



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

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS Y
DRENAJE CERRADO DE LA PLANTA DE EXTRACCIÓN JUSEPÍN,
PDVSA-DISTRITO FURRIAL, ESTADO MONAGAS**

**REALIZADO POR:
ANA JULIA PAREDES ALFONZO**

**Trabajo de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

Maturín, Mayo de 2012



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

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS Y
DRENAJE CERRADO DE LA PLANTA DE EXTRACCIÓN JUSEPÍN,
PDVSA-FURRIAL NORTE, ESTADO MONAGAS

REALIZADO POR:
ANA JULIA PAREDES ALFONZO

C.I. 15.815.802

REVISADO POR:

Msc. Carlos De La Cruz
Asesor Académico

Maturín, Mayo de 2012



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

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS Y
DRENAJE CERRADO DE LA PLANTA DE EXTRACCIÓN JUSEPÍN,
PDVSA-DISTRITO FURRIAL, ESTADO MONAGAS


ACTA DE APROBACIÓN


REALIZADO POR:

ANA JULIA PAREDES ALFONZO

C.I. 15.815.802

APROBADO POR:


Mse. Carlos De La Cruz
Asesor Académico


Dr. Fernando Pino
Jurado Principal


Ing. Luis Castillo Gómez
Jurado Principal

Maturín, Mayo de 2012

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 quién lo participará al Consejo Universitario”.



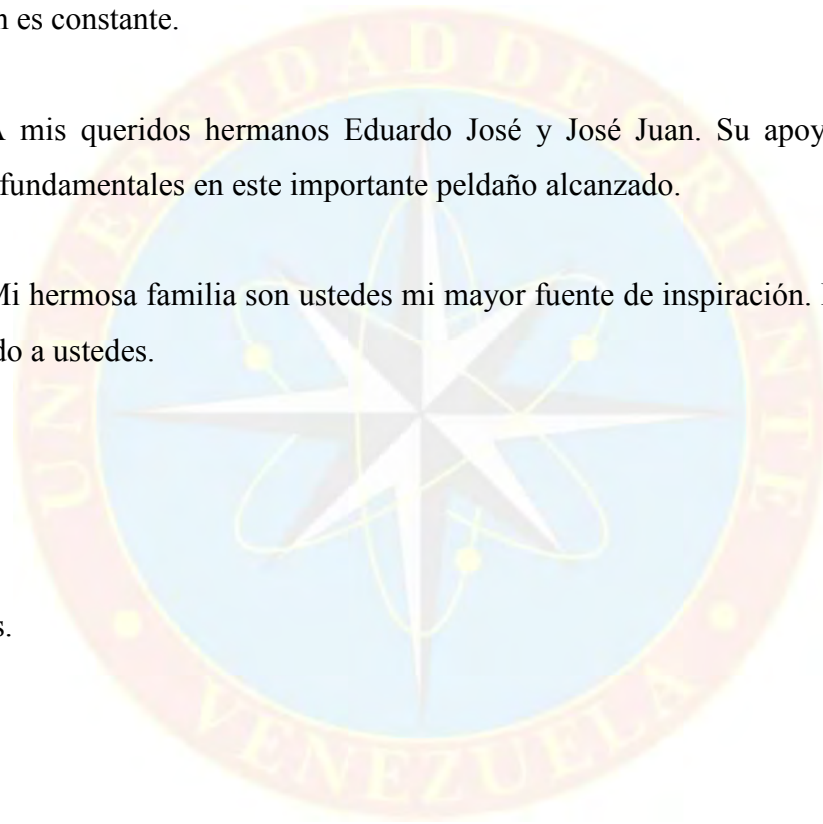
DEDICATORIA

Especialmente dedicado a las dos estrellas fulgentes que siempre han iluminado mi camino, mi Madre Rosa Elena Alfonzo Lyon, amor, dedicación, confianza y apoyo infinito e incondicional. Madre y amiga y a mi Padre Eduardo Paredes Regardíz, quien desde el cielo bendijo y guió mis pasos y cuya presencia en mi corazón es constante.

A mis queridos hermanos Eduardo José y José Juan. Su apoyo y confianza fueron fundamentales en este importante peldaño alcanzado.

