4 y GED-1 y ERED-2 se ubican en el campo el Roble al norte de San Joaquín y en el campo Guarío al noreste del mismo. El Centro Operativo San Joaquín, se ubica aproximadamente a 1,2 kilómetros de la Planta Compresora San Joaquín Booster. Como se muestra en la figura 2.2.

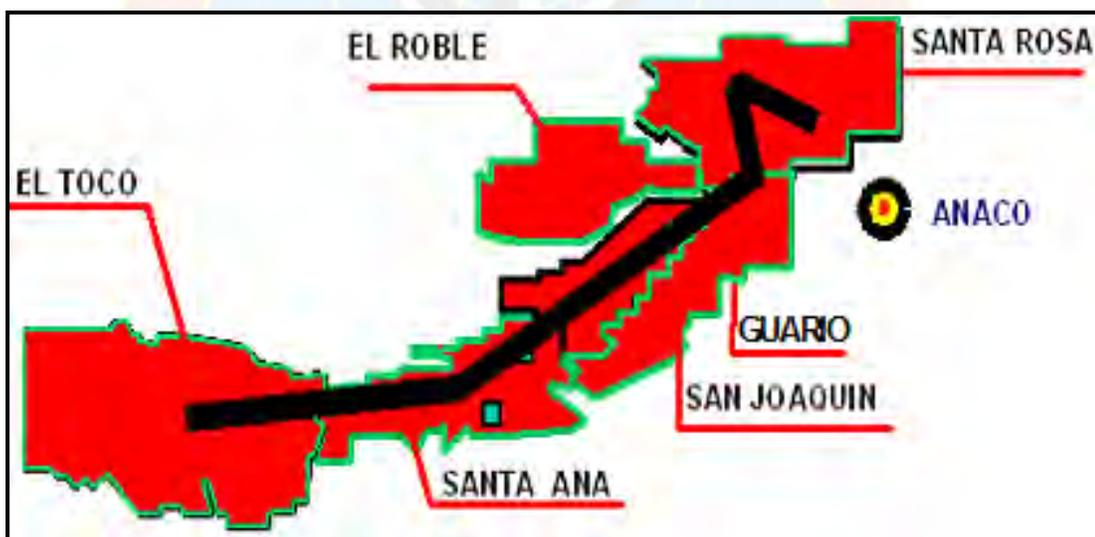


Figura 2.2 Campos del Área Mayor de Anaco
Fuente: PDVSA Gas. (2011)

El tiempo de realización de dicha investigación (Análisis de las facilidades de entrega de crudo desde el Centro Operativo San Joaquín hasta patio tanque Anaco) se realizó desde Octubre/21/2010 hasta Junio/21/2011, en PDVSA Gas Anaco, Departamento del Proyecto Gas Anaco (PGA).

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Estación de Flujo

Una estación de flujo es donde se realizan el tratamiento del crudo que viene de las áreas o campos de explotación, para su posterior traslado a la estación de descarga más cercana y de allí al patio de tanque principal de recepción y bombeo de crudo (BERMÚDEZ, 2006).

2.3.2 Estación de Recolección

Es un conjunto de equipos interrelacionados para recibir, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos ubicados en su vecindad. Tal infraestructura está conformada por varias secciones en la que se realizan procesos específicos relacionados con la recepción de crudo a los patios de tanque (PDVSA, 1995).

2.3.2.1 Procesos de las Estaciones de Recolección

La producción multifásica, pertenecientes al campo San Joaquín, Roble y Guario se recolectará, a través de válvulas multipuerto, ubicadas en la Estación de Recolección y se enviará posteriormente a la Estación Centralizada localizada en el Centro Operativo San Joaquín, a través de las líneas de transferencia multifásica o líneas de recolección (PDVSA, 2007). Como se muestra en la figura 2.3.

En las Estaciones de Recolección se tendrán:

- Sistemas de recolección

- Sistema de prueba de pozos
- Sistema de despresurización de pozos
- Sistema de alivio y venteo



Figura 2.3 Estación de Recolección
Fuente: PDVSA Gas

2.3.3 Sistema de Separación Gas / Líquido

Es un sistema conformado por separadores los cuales constan de tambor metálico y operan a una presión dada, el cual es utilizado para separar una mezcla, de forma tal, que la porción de la fase de vapor salga por la parte superior del recipiente y los líquidos por la parte inferior. El procedimiento consiste en que la mezcla de fluidos entrante choca con las placas de impacto o baffles desviadores a fin de promover la separación gas-líquido mediante la reducción de velocidad y diferencia de densidad (OMANÑA, 2005).

El número de separadores varía en función del volumen de producción de gas y petróleo en las estaciones.

2.3.3.1 Principios de Separación

PDVSA (1995a), describe los principios fundamentales que tienen que tenerse en cuenta en la separación física de varias fases, como se enumeran a continuación. Sin embargo, aunque toda separación puede emplear uno o más de estos principios, se debe tener en cuenta que las condiciones para que dos fases sean separables son: que exista un diferencial entre las densidades de ambos fluidos y que las fases sean inmiscibles entre sí.

2.3.3.1.1 Momentum

Alonso (1995), define el momentum lineal de una partícula como: “el producto de su masa por su velocidad. Esta es una cantidad vectorial y tiene la misma dirección que la velocidad. Es un concepto que combina dos elementos que caracterizan el estado dinámico de una partícula” (p. 82). En otras palabras, el momentum, es la cantidad de movimiento que tiene un fluido de cierta densidad. Así, cuando una mezcla bifásica es sometida a un cambio violento en su dirección, ambos fluidos alcanzarán diferentes velocidades debido a que poseen distintas densidades.

2.3.3.1.2 Asentamiento por Gravedad

La separación por gravedad resulta, cuando la fuerza gravitacional que actúa sobre la partícula líquida, supera a la fuerza de arrastre que el vapor ejerce sobre la partícula a separar.

2.3.3.1.3 Coalescencia

Es el fenómeno por medio del cual partículas líquidas de tamaño pequeño (que no se separan fácilmente por la acción de la gravedad), se unen entre sí para formar

partículas de mayor tamaño, que sí pueden separarse posteriormente por asentamiento gravitatorio.

2.3.3.2 Partes de un Separador

Aún cuando los separadores pueden tener distintas configuraciones, generalmente poseen una sección primaria o de entrada, una sección secundaria, donde las fases fluyen libremente y una sección de recolección del líquido separado. Sin embargo puede existir una cuarta sección, si los separadores poseen una zona en el tope, donde se pueden colocar dispositivos internos de coalescencia, que permiten aumentar la eficiencia de separación, tal y como se muestra en la figura 2.4.

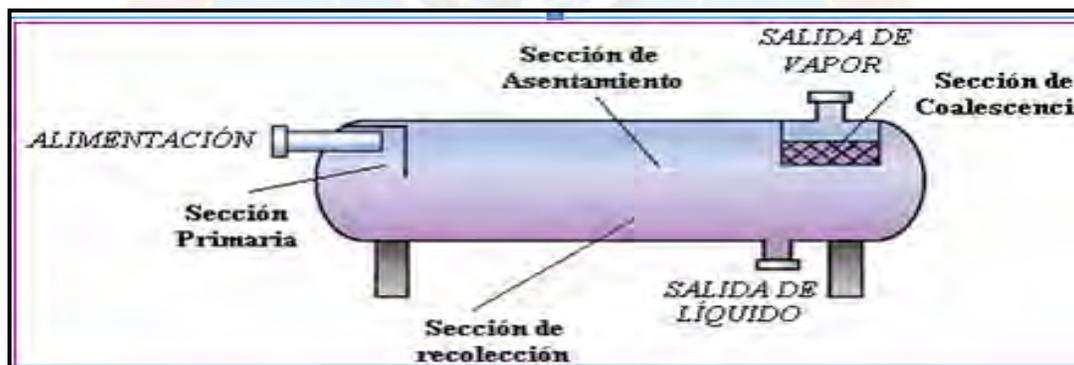


Figura 2.4 Partes de un Separador

Estas secciones o zonas pueden ser descritas de la siguiente manera:

2.3.3.2.1 Sección Primaria

Es aquella parte del separador en la cual ocurre la separación inicial y donde se separan esencialmente la fase líquida y la fase vapor, debido al cambio de momentum. Puede contener una boquilla de entrada, que puede dirigir el fluido tangencialmente o un deflector de entrada para aprovechar los efectos inerciales de un

cambio abrupto en la dirección para separar la mayor cantidad posible de líquido de la corriente de vapor.

2.3.3.2.2 Sección Secundaria o de Asentamiento

Es la parte libre del separador en la cual, teóricamente, el vapor fluye a una velocidad relativamente baja y con poca turbulencia; en esta parte del separador, las partículas líquidas (aquellas que llegan a cierto tamaño), son separadas del flujo de vapor, debido a la acción de la gravedad, mientras que el resto de las partículas líquidas (aquellas que no alcanzan el tamaño necesario), flotarán en el vapor. En esta sección del recipiente, se utiliza únicamente la aceleración de la gravedad como mecanismo para inducir la separación de las fases. Se diseña basándose en el área del equipo, tal que no haya reatrapamiento de las partículas ya separadas.

2.3.3.2.3 Sección de Coalescencia

Es la sección del separador en la cual se utilizan dispositivos de choque, donde las partículas líquidas más pequeñas colisionan para unirse entre sí, y convertirse en partículas de mayor tamaño para que puedan ser separadas posteriormente por asentamiento gravitatorio. En esta parte del separador, se eliminan las partículas líquidas más pequeñas de la corriente de vapor, según el criterio de arrastre que se emplee.

2.3.3.2.4 Sección de Recolección de Líquido o Sumidero

Es el espacio del separador adoptado para recoger el líquido decantado proveniente de las secciones anteriormente descritas. El líquido, es recolectado en el fondo del recipiente, el cual deberá tener un volumen dado, dependiendo de los requerimientos del sistema, del tiempo necesario para desgasificar el líquido recolectado y para prevenir los tapones, mejor conocidos según su nombre en inglés

como slugs, además del volumen mínimo requerido de emergencia para que los controladores funcionen correctamente.

2.3.3.3 Funciones de los Separadores

- Permitir una primera separación entre los petróleos crudos.
- Refinar aun más el proceso mediante la recolección de partículas líquidas atrapadas en la parte gaseosa.
- Liberar parte de la fracción gaseosa que pueda permanecer en la fase líquida.
- Descargar separadamente las fases líquidas y gaseosas, para evitar que se puedan volver a mezclar parcial o totalmente (GOLINDANO, 2006).

2.3.3.4 Clasificación de los Separadores

- Según su Forma: Verticales, horizontales y esféricos.
- Según su Función: Producción general, prueba o medida.
- Según su Presión: Baja, media y alta presión.
- Según las Fases a Separar: Bifásicos y trifásico (GOLINDANO, 2006).

A continuación se hace una breve descripción de algunos de estos tipos de separadores y, en el caso de los separadores más usados (verticales y horizontales), se presentan algunas ventajas y desventajas.

2.3.3.4.1 Separadores Verticales

En estos equipos, la fase pesada decanta en dirección opuesta al flujo vertical de la fase liviana. Por consiguiente, si la velocidad de flujo de la fase liviana excede

levemente la velocidad de decantación de la fase pesada, no se producirá la separación de fases, a menos que esta fase pesada coalesca en una gota más grande.

Entre las ventajas y desventajas del separador vertical están:

2.3.3.4.1.1 Ventajas

- Normalmente empleados cuando la relación gas o vapor-líquido es alta y/o cuando se esperan grandes variaciones en el flujo de vapor/gas.
- Mayor facilidad, que un tambor horizontal, para el control del nivel del líquido, y para la instalación física de la instrumentación de control, alarmas e interruptores.
- Ocupa poco espacio horizontal
- La capacidad de separación de la fase liviana no se afecta por variaciones en el nivel de la fase pesada.
- Facilidad en remoción de sólidos acumulados.

2.3.3.4.1.2 Desventajas

El manejo de grandes cantidades de líquido, fuertes variaciones en la entrada de líquido, ó separación líquido-líquido, obliga a tener excesivos tamaños de recipientes, cuando se selecciona esta configuración.

- Requieren mayor diámetro, que un tambor horizontal, para una capacidad dada de gas.
- Requieren de mucho espacio vertical para su instalación.
- Fundaciones más costosas cuando se comparan con tambores horizontales equivalentes.

- Cuando hay formación de espuma, o quiere desgasificarse líquido ya recolectado, se requieren grandes volúmenes de líquido y, por lo tanto, tamaños grandes de tambores verticales.

Como ejemplos de separadores verticales, tenemos:

- **Tambor KO de Succión de Compresor:** Se requiere una separación líquido–vapor muy eficiente, especialmente para tambores asociados a compresores reciprocantes. Estos tambores KO se diseñan para incluir malla separadora de gotas y, algunas veces, se incluye calentamiento por trazas de la salida vapor para evitar condensación en la línea.
- **Tambor KO de la Alimentación al Absorbedor de Gas Acido:** Se requiere una separación líquido–vapor muy eficiente, para evitar la formación de espuma en el absorbedor.

A continuación, en la figura 2.5 se muestra un esquema típico de un separador vertical:

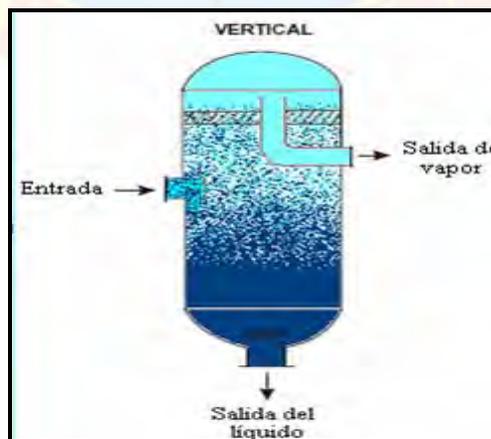


Figura 2.5 Esquema de un Separador Líquido-Vapor Vertical.
Fuente: MARFISI, S Y SALAGER, J. (1997).

2.3.3.4.2 Separador Horizontal

En estos equipos, la fase pesada decanta perpendicularmente a la dirección horizontal de flujo de la fase liviana, permitiendo que la fase liviana continua pueda viajar a una velocidad superior a la velocidad de decantación de la fase pesada discontinua (hasta un cierto límite).

Entre las ventajas y desventajas de este tipo de separadores están:

2.3.3.4.2.1 Ventajas

- Normalmente empleados cuando la relación gas ó vapor-líquido es baja.
- Requieren de poco espacio vertical para su instalación.
- Fundaciones más económicas que las de un tambor vertical equivalente.
- Por lo general, son más económicos.
- Requieren menor diámetro, que un tambor vertical, para una capacidad dada de gas.
- Manejan grandes cantidades de líquido, fuertes variaciones en la entrada de líquido, ó separación líquido-líquido, optimizando el volumen de operación requerido.
- Los volúmenes de retención facilitan la desgasificación de líquido y el manejo de espuma, si se forma.

2.3.3.4.2.2 Desventajas

- Variaciones de nivel de la fase pesada afectan la separación de la fase liviana.
- Ocupan mucho espacio horizontal.

- Difícil remoción de sólidos acumulados (Necesidad de inclinar el recipiente ó añadir internos como tuberías de lavado)

Como ejemplo de separadores horizontales, tenemos:

- **Separadores de Producción:** (también conocidos como Tambores “Free Water Knock Out” (FWKO)); se requiere de una separación vapor-líquido eficiente, especialmente cuando el gas fluye hacia un compresor. Además la separación del aceite o petróleo de la fase acuosa (Separador líquido-líquido-vapor), debe ser razonablemente buena para evitar sobrecargar los equipos aguas abajo de tratamiento de agua. Muy a menudo, se requiere de inyección de químicos desemulsificantes y rompedores de espuma.
- **Tambores de alivio:** Se requiere de una separación vapor-líquido razonablemente buena, para así evitar arrastre de gotas de material hidrocarburo que arderían en el mechurrio asociado, ya que dichas gotas producirían una excesiva radiación en el mechurrio, además que podrían caer gotas de material ardiendo desde el mechurrio, generando posibles emergencias.

A continuación en la figura 2.6 se muestra un esquema de un separador horizontal:

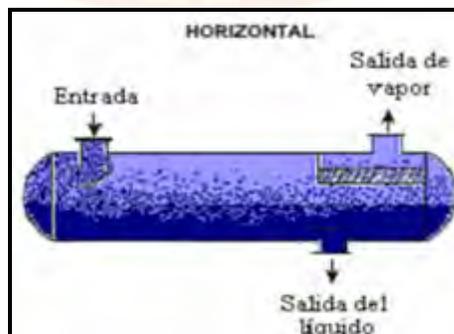


Figura 2.6 Esquema de un Separador Líquido-Vapor Horizontal.

Fuente: MARFISI, S Y SALAGER, J. (1997).

2.3.4 Sistema de Depuración de Gas

Los depuradores son separadores que no poseen:

- Capacidad para hacer una separación gas-líquido cuando los volúmenes de líquido puedan ser apreciables.
- Tamaño suficiente para que el asentamiento por fuerzas gravitacionales sea óptimo.
- La función básica de un depurador es remover pequeñas cantidades de líquidos de una mezcla predominantemente gaseosa, con el fin de obtener gas seco, su diseño se fundamenta en la primera sección de separación, donde predominan elementos de impacto para remover partículas líquidas. Los depuradores se encuentran a la salida de la estación de flujo y antes de la Planta Compresora y maneja el gas que sale de los trenes de separación. También se pueden encontrar entre etapa y etapa de los compresores en la planta compresora (GOLINDANO, 2006).

2.3.5 Tanques de Almacenamiento de Crudo

Los tanques de almacenamiento son recipientes que se utilizan en la industria petrolera, diseñados y equipados para almacenar a presión y temperatura atmosférica una gran variedad de fluidos, como lo son, crudos y sus derivados. La selección del tipo y tamaño de tanque está regida por la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar.

Los materiales que se han empleado para su construcción, han sido: madera, concreto, aluminio, plástico y acero inoxidable; siendo este último el de mayor demanda por su resistencia y durabilidad (BERMÚDEZ, 2006).

2.3.5.1 Clasificación de los Tanques

- Por su Construcción: Empernados, remachados y soldados.
- Por su Forma: Cilíndricos y esféricos.
- Por su Función: Techo fijo y techo flotante

Los tanques más usados en la industria petrolera son:

Tanques de Techo Fijo

Es aquel con características adecuadas para el almacenamiento de crudo, con sistemas de reposición de aire o presión dentro de su estructura, debido a que su techo se mantiene fijo, como es el caso de los tanques tipo domo. Tal y como se muestra en la figura 2.7.



Figura 2.7 Tanque de Techo Fijo.
Fuente: Universidad de Buenos Aires. (2005)

Tanques de Techo Flotante

Poseen una membrana solidaria al espejo de producto que evita la formación del espacio de vapor, minimizando pérdidas por evaporación al exterior y reduciendo

el daño medio ambiental y el riesgo de formación de mezclas explosivas en las cercanías del tanque.

El techo flotante puede ser interno (existe un techo fijo colocado en el tanque) o externo (se encuentra a cielo abierto). En la figura 2.8 se muestra un modelo de tanque tipo techo flotante.



Figura 2.8 Tanque de Techo Flotante
Fuente: Metal Mec. (2007)

Tanques de Techo Fijo con Interno Flotante

Tienen techo interno flotante construido en aluminio, y se coloca un domo geodésico como techo fijo del tanque. Las ventajas que presenta el domo con respecto a un techo convencional son:

- Es un techo autoportante, es decir, no necesita columnas que lo sostenga. Esto evita el tener que perforar la membrana.
- Se construye en aluminio, lo cual lo hace más liviano.

- Se construyen en el suelo y se montan armados mediante una grúa, evitando trabajos riesgosos en altura.

Cuando se coloca un techo interno flotante, se tienen ventanas en la parte superior de la envolvente contra el techo, tal y como se muestra en la figura 2.9.

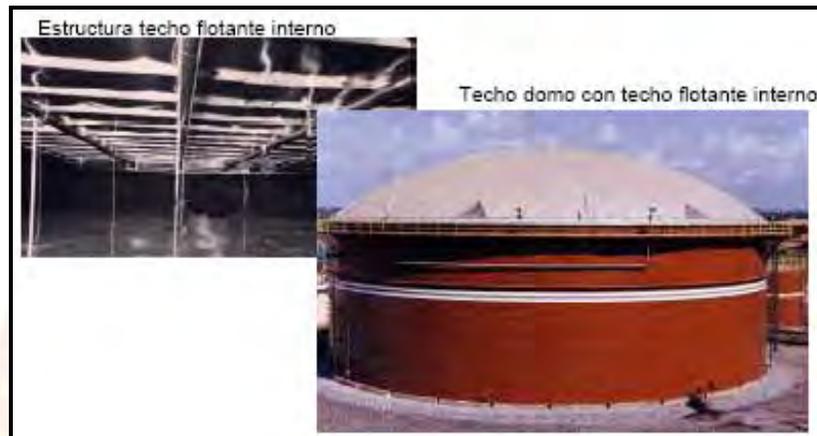


Figura 2.9 Tanques tipo Domo con Techo Flotante Interno
Fuente: UBA. (2005)

2.3.5.2 Normas Aplicables para la Construcción de Tanques

- ASTM: Sociedad Americana para Pruebas de Materiales American (Society for Testing Materials).
- API: Instituto Americano de Petróleo (American Petroleum Institute).
- NFPA: Asociación Nacional de Protección de Incendios (National Fire Protection Association).
- STI: Instituto de Tanques de Acero (Steel Tank Institute).
- ULC: Underwriters Laboratories of Canada.
- Normas Covenin.

2.3.5.3 Funciones de los Tanques

- Separación agua-crudo.
- Permite la sedimentación de agua y barros del crudo antes de despacharlos por oleoducto o a destilación.
- Proveer un medio de almacenamiento para evitar derrames de crudo cuando por mantenimiento o falla de energía eléctrica no se dispone de la capacidad de movimiento de crudo.
- Almacenar crudo para alimentar la succión de las bombas de transferencia (GOLINDANO, 2006).

2.3.6 Sistema de Bombeo

El sistema de bombeo es el conjunto formado por un motor impulsor y una bomba que son las encargadas de bombear el crudo almacenado en los tanques de recolección hacia los patios de tanques u otras estaciones de flujo. Las bombas de crudo realizan una función vital en las estaciones de flujo, movilizar el petróleo y agua hacia los patios de tanques (GOLINDANO, 2006).

2.3.6.1 Tipos de Bombas

- Bombas Centrifugas
- Bombas Reciprocantes
- Bombas de Flujo Axial
- Bombas Rotativas (PDVSA, 1997)

2.3.7 Deshidratación de Crudo

Es el proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo, ya sea en forma emulsionada o libre, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje previamente especificado. Generalmente, este porcentaje es igual o inferior al 1 % de agua. Una parte del agua producida por el pozo, llamada agua libre, se separa fácilmente del crudo por acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, la cual se llama emulsión agua/aceite (W/O), cuyas siglas en inglés significan (water/oil) (MARFISI, S Y SALAGER, J, 1997).

2.3.7.1 Métodos de Tratamiento para la Deshidratación de Crudo

Dependiendo del tipo de aceite y de la disponibilidad de recursos se combinan cualquiera de los siguientes métodos típicos de deshidratación de crudo:

Tratamiento Químico: Consiste en agregar al petróleo crudo compuestos químicos desmulsificantes, que son agentes de superficies activas similares a los emulsificadores y tienen tres acciones principales:

- Fuerte atracción hacia la interfase crudo-agua; ellos deben desplazar y/o neutralizar a los emulsificadores presentes en la película de la interfase.
- Floculación: neutralizan las cargas eléctricas repulsivas entre las gotas dispersas, permitiendo el contacto de las mismas.
- Coalescencia: permiten que pequeñas gotas se unan a gotas más grandes que tengan suficiente peso para asentarse. Para esto se requiere que la película que rodea y estabiliza las gotas sea rota.