Mi hermosa familia son ustedes mi mayor fuente de inspiración. Este logro está dedicado a ustedes.

Gracias.



AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso por permitirme finalizar con éxito esta travesía.

A mis padres Rosa Elena Alfonso Lyon y Eduardo Paredes Regardíz. El merito les pertenece.

A mis hermanos Eduardo José y José Juan. Mis amigos y hermanos.

A mi asesor académico, Ing Carlos de la Cruz, por brindar sus conocimientos, valiosa colaboración y dedicación para la realización de este trabajo.

A mi asesor industrial, Ing. Jairo Medina, por haberme brindado sus conocimientos para el logro de esta meta.

Al Ing. José Toro por su gran colaboración y por aportar sus consejos para la realización de este proyecto. Gracias a su valiosa ayuda fue posible la realización este trabajo Gracias Sr. Toro.

A la empresa Seiica Consultores, C.A y el excelente y solidario equipo multidisciplinario que allí labora. Mis compañeros y amigos todos, por darme la oportunidad de desarrollar en sus instalaciones este trabajo.

A mis amigos de corazón, quienes celebran conmigo cada éxito. Su presencia hace mi vida mucho mas grata.

Gracias a todos

ÍNDICE

	Pág.
ACTA DE APROBACIÓN	¡Error! Marcador no definido.
RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xii
LISTAS DE ABREVIATURAS	xiii
RESUMEN	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.2.1 Objetivo General.....	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1 ANTECEDENTES.....	7
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	8
2.2.1 Localización Geográfica de la Planta de Extracción Jusepín.....	8
2.2.2 Reseña Histórica	9
2.3 BASES TEÓRICAS.....	12
2.3.1 Definición de Gas Natural.....	12
2.3.2 Clasificación Composicional del Gas Natural	12
2.3.2.1 Según la Cantidad de Componentes Condensables	12
2.3.2.2 Según la Cantidad de Impurezas	13
2.3.3 Deshidratación de Gas Natural	13
2.3.4 Técnica para Deshidratar el Gas Natural	14
2.3.4.1 Adsorción	14
2.3.4.2 Absorción por Gases	14
2.3.4.3 Inyección.....	14
2.3.4.4 Expansión.....	15
2.3.5 Definición De Glicol.....	15
2.3.6 Equipos que Conforman el Tren de Deshidratación de Gas Natural	15
2.3.6.1 Fase de Deshidratación	15
2.3.6.2 Fase de Regeneración.....	17
2.3.7 Caracterización de la Alimentación Asociada a los Sistemas Existentes de la Planta de Extracción Jusepín	21