El tratamiento químico en general ofrece las siguientes ventajas:

- La formación de las emulsiones puede ser completamente prevenida dosificando los desmulsificantes desde una etapa temprana del tratamiento.
- La emulsión puede ser rota en frío, reduciendo los costos de calentamiento de la emulsión y la pérdida de gravedad asociada con el calentamiento.

Las desventajas del tratamiento químico son:

- Una sobredosificación puede producir nuevas emulsiones que son a menudo más difíciles de romper que las emulsiones originales.
- No siempre es económico romper las emulsiones sólo con el tratamiento químico, generalmente es necesario el uso de energía adicional, como calentamiento o electricidad, para reducir los costos del tratamiento químico.

Tratamiento Térmico: Consiste en el calentamiento del crudo mediante equipos de intercambio de calor, tales como calentadores de crudo y hornos.

Los tratadores-calentadores pueden ser de tipo directo e indirecto en función de la forma en que se aplica el calor. En los calentadores de tipo directo el calor es transferido por contacto directo de la corriente alimentada con la superficie interna del calentador. Aunque este tipo presenta problemas de sedimentos y de corrosión pueden manejar mayores volúmenes de fluidos con menor gasto de combustible que los calentadores indirectos. Operan eficientemente en procesos de baja presión y donde los fluidos manejados no son muy corrosivos. Los más utilizados son los calentadores de fuego directo con cajas de fuego de tipo vertical.

En los calentadores de tipo indirecto el proceso de transferencia de calor se efectúa mediante un baño de agua caliente, en el cual se encuentra sumergida la tubería que transporta la emulsión. Este tipo de calentadores disminuye el riesgo de explosión y son utilizados en instalaciones donde es posible recuperar calor, tales como el gas caliente de salida de las turbinas.

En general el calentamiento ya sea de tipo directo o indirecto tiene las siguientes ventajas:

- Reduce la viscosidad de la fase continua: un incremento en la temperatura de 10 °F baja la viscosidad de la emulsión por un factor de 2.
- Incrementa el movimiento browniano y la colisión de las gotas de agua para su coalescencia.
- Incrementa la diferencia de densidad entre la salmuera y el crudo.
- Promueve una mejor distribución del desemulsionante.
- Disuelve las parafinas cristalizadas que le dan estabilidad a las emulsiones.
- Debilita la película de emulsionante que rodea a las gotas de agua.

Sin embargo el calentamiento presenta las siguientes desventajas:

- Provoca la migración de los compuestos más volátiles del crudo hacia la fase gas. Esta pérdida de livianos ocasiona una disminución de volumen del crudo calentado y una disminución en su gravedad API.
- Incrementa los costos de combustible.
- Incrementa los riesgos en las instalaciones.
- Requieren mayor instrumentación y control.
- Causa depósitos de coke.

Tratamiento Mecánico: Se caracteriza por utilizar equipos de separación dinámica que permiten la dispersión de las fases de la emulsión y aceleran el proceso de separación gravitacional. El asentamiento gravitacional se lleva a cabo en grandes recipientes llamados tanques, sedimentadores, tanques de lavado, “gun barrels” y eliminadores de agua libre (EAL ó “Free Water Knockout FWK”).

Los Eliminadores de Agua Libre: Son utilizados solamente para remover grandes cantidades de agua que es producida en la corriente, pero que no está emulsionada y se asienta fácilmente en menos de 5-20 minutos. El crudo de salida de un EAL todavía contiene desde 1 hasta 30 % de agua emulsionada. En el interior de estos recipientes que son de simple construcción y operación, se encuentran baffles para direccionar el flujo y platos de coalescencia.

El agua es removida por la fuerza de gravedad y esta remoción provoca ahorros en el uso de combustible de los calentadores. Un calentador requiere de 350 Btu para calentar un barril de agua en 1°F, pero solamente requiere 150 Btu para calentar 1 barril de crudo en 1°F. El calentamiento de agua, aparte de que es un desperdicio de energía provoca problemas de incrustación y requiere del uso adicional de tratamiento químico muy costoso para prevenir la incrustación. Los eliminadores de agua libre (EAL), no son lo mejor ya que ellos sólo remueven el agua libre. Están protegidos por ánodos de sacrificio y por aditivos para prevenir la corrosión por el efecto del agua de sal.

Tanque de Lavado: Estos recipientes usualmente operan con media parte de agua (colchón de agua) y la otra parte lo cubre el petróleo. Su funcionamiento consiste en que la emulsión entra al área de desgasificación, donde se produce la liberación del gas remanente a través del sistema de venteo.

Seguidamente, la fase líquida desciende por el tubo desgasificador y entra a la zona del agua de lavado, a través de un distribuidor, que se encarga de esparcir la emulsión lo más finamente posible a fin de aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo así la coalescencia de las partículas de agua. La emulsión fluye, a través del agua en el interior del tanque de lavado siguiendo la trayectoria forzada por baffles internos que permiten incrementar el tiempo de residencia. El petróleo por ser más liviano que la emulsión asciende pasando a formar parte de la zona correspondiente al petróleo deshidratado.

Este proceso de deshidratación se ve afectado por altas velocidades de flujo, exceso de gas, descensos en la temperatura del fluido y recuperación de emulsiones envejecidas; por lo tanto, la eficiencia del mismo depende del control total de estas variables. Tienen un tiempo de residencia entre 3 a 36 horas. Entre los equipos más utilizados por la industria petrolera se mencionan los tanques de lavado de tipo helicoidal, los de tipo rasurado, concéntrico o araña.

Tratamiento Eléctrico: Se utilizan equipos denominados deshidratadores electrostáticos, y consiste en aplicar un campo eléctrico para acelerar el proceso de acercamiento de las gotas de fase dispersa (MARFISI, S Y SALAGER, J, 1997).

Los procesos de deshidratación electrostática consisten en someter la emulsión a un campo eléctrico intenso, generado por la aplicación de un alto voltaje entre dos electrodos. Este dispositivo, generalmente tiene características similares a los de los equipos de separación mecánica presurizados, añadiendo a éstos el sistema de electrodos y de generación de alto voltaje. La aplicación del campo eléctrico sobre la emulsión induce a la formación de dipolos eléctricos en las gotas de agua, lo que origina una atracción entre ellas, incrementando su contacto y su posterior coalescencia. Como efecto final se obtiene un aumento del tamaño de las gotas, lo que permite la sedimentación por gravedad. Como se muestra en la figura 2.10

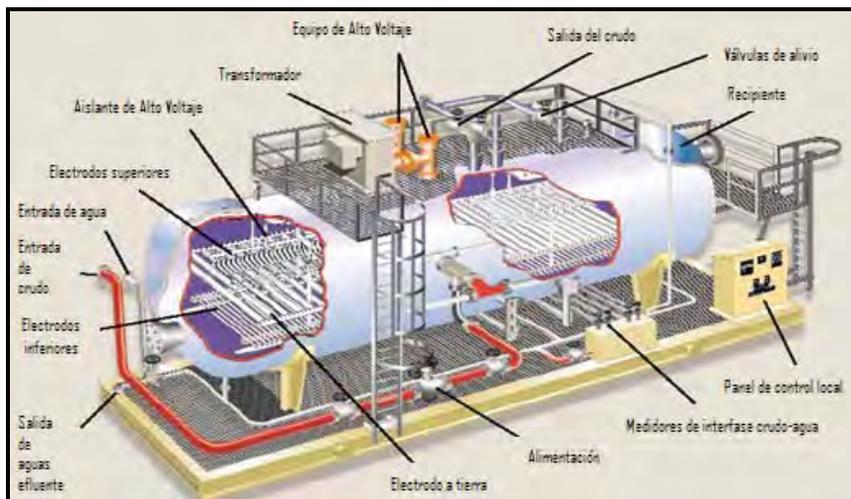


Figura 2.10 Tratador Horizontal Electroestático

Fuente: MARFISI, S Y SALAGER, J. (1997).

Entre las desventajas que presentan los equipos de deshidratación electrostática están:

- Requerimiento de supervisión constante en su operación.
- Instalación de sistemas de control más sofisticados, lo que incide tanto en los costos de operación como de inversión.
- Instalación de sistemas de carga para un mayor control de flujo al equipo, ya que necesitan para su operación condiciones de flujo estables y controladas.
- Los dispositivos del equipo podrían ser afectados por los cambios en las propiedades conductoras de los fluidos de alimentación, cuando se incrementa el agua, la salinidad y la presencia de sólidos.
- El nivel de agua libre es controlado por dos medidores de nivel en paralelo y con diferentes principios de operación. Esta es la variable más difícil de manejar, ya que un valor alto podría hacer que el agua tenga contacto con las parrillas energizadas y halla un corto circuito en el equipo y sus correspondientes daños al sistema eléctrico.

Estos equipos se utilizan cuando la velocidad de asentamiento por gravedad es muy lenta, dada por la Ley de Stokes. Como la molécula de agua es polar, el campo eléctrico incrementa la coalescencia de las gotas dispersas en el aceite por dos mecanismos que actúan simultáneamente:

- Sometidas a un campo electrostático, las gotas de agua adquieren una carga eléctrica neta.
- La distribución al azar de las gotas de agua en el seno del aceite al pasar por el campo electrostático se alinea con su carga positiva orientada al electrodo cargado (negativo). En la figura 2.11 se muestra los campos electrostáticos en gotas de agua.

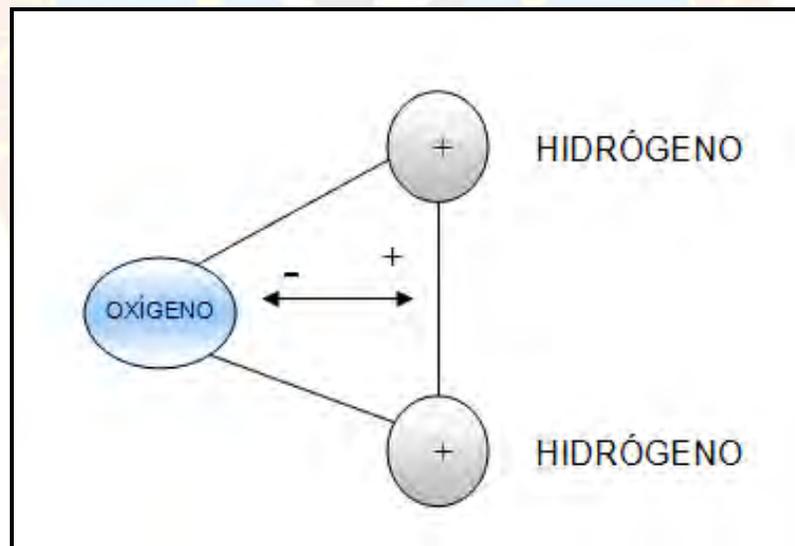


Figura 2.11 Efectos de los Campos Electrostáticos en Gotas de Agua
Fuente: NATCO GROUP

Estas fuerzas de atracción electrostática pueden ser mucho más grandes que la fuerza de gravedad presente. La relación de fuerza electrostática con la fuerza de gravedad es de aproximadamente de 1.000 para gotas de agua de 4 micras de

diámetro en crudo de 20° API expuesto a un gradiente eléctrico típico de 5 kilovoltios/pulgada.

Los tratadores electrostáticos son usados generalmente cuando existen las siguientes circunstancias:

- Cuando el gas combustible para calentar la emulsión no está disponible o es muy costoso.
- Cuando la pérdida de gravedad API es económicamente importante.
- Cuando grandes volúmenes de crudo deben ser tratados en una planta, a través de un número mínimo de recipientes.

Las ventajas del tratamiento electrostáticos son:

- La emulsión puede ser rota a temperaturas muy por abajo que la que requieren los tratadores-calentadores.
- Debido a que sus recipientes son mucho más pequeños que los calentadores, eliminadores de agua libre y gun-barrels, son ideales para plataformas petroleras marinas.
- Pueden remover mayor cantidad de agua que otros tratadores.
- Las bajas temperaturas de tratamiento provocan menores problemas de corrosión e incrustación.

2.3.8 Sistema de Compresión

El sistema de compresión de gas, comprende la instalación de 9 compresores y equipos asociados. Mediante la construcción de las instalaciones de entrada del gas, con un cabezal de recolección para los diferentes niveles de presión (60 y 450 Lpcm)

de gas y adicionalmente se instalarán las instalaciones de descarga y de distribución. Se estima la instalación del sistema alivio y venteo, donde se recolectará el gas proveniente de las válvulas de alivio, válvulas de venteo y válvulas despresurizadoras de la planta; así mismo la construcción de un sistema de desvío de planta, el cual recolecta el gas proveniente de la succión de los compresores que no puede ser manejado por estos y el de los separadores en los tratadores térmicos, los cuales serán enviados al flare (PDVSA, 2007).

2.4 CONCEPTOS BÁSICOS

Tuberías: Es un sistema que consta de tubos, bridas, pernos, empacadoras, válvulas, accesorios, juntas de expansión, tensores, juntas giratorias, elementos para soportar tuberías, y aparatos que sirven para mezclar, separar, amortiguar, distribuir, medir y controlar el flujo (PDVSA, 1997).

Tanques de Lavado: Son aquellos equipos mecánicos (recipientes), sometidos a una presión cercana a la atmosférica que reciben un fluido multifásico y son utilizados en la industria petrolera para completar el proceso de deshidratación de crudo dinámicamente, es decir, en forma continua; para la separación del agua del crudo (PDVSA, 1997).

Corrosión: Deterioro de un material o de sus propiedades, debido a su reacción química o electroquímica con el medio ambiente (PDVSA, 1995).

Separador de Prueba: Es básicamente un separador bifásico, acondicionado con medidores de flujo en sus salidas de tope y fondo, los cuales permiten monitorear la cantidad de gas y líquido contenidos en el producto de entrada. (PDVSA, 2007).

Agua de Producción: Son las extraídas en conjunto con el hidrocarburo, en las operaciones de producción de un yacimiento, separadas en superficie mediante el proceso de deshidratación. Presentan composición físico-químico variable incluyendo sales metales pesadas, hidrocarburos y otros compuestos orgánicos disueltos (PDVSA, 1995).

Efluente: Es la salida o Flujos salientes de líquidos residuales, derivados de actividades antropogénicas, con contenido de materiales disueltos y suspendidos descargados directa o indirectamente a los cuerpos de agua, sobre el suelo o por inyección en el subsuelo a redes cloacales al medio marino-costero o submarino (PDVSA, 1995).

Protección Catódica: Técnica mediante el cual se minimiza el proceso de corrosión en las superficies metálicas en un medio electrolito, alterando el potencial natural del metal hacia los valores catódicos por medio de la aplicación de corrientes impresas o galvánicas (PDVSA, 1995).

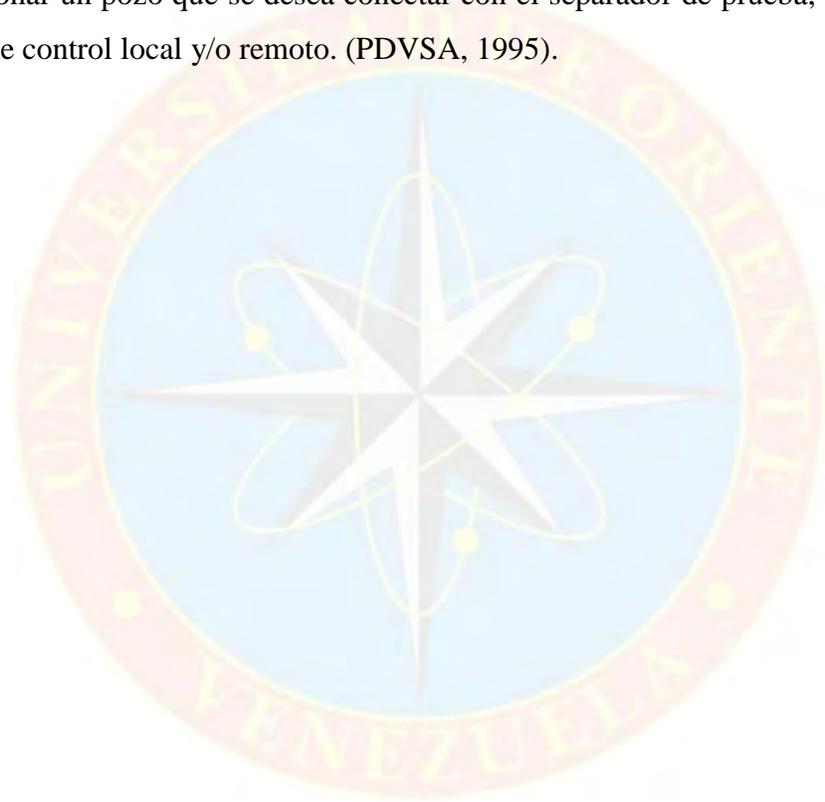
Recipiente Cilíndrico Horizontal: Es un separador diseñado particularmente para recibir grandes volúmenes de líquido en intervalos irregulares (PDVSA, 1995).

Crudo Deshidratado: Crudo proveniente de los campos de producción, el cual ha sido sometido a un proceso de deshidratación a fin de obtener un contenido de agua y sedimentos menor o igual a 0,5% en volumen (GOLINDANO, 2006).

Patio de Tanques: Son Instalaciones destinadas al almacenamiento de todo el petróleo producido en un área determinada o zona de producción. Estén provistas de tanques de almacenamiento con diferentes capacidades, las cuales oscilan entre 47 y 250 MBNP, además de capacidad para recibo, fiscalización, medición del petróleo y de sus especificaciones antes de ser bombeado hasta los terminales de embarque y

bombeo el cual se realiza, a través de un cierto número de bombas (dependiendo de la capacidad del patio), las cuales pueden ser de tipo reciprocante o centrifugas (BERMÚDEZ, 2006).

Válvula Multipuerto: Este es un Sistema selector de pozos de prueba, que funciona como un manifold compacto ofreciendo una manera automática y segura de seleccionar un pozo que se desea conectar con el separador de prueba, a través de un panel de control local y/o remoto. (PDVSA, 1995).



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación es descriptiva; como lo señala Arias F. (2006) “Consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento” (P.24)

Según el nivel de conocimiento que presenta la investigación, comprende la descripción, conoce las situaciones, costumbres y actitudes predominantes, a través de la descripción exacta de las actividades, objetos, procesos y personas. Además se requiere seleccionar o elaborar técnicas para la recolección de datos, entrevistas directas con el personal, documentos técnicos y actualización de procedimientos.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación es documental; como lo señala Arias F. (2006) “Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas.” (Pág. 27).

Para dar solución al problema planteado se implementó una investigación documental, debido a que la información es obtenida de datos secundarios del área de estudio, mediante entrevistas con el personal podemos obtener información referida a la producción multifásica del campo, así como los procesos llevados en el Centro Operativo San Joaquín.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias F. (2006) “Es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales son extensivas las conclusiones de la investigación.” (P.81), mientras que la muestra la define como “Un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible.” (P.83). por lo tanto, podemos concluir que la población del presente estudio está comprendida por todos los equipos, Centros Operativos y tuberías que componen los campos San Joaquín, Roble y Guario y la muestra serán las estaciones de recolección del Campo San Joaquín, Roble y Guario SJED-1, SJED-3, SJED-4, ERED-2, GED-1 respectivamente, las cuales están constituidas por líneas de recolección multifásica, sistema de prueba de pozos, sistema de despresuración de pozos, sistema de alivio venteo y válvulas multipuertos.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Estudio del Proceso Actual de Entrega de Crudo en el Centro Operativo San Joaquín

Para lograr este objetivo se procedió a realizar observaciones del proceso que se lleva cabo en el Centro Operativo San Joaquín, realizando recorridos al área de estudio, consultando al personal que labora en la empresa, lo cual nos permitió obtener la información sobre el volumen de gas y crudo asociado del proceso, así como identificar los sistemas de separación, tratamiento y compresión que se le realizan al flujo multifásico para llevar el gas y el crudo a especificaciones comerciales requeridas por PDVSA, para posteriormente bombear el crudo hacia patio tanque Anaco, el gas a la planta de extracción San Joaquín y el agua para inyección a pozos, se buscará información en la filosofía operacional del Centro Operativo San Joaquín, lo cual facilitará la descripción del proceso.

También se buscó la información en documentos técnicos de PDVSA, los cuales nos permitió definir la capacidad nominal, volumen de almacenamiento disponible y la capacidad operacional de los tanques, la capacidad de diseño y diferencial de presión de las bombas de transferencia de crudo, con la finalidad de determinar la capacidad operacional de almacenamiento y bombeo del Centro Operativo San Joaquín y de patio tanque Anaco (PTA). Por otro lado, se obtuvo información de la memoria de cálculo y hojas de cálculos de los tanques y bombas. Además se utilizaron las coordenadas UTM, suministradas por el departamento del proyecto Gas Anaco de las estaciones asociadas al estudio como lo son: SJER-1, SJER-3, SJER-4, GER-1 y ERER-2.

3.4.1.1 Pronóstico de Producción de los Campos que Comprenden el Estudio

Para ello se contó con información suministrada por el Departamento del Proyecto Gas Anaco, campos San Joaquín-Guario-Roble teniendo proyección de producción en su apertura para el 2011, previsto para 20 años de acuerdo al portafolio de oportunidades 2010-2030.

3.4.2 Análisis del Impacto que Tiene el Nuevo Proyecto “Reemplazo del Sistema de Transferencia de Petróleo desde el Área Mayor Anaco (AMA) Oeste hasta Patio de Tanques Anaco” Sobre las Facilidades Contempladas en el Centro Operativo San Joaquín

En este objetivo se procedió a realizar inspecciones en el campo al sistema de transferencia actual de crudo para el área mayor Anaco (AMA) Oeste, con el fin de identificar las condiciones mecánicas del mismo, para el cual se realizó un análisis de criticidad al sistema, debido a que la mayoría de estas líneas ya han cumplido con su período de vida útil, presentando filtraciones y varias reparaciones a lo largo de su

recorrido lo que genera una alta frecuencia de falla; condición que causa afectación a la continuidad de las operaciones de transferencia de crudo, daños a terceros y al ambiente. Por tal motivo, se requiere realizar el estudio los laterales pertenecientes al sistema de transferencia de crudo del área mayor Anaco (AMA) oeste para así, garantizar la continuidad de las operaciones en forma óptima. Se analizó el impacto que este proyecto generará al Centro Operativo San Joaquín contemplando las facilidades para el transporte de crudo en comparación con el sistema de transferencia actual. También se identificarán los laterales principales del nuevo proyecto conformado por el lateral condensado de 8 y 12 pulgadas, junto el lateral Anaco de 16 pulgadas de diámetro respectivamente, así como las interconexiones realizadas a lo largo del sistema de transferencia.

Estas líneas a construir que integrarán el sistema de transferencia de petróleo, deben garantizar el manejo del máximo volumen previsto en los próximos veinte años, según los pronósticos de producción vigentes del Distrito de Producción Gas Anaco y de acuerdo a las filosofías de descarga de los nuevos Centros Operativos.

3.4.3 Propuesta del Nuevo Ruteo de Tuberías para la Interconexión de las Facilidades de Entrega de Crudo del Centro Operativo San Joaquín con el Proyecto “Reemplazo del Sistema de Transferencia de Petróleo desde el Área Mayor Anaco (AMA) Oeste hasta Patio de Tanques Anaco”

Para el desarrollo de este objetivo se procedió a realizar visitas al campo y observar los planos del área de estudio, con la finalidad de definir y proponer el ruteo de tuberías más apropiado para realizar las interconexiones de las líneas de crudo del sistema de bombeo del Centro Operativo San Joaquín con el nuevo proyecto “reemplazo del sistema de transferencia de petróleo desde el área mayor de Anaco (AMA) oeste hasta patio de tanques Anaco”. También se le realizó un estudio a las líneas de crudo propuestas, a través del simulador PIPPHASE versión 9.0 para

determinar parámetros como: diámetros, caídas de presión, presiones, comportamiento del fluido, para así tener un mejor entendimiento del estudio realizado y tener criterios para la selección del diámetro de la línea.

Tabla 3.1 Características de los Oleoductos Propuestos para de Transmisión de Crudo del Centro Operativo hasta el Nuevo Sistema de Crudo para AMA Oeste

Oleoducto	Salida	Llegada	Distancia (metros)	Presión de salida (lpcm)	Caudal de crudo (BNP)	Temperatura de salida (°F)
1	Estación de bombas de transferencia de crudo COSJ	Oleoducto nuevo para AMA Oeste	915	251,3	14713	84
2	Estación de bombas de transferencia de crudo COSJ	Oleoducto nuevo para AMA Oeste	1055	251,3	14713	84

3.4.3.1 Evaluación Hidráulica a las dos Rutas Propuestas para la Interconexión al nuevo Sistema de Transferencia de Crudo para AMA Oeste

Esta etapa es muy importante, debido a que se simulan y se evalúan las opciones propuestas para transportar el crudo procedente del proceso llevado a cabo en el Centro Operativo San Joaquín. El software utilizado para el estudio es el simulador Pipephase versión 9.0 el cual nos permitió obtener el diseño de las dos rutas, se deben considerar diversos factores como: cantidad de crudo transportado, condiciones operacionales, perfil del terreno a ser recorrido y la distancia entre los extremos. La composición del crudo se obtiene por medio del análisis cromatográfico, para el cual se empleó el simulador PRO II con la finalidad de obtener una composición representativa del crudo que se va a transmitir. Los reportes de esta evaluación nos permiten tomar decisiones al momento de escoger el diámetro

de la tubería considerando las caídas de presiones, velocidad del líquido, patrón de flujo y otros parámetros que se necesitan para establecer el diseño.

Con respecto a la realización de la evaluación hidráulica, debe definirse la simulación como network model, la cual involucra uno o más links. Se establece para el fluido el modelo composicional, ya que existen varios componentes puros que participan en el análisis. Se hace la designación de fase rigorous multi-phase, en virtud de que se requiere de un cálculo riguroso del equilibrio líquido-vapor. La unidad de medida escogida es la opción petroleum. A cada propuesta se le realizó una estimación de costos para seleccionar la propuesta más óptima y que genere menos gastos de inversión, tomando en cuenta las estimaciones de costos por construcción y por equipos. Además se tomará en consideración la propuesta que presente un menor tiempo de ejecución.

Normas PDVSA

PDVSA N° 90616.1.024 “Dimensionamiento de tuberías de proceso”

PDVSA N° 1-tp 1.5 “Cálculo hidráulico de tuberías”

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

3.5.1 Técnicas

Según Arias F. (2006) “Es el procedimiento o forma particular de obtener datos o información.” (P.67).

Las técnicas de recolección de datos utilizadas para esta investigación fueron las entrevistas no estructuradas, revisión bibliográfica y la observación directa, las cuales nos permiten conocer y obtener información necesaria para estudiar el análisis

de las facilidades de entrega de crudo desde el Centro Operativo San Joaquín hasta patio tanque Anaco, permitiendo tener una mejor visión al momento de desarrollar el trabajo.

Entrevistas no estructuradas: Para desarrollar esta investigación se utilizó entrevistas no estructuradas. Esta técnica permitió conocer y estudiar la información acerca de las necesidades de la investigación y la manera de satisfacerlas, obteniendo la información en forma verbal a través de preguntas a personas capaces de aportarle datos de interés al estudio.

Revisión Bibliográfica: Se utilizó constantemente la revisión bibliográfica en el desarrollo de la investigación, realizando un estudio de la información obtenida de manuales, procedimientos y bibliografías que permitirán conocer datos relevantes sobre el tema de investigación.

Consultas Técnicas: Actividad que se llevó a cabo con los departamentos relacionados con el Proyecto Gas Anaco, Departamento de Producción, Departamento de Mantenimiento, Departamento de construcción, entre otros), mediante consultas de tipo no formal en la que se solicitó información relacionada con las instalaciones existentes y sobre el sistema de transporte actual.

3.5.2 Instrumentos

Según Arias F. (2006) “Es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información.” (P.69).

Los instrumentos utilizados para la recolección de información fueron páginas Web y el simulador Pipephase los cuales nos permite obtener información de datos, documentos y registros que nos sirven de ayuda para el desarrollo de la investigación.

Páginas Web: consiste en la revisión de páginas, a través de internet, para buscar información tanto teórica como técnica que será utilizada en el trabajo.

Simulador PRO II

Es un software de simulación, para el diseño y optimización de plantas proveído por SimSci – Esscor, PRO / II tiene el poder y la flexibilidad que necesita para modelar una amplia gama de procesos de productos químicos orgánicos e inorgánicos. Este simulador en estado estacionario realiza de forma rigurosa el balance de masa y energía para una amplia gama de procesos. Desde la separación de petróleo y gas a la destilación reactiva, PRO/II combina los datos de los recursos de una gran biblioteca de componentes químicos y extensas propiedades termodinámicas, métodos de predicción con la más avanzada y flexible de las operaciones técnicas de la unidad. Los ingenieros de proceso de cómputo se benefician de todas las facilidades para realizar el balance de masa y energía necesarias para el cálculo modelo en el estado de equilibrio dentro de los procesos de la química, el petróleo, el gas natural, el procesamiento de sólidos, y la industria de polímeros. PRO/II runs in an interactive Windows®-based GUI environment. PRO / II se ejecuta en Windows ® interactiva basada en entorno gráfico de usuario.

Simulador PIPEPHASE

Es un programa para el cálculo de flujo estacionario, en redes de tuberías y redes. Es un simulador de procesos en el área de hidrocarburos de la casa fabricante (SIMSCI) que permite mejorar y optimizar procesos operacionales en la industria.

Autocad

Es un software del tipo CAD - diseño asistido por computadora creado y comercializado por Autodesk desde 1982. Es utilizado principalmente para la elaboración de piezas de dibujo técnico en dos dimensiones (2D) y para creación de modelos tridimensionales (3D). Es ampliamente utilizado en arquitectura, ingeniería y diseñadores gráficos.

3.6 RECURSOS

Recursos Humanos: En cuanto al recurso humano, se contó con el apoyo del personal de la empresa PDVSA GAS, DISTRITO ANACO, departamento Proyecto Gas Anaco (PGA), el asesor industrial de esta investigación y profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas

Recursos Materiales: La empresa PDVSA GAS, DISTRITO ANACO, proporcionará como apoyo al desarrollo del trabajo todos los materiales y equipos necesarios para la ejecución de éste.

Recursos Financieros: La presente investigación contó con el apoyo financiero de PDVSA GAS, DISTRITO ANACO, con la participación directa del departamento del Proyecto Gas Anaco

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En éste capítulo se presentan y discuten los resultados obtenidos en la investigación en orden cronológico a los objetivos específicos planteados.

4.1 ESTUDIO EL PROCESO ACTUAL DE ENTREGA DE CRUDO EN EL CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN

4.1.1 Descripción del Proceso

El flujo multifásico proveniente de los pozos es manejado en las diferentes estaciones de recolección, a través de las válvulas multipuerto observada en la figura 4.1, según los niveles de presión 60 y 450 lpcm. Las válvulas multipuerto tienen capacidad para recibir hasta siete (7) pozos correspondientes a un mismo nivel de presión. Estas válvulas están conformadas por dos líneas de salida, una hacia el cabezal de prueba, y otra hacia el cabezal de producción, donde el flujo multifásico (gas, crudo, agua) es enviado, a través de líneas de transferencia multifásica hacia el Centro Operativo. Estas líneas poseen facilidades para la limpieza de la tubería, es decir trampas de envío y recibo de herramientas de limpieza o raspatubos.



Figura 4.1 Válvulas Multipuerto

En las estaciones de recolección se realizan las pruebas de pozos, a través de los separadores de prueba con la finalidad de determinar los flujos de gas, crudo y agua asociados a la producción de cada pozo. Las salidas de estos separadores tanto de gas como de líquido, son conectadas de nuevo a las líneas de producción en dichas estaciones. Es de hacer notar que las pruebas de pozos se realizan con una frecuencia mensual y con una duración mínima de ocho (8) horas según el MENPET.

Al Centro Operativo San Joaquín llega la corriente multifásica con un flujo máximo de gas de 420 MMPCGED para el nivel de 60 lpcm y 583 MMPCGED para el nivel de 450 lpcm provenientes de las estaciones de recolección (SJER-1, SJER-3, SJER-4, GER-1 y ERER-2). Este flujo es manejado, a través de los separadores bifásicos en los que se obtiene la separación gas-líquido. El gas de cada nivel de presión sale por el tope de los separadores, y se dirige a los recipientes horizontales (slug catcher) para eliminar cualquier traza de condensado, y luego el gas pasa al área de compresión y se comprime hasta 1200 lpcm; presión requerida para ser procesado en la planta de extracción San Joaquín. Como se observa en la figura 4.2.

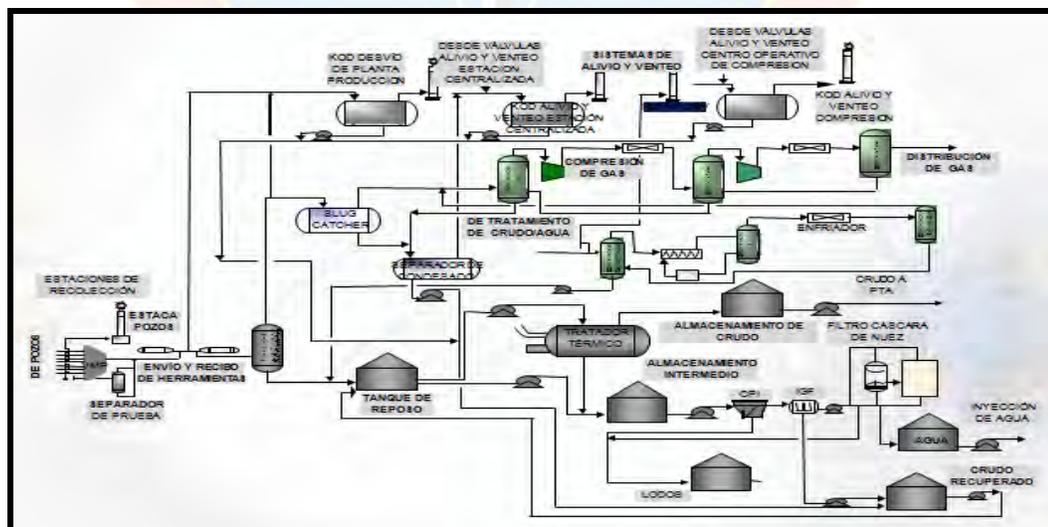


Figura 4.2 Esquema de Proceso del COSJ
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

Todo el líquido (crudo y agua) que sale por el fondo de los separadores de 450 lcpm entra a los separadores de 60 lcpm; y el líquido que sale de estos separadores pasa a los tanques de reposo, a través de una bota desgasificadora. El condensado recolectado en los recipientes horizontales (slug cáchers), así como el formado en la Planta Compresora es enviado al sistema de integración de condensados, el cual está formado por un tambor de condensados y las bombas que envían dicho condensado a los tanques de reposo. En los tanques de reposo se separan el agua y el crudo por gravedad. Para favorecer la ruptura de la emulsión se inyectan químicos en la corriente crudo-agua. Los vapores producidos en este tanque, salen por el tope hacia la unidad recuperadora de vapores.

El crudo que sale de los tanques de reposo es enviado, a través de las bombas asociadas hasta los tanques de almacenamiento de crudo con la especificación requerida de 0,5 % A y S (agua y sedimento Básico). El contenido de agua es medido con analizadores en línea. Si la corriente de crudo no cumple con la especificación requerida de agua, es recirculada hacia los tanques de reposo. El crudo en especificación es almacenado en los tanques de almacenamiento de crudo y es bombeado hacia patio de tanques Anaco (PTA).

Por otra parte, el agua separada en el tanque de reposo, es monitoreada por un control de nivel y luego es enviada, a través de las respectivas bombas hacia los tanques de almacenamiento intermedio. Desde los tanques de almacenamiento intermedio, el agua es enviada a la planta de tratamiento de agua de producción; constituida por una unidad de flotación de gas inducido (IGF) y un filtro cáscara de nuez. Luego que el agua es tratada es enviada por gravedad a los tanques de almacenamiento de agua de inyección, desde donde es bombeada a los pozos inyectoros de agua. La mezcla hidrocarburos/sólidos/agua recuperada en la IGF es enviada a un tanque de almacenamiento de crudo recuperado junto con el rebose de crudo de los tanques de almacenamiento intermedio y el crudo recuperado desde el

sistema de manejo de efluentes. El crudo almacenado es bombeado hacia los tanques de reposo, mientras que los lodos que se asientan en el tanque son bombeados al sistema de tratamiento de lodos.

Por otro lado, las aguas contaminadas (aguas aceitosas de las áreas de proceso) y las aguas accidentalmente contaminadas (derrames accidentales de hidrocarburos, agua del sistema contra incendio, agua de lluvia) llegan al sistema de tratamiento de efluentes, el cual es común para las áreas de procesos asociadas al Centro Operativo San Joaquín, y está concebido para adecuar los parámetros de control de descarga de líquidos de acuerdo con los niveles requeridos para su liberación al ambiente.

Las descargas de las válvulas de seguridad de las instalaciones de la estación centralizada y las válvulas de seguridad de la URV son descargadas al KOD de alivio y venteo, en donde el líquido es separado del gas. El gas es enviado al mecurrio de alivio y venteo y el condensado es bombeado a los tanques de reposo.

El sistema de desvío de planta/producción está instalado para manejar el desvío del flujo parcial o total de gas a compresión, así como para manejar el desvío de la producción de entrada al Centro Operativo San Joaquín o en caso de una parada de ésta. En el caso de una parada de emergencia de la Estación Centralizada, el crudo de entrada a ésta es recibido en estos KOD. El gas separado es enviado al mecurrio de desvío de planta/producción y el crudo es bombeado hacia el tanque de crudo recuperado por un máximo de 5 horas. Bajo condiciones normales de operación, el condensado que pudiera formarse durante los desvíos de planta y el crudo separado durante los desvíos de producción, se envía a los tanques de reposo.

El centro de compresión San Joaquín está provisto de un sistema de alivio y venteo, con capacidad para manejar y disponer de manera segura las corrientes provenientes de las válvulas de alivio y de las válvulas de despresurización asociadas

a los trenes de compresión y a los recipientes horizontales (slug cáchers). El gas separado en los KOD de este sistema es enviado al mechorrio de alivio y venteo compresión y el condensado es bombeado a los tanques de reposo.

La alimentación a la unidad recuperadora de vapores, proviene de los vapores desprendidos en los tanques de almacenamiento y tambor de condensado, productos del proceso de separación de crudo y gas de manto desplazado (“outbreathing”) durante las operaciones de llenado de los mismos. Los excesos de presión asociados a paradas de la URV y sobrepresiones generadas en todos los tanques, son aliviados al sistema de alivio y venteo de la URV. A diferencia de otros sistemas de alivio del Centro Operativo, el sistema de alivio y venteo de la URV consta únicamente del mechorrio para la quema controlada del gas de venteo.

4.1.2 Identificación de la Infraestructura de los Sistemas de Separación Tratamiento y Compresión de Gas, Crudo y Agua del Centro Operativo San Joaquín

4.1.2.1 Separadores Bifásicos

El sistema de separación gas – líquido cuenta con 4 separadores bifásicos, dos de 450 lpcm y dos de 60 lpcm. La separación se efectúa en dos trenes, cada uno conformado por un separador de 450 lpcm y uno de 60 lpcm. En cada separador, el gas asociado se separa del líquido a una presión de 450 lpcm con una temperatura de 100 °F y a 60 lpcm con una temperatura de 90 °F, facilitado por unos internos tipo vanes para ayudar a la separación gas-crudo. La fase líquida constituida por crudo y agua, se retira de cada uno de los separadores de 450 lpcm bajo control de nivel, y es dirigida hacia la línea de entrada de flujo multifásico de los separadores de 60 lpcm. El líquido que sale bajo control de nivel de éstos últimos separadores es enviado hacia el cabezal de entrada de los tanque de reposo mediante tuberías de 4 pulgadas.

Desde este cabezal, el líquido fluye por tuberías de 6 pulgadas hacia las botas desgasificadoras de los tanques de reposo.

La operación es continua en ambos trenes, con la finalidad de manejar la producción de gas total de 1003 MMPCGED y una producción total de crudo de 6567 BPD y 8474 BPD de agua. Esta producción está distribuida por nivel de presión de separación:

Nivel de 450 lpcm: 583 MMPCGED de gas asociado a 4064 BPD de crudo y 5332 BPD de agua.

Nivel de 60 lpcm: 420 MMPCGED de gas asociado a 2503 BPD de crudo y 3142 BPD de agua. En la figura 4.3 se observa el tren de separación del Centro Operativo San Joaquín.



Figura 4.3 Tren de Separación COSJ

4.1.2.2 Recipiente Horizontal

La estación cuenta con un recipiente horizontal (slug cácher) de 450 lpcm (V-11223104) con capacidad operacional de 544,1 MMPCGED, que posee dos boquillas de entrada de 26 pulgadas y recibe el volumen de gas de salida de los separadores bifásicos de 450 lpcm (V-11223101 y V-11223201) y con dos Recipientes Horizontales de 60 lpcm con capacidad operacional de 214,4 MMPCGED cada uno. Estos reciben el volumen de gas de salida del separador bifásico de 60 lpcm de cada tren. La función de los Recipientes Horizontales es recibir cualquier bolsa de líquido que se genere y así, evitar la entrada de líquidos a la Planta Compresora. En la figura 4.4 se observa los recipientes horizontales del Centro Operativo San Joaquín.



Figura 4.4 Recipiente Horizontal

4.1.2.3 Compresión de Gas

Las facilidad de compresión del Centro Operativo San Joaquín es recibir el flujo multifásico producido en el Campo y separarlo en el Centro Operativo San

Joaquín, para comprimirlo y descargarlo a las líneas existentes de transmisión de gas a la Planta de Extracción San Joaquín. Los líquidos asociados recuperados en el proceso de compresión, son enviados al sistema de integración de condensado de la Estación de Flujo Centralizada San Joaquín para su manejo y disposición.

La Planta de Compresora del COSJ, recibirá el flujo multifásico en dos niveles de presión; un nivel de baja presión de 60 lpcm y un nivel de alta presión de 450 lpcm. El gas del sistema de baja presión será comprimido hasta 450 lpcm, luego se mezclará en un cabezal con el gas de 450 lpcm, para ser comprimidos hasta el nivel de 1200 lpcm requerido para su transmisión a la Planta de Extracción San Joaquín. Los flujos de operación para ambos sistemas de compresión son los siguientes:

Compresión de Baja Presión: 420 MMPCGED

Compresión de Alta Presión: 583 MMPCGED

4.1.2.3.1 Sistema de Compresión de Baja Presión

El sistema de compresión de baja presión estará conformado por cinco (5) compresores centrífugos de dos (2) etapas accionados por cinco (5) turbinas Mars 100. El compresor de 1ra etapa será un compresor modelo C453, mientras que el compresor de 2da etapa será un compresor modelo C505u, los cuales son alimentados con 420 MMPCGED de gas proveniente de la Estación de Flujo Centralizada a una presión de 60 lpcm y temperatura de 105 °F. La máxima presión de entrada permitida es de 65 lpcm y la mínima de 54 lpcm. La presión en este punto del proceso es monitoreada y controlada a través del controlador PIC-0A0110.

El flujo de gas de entrada de 420 MMPCGED se distribuye uniformemente a través de en cada uno de los cinco (5) trenes de compresión que conforman el

sistema, siendo el flujo resultante 84 MMPCGED para los cinco (5) trenes en servicio. Cuando uno de los trenes de baja presión se encuentre fuera de operación, los cuatro (4) trenes restantes estarán en capacidad de manejar el total del flujo de gas de este nivel de presión (105 MMPCGED para cada tren, lo que implica un total de 420 MMPCGED). En la figura .4.5 se observa el esquema del sistema de baja presión.

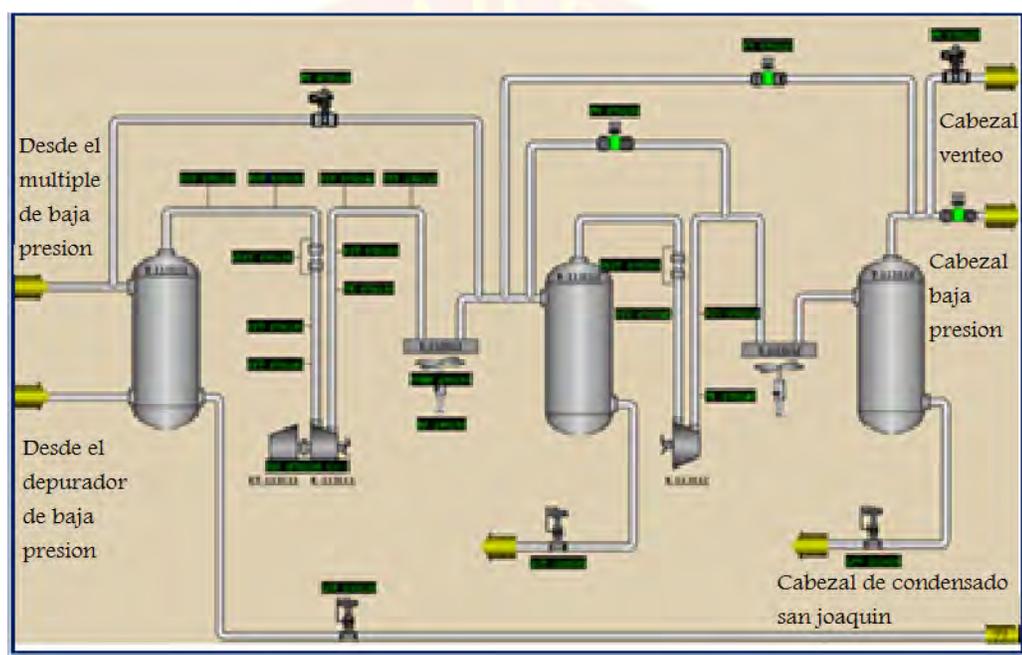


Figura 4.5 Esquema del Sistema de Baja Presión
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

4.1.2.3.2 Sistema de Compresión de Alta Presión

El sistema de compresión de alta presión está formado por cuatro (4) compresores centrífugos, modelos C404, de una sola etapa, accionados por cuatro (4) turbinas Mars 100, los cuales son alimentados con 583 MMPCGED de gas proveniente de las unidades de compresión de baja presión y de la Estación de Flujo Centralizada a una presión de 450 lpcm y temperatura de 105°F. La presión en este

punto del proceso es monitoreada y controlada a través del controlador PIC-0A0220, el cual tiene configuradas alarmas por baja y alta ajustadas en 405 y 495 lpcm, y la variable temperatura es monitoreada a través de un transmisor de temperatura instalado en el cabezal de entrada al sistema de baja presión TIT-0A0220, el cual tiene configurada alarma alta ajustada en 105 °F.

El flujo de gas de entrada de 583 MMPCGED se distribuye uniformemente, a través de cada uno de los cuatro (4) trenes de compresión que conforman el sistema, siendo el flujo resultante 146 MMPCGED para cada uno de los cuatro trenes en servicio. Cuando uno de los trenes de alta presión se encuentre fuera de operación, los tres (3) trenes restantes estarán en capacidad de manejar el total del flujo de gas de este nivel de presión (194 MMPCGED para cada tren, lo que implica un total de 583 MMPCGED). Cada tren de compresión cuenta con un depurador de succión, de entrada y de descarga de alta presión operando a 450 lpcm. En la figura 4.6 se observa el esquema del sistema de alta presión.