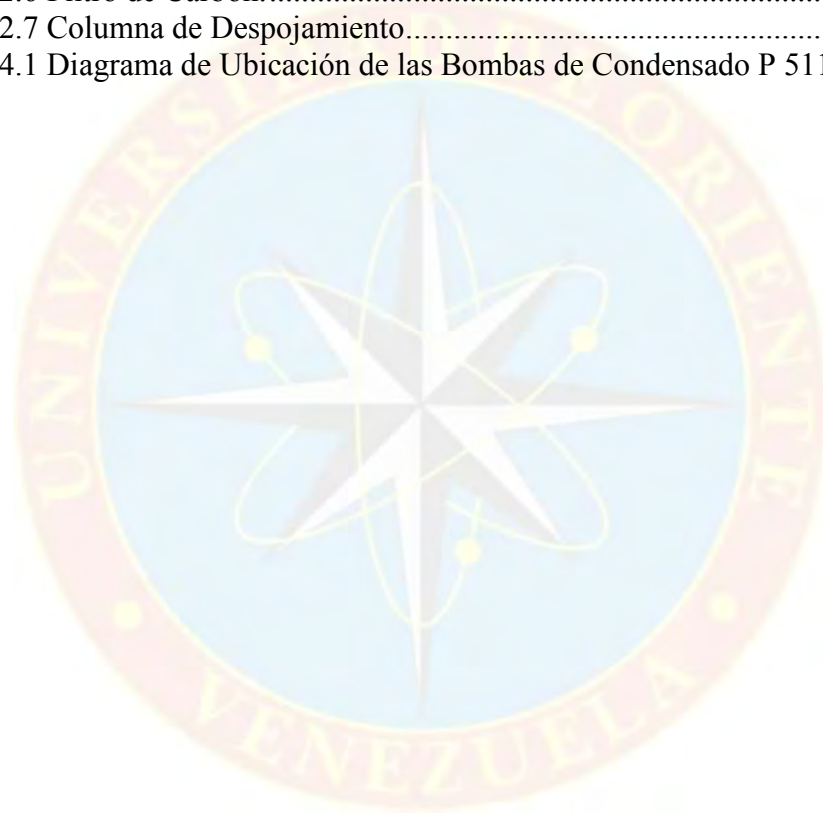
2.3.7.1 Sistema de Regeneración de Glicol	21
2.3.8 Descripción de los Equipos que Forman Parte del Proceso de Deshidratación del Gas y Regeneración del Glicol	25
2.3.8.1 Sistema de Separadores.....	25
2.3.8.2 Sistema de Compresión.....	26
2.3.8.3 Sistema de Desalajo de Líquidos contenidos en el K.O.Drum V- 3310.....	27
2.3.9 Simuladores de Proceso	28
2.3.10 Criterios de Diseño para Separadores	28
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	31
CAPÍTULO III.....	33
MARCO METODOLÓGICO	33
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN	33
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	33
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	34
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	34
3.4.1 Etapa I: Descripción del Sistema de Deshidratación de Gas Natural y Regeneración de TEG.....	34
3.4.2 Etapa II: Diseño de un Nuevo Sistema para la Reducción de Hidrocarburos Presentes en la Corriente de Glicol Rico	35
3.4.2.1 Descripción del Sistema de Regeneración de Glicol	36
3.4.2.2 Incorporación de un Nuevo Tren de Separación.....	36
3.4.2.3 Caracterización de la Alimentación de los Patines de Regeneración de Glicol.....	36
3.4.2.4 Criterios de Diseño de los Separadores Bifásico (V-0270) y Trifásico (V-0210)	37
3.4.2.5 Premisas y Criterios Utilizados para el Cálculo de Válvulas de Alivio y el Diseño de los Separadores Bifásico V-0270 y Trifásico V- 0210.....	38
3.4.3 Etapa III: Análisis del Sistema de Manejo de Condensados y las Nuevas Instalaciones	39
3.4.3.1 Descripción del Sistema de Manejo de Condensados.....	40
3.4.3.2 Modificación al Sistema de Manejo de Condensados y Nuevas Instalaciones.....	40
3.4.3.3 Estimación de los Caudales a Manejar, Especificación y Rendimiento de Productos	41
3.4.3.4 Simulación del Sistema de Regeneración de Glicol para el Dimensionamiento del Acumulador de Condensados Pesados V-5110	42
3.4.3.5 Evaluación Conjunta de la Simulación de los Sistemas de los Nuevos Equipos de Regeneración de Glicol y Manejo de Condensados.....	43
3.4.4 Etapa IV: Diagnóstico de las Condiciones Actuales de la Planta y los Procesos Operacionales que Fundamenten la Modificación a la Red de Drenaje Cerrado	44

3.4.4.1 Descripción del Sistema Atmosférico de Drenaje Cerrado.....	44
3.4.4.2 Descripción de las Mejoras a la Red de Recolección y Manejo del Sistema de Drenaje Cerrado	45
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS	45
3.5.1 Técnicas de Investigación	45
3.5.1.1 Revisión de Información Documental	46
3.5.1.2 Entrevistas No estructuradas	46
3.5.2 Recolección de Datos	46
3.5.2.1 Microsoft Office.....	46
3.5.2.2 Manuales de Operación.....	47
3.5.2.3 Planos de las Instalaciones	47
3.6 RECURSOS	47
3.6.1 Recursos Humanos.....	47
3.6.2 Recursos Financieros	48
3.6.3 Recursos Materiales y Bibliográficos	48
CAPÍTULO IV	49
ANÁLISIS DE RESULTADOS	49
4.1 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL CON GLICOL EN LA PLANTA DE EXTRACCIÓN JUSEPÍN ESTADO MONAGAS	49
4.1.1 Descripción del Sistema Existente de Deshidratación de Gas con Glicol	49
4.1.2 Funcionamiento del Sistema de Torres de Absorción de Agua con TEG	50
4.2 DISEÑO DE UN NUEVO SISTEMA PARA LA ELIMINACIÓN DE HIDROCARBUROS PRESENTES EN LA CORRIENTE DE GLICOL RICO	51
4.2.1 Descripción del Sistema de Regeneración de Glicol	51
4.2.2 Incorporación de un (1) Nuevo Tren de Separación, Conformado por un (1) Separador Trifásico V-0210 y un (1) Separador Bifásico V- 0270	53
4.2.4 Parámetros de los Nuevos Equipos del Sistema de Separación de Glicol/Condensados.....	55
4.2.5 Descripción del Nuevo Sistema de Regeneración de Glicol.....	56
4.2.6 Cálculo de Líneas y Cabezales para el Sistema de Regeneración de Glicol	57
4.2.7 Casos de Alivio o Contingencias Consideradas para el Diseño de las Válvulas	58
4.2.8 Diseño de los Separadores V-0210 y V-0270	60
4.2.8 Sistema de Control y Protección para el Manejo de Líquidos en los Separadores Glicol/Condensado.....	62
4.2.9.1 Separador Bifásico Vapor -Glicol V-0270.....	62