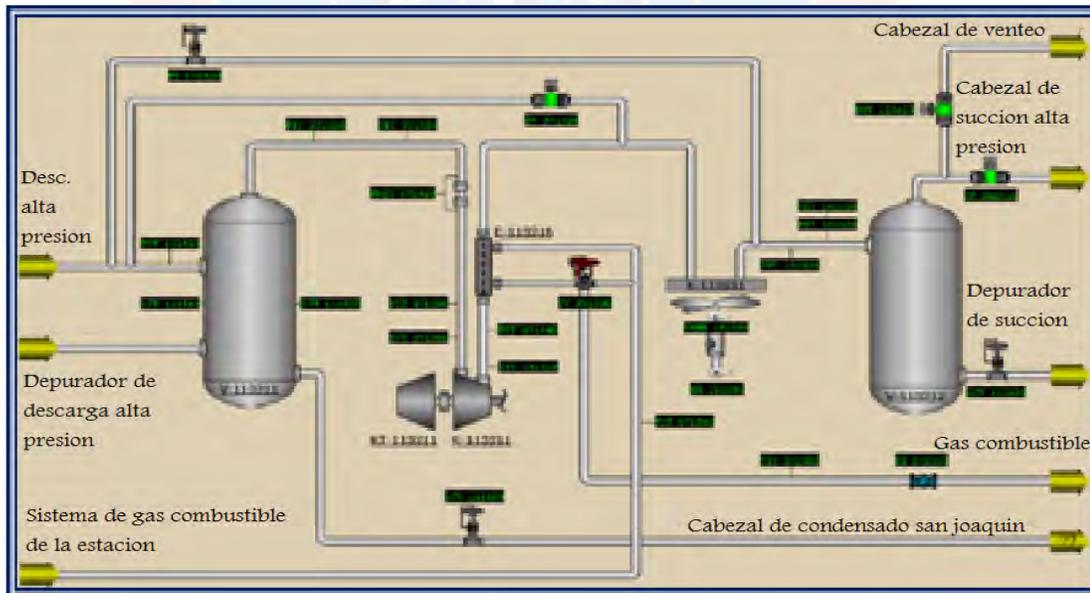


Figura 4.6 Esquema del Sistema de Alta Presión
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

4.1.2.4 Tanques de Reposo

La Estación Centralizada cuenta con dos tanques de reposo, con una capacidad nominal de 12500 barriles y la de operación es de 11444 barriles. La técnica empleada en la separación crudo / agua, es por diferencia de densidades adecuando el tiempo de retención. Están diseñados con una configuración geométrica interna que promueve la separación del agua, mediante la instalación de deflectores (baffles). La alimentación a los tanques, se realiza en cada uno de ellos por la parte superior-central en un desgaficador que separa los gases, los cuales son enviados a la URV. La mezcla crudo/agua pasa hacia la parte inferior del tanque mediante el tubo coalescedor, que se extiende desde el tope hasta el fondo del tanque, quedando sumergido el difusor de entrada en el seno del agua salada. De allí el crudo circula ascendiendo, a través de los deflectores. Una vez es alcanzada la separación, el crudo libre de agua en la superficie del tanque es retirado continuamente por rebose hacia la salida de crudo, a través de las bombas de carga de crudo es enviada a los tanques de almacenamiento de crudo, mientras que el agua salada sale por la parte inferior y a través de las bombas de agua de producción es enviada a los tanques de almacenamiento intermedio, para su tratamiento y posteriormente inyección a pozos. En la figura 4.7 se observa el tanque de reposo del Centro Operativo San Joaquín.



Figura 4.7 Tanque de Reposo
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

4.1.2.5 Tanques de Almacenamiento y Despacho de Crudo

El crudo deshidratado proveniente de los tanques de reposo, es recibido en los tanques de crudo, para su almacenamiento, medición y bombeo a PTA. Estos tanques tienen una capacidad nominal de 6500 barriles y la de operación es de 3676 barriles, teniendo una capacidad nominal de 13000BNP. El tiempo de llenado para cada uno de ellos será de aproximadamente 15 horas y el modo de operación es que un tanque recibe el volumen de crudo total de los dos tanques de reposo y el otro está en operación de vaciado por espacio de 6 horas. El crudo se bombea hacia el patio de tanques Anaco (PTA) y el inicio de la operación de vaciado se inicia cuando el operador lo ha acordado con PTA y accione desde consola el inicio del bombeo. De ocurrir esta operación inmediatamente después de haber finalizado el proceso de llenado del tanque, el vaciado dura 6 horas, quedando por espacio de 9 horas disponible el tanque para el llenado. Cuando un tanque se está vaciando existe el suministro de gas de manto para evitar la entrada de aire al sistema y cuando se está llenando el gas desalojado se envía hacia el cabezal recolector de gas de la URV. El crudo deshidratado almacenado en los tanques de almacenamiento de crudo (T-11225101/102) es enviado a PTA mediante las bombas de transferencia (P-11225101/102) y la apertura de las válvulas motorizadas en la succión. Cabe destacar, que el bombeo hacia PTA se produce seguido a la finalización del llenado del tanque y cada una de las bombas de transferencia de crudo, tienen una capacidad de diseño de 537 GPM y el modo de operación de estas bombas está definido como una en operación y una de respaldo. En la figura 4.8 se observa el esquema del tanque de almacenamiento crudo y bombeo del Centro Operativo San Joaquín.

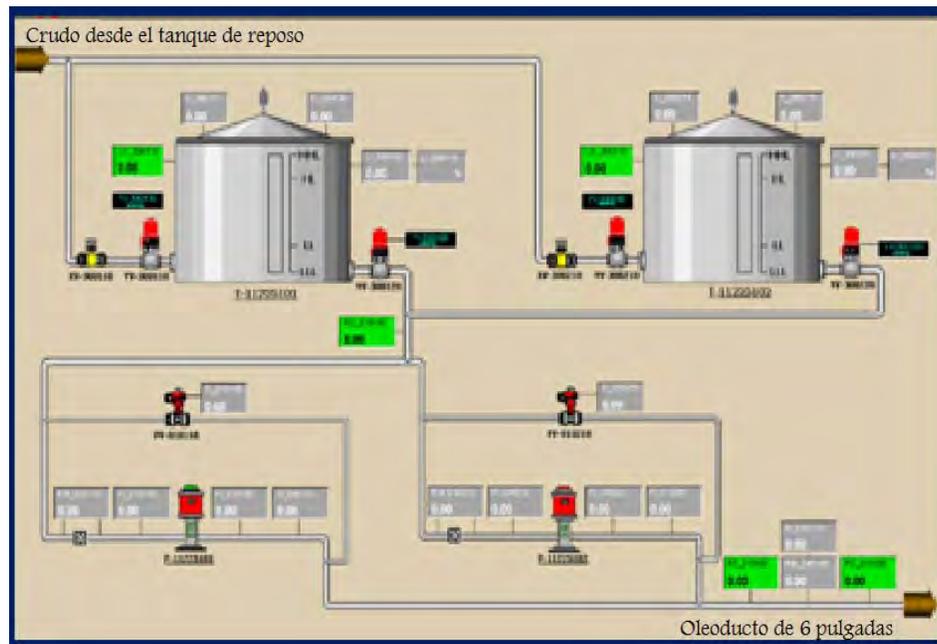


Figura 4.8 Esquema del tanque de Almacenamiento de Crudo y Bombeo COSJ
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

4.1.2.6 Tanque de Crudo Recuperado

El tanque de crudo recuperado tiene una capacidad nominal de 10000 barriles y la de operación es de 4517 barriles. En operación normal recibe el crudo de rebose de los tanques de almacenamiento intermedio e hidrocarburos recuperados tanto en la planta de tratamiento de agua, como del sistema de manejo de efluentes. De igual forma, cuando ocurre el evento de desvío de planta/producción, puede recibir los líquidos provenientes del separador (KOD) de este sistema.

El crudo recuperado se envía al cabezal de entrada de los tanques de reposo y los lodos se envían hacia el sistema de tratamiento de lodos. El gas que se libera por efecto térmico dentro de los tanques, así como, el gas de manto desalojado durante el proceso de llenado, es enviado a la Unidad Recuperadora de Vapor. En la figura 4.9. se observa el esquema del tanque de crudo recuperado.

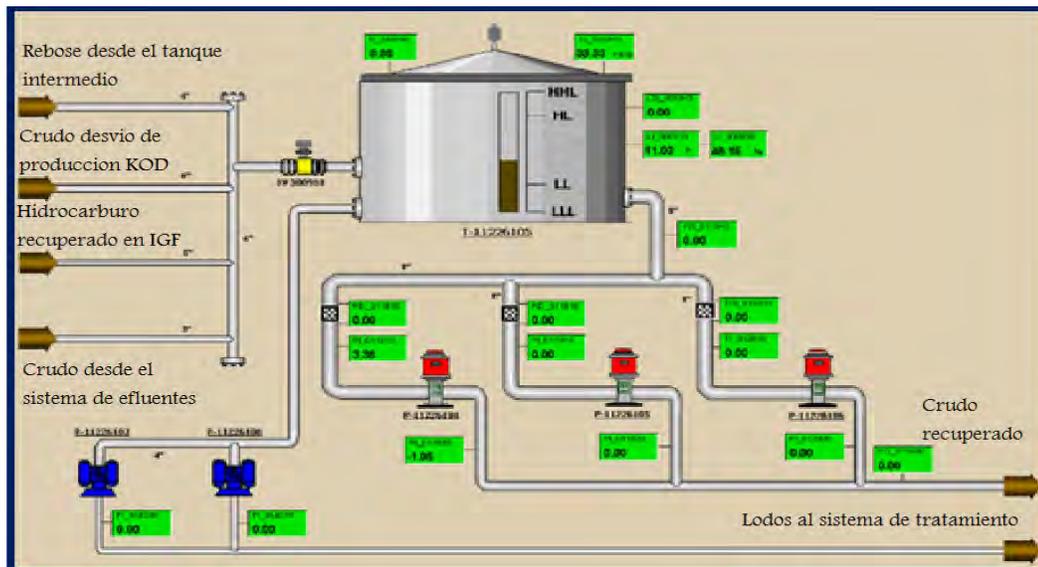


Figura 4.9 Esquema del tanque de crudo recuperado COSJ
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

4.1.2.7 Tanques de Almacenamiento Intermedio

El agua proveniente de los tanques de reposo, es recibida en los tanques de almacenamiento intermedio. El agua se envía por gravedad al sistema de tratamiento de agua. La capacidad nominal de cada tanque es de 5000 barriles y la capacidad de operación es de 2066 barriles. El tiempo llenado para cada uno de ellos será de aproximadamente 12 horas. Los dos tanques operan en paralelo. En los tanques de almacenamiento intermedio se mantiene un nivel operacional de agua, a fin de permitir el rebose del crudo. La capa de crudo presente se retira por medio de una bandeja de rebose, desde donde se envía hasta el tanque de crudo recuperado.

Adicionalmente, para evitar la presencia de aire dentro de los tanques y evitar la difusión de oxígeno en el agua, lo que evita problemas de corrosión, es necesario suministrar gas de manto. El gas que se libera por efecto térmico dentro de los

tanques así como el gas de manto es enviado a la Unidad Recuperadora de Vapor. En la figura 4.10 se observa el esquema del tanque de almacenamiento intermedio.

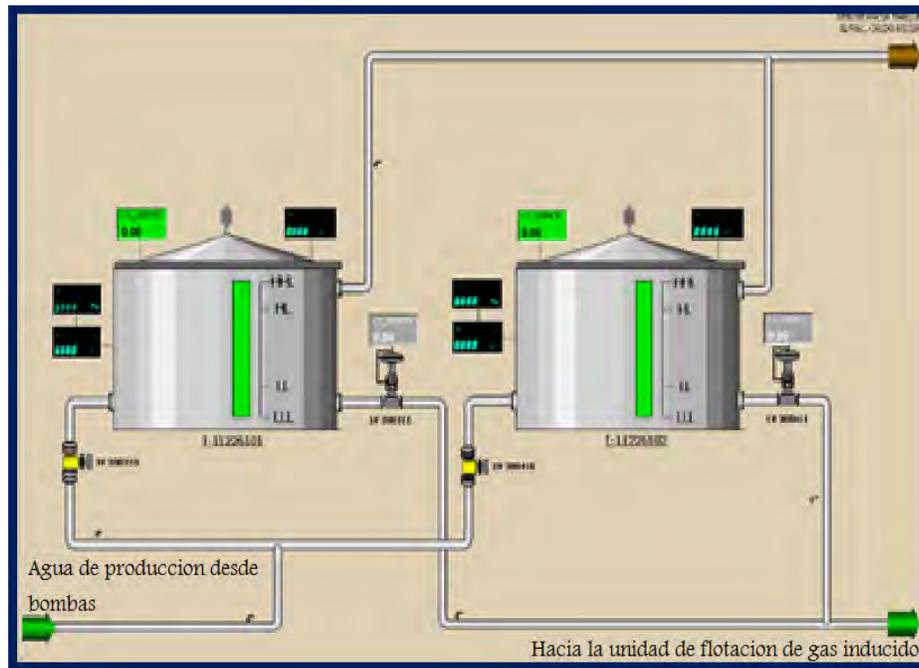


Figura 4.10 Esquema del Tanque de Almacenamiento Intermedio COSJ
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

4.1.2.8 Planta de Tratamiento de Agua

4.1.2.8.1 Unidad de Flotación con Gas Inducido

El agua a ser tratada entra a la unidad de flotación, y fluye por debajo de la caja de entrada y pasa, a través de una serie de celdas de flotación. El agua mediante el ciclo de tratamiento en cada una de las celdas, adquiere una mejor calidad a la celda precedente y luego es enviada al filtro de cáscara de nuez. En la parte superior los mecanismos desnatadores que están constantemente en movimiento van recogiendo la mezcla de agua /hidrocarburo, que es retirada del agua de proceso y se envía por bombeo al tanque de crudo recuperado.

4.1.2.8.2 Filtro de Cáscara de Nuez

El agua proveniente de la Unidad de Flotación, entra por la pared lateral del filtro cerca del tope del recipiente, pasando a través del medio filtrante donde los sólidos suspendidos y las trazas de hidrocarburo son removidos. El fluido ya filtrado sale del filtro hacia los tanques de almacenamiento de agua para inyección. Cuando se cumple con el ciclo de filtración se inicia el ciclo de limpieza, de acuerdo a los siguientes pasos: fluidización del medio filtrante, descarga del agua de retrolavado, asentamiento libre del lecho de filtrado, asentamiento forzado del lecho de filtrado.

Tanque de Almacenamiento de Agua para Inyección

El agua proveniente de la Planta de Tratamiento, es recibida en dos tanques de almacenamiento de agua de inyección. La capacidad nominal de cada tanque es de 10.000 barriles y la capacidad de operación es de 4917 barriles.

El agua de los tanques de almacenamiento de agua para inyección es enviada a los pozos, a través de las bombas de agua para inyección. Cada una de las bombas de agua, tienen una capacidad de diseño de 149.1 GPM y una presión de descarga de 1200 lpcm. Las bombas succionan de un cabezal de succión común. El gas que se libera por efecto térmico dentro de los tanques así como el gas de manto desalojado durante el proceso de llenado es enviado a la Unidad Recuperadora de Vapor. En la figura 4.11 se observa el esquema del tanque de agua para inyección.

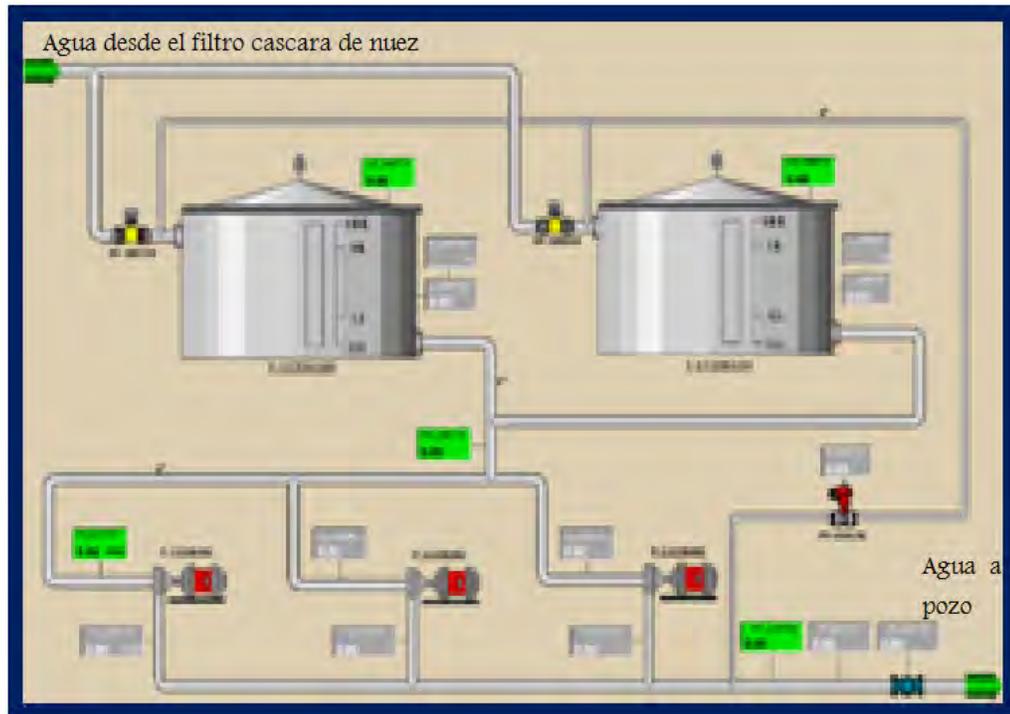


Figura 4.11 Esquemático Tanque de Agua para Inyección COSJ

Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

Tabla 4.1 Coordenadas Geográficas UTM y Elevaciones Promedio Asociadas al Sistema de Recolección Campo San Joaquín, Roble y Guarío

INSTALACIONES	COORDENADAS (m)		ELEVACIONES (m.s.n.m)
	NORTE	ESTE	
SJER-1	1029966,41	326800,81	177,53
SJER-3	1033449,31	331738,18	162,9
SJER-4	1036574,64	336621,30	178,82
GER-1	1038346,56	339087,18	178,25
ERER-2	1040803,54	332885,87	162,35
COSJ	1035493,46	332880,04	159,96

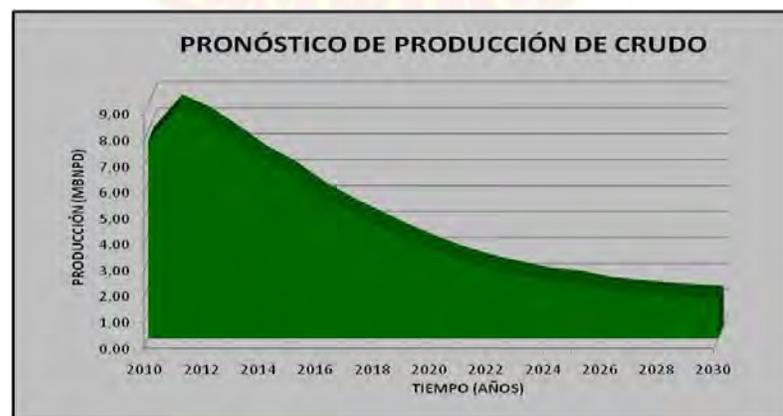
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

4.1.3 Pronóstico de Producción de Crudo y Gas del Centro Operativo San Joaquín Asociada al Campo San Joaquín, Roble y Guarío de acuerdo al PDO 2010-2030

A continuación se observa la producción total de las estaciones de recolección tomando en cuenta los dos niveles de operación 60 y 450 lpcm.

Tabla 4.2 Pronóstico de Producción de Crudo

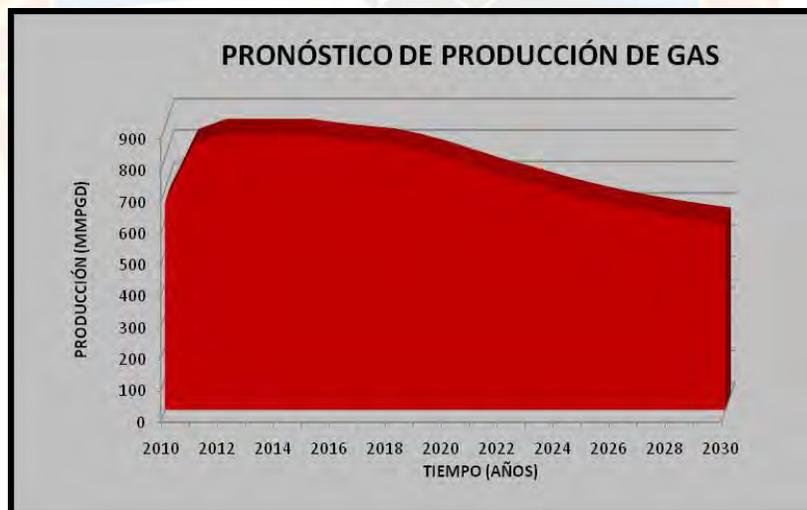
Años	Producción (MBNP)	Años	Producción (MBNP)
2010	7,64	2021	3,01
2011	8,89	2022	2,69
2012	8,41	2023	2,44
2013	7,68	2024	2,21
2014	6,90	2025	2,12
2015	6,32	2026	1,87
2016	5,53	2027	1,76
2017	4,92	2028	1,66
2018	4,39	2029	1,59
2019	3,87	2030	1,53
2020	3,41		



Grafica 4.1 Pronóstico de producción de crudo

Tabla 4.3 Pronóstico de Producción de Gas

Años	Producción (MMPCGD)	Años	Producción (MMPCGD)
2010	659,86	2021	772,08
2011	841,55	2022	744,03
2012	873,47	2023	720,77
2013	874,00	2024	694,60
2014	874,00	2025	671,57
2015	874,00	2026	651,31
2016	861,70	2027	633,48
2017	862,06	2028	617,79
2018	843,96	2029	603,98
2019	824,86	2030	591,82
2020	800,93		

**Grafica 4.2 Pronóstico de producción de crudo**

De acuerdo con la gráfica 4.1 y 4.2, se tiene que la producción más alta para el Campo San Joaquín, Roble y Guarío será de unos 8890 BPD para el año 2011 y la menor producción se observa para el año 2030 con unos 1530 BPD de crudo, mientras que la mayor producción de gas se observa para los años 2013,2014 y2015

con 874 MMPCGD y la menor para el año 2030 con 591,82 MMPCGD de producción respectivamente, esto se debe a la pérdida de energía del yacimiento.

Por esta razón se toma en consideración el relacionar las producciones de los campos para el proceso de transporte del flujo multifásico, lo que haría de éste un proceso más fácil. Además, dichos datos fueron necesarios para la simulación y dimensionamiento de las líneas multifásicas que provienen de cada estación de recolección hacia el Centro Operativo, para el diseño de los equipos del sistema de separación, tratamiento y compresión, ya que deben manejar la volumetría esperada, así como los diámetros de tuberías adecuados para el transporte de gas y crudo respectivamente.

4.2 ANÁLISIS DEL IMPACTO QUE TIENE EL NUEVO PROYECTO “REEMPLAZO DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO DESDE EL ÁREA MAYOR ANACO (AMA) OESTE HASTA PATIO DE TANQUES ANACO” SOBRE LAS FACILIDADES CONTEMPLADAS EN EL CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN

En esta etapa se realizó un análisis de criticidad al sistema de transferencia de crudo actual de AMA Oeste, siendo objeto para el estudio los laterales condensado, crudo devuelto y el lateral Epva hasta PTA, ya que en estos laterales se transporta todo el crudo de las instalaciones pertenecientes al Área Mayor Oeste y es el oleoducto donde se realizará la interconexiones del Centro Operativo San Joaquín, para la transferencia de crudo a PTA, para así determinar las condiciones mecánicas del mismo. En la figura 4.12 se observa el esquema de transferencia de crudo actual del área mayor Anaco oeste.

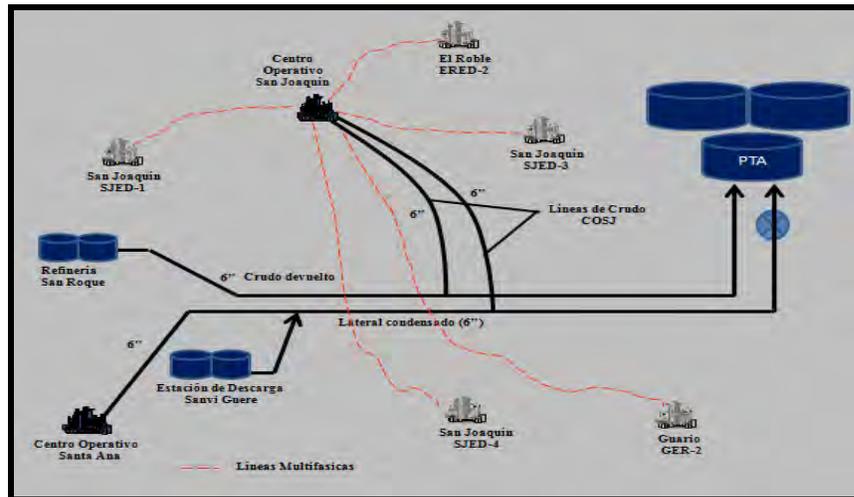


Figura 4.12 Esquema de transferencia de crudo actual AMA Oeste
Fuentes: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

Para este estudio se conformó un grupo de trabajo, conformado por el departamento de mantenimiento, siah y coordinación operacional, donde cada uno de los integrantes emitió su criterio de acuerdo a los parámetros que conforman la matriz de evaluación la cual nos permite identificar los componentes del riesgo (frecuencias de fallas o impacto total) que se deben trabajar para mitigar el valor de criticidad y traerlo a la zona tolerable. En la tabla 4.4 se muestran los criterios utilizados para el análisis de criticidad.

Tabla 4.4 Criterios para el Análisis de Criticidad Oleoductos

FF		TPPR		Tiempo de servicio (año)	
> 1 fuga	4	> 3	5	> 57	5
1 fuga	3	1,5 – 2	4	43 – 57	4
Registra defectos	2	1,5 – 2	3	29 – 43	3
0	1	1 – 1,5	2	15 – 29	2
		< 1	1	< 15	1
ICM (MMBS)		Impacto de producción (%)		Flexibilidad	
> 500	5	75 – 100	5	No existe respaldo	5

Tabla 4.4 Criterios para el Análisis de Criticidad Oleoductos (Continuación)

ICM (MMBS)		Impacto de producción (%)		Flexibilidad	
451 – 500	4	45 – 75	4	Existe respaldo	3
301 – 450	3	25 – 45	3		
151 – 300	2	< 25	2		
10 – 150	1				
Impacto SHA		ISHA	Muy probable	Probable	Poco probable
> 4 – 5	5	Zona de alta consecuencia	5	4	3
> 3,5 – 4	4	Respuesta y control de emergencia	1	2	3
3 – 3,5	3	Invasión franja protectora/ carretera nacionales	5	3	1
1 – 2,9	2	Cercanías ríos/bosques/sabanas	5	3	1

Fuente: PDVSA Gas, Distrito Anaco, Departamento de Mantenimiento

Tabla 4.5 Resultados Arrojadados del Análisis de Criticidad de los Oleoductos Laterales Anaco

LATERALES	FF	CONSECUENCIAS DE FALLAS							TOTAL CONSECUENCIAS	NIVEL DE CRITICIDAD
		IP	TPPR	TP	ICM	FO	ISHA			
CONDENSADO	4	4	5	5	5	5	5	115	ALTA CRITICIDAD= 460D	
CRUDO DEVUELTO	4	2	4	4	5	5	5	47	MEDIA CRITICIDAD= 188	
EPVA A PTA	4	5	5	5	5	3	5	138	ALTA CRITICIDAD= 552	

De acuerdo a los datos obtenidos se observa que el tramo del oleoducto desde estación principal de válvulas Anaco (EPVA) hasta patio tanque Anaco (PTA), resulto con mayor nivel de criticidad, debido a que en este tramo se recibe más del 50% de la producción de crudo parafinoso del Distrito Anaco proveniente del Área Mayor Oficina (AMO) y Área Mayor Anaco (AMA), para luego transportarla hasta PTA, a través del oleoducto EPVA , tubería enterrada que recorre la zona urbana de Anaco. En el periodo 2010- 2011, registro dos averías por corrosión con 100% de pérdida de espesor de pared lo que causo fugas de crudo, cuyas reparaciones implicaron la instalación de un refuerzo mecánico soldado y una grapa empernada. La fecha de construcción de este tramo data de 1940, lo que indica que ha superado su vida útil por diseño.

El lateral condensado-EPVA fue identificado como el segundo oleoducto con alta criticidad, debido a su alta frecuencia de eventos/averías (4 fugas en año 2010-2011 causada por pérdida de espesor de pared en el tubo), la tubería se encuentra tendida de forma superficial cuya ruta recorre zonas pobladas, cruces de ríos y zonas boscosas, la franja de seguridad se encuentra cubierta de vegetación por medio y alto, no se evidenció registros de inspección externa, no existen facilidades para realizar inspección instrumentada, en caso de avería por más de 7 días afecta 46,99% producción de gas (1342 MMPCDG) y de 9,6 MBD. Fecha de construcción 1948.

Lateral Refinería San Roque o crudo devuelto (RSR)- EPVA: Estos oleoductos no afectan directamente la producción del Distrito Anaco, sin embargo registran criticidad media, afectando a su vez la producción de crudo desparafinado devuelto. Fecha de construcción de RSR- EPVA 1945.

Tomando en cuenta los resultados obtenidos del análisis de criticidad de los oleoductos laterales ubicados en el Distrito Anaco, presenta una condición mecánica crítica, de alto riesgo (daño ambiental, afectación a terceros y producción) que

compromete la producción del Distrito Gas Anaco, los cuales superan los 50 años de servicio y ameritan un reemplazo inmediato. En virtud de la situación antes descrita, se conceptualizó la necesidad de construir un nuevo sistema de transferencia que garantice la continuidad de las operaciones en forma óptima y segura teniendo sinergia con las instalaciones pertenecientes al Proyecto Gas Anaco, implantando una nueva ruta para algunos tramos de los laterales, y así evitar el paso de los mismos cerca de la población de Anaco y disminuir el impacto ambiental y social.

Inicialmente el Centro operativo San Joaquín descargará su producción de crudo a través de dos líneas de 6 pulgadas que se conectarán a los laterales condensado y crudo devuelto respectivamente, lo cual implica tener circunstancias desfavorables debido a la alta criticidad presentada por estos laterales anteriormente observadas en el análisis de criticidad, pudiendo ocurrir fallas del sistema afectando la transferencia de crudo, pérdidas de producción, impactos ambientales e inclusive la parada de producción en el Centro Operativo, ya solamente se cuenta con dos tanques de almacenamiento de crudo con una capacidad nominal de 6500BBL cada uno y de acuerdo a la filosofía de operación se tiene previsto dos descargas diarias a patio tanque Anaco, lo cual ocasiona problemas en la continuidad de las operaciones generando pérdidas a la empresa. Por tal motivo, una vez culminado el nuevo proyecto “Reemplazo del sistema de transferencia de petróleo desde el área mayor Anaco (AMA) Oeste hasta Patio de Tanques Anaco” este sistema contará con el diseño y especificación de los nuevos oleoductos, considerando la descarga del Centros Operativos y Estaciones de Descarga, facilidades futuras en el caso que no estén construidos para el momento de implantación de las líneas y facilidades para puntos de muestreos para sistema de inyección de químicos y protección catódica. para la interconexión de cada Centro Operativo se establecerá la interconexión con el nuevo oleoducto de AMA Oeste a fin de disminuir los impactos generados por el sistema de transferencia actual.

El impacto que generará el nuevo sistema de transferencia sobre el Centro Operativo San Joaquín, resulta positivo, ya que se transportara todo la producción de crudo de manera más segura y optimas operaciones y de la mano con las instalaciones del Proyecto Gas Anaco, evitando riesgos, cierre de producción, derrames, fugas de crudo que ocasionan daños ambientales. Con el reemplazo de estos laterales se busca disminuir impactos desde el punto de vista físico- natural, minimizando la intervención de cursos de agua y desechos provenientes de los movimientos de tierras; socio-económico, referido a minimizar el tiempo de ejecución, la construcción de picas que podrían comunicar centros poblados, impacto social sobre las infraestructuras de servicios públicos y el congestionamiento y riesgo de accidentes en las vías de comunicación afectadas en la etapa de construcción; por último, higiene-seguridad-construcción y mantenimiento, el cual está asociado a minimizar los requerimientos de bombeo, el número de permisos requeridos para la construcción de los laterales

Descripción del Nuevo Proyecto

El proyecto “Reemplazo del sistema de transferencia de petróleo desde AMA Oeste hasta patio de tanque Anaco” se origina de acuerdo a los resultados obtenidos del análisis de criticidad, siendo éste el soporte principal para considerar el reemplazo del lateral condensado y para incorporar el nuevo lateral Anaco, basando el diseño al nuevo esquema de recolección y tratamiento de crudo en los Centros Operativos a ser implantados por Proyecto Gas Anaco, los cuales son: Centro Operativo Santa Ana (COSA) y Centro Operativo San Joaquín (COSJ) y Estaciones de descargas pertenecientes a AMA Oeste.

De acuerdo al esquema mostrado en la figura 4.13, el sistema de transferencia de petróleo desde AMA Oeste, se realizará, a través de dos (2) laterales principales: lateral condensado y lateral Anaco; además, los volúmenes manejados en la

producción del sistema de transferencia de petróleo de AMA Este y AMO se realizarán, a través de los laterales Mata R y Santa Rosa pero estos no forma parte del estudio.

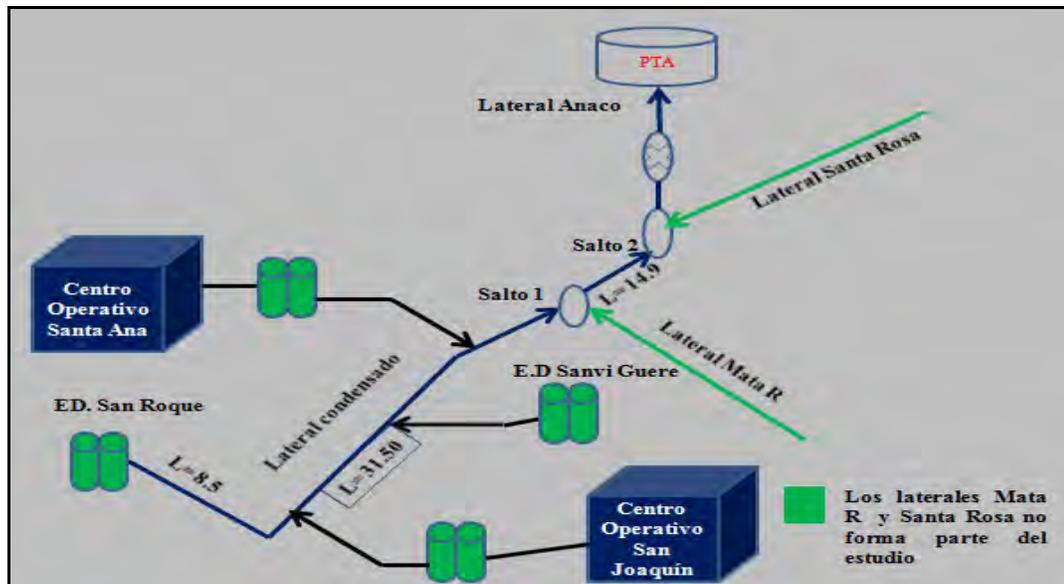


Figura 4.13 Esquema Nuevo de Transferencia de Crudo para AMA Oeste
Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

4.3 PROPUESTA DEL NUEVO RUTEO DE TUBERÍAS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LAS FACILIDADES DE ENTREGA DE CRUDO DEL CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN CON EL PROYECTO “REEMPLAZO DEL SISTEMA DE TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO DESDE EL ÁREA MAYOR ANACO (AMA) OESTE HASTA PATIO DE TANQUES ANACO (PTA)”

Después de haber realizado varios recorridos al área de estudio y observar los planos de planta, isométricos y diagramas de tuberías e instrumentación, se propusieron dos rutas para realizar la interconexión con el nuevo oleoducto para el área mayor (AMA) oeste hasta patio de tanques Anaco.

4.3.1 Definición de las Rutas Propuestas

En la siguiente sección se describió los puntos de referencia correspondientes a las rutas planteadas.

4.3.1.1 Propuesta 1

Inicia su recorrido desde la estación de bomba de transferencia de crudo del Centro Operativo San Joaquín hasta la interconexión con el oleoducto principal del área mayor Anaco (AMA) Oeste hasta Patio Tanque Anaco. En esta ruta se observa tramos superficiales (desde el punto 1 hasta el 5), luego se entierra (desde el punto 5 hasta el 8) posteriormente sale a superficie y sube a un puente de tuberías “pipe rack” (desde el punto 9 hasta el 31), empieza a bajar sobre durmientes hasta llegar hasta el punto conexión. Esta ruta presenta una longitud de 915 metros.

4.3.1.2 Propuesta 2

La ruta tiene su origen en la estación de bombas de transferencia de crudos del Centro Operativo San Joaquín hasta el punto de interconexión con el oleoducto principal del área mayor Anaco (AMA) Oeste hasta Patio Tanque Anaco. En el recorrido de esta ruta se presenta tramos enterrados desde los puntos (2-7 y del 18-20), los demás puntos restantes van superficiales apoyados en durmientes. Esta ruta presenta una longitud de 1055 metros. En la figura 4.14 se puede observar el recorrido de la misma.

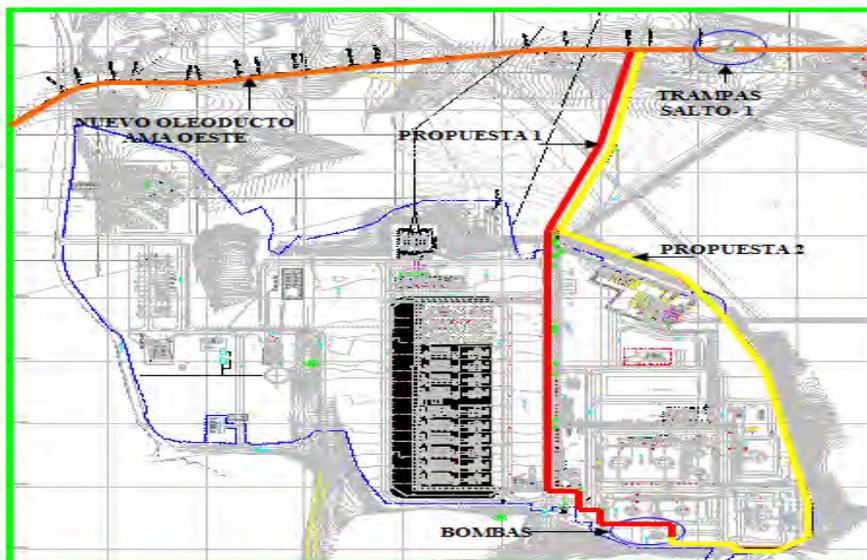


Figura 4.14 Esquema de las Propuestas 1 y 2

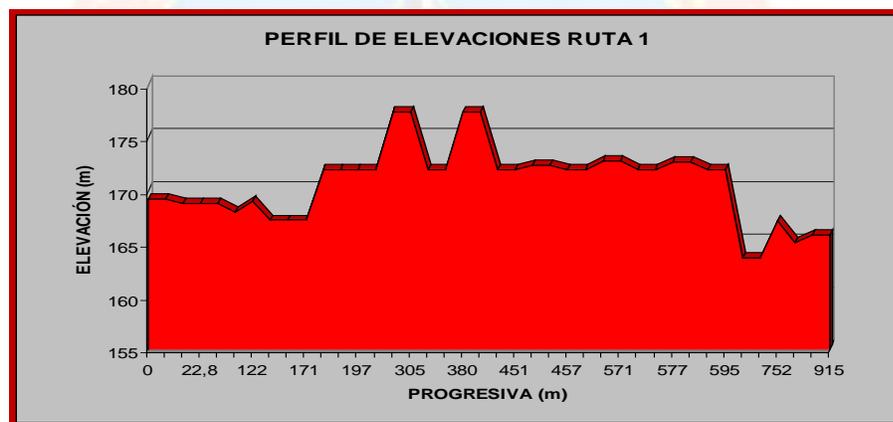
4.3.2 Perfiles de Elevación

Después de identificar por completo el recorrido de las rutas propuestas por el área de estudio, se realizaron nuevas visitas con la finalidad de marcar y revisar las cotas de elevación con el equipo GPS, también mediante la ayuda de los perfiles topográficos del terreno representado en los planos de planta y el software Autocad se obtuvieron los valores de los puntos. Una vez observado y marcados los puntos en el área se construyeron los perfiles de elevación para cada ruta propuesta colocando en tablas las cotas de cada punto frente a la progresiva en cada punto, además se determinaron las distancias entre punto y punto así como los cambios de cotas para el área de estudio. Estos perfiles de elevación son usados para realizar la simulación hidráulica con el simulador PIPEPHASE de cada propuesta.

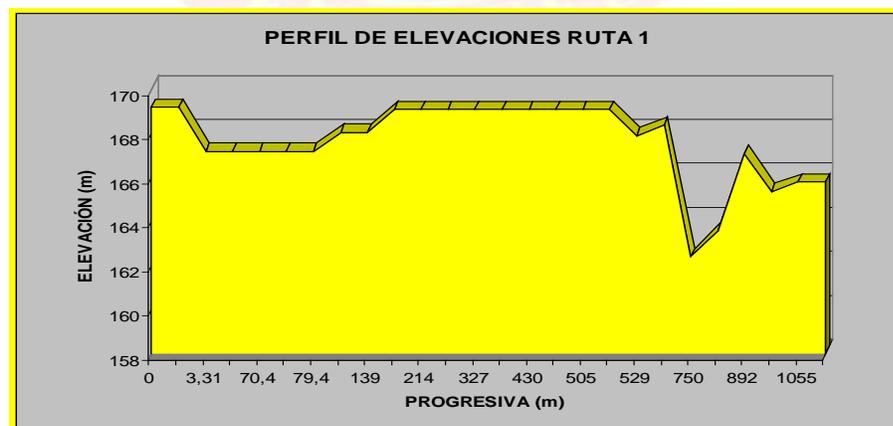
4.3.2 Perfiles de Elevación

Después de identificar por completo el recorrido de las rutas propuestas por el área de estudio, se realizaron nuevas visitas con la finalidad de marcar y revisar las

cotas de elevación con el equipo GPS, también mediante la ayuda de los perfiles topográficos del terreno representado en los planos de planta y el software Autocad se obtuvieron los valores de los puntos. Una vez observado y marcados los puntos en el área se construyeron los perfiles de elevación para cada ruta propuesta colocando en tablas las cotas de cada punto frente a la progresiva en cada punto, además se determinaron las distancias entre punto y punto así como los cambios de cotas para el área de estudio. Estos perfiles de elevación son usados para realizar la simulación hidráulica con PIPEPHASE de cada propuesta. Como se muestra en la grafica 4.3 y 4.4. respectivamente.



Gráfica 4.3 Perfil de Elevaciones de la Propuesta 1



Gráfica 4.4 Perfil de Elevaciones de la Propuesta 2

4.3.3 Evaluación Hidráulica Para Cada Propuesta

Definidas las rutas y obtenido los perfiles de elevación, longitudes, distancias entre cada punto, se procede a realizar el análisis hidráulico para determinar el comportamiento del crudo a lo largo de la tubería. Tal como se mencionó anteriormente, son dos propuestas a ser evaluadas.

El oleoducto 1 que inicia desde la estación de bombas transferencia de crudo hasta el punto de interconexión con el nuevo proyecto y el oleoducto 2 que tiene el mismo punto de partida y llegada, pero el recorrido de esta ruta es diferente y presenta una distancia mayor que la primera propuesta, 915 y 1055 metros respectivamente. Ambas propuestas se simularon con un caudal de 14713 BBL/DIA de crudo, presión de 251,3 lpcm, temperatura de 84°F reportados en el diagrama de flujo de procesos (DFP) de los tanques de almacenamiento de crudo y el análisis cromatográfico reportado en el simulador PROII observado en el apéndice C. Los diámetros utilizados para dar comienzo a la simulación se seleccionaron de acuerdo a la volumetría que se va a transportar y los mismos van variando hasta que se aproximen a los criterios de selección de diámetros mencionados en el capítulo 3.

4.3.3.1 Evaluación Hidráulica Para la Propuesta 1

Se realizaron las simulaciones en este oleoducto para tres diámetros diferentes. En la primera se trabajó con un diámetro de 101,6 milímetros (4 pulgadas), en la segunda trabajo con un diámetro de 152,4 milímetros (6 pulgadas) y en la tercera con un diámetro de 203,2 milímetros (8 pulgadas). Los resultados son los obtenidos en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Evaluación Hidráulica Propuesta 1

Diámetro (mm)	101,6		152,4		203,2	
Diámetro (pulg)	4		6		8	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida
Distancia (m)	0	915	0	915	0	915
Presión (lpcm)	251,3	154,3	251,3	241,1	251,3	251
Dp (lpcm/m)	0,105982		0,011144		0,000328	
Dp (lpcm/ft*100ft)	3,2303		0,3397		0,0099	
Caudal de crudo (bbl/día)	14713		14713		14713	
Holdup acumulado de liquido (m3)	7,6314		17,4886		30,3666	
Velocidad del liquido (m/s)	3,3369		1,4684		0,8485	
Velocidad erosional (m/s)	4,6429		4,6394		4,639	
60% veros	2,7857		2,7836		2,7834	
Patrón de flujo	DIST		DIST		INTR	

Una vez obtenidos los resultados de la simulación de las tres corridas con los distintos diámetros de tuberías se seleccionó la segunda simulación (tubería de 6 pulgadas o 152,4 mm) como la opción óptima para transportar el crudo desde la estación de transferencia de crudo del Centro Operativo San Joaquín hasta el punto de interconexión con el oleoducto nuevo de AMA oeste, ya que los resultados cumplen

con los criterios de de selección. El comportamiento con un diámetro de tubería de 6 pulgadas es bueno cumpliendo con los criterios de selección de las normas **PDVSA N°90616.1.024 “Dimensionamiento de tuberías de proceso”** y **l-tp 1.5 “Cálculo hidráulico de tuberías”** donde la caída de presión de 1-3 lpcm/ft*100ft y velocidad del líquido esta dentro de los rangos recomendados por la norma de PDVSA, presentando una porcentaje por debajo del 60% de la velocidad erosional observado en la tabla 4.6.

En la primera simulación (tubería de 4 pulgadas o 101,6 mm) fue descartada, debido a que la velocidad del líquido supera el 60% de la velocidad erosional y la caída de presión es muy alta excediendo los criterios establecidos por la norma de **PDVSA PDVSA N°90616.1.024 “Dimensionamiento de tuberías de proceso”** y **l-tp 1.5 “Cálculo hidráulico de tuberías”**. La tercera simulación se realizó para observar el comportamiento con un diámetro mayor, donde se puede observar que las pérdidas por fricción son menores cumpliendo con los criterios de velocidad del líquido y caídas de presión, por lo tanto esta tubería se puede seleccionar para transportar el crudo, sin embargo una tubería con diámetro mayor genera más costos de inversión. Por lo tanto se seleccionó el diámetro de (tubería de 6 pulgadas o 152,4 mm).

Para la simulación de la segunda propuesta, el resultado fue el mismo que para la primera propuesta, arrojando como resultado un diámetro de 6 pulgadas. En el apéndice F se observan los resultados.

Obtenido el diámetro de la tubería se procede determinar el espesor de la misma, a través del programa Profacin basándose en la norma ANSI B31.3, al programa se le introducen parámetros de entrada con la presión de diseño de la bomba, diámetro externo de la tubería y el esfuerzo admisible obtenidos de las tablas de acuerdo al material, para este caso API grado 5L B dando como resultado un

espesor de 0,28 pulgadas y designación Schedule Standard. En la tabla 4.7 se observa los parámetros de entrada y el resultado obtenido.

Tabla 4.7 Calculo de Espesor

Parametros de entrada	
Presion de Diseño (lpca)	275
Factor de Material	0.4
Diametros Externos (pulg)	6.625
Calidad de junta Longitudinal	1
Espesor por Corrosión (pulg)	0.0625
Esfuerzos Admisibles	20000
Tolerancia de Fabricación (psi)	12.5
Resultado del Espesor de la Tuberia API grado 5L B	0.28 Pulgadas

Estimación de Costos Asociados a Cada Propuesta Planteada

A continuación en la tabla 4.8 se muestran los resultados obtenidos de la estimación de costos por construcción y de materiales suministrados por PDVSA para cada propuesta, la cual está basada en los gastos generados para el desarrollo de la obra tomando en cuenta el material, equipos y mano de obra necesaria para realizar el trabajo. En el apéndice F se observa las actividades relacionadas al costo por construcción y materiales suministrados por PDVSA para cada propuesta.