4.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MANEJO DE CONDENSADOS Y LAS NUEVAS INSTALACIONES A INCORPORAR	65
4.3.1 Descripción del Proceso del Sistema de Manejo de Condensados y Nuevas Instalaciones	65
4.3.2 Estimación de la Composición de la Corriente de Líquidos Provenientes de los Separadores V-0210 y V-0270	66
4.3.3 Funcionamiento del Acumulador de Condensados V-5110 y de las 2 Bombas de Condensados Pesados P-5110 A/B.....	68
4.3.4 Funcionamiento de las Bombas de Condensado, P-5110 A/B.....	68
4.3.5 Análisis de la Simulación Conjunta de los Sistemas de los Nuevos Equipos de Regeneración de Glicol y Manejos de Condensados.....	74
4.3.7 Cálculos para el Acumulador V-5110.....	75
4.4 DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LA PLANTA Y LOS PROCESOS OPERACIONALES QUE FUNDAMENTEN LA MODIFICACIÓN A LA RED DE DRENAJE CERRADO	76
4.4.1 Descripción del Sistema Atmosférico de Drenaje Cerrado	77
4.4.1.1 Subsistemas que Conforman el Sistema Atmosférico de Drenaje Cerrado.....	78
4.4.2 Sistemas Escogidos para ser Segregados	80
4.4.2.1 Flujos de Drenaje	80
4.4.4 Caudales de los Equipos Asociados a los Sistemas Escogidos para Realizar la Segregación	82
CAPITULO V.....	88
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	88
5.1 CONCLUSIONES	88
5.2 RECOMENDACIONES.....	89
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	90
APÉNDICES.....	92
HOJA DE METADATOS	117

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2.1 Ubicación Geográfica de la Planta de Extracción Jusepín.	9
Figura 2.2 Torres contactoras T-1150/1160.....	16
Figura 2.3 Intercambiador de calor gas-glicol	17
Figura 2.4 Sección condensadora de reflujo y rehervidor.....	18
Figura 2.5 Filtro de Tela.....	19
Figura 2.6 Filtro de Carbón.....	20
Figura 2.7 Columna de Despojamiento.....	21
Figura 4.1 Diagrama de Ubicación de las Bombas de Condensado P 5110 A/B.....	73



LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Composición de La Corriente de Glicol Rico.....	22
Tabla 2.2 Composición de Líquidos del Sistema de Compresión de Gas Residual.....	23
Tabla 2.3 Composición de Líquidos del Sistema de Filtrado de Gas Deshidratado.....	24
Tabla 2.4 Composición de Líquidos del Sistema de Propano.....	25
Tabla 3.1 Composición Molar de la Corriente Obtenida del V-0210.....	41
Tabla 4.1 Composición Molar de la Corriente que Alimenta los Patines de Regeneración.....	54
Tabla 4.2 Parámetros Operacionales del Nuevo Tren de Separación.....	55
Tabla 4.3 Resumen del Dimensionamiento de los Equipos del Nuevo Tren de Separación.....	62
Tabla 4.4 Composición Corriente de Condensados – Nuevas Instalaciones.....	67
Tabla 4.5 Parámetros de las Bombas de Condensado P 5110 A/B.....	71
Tabla 4.6 Parámetros de Succión de las Bombas de Condensado P 5110 A/B.....	71
Tabla 4.7 Parámetros de Descarga de las Bombas de Condensado P 5110 A/B.....	72
Tabla 4.8 Parámetros del Acumulador de Condensados V-5110.....	75
Tabla 4.9 Caudales Provenientes del Sistema de Propano A/B.....	82
Tabla 4.10 Caudales Provenientes del Sistema de Compresión de Gas Residual.....	83
Tabla 4.11 Caudales Provenientes del Sistema de Separación y Filtrado de Gas Deshidratado.....	85
Tabla 4.12 Caudales Provenientes de las Nuevas Instalaciones de Deshidratación de Gas con Glicol.....	86

LISTAS DE ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute.

BNPD: Barriles normales por día.

cps: Centipoise.

CATCJ: Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo Jusepín.

km: Kilómetros.

lpcm: Libras por pulgadas cuadradas manométricas.

lpca: Libras por pulgadas cuadradas absolutas.

lb/d: Libras por día.

lb/hr: Libras por hora.

MMPCND: Millones de pies cúbicos normales por día de gas.

Pie/s: Pie por segundo.

SAEM: Sistema de agua efluentes Maturín.

W_L: Tasa de flujo de líquido.

W_g: Tasa de flujo de vapor.

SCD: Sistema de Control Distribuido.

PLC: Control Lógico Programable

ρ = Densidad



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

“OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS Y DRENAJE CERRADO DE LA PLANTA DE EXTRACCIÓN JUSEPÍN, PDVSA-DISTRITO FURRIAL, ESTADO MONAGAS

**Br. Ana J. Paredes A.
C.I.: 15.815.802
Fecha: Mayo de 2012**

**Asesores:
Msc. Carlos De La Cruz
Ing. Jairo Medina**

RESUMEN

En la industria petrolera existe la necesidad de mejorar las condiciones básicas del producto obtenido del proceso de extracción del crudo y uno de esos elementos es la humedad presente en los gases obtenidos en el proceso de separación de las mezclas que constituyen el petróleo. Para ello, se emplean líquidos que tienen la propiedad de absorber el agua contenida en el gas, este proceso de reducción se conoce con el nombre de deshidratación. De allí que el propósito fundamental de este proyecto, radica en el uso del trietilenglicol como una de las tecnologías en el procesamiento de gases más utilizadas y confiables. Para ello esta adecuación describe técnicamente los factores involucrados en la deshidratación del gas natural, la regeneración del glicol empleado en el proceso y las actividades que estén dirigidas a disminuir la cantidad de agua en el gas de transferencia hasta los niveles permisibles, dependiendo del uso que se le vaya a dar al gas procesado; a través de la incorporación de un tren de separación conformado por separadores bifásicos y trifásicos V-0210 y V-0270 respectivamente. Así como el manejo y distribución de los líquidos efluentes mediante el establecimiento del tanque acumulador V-5110 y la modificación a la red de drenaje cerrado. Partiendo de la información disponible, se evaluó la instalación de nuevos equipos en el sistema de regeneración de glicol que contribuya a optimizar las operaciones, permitiendo esto incluir un nuevo tren de separación para lograr la extracción de los líquidos más pesados (C^{+5}) y la recuperación del glicol, evitando la llegada al sistema de venteo y mechurrios, logrando así la reutilización del producto.

INTRODUCCIÓN

El gas natural es una mezcla formada por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano y, finalmente puede contener porcentajes pequeños de compuestos más pesados y cantidades de otros gases no hidrocarburos, como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno. Este fluido en condiciones de yacimiento contiene cantidades de agua en forma de vapor asociada. El proceso de deshidratación del gas natural es necesario para evitar problemas tales como corrosión, taponamiento de las tuberías debido a la formación de hidratos y reducción del espacio permisible para procesar el gas.