Tabla 4.8 Estimaciones de los Gastos por Construcción y Materiales

Propuestas Planteadas	Gastos por construcción	Gastos por materiales suministrados por PDVSA	Total de Inversión de cada Propuesta
Propuesta 1	1822000 Bs	1743800Bs	3565800Bs
Propuesta 2	1827400Bs	1690500Bs	3517900Bs
Ahorro Generado	5400 Bs	53300 Bs	47900 Bs

4.4 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA

Una vez obtenida las dos estimaciones y sumado cada estimación para cada alternativa se obtuvo el costo total para la ejecución de cada propuesta. Obteniéndose un valor de 3565800 Bs.F y 3517900 Bs.F para la propuesta 1 y 2 respectivamente. En la cual se puede constatar que la propuesta 2 genera un ahorro 47900 Bs.F siendo la opción más prospectiva desde el punto de vista económico, ya que genera menos gastos de inversión, menor tiempo de ejecución, presentando un trabajo menos complejo en comparación con la otra propuesta, donde es necesario el uso de maquinas para subir, bajar y sostener la tubería para colocar las tuberías aéreas. Tomando en cuenta estas consideraciones y el avance de constructibilidad del Centro Operativo San Joaquín, la propuesta más factible para realizar la interconexión con el nuevo proyecto “Reemplazo del sistema de transferencia de petróleo desde el Área Mayor Anaco (AMA) oeste hasta patio de Tanques Anaco” es la alternativa 2, ya que es la ruta que dura menos tiempo de ejecución y genera un ahorro de 47900 Bs.f en comparación con la propuesta 1.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

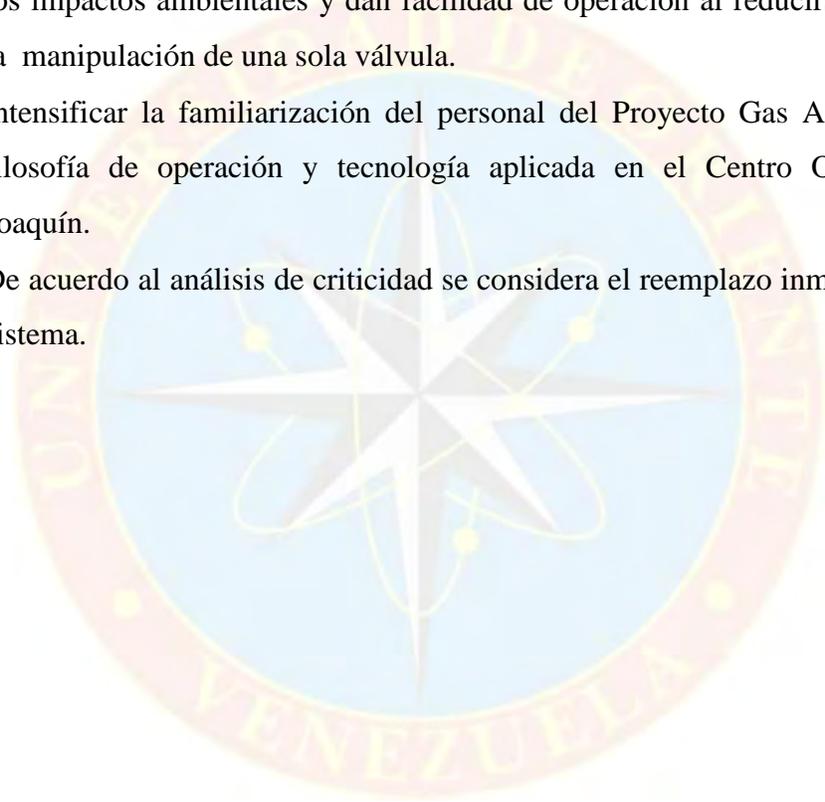
5.1 CONCLUSIONES

- En el Centro Operativo San Joaquín se centralizará toda la producción de los campos San Joaquín-Guario-Roble, lo cual permitirá el aprovechamiento al máximo de la producción de gas y la optimización de la recuperación de crudo.
- Según el estudio se eliminara la dependencia de las estaciones de descargas deterioradas y esparciadas por todos los campos, reduciendo el riesgo de accidentes que generan pérdidas materiales, daños a personas y al ambiente.
- Los resultados arrojados del análisis de criticidad reflejaron que el sistema de transferencia de crudo actual de AMA Oeste, presenta un nivel alto de criticidad 460 y 552 respectivamente.
- La interconexión del Centro Operativo San Joaquín con el nuevo oleoducto de AMA Oeste, disminuye el impacto social, ambiental y el paso cerca de la población de Anaco.
- El diámetro de la tubería adecuada para realizar la interconexión con el nuevo oleoducto es de 6 pulgadas, tipo API grado 5L B, con un espesor de 0,28 pulgadas y designación Schedule Standard.
- Se seleccionó la propuesta 2, ya que genera menos costos 3517900 Bs.F de inversión, y desde el punto de vista de constructibilidad presenta menor complejidad en comparación con la propuesta 1.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar tratamiento anticorrosivo.

- Contratar mano de obra de las comunidades, para así generar fuentes de empleos, mejorando su calidad de vida.
- Para el reemplazo del sistema de transferencia de crudo para AMA Oeste se recomienda utilizar en su mayoría los corredores existentes para disminuir los impactos al ambiente.
- Se recomienda el uso de válvulas multipuertos, ya que esta tecnología reduce los impactos ambientales y dan facilidad de operación al reducirse la prueba a la manipulación de una sola válvula.
- Intensificar la familiarización del personal del Proyecto Gas Anaco sobre la filosofía de operación y tecnología aplicada en el Centro Operativo San Joaquín.
- De acuerdo al análisis de criticidad se considera el reemplazo inmediato de este sistema.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIAS, F. (2006). Introducción a la metodología científica (quinta edición). Caracas: Epísteme C.A
- BERMÚDEZ, M. (2006). Evaluación del sistema de manejo de crudos (almacenamiento y bombeo) de patio de tanques travieso. Tesis de grado no publicado, universidad de oriente, Monagas.
- MANUAL DE PDVSA S012711200DP11400. (2007). “Actualización de la filosofía de operación y control de la planta”.
- MANUAL DE PDVSA MDP-03-s-01. (1995). “Diseño de proceso. Tambores separadores y principios básicos”.
- MARFISI, S Y SALAGER, J. (1997). “Manual de deshidratación de crudo”.
- OMAHNA, C. (2005). Estado del arte de las tecnologías utilizadas para minimizar el arrastre de líquidos en separadores líquido-vapor en un proceso de acondicionamiento de gas. Tesis de grado no publicado, universidad metropolitana, Caracas.
- TINEO, E. (2008). Diseño conceptual de las facilidades de superficie para el transporte del crudo desde los bloques junín 5 y 6 hasta la refinería cabruta. Tesis de grado no publicado, universidad de oriente, Monagas.
- VÁSQUEZ, F. (2008). Evaluación hidráulica del sistema de transferencia de crudo desde las estaciones de flujo de zona-1, hasta la entrada de la ept-1, área pesado

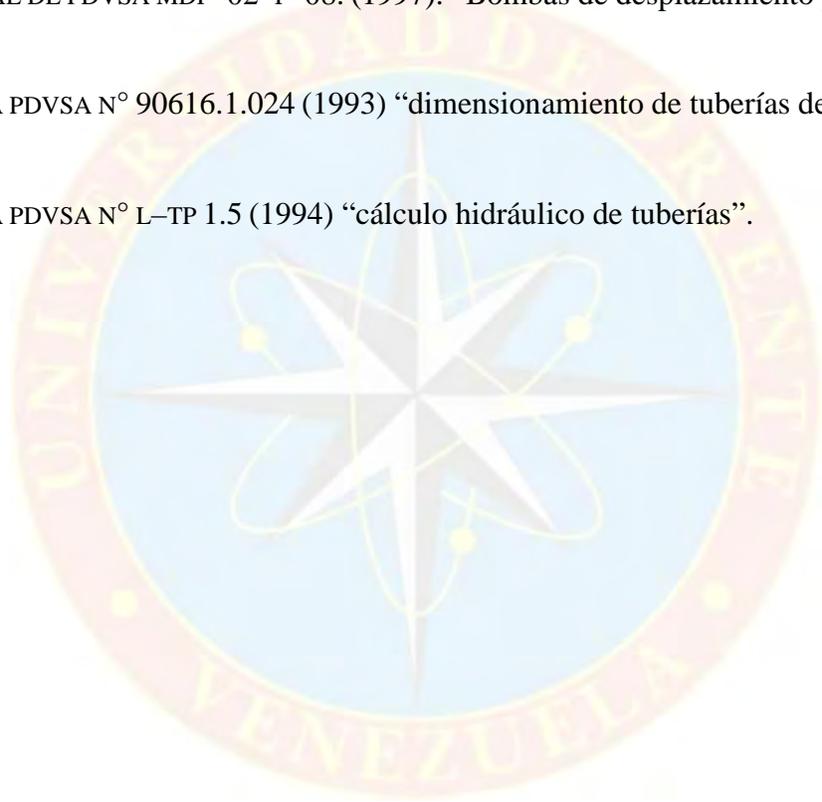
distrito morichal. Tesis de grado no publicado, universidad de oriente, Monagas.

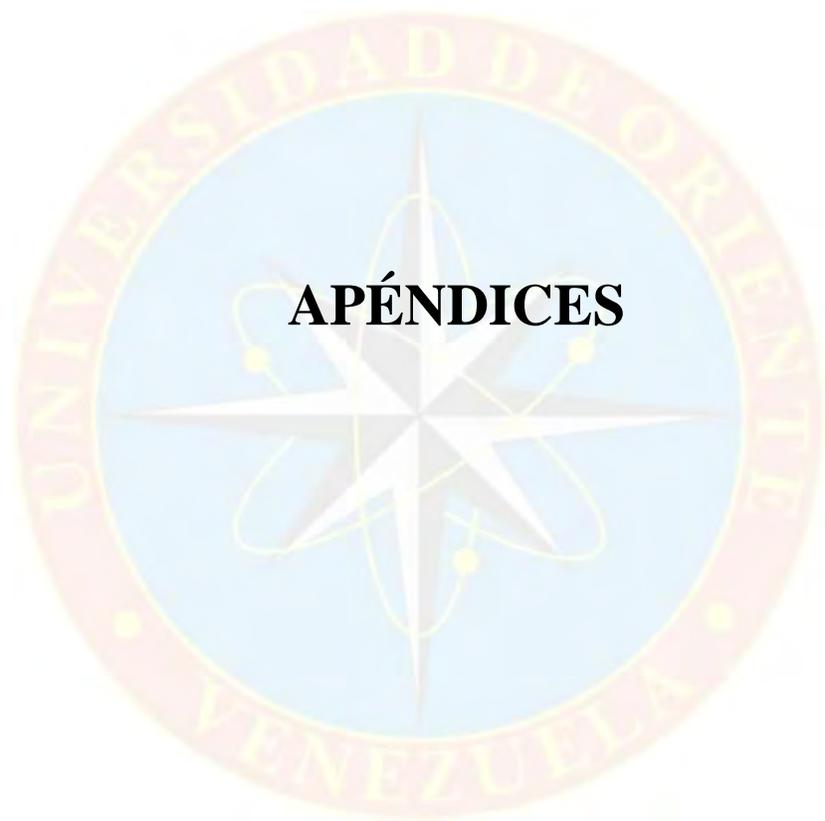
GOLINDANO, M. (2006). Evaluación de las facilidades de superficie para el manejo de crudo limpio y sucio en la Estación Musipán. Tesis de grado no publicado, universidad de oriente, Monagas.

MANUAL DE PDVSA MDP-02-P-08. (1997). “Bombas de desplazamiento positivo”.

NORMA PDVSA N° 90616.1.024 (1993) “dimensionamiento de tuberías de proceso”.

NORMA PDVSA N° L-TP 1.5 (1994) “cálculo hidráulico de tuberías”.





APÉNDICES



APÉNDICE A
CARACTERÍSTICAS Y PARÁMETROS OPERACIONALES DE
EN PATIO TANQUE ANACO (PTA)

Capacidad de Operacional del Sistema de Almacenamiento de Patio Tanque Anaco (PTA)

PTA cuenta con diez (10) tanques de Almacenamiento, tres (3) para Diluyente, dos (2) para Mesa Anaco y cinco (5) para Anaco wax cumpliendo con la norma API 650, de los cuales uno (1) es techo fijo y nueve (9) Flotante Externo. En la figura se observa la distribución de los tanques en PTA.

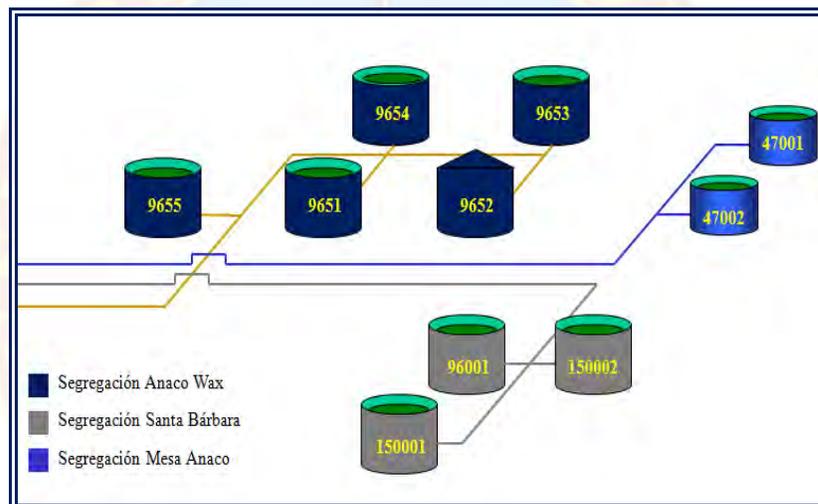


Figura N° A.1 Distribución de los Tanques en PTA

Fuente: Servidor PGA, PDVSA Gas. (2010)

Actualmente se están utilizando los tanques (TK-9652/9654) para cargar y descargar la segregación Anaco Wax proveniente del Área Mayor Oficina, los tanques (TK-47001/47002), se utilizan para cargar y descargar la segregación Mesa Anaco proveniente del Área Mayor Anaco por las laterales Mata R y El Toco respectivamente, mientras que en los tanques (TK-9601/150001) se carga y descarga la segregación Santa Barbará proveniente del patio de Tanques Travieso por la T-52

móvil en el Km-49 utilizado como diluyente para luego ser bombeada al patio de Tanques Oficina por la troncal-52.

Tabla N° A.1 Condiciones Operacionales de los Tanques de Almacenamiento de Crudo en PTA.

NRO. TQ	COD.CENT	TIPO	STATUS	SEGREG	ALT. MAX	CAP. NOM.	NO BOMBEABLE		TOPE OPERACIONAL		CAP. OPER.
							PIES	BARRILES	PIES	BARRILES	BARRILES
47001	001	T-FLOTANTE	OP	MS	23-11	47.000	5	9.359	20	39.585	30.226
47002	002	T-FLOTANTE	OP	MS	23-11	47.000	5	9.360	20	39.587	30.227
								18.719		79.172	60.453
96052	652	T-FIJO	OP	PA	47-11	96.000	2	3.693	40	80.672	76.979
96053	653	T-FLOTANTE	FS	PA	47-11	96.000	5	10.068	40	80.095	70.027
								13.761		160.767	147.006
150001	101	T-FLOTANTE	OP	SB	47-11	150.000	5	14.709	40	124.857	110.148
150002	102	T-FLOTANTE	FS	SB	47-11	150.000	5	15.026	40	125.339	110.313
96001	601	T-FLOTANTE	OP	SB	40-00	96.000	5	9.559	40	80.106	70.547
								39.294		330.302	291.008
								71.774		570.241	498.467
96051	651	T-FLOTANTE	FS	PA	31-11	96.000	5	10.080	40	80.606	70.526
96054	654	T-FLOTANTE	OP	PA	47-11	96.000	5	9.643	40	79.676	70.033
96055	655	T-FLOTANTE	FS	PA	47-11	96.000	5	10.045	40	79.755	69.710
								29.768		240.037	210.269
						970.000		101.542		810.278	708.736



APÉNDICE B

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DEL CENTRO OPERATIVO

SAN JOAQUÍN PDO. 2010-2030

Tabla N° B 1 Producción de Gas PDO 2010-2030

VOLUMETRÍA DE GAS (MMPCGD) POR NIVEL Y ESTACIÓN / PROYECTO SAN JOAQUIN (C.O. SAN JOAQUIN)																						
NIVEL DE 60#																						
VOLUMETRÍA MMPCGD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	26,46	46,33	67,15	75,90	91,04	91,28	92,53	95,89	93,40	96,73	98,90	97,20	91,23	84,08	79,69	76,31	75,70	75,17	74,70	74,28	73,92	73,60
SJED-3	20,52	29,75	35,46	39,47	42,17	42,76	43,52	46,57	52,66	49,01	55,09	55,51	56,36	58,62	60,61	58,09	57,77	57,48	57,24	57,02	56,83	56,66
SJED-4	53,38	62,78	87,12	93,48	96,62	104,39	108,71	111,55	113,65	116,73	114,22	112,01	112,25	116,35	119,97	118,40	113,21	108,65	104,64	101,11	98,00	95,26
ERED-2	41,64	47,42	66,56	70,63	71,31	71,05	82,27	83,77	87,77	96,24	99,89	101,30	100,45	95,05	92,67	92,47	91,82	91,25	90,75	90,31	89,93	89,58
GED-1	56,35	64,25	75,38	71,75	64,73	60,23	58,11	60,27	61,30	61,07	58,21	53,79	51,80	49,86	48,62	49,44	50,16	50,79	51,34	51,83	52,26	52,64
TOTAL PRODUCCION F/A	198,35	250,54	331,67	351,24	365,87	369,72	385,13	398,04	408,80	419,78	426,31	419,81	412,09	403,96	401,56	394,70	388,66	383,34	378,67	374,56	370,93	367,74
NIVEL DE 450#																						
VOLUMETRÍA MMPCGD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	48,76	69,57	80,04	93,90	99,86	97,04	97,51	94,10	85,65	80,60	76,06	72,06	68,54	62,69	57,55	55,39	53,49	51,82	50,36	49,06	47,93	46,92
SJED-3	56,10	80,08	82,66	81,29	72,96	67,54	65,56	60,56	56,14	52,06	45,82	45,45	44,93	41,92	39,26	34,55	32,78	31,22	29,85	28,64	27,58	26,65
SJED-4	111,21	130,05	154,68	151,03	145,92	140,71	130,91	123,49	116,94	110,98	105,64	100,95	93,30	88,75	86,18	80,59	73,29	66,87	61,22	56,25	51,88	48,02
ERED-2	13,59	15,43	54,25	65,79	67,03	75,43	77,33	76,33	79,24	83,32	81,01	80,89	78,69	76,37	71,95	70,44	69,12	67,95	66,92	66,01	65,22	64,52
GED-1	80,83	114,19	138,26	130,21	122,36	123,57	117,56	109,17	105,29	97,21	90,01	81,78	74,53	70,34	64,27	58,93	54,24	50,10	46,47	43,26	40,45	37,97
TOTAL PRODUCCION F/A	310,50	409,32	509,88	522,23	508,13	504,28	488,87	463,66	443,26	424,18	398,55	381,12	359,99	340,07	319,21	299,90	282,91	267,97	254,81	243,23	233,05	224,08
TOTAL SJ																						
VOLUMETRÍA MMPCGD	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	96,18	115,90	147,18	169,80	190,91	188,32	190,04	189,98	179,06	177,33	174,96	169,26	159,78	146,78	137,24	131,70	129,19	126,99	125,05	123,35	121,84	120,52
SJED-3	80,57	109,83	118,12	120,76	115,13	110,30	109,07	107,12	108,80	101,07	100,91	100,96	101,29	100,54	99,87	92,64	90,55	88,71	87,09	85,66	84,41	83,30
SJED-4	165,37	192,83	241,80	244,51	242,53	245,10	239,62	235,05	230,59	227,72	219,87	212,96	205,55	205,11	206,14	198,98	186,50	175,52	165,86	157,36	149,88	143,29
ERED-2	55,23	62,85	120,81	136,42	138,34	146,48	159,60	160,10	167,01	179,56	180,90	182,19	179,14	171,41	164,62	162,91	160,94	159,20	157,67	156,33	155,14	154,10
GED-1	146,59	178,45	213,64	201,97	187,08	183,80	175,67	169,44	166,59	158,29	148,22	135,57	126,33	120,19	112,89	108,37	104,39	100,89	97,81	95,10	92,71	90,61
TOTAL PRODUCCION F/A	543,94	659,86	841,55	873,47	874,00	874,00	861,70	852,06	843,96	824,86	800,93	772,08	744,03	720,77	694,60	671,57	651,31	633,48	617,79	603,98	591,82	

Tabla N° B 2 Producción de Crudo PDO 2010-2030

VOLUMETRÍA DE CRUDO (MBND) POR NIVEL Y ESTACIÓN / PROYECTO SAN JOAQUIN (C.O. SAN JOAQUIN)																						
NIVEL DE 60#																						
VOLUMETRÍA MBND	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	0,37	0,61	0,66	0,69	0,91	0,79	0,75	0,70	0,60	0,58	0,54	0,48	0,41	0,35	0,31	0,28	0,26	0,24	0,23	0,23	0,22	0,21
SJED-3	0,96	1,06	0,99	0,84	0,70	0,59	0,51	0,43	0,44	0,36	0,36	0,30	0,27	0,25	0,24	0,21	0,20	0,19	0,18	0,17	0,16	0,16
SJED-4	0,48	0,51	0,64	0,60	0,55	0,54	0,52	0,47	0,44	0,42	0,38	0,35	0,34	0,35	0,35	0,34	0,31	0,29	0,27	0,25	0,24	0,23
ERED-2	0,59	0,62	0,81	0,71	0,61	0,53	0,63	0,58	0,54	0,51	0,46	0,43	0,39	0,34	0,31	0,30	0,28	0,27	0,27	0,26	0,26	0,25
GED-1	1,03	1,08	1,04	0,86	0,69	0,57	0,51	0,50	0,43	0,37	0,32	0,26	0,23	0,20	0,18	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16	0,15	0,15
TOTAL PRODUCCION F/A	3,43	3,88	4,14	3,70	3,45	3,03	2,92	2,69	2,44	2,25	2,04	1,83	1,64	1,49	1,39	1,30	1,22	1,15	1,10	1,06	1,03	1,01
NIVEL DE 450#																						
VOLUMETRÍA MBND	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	0,44	0,59	0,68	0,84	0,87	0,74	0,66	0,55	0,45	0,38	0,32	0,28	0,24	0,20	0,17	0,16	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,11
SJED-3	0,55	0,93	0,86	0,82	0,65	0,54	0,47	0,38	0,32	0,26	0,21	0,19	0,17	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06
SJED-4	0,47	0,52	0,70	0,71	0,70	0,62	0,54	0,47	0,41	0,37	0,33	0,30	0,27	0,26	0,24	0,21	0,18	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09
ERED-2	0,28	0,29	0,90	0,93	0,83	0,81	0,74	0,62	0,56	0,52	0,44	0,39	0,34	0,30	0,26	0,24	0,22	0,20	0,19	0,18	0,17	0,17
GED-1	1,10	1,43	1,61	1,41	1,18	1,16	1,00	0,82	0,74	0,62	0,51	0,42	0,35	0,30	0,25	0,21	0,17	0,15	0,13	0,11	0,10	0,09
TOTAL PRODUCCION F/A	2,85	3,76	4,75	4,71	4,23	3,87	3,40	2,85	2,48	2,15	1,82	1,58	1,37	1,20	1,05	0,91	0,81	0,72	0,65	0,60	0,55	0,52
TOTAL SJ																						
VOLUMETRÍA MBND	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	1,00	1,19	1,34	1,53	1,78	1,53	1,40	1,26	1,05	0,97	0,87	0,76	0,66	0,55	0,48	0,43	0,40	0,38	0,36	0,35	0,33	0,32
SJED-3	1,52	1,99	1,85	1,65	1,35	1,13	0,97	0,82	0,76	0,62	0,55	0,49	0,44	0,40	0,36	0,31	0,29	0,27	0,25	0,24	0,23	0,22
SJED-4	0,96	1,04	1,34	1,31	1,24	1,16	1,06	0,94	0,85	0,78	0,71	0,66	0,61	0,60	0,55	0,49	0,44	0,40	0,37	0,34	0,32	
ERED-2	0,88	0,91	1,71	1,64	1,44	1,34	1,37	1,20	1,09	1,03	0,91	0,82	0,73	0,64	0,57	0,53	0,50	0,48	0,46	0,44	0,43	0,42
GED-1	2,18	2,51	2,65	2,28	1,87	1,73	1,52	1,32	1,17	0,99	0,83	0,68	0,58	0,50	0,43	0,38	0,34	0,31	0,29	0,27	0,25	0,24
TOTAL PRODUCCION F/A	6,54	7,64	8,89	8,41	7,68	6,90	6,32	5,53	4,92	4,39	3,87	3,41	3,01	2,69	2,44	2,21	2,02	1,87	1,76	1,66	1,59	1,53