El noventa y siete por ciento (97%) de la producción de petróleo en el mundo, viene asociada al gas y el agua en el momento de su extracción, y es en las estaciones de flujo donde ocurre la separación; por lo que se han diseñado sistemas eficientes que permiten separar y comprimir el gas a fin de elevar su nivel energético, utilizando compresores para aumentar la presión en estado gaseoso y separadores para lograr la disociación de los componentes no deseados; todo esto con el objeto de acondicionarlo para su posterior uso, bien sea para reinyección a yacimientos como método de recuperación secundaria , para gasoductos o almacenamiento para su aprovechamiento (combustible o fraccionamiento para derivados poliméricos).

En los últimos veinte (20) años la explotación y utilización del gas se ha convertido a nivel mundial en una de las principales actividades ejecutadas por la industria petrolera en la búsqueda de nuevas y mejores materias primas y combustibles alternativos que permitan motorizar el mundo industrializado; es por ello, que ante la necesidad de manejar y procesar estos recursos, la República Bolivariana de Venezuela como uno de los cinco (5) países con mayor producción de

hidrocarburos en el mundo se ha visto en el compromiso de la construcción y el mejoramiento continuo de instalaciones especialmente dotadas para llevar a cabo los distintos procesos de extracción, tratamiento y refinación de hidrocarburos, es el caso de la Planta de Extracción Jusepín, ubicada en el Complejo Operacional del mismo nombre en el Estado Monagas, la cual tiene como objetivo principal, extraer los líquidos del gas natural (LGN) para su envío a la Planta de Fraccionamiento de José en el Estado Anzoátegui.

La Planta de Extracción Jusepín fue diseñada para una capacidad de manejo de gas de 350 millones de pie cúbicos normales por día (MMPCND) a 100 °F y 1250 libras por pulgadas cuadradas manométricas (lpcm) provenientes de las Plantas Compresoras 3, 4 y 5 del Complejo Operativo Jusepín. El gas de alimentación se recibe en el área de facilidades de entrada, donde se filtra con la finalidad de remover los sólidos y líquidos presentes antes de pasar al sistema de Deshidratación con glicol.

Por lo antes expuesto, la empresa PDVSA se vio en la necesidad de realizar un diagnóstico de las condiciones actuales de operación, en las que se lleva a cabo el proceso y tratamiento del Gas Natural Deshidratándolo, manejo de Condensados, revisión del Drenaje Cerrado y desalojo de líquidos y así de esa manera hacer la respectiva valoración; Esto dio origen al Diseño alternativo del sistema para optimizar la Deshidratación del gas en las áreas de regeneración de glicol y en la red de drenaje cerrado pertenecientes a la Planta de Extracción Jusepín del Complejo Operacional Jusepín.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La deshidratación del gas natural consiste en la eliminación del vapor de agua o agua gaseosa que acompaña a la corriente de gas natural, asimismo del agua líquida o condensada que pueda transportar el gas. Esto es fundamental para el proceso porque el gas tal y como es extraído de los yacimientos, contiene algunos compuestos indeseables tales como vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrogeno, entre otros, para que éste pueda ser utilizado y cumpla con las especificaciones de comercialización es necesario someterlo a procesos como la deshidratación y el endulzamiento, de acuerdo a la composición del gas natural.

En la República Bolivariana de Venezuela, el 71 % de las reservas probadas de gas natural se encuentra en la Zona Oriental del país, siendo ésta la que mayor contribución aporta a la explotación de gas natural en el territorio nacional. El Estado Monagas al ser una entidad productora de petróleo, con campos en constante actividad, tales como: Jusepín, El Furrial, Quiriquire, Oritupano, Orocual, Morichal, entre otros, es sede de importantes Complejos Operacionales para el tratamiento del gas asociado y no asociado al petróleo, específicamente en Jusepín y El Furrial, es el caso de la Planta de Extracción Jusepín, conocida como ACOGAS, que se encuentra ubicada en el Complejo Jusepín, a 40 km de la ciudad de Maturín, Estado Monagas. En esta Planta se procesa el gas proveniente del Campo El Furrial, Orocual y los convenios de TOTAL y REPSOL y está diseñada para procesar 350 MMPCND a 100 °F y 1250 lpcm provenientes de las Plantas compresoras 2, 6, 8, 9, 10 y de las miniplantas compresoras 3, 4 y 5 de gas del mismo Complejo; que producen 30.2 miles de barriles por día (MBNPD) de líquidos del gas natural (LGN) que son

enviados por un poliducto a la Planta de Fraccionamiento José Antonio Anzoátegui. Finalmente el gas residual es destinado a la Planta de Inyección de Gas en El Furrial o al Complejo Muscar.