Tabla N° B 3 Producción de Agua PDO 2010-2030

VOLUMETRÍA DE AGUA (MBLS) POR NIVEL Y ESTACIÓN / PROYECTO SAN JOAQUIN (C.O. SAN JOAQUIN)																						
NIVEL DE 60#																						
VOLUMETRÍA MBLS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	0,13	0,22	0,23	0,23	0,30	0,26	0,25	0,23	0,20	0,20	0,19	0,17	0,15	0,12	0,11	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07	0,07
SJED-3	0,39	0,44	0,42	0,35	0,30	0,25	0,22	0,19	0,18	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05
SJED-4	0,19	0,20	0,23	0,21	0,19	0,18	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,07	0,07
ERED-2	0,22	0,23	0,28	0,25	0,21	0,19	0,21	0,20	0,18	0,17	0,16	0,15	0,14	0,12	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,08	0,08
GED-1	0,42	0,45	0,44	0,37	0,30	0,25	0,23	0,21	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05
TOTAL PRODUCCION F/A	1,34	1,54	1,60	1,42	1,30	1,13	1,08	0,99	0,90	0,83	0,75	0,67	0,61	0,54	0,49	0,44	0,41	0,38	0,36	0,34	0,32	0,31
NIVEL DE 450#																						
VOLUMETRÍA MBLS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	0,18	0,23	0,26	0,30	0,30	0,26	0,23	0,20	0,16	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04
SJED-3	0,20	0,32	0,30	0,29	0,23	0,20	0,17	0,14	0,12	0,10	0,08	0,07	0,07	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02	0,02
SJED-4	0,19	0,21	0,26	0,25	0,24	0,22	0,19	0,16	0,14	0,13	0,12	0,11	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03
ERED-2	0,09	0,09	0,27	0,28	0,26	0,25	0,23	0,20	0,18	0,17	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
GED-1	0,40	0,52	0,57	0,51	0,43	0,42	0,37	0,31	0,28	0,24	0,20	0,17	0,14	0,12	0,10	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04	0,04	0,03
TOTAL PRODUCCION F/A	1,06	1,37	1,66	1,63	1,46	1,34	1,19	1,01	0,89	0,78	0,67	0,59	0,51	0,44	0,38	0,32	0,28	0,25	0,22	0,20	0,18	0,17
TOTAL SJ																						
VOLUMETRÍA MBLS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SJED-1	0,39	0,45	0,49	0,53	0,60	0,52	0,48	0,43	0,37	0,34	0,31	0,28	0,24	0,20	0,17	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,10
SJED-3	0,60	0,76	0,72	0,64	0,53	0,45	0,39	0,33	0,30	0,26	0,22	0,20	0,18	0,15	0,14	0,12	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07
SJED-4	0,37	0,41	0,49	0,46	0,43	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,21	0,20	0,19	0,18	0,15	0,14	0,12	0,11	0,10	0,10
ERED-2	0,30	0,33	0,55	0,53	0,47	0,44	0,45	0,40	0,37	0,35	0,31	0,28	0,25	0,22	0,19	0,18	0,16	0,15	0,14	0,14	0,13	0,13
GED-1	0,84	0,97	1,01	0,88	0,73	0,67	0,59	0,52	0,46	0,40	0,34	0,29	0,24	0,21	0,17	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09	0,09	0,08
TOTAL PRODUCCION F/A	2,50	2,92	3,27	3,05	2,76	2,48	2,27	2,00	1,79	1,60	1,42	1,26	1,12	0,98	0,87	0,77	0,69	0,63	0,58	0,54	0,50	0,48





APÉNDICE C

**ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DEL CRUDO OBTENIDO EN
EL CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN**

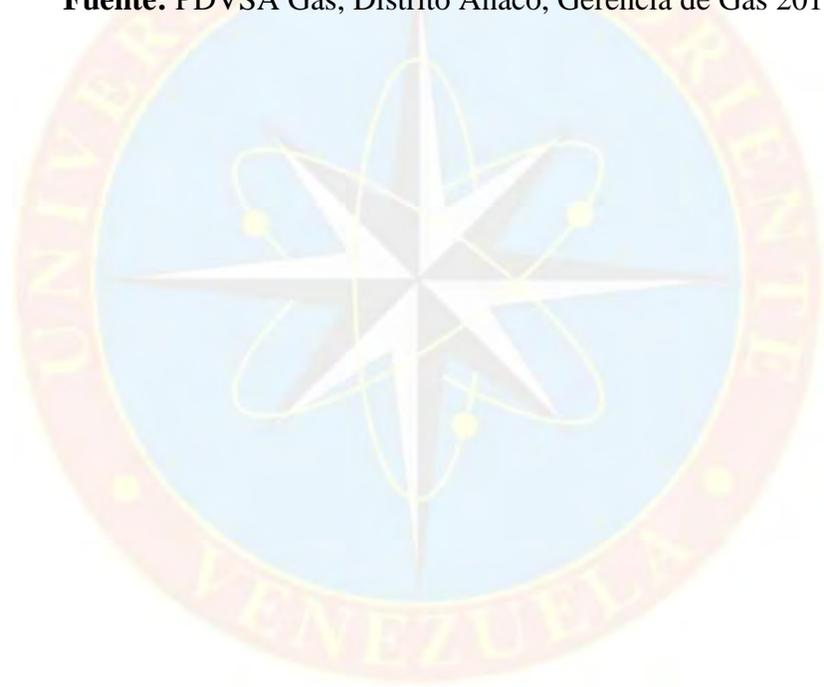
Tabla N° C 1 Análisis Cromatográfico Utilizado para Simulación

THERMODYNAMIC SYSTEM SRK		
STREAM "S26"		
	TOTAL	LIQUID
RATE, LB-MOL/HR	1197.1371	1197,1371
TEMPERATURE, F	100,00	100,00
PRESSURE, PSIA	14,80	14,80
MOLECULAR WEIGHT FRACTION	110,3772	110,3772
ENTHALPY, BTU/LB- MOL	3744,6914	3744,6914
CP, BTU/LB-F	0,5298	0,5298
MOLAR COMPOSITIONS		
1-CO2	0,00086310	0,00086310
2-H2S	0,0000010815	0,0000010815
3-N2	0,00000037558	0,00000037558
4-METHANE	0,0014086	0,0014086
5-ETHANE	0,0022865	0,0022865
6-PROPANE	0,0115	0,0115
7-BUTANE	0,0392	0,0392
8-ISOBUTANE	0,0161	0,0161
9-PENTANE	0,0345	0,0345
10-ISOPENTANE	0,0472	0,0472
11-HEXANE	0,0981	0,0981
12-HEPTANE	0,1822	0,1822
13-OCTANE	0,2711	0,2711

Tabla N° C 1 Análisis Cromatográfico Utilizado para Simulación (Continuación)

14- NONANE	0,1201	0,1201
15- DECANE	0,0787	0,0787
16- NC11	0,0434	0,0434
17- NC12	0,0223	0,0223
18- NC13	0,0139	0,0139
19- NC14	0,0160	0,0160
20- H2O	0,0010326	0,0010326

Fuente: PDVSA Gas, Distrito Anaco, Gerencia de Gas 2010.





APÉNDICE D

**PERFILES DE ELEVACIONES DE LAS PROPUESTAS
PLANTEADAS**

Tabla N° D 1 Perfiles de Elevaciones de la Propuesta 1

Puntos	Elevación (m.s.n.m)	Progresiva (m)	Distancia entre los puntos (m)
1	169,2	0	0
2	169,2	3,31	3,31
3	168,8	3,31	0,31
4	168,8	22,78	19,47
5	168,8	95,34	72,56
6	168,8	119,86	24,52
7	169	122,33	2,47
8	167,2	124,87	2,54
9	167,2	142,08	17,21
10	167,2	171,22	29,14
11	171,96	171,22	4,76
12	171,96	174,04	2,82
13	171,96	196,72	22,68
14	171,96	294,76	98,04
15	177,46	294,76	5,5
16	177,46	305,22	10,46
17	171,96	305,22	5,5
18	171,96	379,5	74,28
19	177,46	379,5	5,5
20	177,46	399,32	19,82
21	171,96	399,32	5,5
22	171,96	451,24	51,92

Tabla N° D 1 Perfiles de Elevaciones de la Propuesta 1 (Continuación)

Puntos	Elevación (m.s.n.m)	Progresiva (m)	Distancia entre los puntos (m)
23	172,36	451,24	0,4
24	172,36	457,36	6,12
25	171,96	457,36	0,4
26	171,96	558,07	100,71
27	172,76	558,07	0,8
28	172,76	571,4	13,33
29	171,96	571,4	0,8
30	171,96	576,63	5,23
31	172,66	576,63	0,7
32	172,66	586,43	9,8
33	171,96	586,43	0,7
34	171,96	594,92	8,49
35	163,6	603,28	8,36
36	163,6	612,77	9,49
37	167,1	752,23	139,46
38	165,36	911,67	159,44
39	165,8	911,67	0,44
40	165,8	915,25	3,58

Tabla N° D 2 Perfiles de Elevaciones de la Propuesta 2

Puntos	Elevación (m.s.n.m)	Progresiva (m)	Distancia entre los puntos (m)
1	169,2	0	0
2	169,2	3,31	3,31
3	167,2	3,31	2
4	167,2	11,58	8,27
5	167,2	70,4	58,82
6	167,2	77,86	7,46
7	167,2	79,37	1,51
8	168,05	79,37	1,3
9	168,05	139,3	59,93
10	169,1	166,33	27,03
11	169,1	213,94	47,61
12	169,1	294,65	80,71
13	169,1	327,12	32,47
14	169,1	368,36	41,24
15	169,1	429,77	61,41
16	169,1	462,89	33,12
17	169,1	505,17	42,28
18	169,1	528,76	23,59
19	167,9	528,76	1,2
20	168,4	608,86	80,1
21	162,4	750,36	141,5
22	163,6	750,36	1,2
23	167,1	891,91	141,55
24	165,36	1051,35	159,44

Tabla N° D 2 Perfiles de Elevaciones de la Propuesta 2 (Continuación)

Puntos	Elevación (m.s.n.m)	Progresiva (m)	Distancia entre los puntos (m)
25	165,8	1051,35	0,44
26	165,8	1054,93	3,58



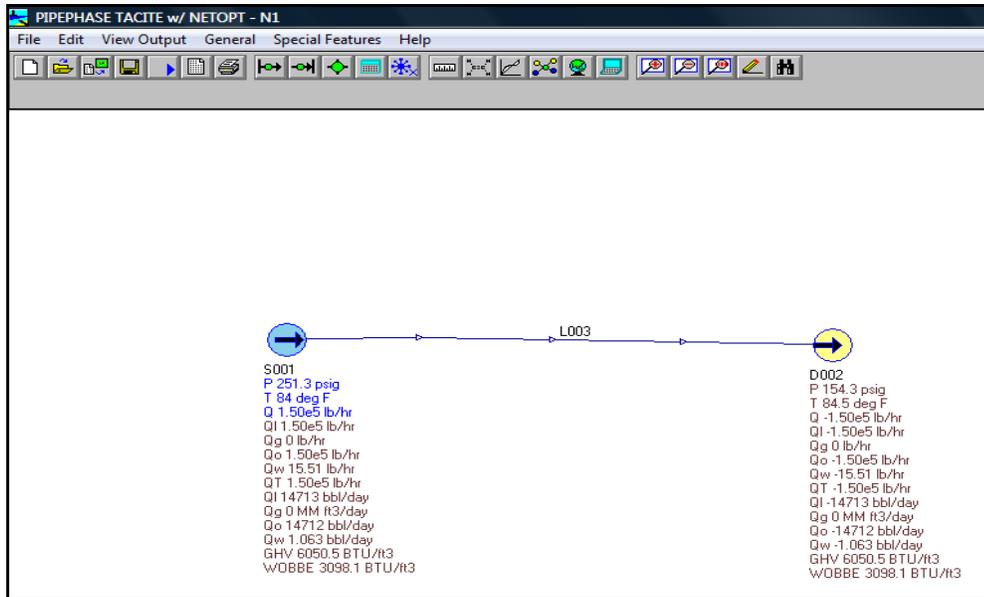


APÉNDICE E

REPORTES DE LA SIMULACIÓN EN PIPEPHASE

PROPUESTA 1

Figura N° E 1 Reporte Simulación tubería de 4 pulgadas



Programmer's File Editor

File Edit Options Template Execute Macro Window Help

N1.beg

SIMULATION SCIENCES INC. R PAGE 1
 PROJECT PIPEPHASE VERSION 9.0
 PROBLEM INPUT HYDRAULIC SUMMARY 05/08/11

 BASE CASE

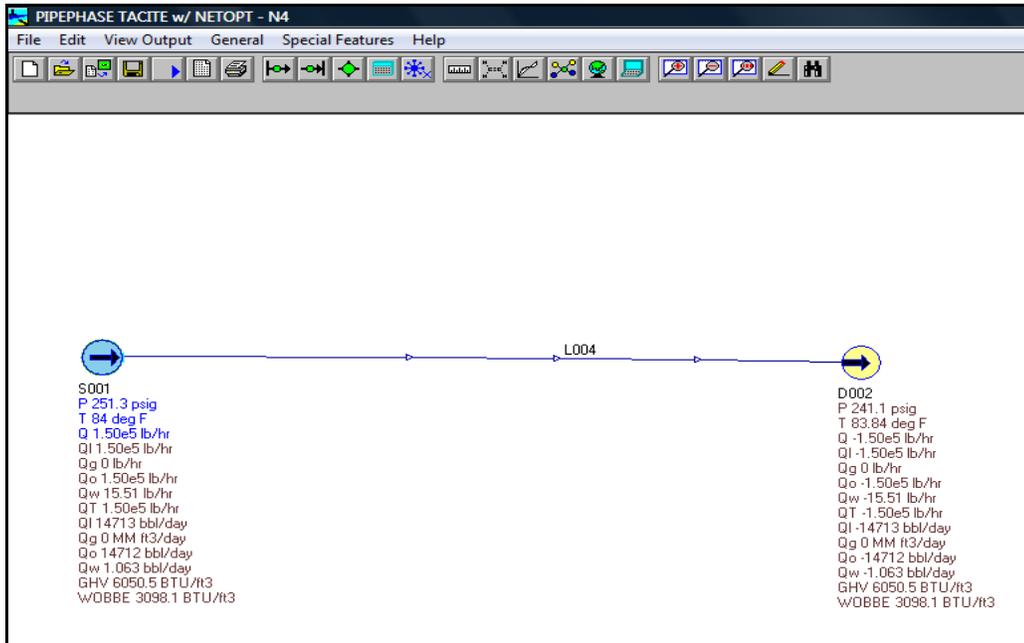
NETWORK SUMMARY

Link	Std. Flowrates			Inlet			Outlet		
	Oil BPD	Water BPD	Gas MMCFD	Node	Pres. PSIG	Temp. F	Node	Pres. PSIG	Temp. F
L003	14711.9	1.1	0.0000	S001	251.3	84.	D002	154.3	84.

NODE SUMMARY

Node	Pressure PSIG	Temp. F	Oil Grav	Gas Grav KG/M3	Water Cut %	GOR CFBBBL	Liquid Rate BPD
S001	251.3	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	14712.9
D002	154.3	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	-14712.9

Figura N° E 2 Reporte Simulación tubería de 6 pulgadas



Programmer's File Editor

N4.beg

SIMULATION SCIENCES INC. R PAGE 1
 PROJECT PIPEPHASE VERSION 9.0
 PROBLEM INPUT
 HYDRAULIC SUMMARY 05/08/11

=====

BASE CASE

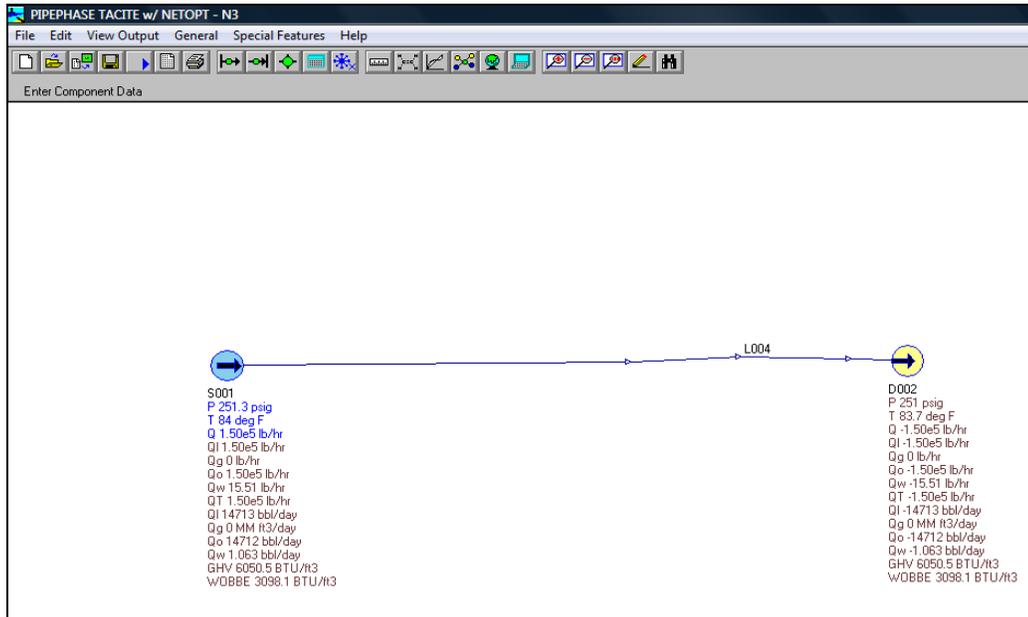
NETWORK SUMMARY

Link	Std. Flowrates			Inlet Node	Inlet Pres. PSIG	Inlet Temp. F	Outlet Node	Outlet Pres. PSIG	Outlet Temp. F
	Oil BPD	Water BPD	Gas MMCFD						
L004	14711.9	1.1	0.0000	S001	251.3	84.	D002	241.1	84.

NODE SUMMARY

Node	Pressure PSIG	Temp. F	Oil Grav	Gas Grav KG/M3	Water Cut %	GOR CFBBL	Liquid Rate BPD
S001	251.3	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	14712.9
D002	241.1	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	-14712.9

Figura N° E 3 Reporte Simulación tubería de 8 pulgadas



Programmer's File Editor

N3.beg

SIMULATION SCIENCES INC. R PAGE 1
 PROJECT PIPEPHASE VERSION 9.0
 PROBLEM INPUT
 HYDRAULIC SUMMARY 05/08/11

 BASE CASE

NETWORK SUMMARY

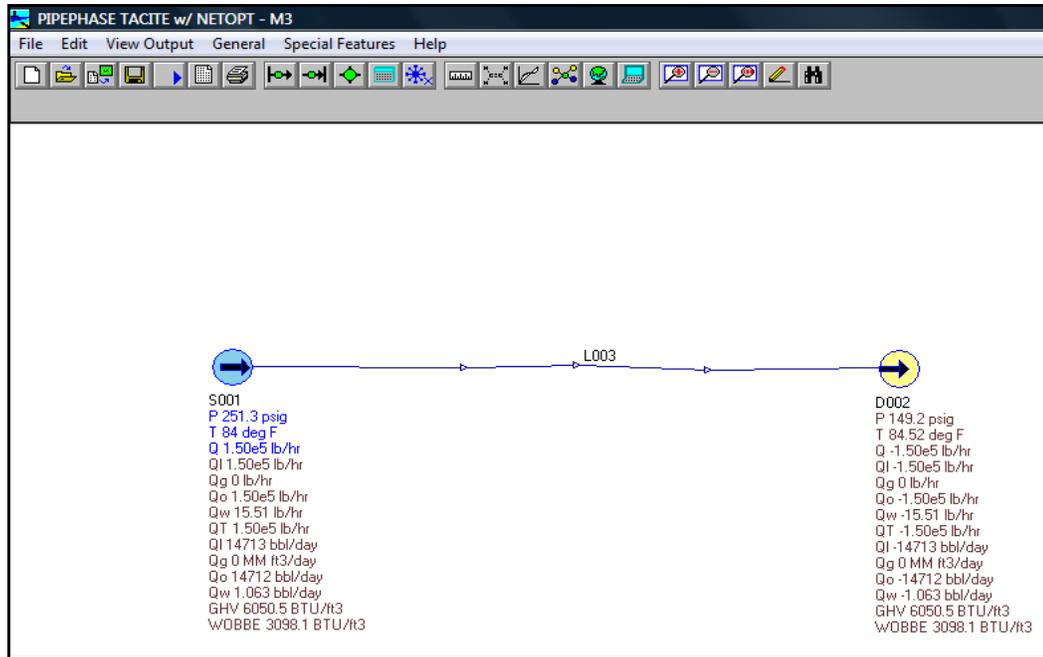
Link	Std. Flowrates	Inlet	Outlet
	Oil Water Gas	Node Pres. Temp.	Node Pres. Temp.
	BPD BPD MMCFD	PSIG F	PSIG F
L004	14711.9 1.1 0.0000	S001 251.3 84.	D002 251.0 84.

NODE SUMMARY

Node	Pressure	Temp.	Oil Grav	Gas Grav	Water Cut	GOR	Liquid Rate
	PSIG	F		KG/M3	%	CFBBL	BPD
S001	251.3	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	14712.9
D002	251.0	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	-14712.9

PROPUESTA 2

Figura N° E 4 Reporte Simulación tubería de 4 pulgadas



Programmer's File Editor

M3.beg

SIMULATION SCIENCES INC. R PIPEPHASE VERSION 9.0 PAGE 1
 PROJECT INPUT
 PROBLEM HYDRAULIC SUMMARY 05/08/11

 BASE CASE

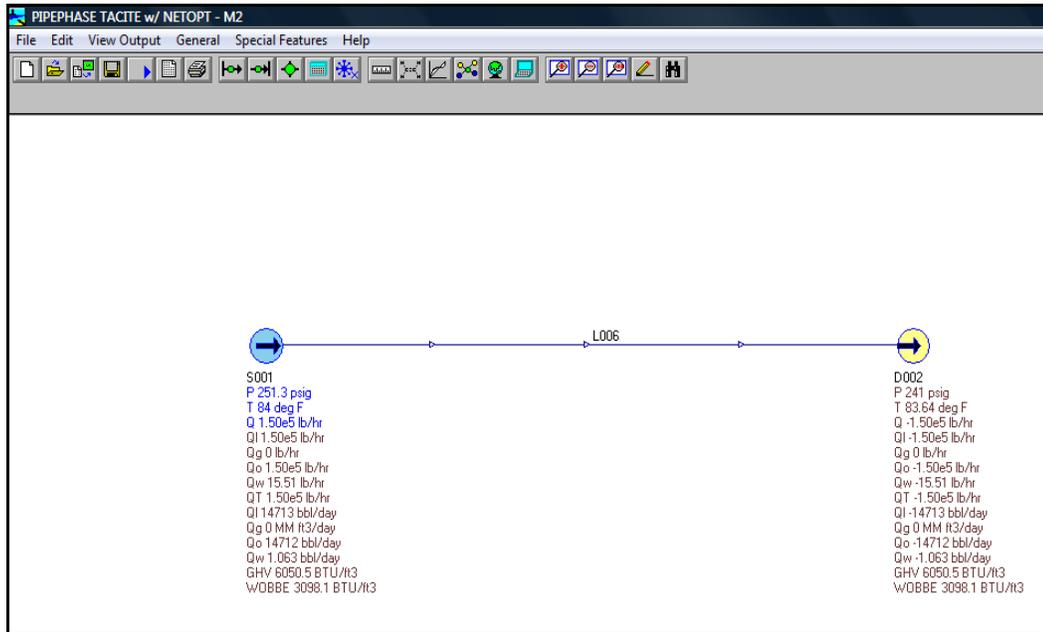
NETWORK SUMMARY

Link	Oil BPD	Std. Water BPD	Flowrates Gas MMCFD	Node	Inlet Pres. PSIG	Temp. F	Node	Outlet Pres. PSIG	Temp. F
L003	14711.9	1.1	0.0000	S001	251.3	84.	D002	149.2	85.

NODE SUMMARY

Node	Pressure PSIG	Temp. F	Oil Grav	Gas Grav KG/M3	Water Cut %	GOR CFBBBL	Liquid Rate BPD
S001	251.3	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	14712.9
D002	149.2	85.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	-14712.9

Figura N° E 5 Reporte Simulación tubería de 6 pulgadas



Programmer's File Editor

File Edit Options Template Execute Macro Window Help

M2.beg

SIMULATION SCIENCES INC. R PAGE 1
PROJECT PIPEPHASE VERSION 9.0
PROBLEM INPUT
HYDRAULIC SUMMARY 05/08/11

BASE CASE

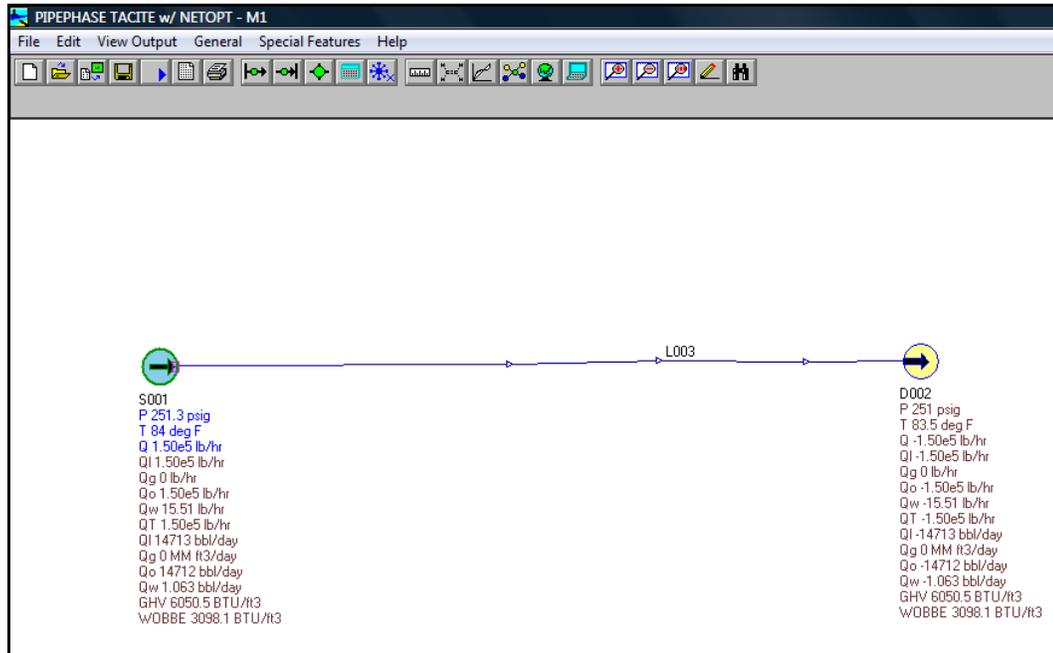
NETWORK SUMMARY

Link	Std. Flowrates			Node	Inlet		Node	Outlet	
	Oil BPD	Water BPD	Gas MMCFD		Pres. PSIG	Temp. F		Pres. PSIG	Temp. F
L006	14711.9	1.1	0.0000	S001	251.3	84.	D002	241.0	84.

NODE SUMMARY

Node	Pressure	Temp.	Oil Grav	Gas Grav KG/M3	Water Cut %	GOR CFBBL	Liquid Rate BPD
	PSIG	F					
S001	251.3	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	14712.9
D002	241.0	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	-14712.9

Figura N° E 6 Reporte Simulación tubería de 8 pulgadas



Programmer's File Editor

M1 beg

SIMULATION SCIENCES INC. R PAGE 1
PROJECT PIPEPHASE VERSION 9.0
PROBLEM INPUT
HYDRAULIC SUMMARY 05/08/11

=====

BASE CASE

NETWORK SUMMARY

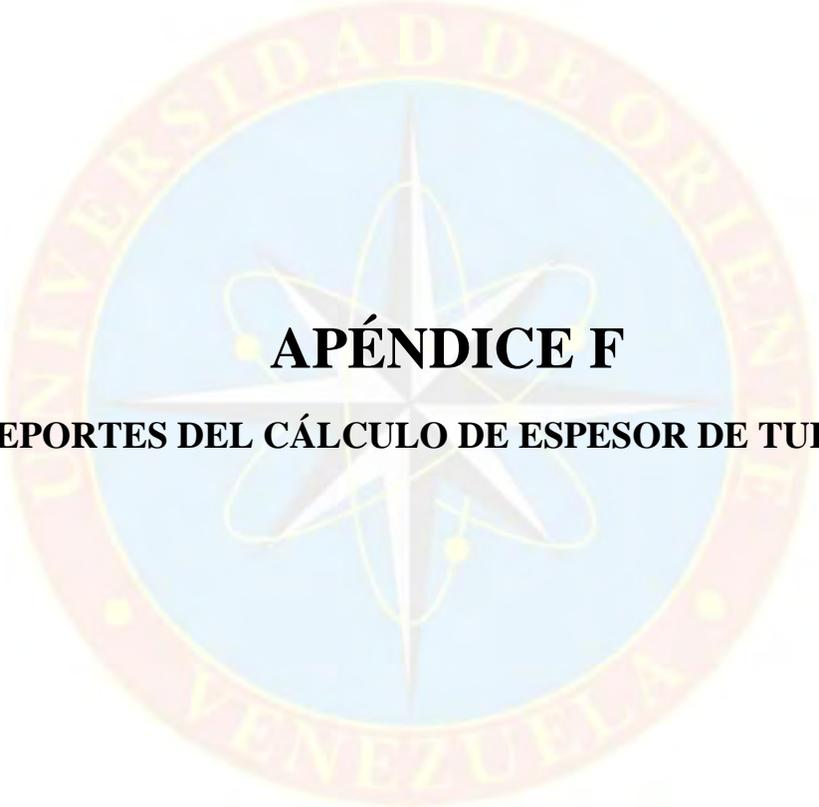
Link	Std. Flowrates			Node	Inlet		Node	Outlet	
	Oil BPD	Water BPD	Gas MMCFD		Pres. PSIG	Temp. F		Pres. PSIG	Temp. F
L003	14711.9	1.1	0.0000	S001	251.3	84.	D002	251.0	84.

NODE SUMMARY

Node	Pressure	Temp.	Oil Grav	Gas Grav KG/M3	Water Cut %	GOR CFBBL	Liquid Rate BPD
	PSIG	F					
S001	251.3	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	14712.9
D002	251.0	84.	0.7	0.0000	7.2E-3	6.	-14712.9

Tabla N° E 1 Resultados de la Evaluación Hidráulica Propuesta 2

Diámetro (mm)	101,6		152,4		203,2	
Diámetro (pulg)	4		6		8	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida
Distancia (m)	0	1055	0	1055	0	1055
Presión (psig)	251,3	149,2	251,3	241	251,3	251
Dp (psig/m)	0.096784		0,009764		0,000284	
Dp (psig/ft*100)	3,019966		0,297597		0.008668	
Caudal de crudo (bbl/dia)	14713		14713		14713	
Holdup acumulado del liquido (m3)	8,5853		19,7144		34,0233	
Velocidad del liquido (m/s)	3,3372		1,4682		0,8484	
Velocidad erosinal (m/s)	4,6431		4,6392		4,6387	
60% veros	2,7859		2,7835		2,7832	
Patrón de flujo	DIST		DIST		INTR	



APÉNDICE F
REPORTES DEL CÁLCULO DE ESPESOR DE TUBERIA

Figura N° F 1 Reporte del Cálculo del Espesor de Tubería

Facilidades de Ingeniería
 Bidas Alivio Tuberías Ramales Actuadores Conversiones Acerca Salda

ANSI B31.3 - Cálculo de Espesor de Pared

Datos Generales:
 Fecha: 18-05-2011
 Nombre del Proyecto: CALCULO DE ESPESOR DE LA TUBERIA
 Número de Tag: XXXXXX

Parámetros de entrada:

Presión de diseño (P_{sd}): 275
 Factor de material: .4
 Diámetro externo (pulg): 6.625
 Calidad de junta longitudinal: 1
 Espesor por corrosión (Pulg): .0625
 Esfuerzo admisible (psi): 20000
 Tolerancia de Fabricación (%): 12.5

Tablas Calcular Imprimir
 Archivar Retorno

Resultados: Espesor requerido (Pulg): .1213

T. Comercial	D. Nom.	D. Ext.	D. Int.	Esp. Pared	Peso lb/pie	Designación
ANSI B36.10	6	6.625	6.065	.28	18.97	SCH Std
API 5L	6	6.625	6.375	.125	8.68	--





APÉNDICE G

**ESTIMACIÓN DE COSTOS POR CONSTRUCCIÓN Y DE
MATERIALES POR PDVSA PARA CADA PROPUESTA**

Tabla N° G 1 Estimación de Costos por Construcción Propuesta 1

					
PROYECTO GAS ANACO					
-DOCUMENTOS TECNICOS					
ING.DE DETALLE LINEA DE CRUDO PARA LA INTERCONEXION CON EL NUEVO OLEODUCTO CAMPO SAN JOAQUIN – PROPUESTA 1					
COMPUTOS METRICOS					
N° DE PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	MONTO (Bs.F)
1	MANEJO,TRANPORTE Y ALMACENAMIENTO DE TUBERIAS DE 6 PULGADAS Y ACCESORIOS	TXKM	77500	100	77500
2	SUMINISTRO, TRANSPORTE, CONSTRUCCIÓN Y COLOCACIÓN DE SOPORTES TIPO DURMIENTES DE CONCRETO F°C=210 kg/cm2. INCLUYE NIVELACIÓN DEL TERRENO, SUMINISTRO, TRANSPORTE DE LOS MATERIALES Y COLOCOACIÓN DEL SOPORTE PARA TUBERIAS DE DIAMETRO DE 6 PULGADAS.	PZA	93	800	74400
3	EXCAVACIÓN A MANO EN TIERRA O MATERIAL CONGLOMERADO.	m3	44	800	35200
4	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE RELLENO COMPACTADO CON VIBROCAMPACTADOR DE PLANCHA, CON MATERIAL DE PRESTAMO SELECCIONADO, AL 95% DEL ENSAYO PROCTOR MODIFICADO. INCLUYE MATERIAL Y TRANSPORTE DEL MISMO	m3	44	200	8800
5	ALINEACIÓN, SOLDADURA E INSTALACIÓN DE TUBERIA ENTERRADA DE 6 PULGADAS STD	M	30	700	21000
6	ALINEACIÓN, SOLDADURA E INSTALACIÓN DE TUBERIAS AEREAS DE 6 PULGADAS SCH-40 STD. INCLUYE ACCESORIOS	M	456	1300	592800
7	MOTAJE,INSTALACIÓN Y ALINEACIÓN DE VALVULAS DE 6 PULGADAS ANSI 300#	PZA	2	5000	10000
8	SUMINISTRO Y APLICACIÓN DE RESINA EPOXICA TUBERIA DE 6 PULGADAS A SER ENTERRADA. INCLUYE ACCESORIOS.	m2	26	200	5200
9	SUMINISTRO Y APLICACION DE CINTA DE REVESTIMIENTO EN TUBERÍA DE 6 PULGADAS A DER ENTERRADA.	m2	26	200	5200
10	APLICACIÓN DE SAND BLASTING Y PINTURA ANTICORROSIVA EN TUBERIAS Ø 6 PULGADAS- SCH.40 - ASTM A-53, Gr.B. INCLUYE ACCESORIOS.	M	916	200	183200
11	APLICACIÓN DE PINTURA, EN TUBERIAS SUPERCIALES Ø 6 PULGADAS- SCH.40 - ASTM A-53, Gr.B. INCLUYE ACCESORIOS	m2	431	300	129300
12	INTERCONEXIÓN CON TUBERIAS EXISTENTES (Tie-Ins)	S.G.	1	40000	40000

Tabla N° G 1 Estimación de Costos por Construcción Propuesta 1
(Continuación)

					
PROYECTO GAS ANACO					
-DOCUMENTOS TECNICOS-					
ING.DE DETALLE LINEA DE CRUDO PARA LA INTERCONEXION CON EL NUEVO OLEODUCTO CAMPO SAN JOAQUIN – PROPUESTA 1					
COMPUTOS METRICOS					
N° DE PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	MONTO (Bs.F)
13	IDENTIFICACIÓN DE LÍNEAS.	S.G.	1	5000	5000
14	PRUEBA HIDROSTATICA A TUBERIAS Ø 6 PULGADAS SCH.40-ASTM A-53, Gr.B	M	916	300	274800
15	PRUEBAS GAMMAGRAFICAS: Ø 6PULGADAS SCH. 40	JTAS	76	600	45600
16	INSTALACION DE TUBERIAS ENTERRADAS EN CRUCES DE TUBERIAS EXISTENTES.	M	20	10000	20000
17	TUBERIAS SUPERFICIAL SOBRE DURMIENTES.	M	548	500	274000
18	ARRANQUE DEL SISTEMA	S.G	1	20000	20000
					1822000

Tabla N° G 2 Estimación de Costos por Construcción Propuesta 2

					
PROYECTO GAS ANACO					
-DOCUMENTOS TECNICOS-					
ING.DE DETALLE LINEA DE CRUDO PARA LA INTERCONEXION CON EL NUEVO OLEODUCTO CAMPO SAN JOAQUIN – PROPUESTA 2					
COMPUTOS METRICOS					
N° DE PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	MONTO (Bs.F)
1	MANEJO,TRANPORTE Y ALMACENAMIENTO DE TUBERIAS DE 6 PULGADAS Y ACCESORIOS	TXKM	900	100	90000

Tabla N° G 2 Estimación de Costos por Construcción Propuesta 2
(Continuación)

					
PROYECTO GAS ANACO					
-DOCUMENTOS TECNICOS-					
ING.DE DETALLE LINEA DE CRUDO PARA LA INTERCONEXION CON EL NUEVO OLEODUCTO CAMPO SAN JOAQUIN – PROPUESTA 2					
COMPUTOS METRICOS					
N° DE PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	MONTO (Bs.F)
2	SUMINISTRO, TRANSPORTE, CONSTRUCCIÓN Y COLOCACIÓN DE SOPORTES TIPO DURMIENTES DE CONCRETO F°C=210 kg/cm2. INCLUYE NIVELACIÓN DEL TERRENO, SUMINISTRO, TRANSPORTE DE LOS MATERIALES Y COLOCACIÓN DEL SOPORTE PARA TUBERIAS DE DIAMETRO DE 6 PULGADAS.	PZA	127	800	101600
3	EXCAVACIÓN A MANO EN TIERRA O MATERIAL CONGLOMERADO.	m3	205	800	164000
4	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE RELLENO COMPACTADO CON VIBROCAMPACTADOR DE PLANCHA, CON MATERIAL DE PRESTAMO SELECCIONADO, AL 95% DEL ENSAYO PROCTOR MODIFICADO. INCLUYE MATERIAL Y TRANSPORTE DEL MISMO	m3	205	200	41000
5	ALINEACIÓN, SOLDADURA E INSTALACIÓN DE TUBERIA ENTERRADA DE 6 PULGADAS STD	M	245	700	171500
6	MOTAJE, INSTALACIÓN Y ALINEACIÓN DE VALVULAS DE 6 PULGADAS ANSI 300#	PZA	2	5000	10000
7	SUMINISTRO Y APLICACIÓN DE RESINA EPOXICA A TUBERIA DE 6 PULGADAS A SER ENTERRADAS. INCLUYE ACCESORIOS	m2	144	200	28800
8	SUMINISTRO Y APLICACIÓN DE CINTA DE REVESTIMIENTO EN TUBERIA DE 6 PULGADAS A SER ENTERRADA.	m2	144	200	28800
9	APLICACIÓN DE SAND BLASTING Y PINTURA ANTICORROSIVA EN TUBERIAS DE 6 PULGADAS SCH-40 STD. INCLUYE ACCESORIOS.	M	1055	200	211000
10	INTERCONEXIÓN CON TUBERIAS EXISTENTES	S.G	1	40000	40000
11	IDENTIFICACIÓN DE LÍNEAS	S.G	1	5000	5000
12	PRUEBA HIDROSTATICA A TUBERIAS DE 6 PULGADAS SCH-40- STD.	M	1055	300	316500
13	PRUEBAS GAMMAGRAFICAS TUBERIA DE 6 PULGADAS SCH-40- STD	JTAS	88	600	52800
14	INSTALACION DE TUBERIAS ENTERRADAS EN CRUCES DE TUBERIAS EXISTENTES.	M	60	1000	60000
15	TUBERIA SUPERFICIAL SOBRE DURMIENTES	M	755	500	377500

Tabla N° G 2 Estimación de Costos por Construcción Propuesta 2
(Continuación)

PROYECTO GAS ANACO					
-DOCUMENTOS TECNICOS-					
ING.DE DETALLE LINEA DE CRUDO PARA LA INTERCONEXION CON EL NUEVO OLEODUCTO CAMPO SAN JOAQUIN – PROPUESTA 2					
COMPUTOS METRICOS					
N° DE PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	MONTO (Bs.F)
16	APLICACIÓN DE PINTURA, EN TUBERIAS SUPERFICIALES Ø 6 PULGADAS- SCH.40 - ASTM A-53, Gr.B. INCLUYE ACCESORIOS	m2	363	300	108900
17	ARRANQUE DEL SISTEMA	S.G	1	20000	20000
					1827400

Tabla N° G 3 Estimación de Materiales Propuesta 1

					
PROYECTO GAS ANACO					
-DOCUMENTOS TECNICOS					
MATERIALES SUMINISTRADOS POR PDVSA PROPUESTA 1					
COMPUTOS METRICOS					
N° DE PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	MONTO (Bs.F)
1	TUBERIA DE 6 PULGADAS SCH 40- STD, ANSI 300#	M	1055	1300	1190800
2	VÁLVULA DE COMPUERTA	PZA	1	19000	19000
3	VÁLVULA CHECK	PZA	1	21000	21000
4	CODOS DE 90°, 6 PULGADAS SCH 40-STD, ANSI 300#	PZA	30	15000	450000
5	CODOS DE 45°, 6 PULGADAS SCH 40-STD, ANSI 300#	PZA	6	9000	54000
6	BRIDAS	PZA	5	1500	7500
7	TE	PZA	1	1500	1500
					1743800

Tabla N° G 4 Estimación de Materiales Propuesta 2

					
PROYECTO GAS ANACO					
-DOCUMENTOS TECNICOS					
MATERIALES SUMINISTRADOS POR PDVSA PROPUESTA 2					
COMPUTOS METRICOS					
N° DE PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	P. UNITARIO	MONTO (Bs.F)
1	TUBERIA DE 6 PULGADAS SCH 40- STD, ANSI 300#	m	1055	1300	1371500
2	VÁLVULA DE COMPUERTA	PZA	1	19000	19000
3	VÁLVULA CHECK	PZA	1	21000	21000
4	CODOS DE 90°, 6 PULGADAS SCH 40-STD, ANSI 300#	PZA	18	15000	270000
5	BRIDAS	PZA	5	1500	7500
6	TE	PZA	1	1500	1500
					1690500



HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	ANÁLISIS DE FACILIDADES PARA LA ENTREGA DE CRUDO DESDE EL CENTRO OPERATIVO SAN JOAQUÍN A PATIO TANQUE ANACO (PTA)
---------------	--

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Moya R. José G.	CVLAC	C.I. 18.113.498
	e-mail	Joemo_1987@hotmail.com
	e-mail	1987joemo@gmail.com

Palabras o frases claves:

Estación de recolección
Centro Operativo San Joaquín
Compresores centrífugos
Líneas multifásica

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
TECNOLOGIA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen

Esta investigación consistió en analizar las facilidades de entrega de crudo desde el Centro Operativo San Joaquín (COSJ) hasta Patio Tanque Anaco (PTA). Para ello fue necesario estudiar el proceso llevado a cabo en el Centro Operativo, identificando las áreas de procesos donde se realiza la separación, tratamiento y compresión del flujo multifásico, para lo cual se requirió de la filosofía de operación, diagramas esquemáticos y plot plan, para así tener una mejor perspectiva de los equipos, características, capacidades entre otros parámetros. Se procedió a evaluar el sistema de transferencia de crudo para el área mayor Anaco (AMA) Oeste mediante un análisis de criticidad para determinar su integridad mecánica dando como resultado alta criticidad los laterales, se analizó el impacto que tiene el nuevo oleoducto sobre las facilidades del Centro Operativo, se establecieron dos propuestas, ambas inician su recorrido desde la estación de bomba de transferencias de crudo del Centro Operativo San Joaquín hasta la interconexión con el oleoducto principal de AMA Oeste a patio tanque Anaco, diferenciándose en la distancia recorrida (915 y 1055 metros) respectivamente y la trayectoria, donde se simuló cada propuesta con el simulador pipephase versión 9.0, se determinó que el diámetro adecuado de la línea es de 6 pulgadas de acuerdo a la volumen de crudo a transportar basándonos en los criterios de las normas de PDVSA N° 90616.1.024 “Dimensionamiento de tuberías de proceso” y la 1-tp1-5 “Calculo hidráulico de tuberías PDVSA”, luego se realizó estimaciones de costos por construcción y materiales suministrados por PDVSA GAS para cada propuesta, donde la opción que mas destaque fue la propuesta 2, ya que le generará menos gastos a la empresa teniendo un ahorro de 47.900 Bs.

Palabras Claves; Estación de recolección, Centro Operativo San Joaquín, Compresores centrífugos y Líneas multifásica

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
MARIN. TOMAS	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	11.538.773
	e-mail	tdma@gmail.comri
ESPINOZA. L MARTHA R	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	8.369.941
	e-mail	espinozamrel@hotmail.com
GUILLEN CARMEN	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	16863553
	e-mail	Carolina83i@gmail.com

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2011	07	29

Lenguaje: spa

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
MOYA R. JOSE G.DOCX

Caracteres permitidos 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 de Petróleo

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología y ciencias aplicadas

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU N° 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.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR <i>[Signature]</i>
FECHA 5/8/09 HORA 5:20

Cordialmente,

[Signature]
JUAN A. BOLANOS CUNDELA
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/manuja

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 6/6

Derechos:

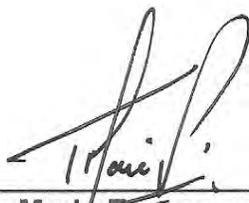
Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo Respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.”



Br. Moya R. José G.

C.I.: 18.113.498

AUTOR



ING. María Tomás

C.I.: 11.538.773

TUTOR