No obstante existen muchas limitaciones con el sistema de deshidratación del gas, el sistema de manejo de condensados y la red de drenaje cerrado de la Planta de Extracción Jusepín, debido a que el gas de alimentación, proveniente del Campo El Furrial, presenta impurezas como asfaltenos y sólidos en suspensión en su composición con una temperatura de 130° F y al no contar con un adecuado tren de separación que asegure un mínimo de humedad en el gas y el rendimiento de los productos utilizados para tal fin, así como una red de distribución de líquidos efluentes de los procesos, se afecta significativamente el sistema de deshidratación y el funcionamiento global de la planta e incrementa los costos asociados a cada proceso, por la carencia de un sistema eficiente de separación que permita la extracción de los líquidos más pesados y la recuperación del glicol arrastrado en la corriente de gas; y que además evite la contaminación del trietilenglicol para lograr su reutilización. De acuerdo a esto las áreas o subsistemas considerados en este estudio son: Sistema de Deshidratación de Gas con Glicol, Sistema de Regeneración de glicol, Sistema de Manejo de Condensados y Nuevas Instalaciones, Red de Recolección y Manejo del Sistema de Drenaje Cerrado.

Es por ello que en esta evaluación se describieron las actividades realizadas en cada una de las áreas arriba mencionadas, que son parte del Complejo Operacional Jusepín y a través del estudio, análisis e incorporación de nuevas estructuras e instalaciones, obtener mayor control del proceso, así como el planteamiento de alternativas para la optimización de las operaciones asociadas a la regeneración del trietilenglicol y de los procesos de deshidratación de gas natural que se llevan a cabo dentro de la Planta de Extracción Jusepín.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Optimizar el sistema de deshidratación de gas y drenaje cerrado de la Planta de Extracción Jusepín, PDVSA-Distrito Furrrial, Estado Monagas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Describir técnicamente el sistema de deshidratación del gas natural con glicol en la Planta de Extracción Jusepín.
- Diseñar un nuevo sistema para la reducción de hidrocarburos presentes en la corriente de glicol rico.
- Analizar el sistema de manejo de condensados y nuevas instalaciones.
- Diagnosticar las condiciones actuales de la Planta y los procesos operacionales que fundamenten la modificación a la red de drenaje cerrado.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Motivado, al crecimiento de la Planta de Extracción Jusepín, como consecuencia directa de la apertura petrolera; se ha hecho necesario el desarrollo de nuevas infraestructuras y potenciación de las existentes para asegurar la continuidad operacional del sistema, necesaria para lograr un nivel de ejecución óptimo de los equipos que intervienen en el proceso de deshidratación del gas y que forman parte de dicha Planta.

Visto de esta forma, la importancia de este proyecto radica en establecer mejoras en el Sistema de Deshidratación de Gas y Drenaje Cerrado, así como del Manejo de Líquidos Condensados; los cuales son piezas fundamentales en el proceso de acondicionamiento del gas natural, pues son encargados de disminuir la cantidad de agua en el gas de transferencia hasta los niveles permisibles (< 7 lb de agua/MMPCN) teniendo en cuenta que estos niveles son relativos a la función que tenga que cumplir el gas, y de esta manera evitar problemas como corrosión, formación de hidratos, taponamientos en líneas, reducción de espacio para procesamiento de gas, congelamiento del mismo, inoperabilidad parcial del sistema, paradas de Planta y riesgos potenciales a la seguridad de los trabajadores; por lo que este estudio obedece a la necesidad de realizar un diagnóstico de esta problemática tomando en cuenta las actividades inherentes a los procesos de extracción de líquidos llevados a cabo en la Planta de Extracción Jusepín, así como desarrollar la ingeniería conceptual, básica y de detalle necesaria para adecuar las instalaciones existentes en el área de Deshidratación de gas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Ramos, A. (2009). “Optimización de la Descarga de Líquidos Condensados en Planta Compresora Jusepín 9, Extracción Jusepín, Jusepín Profundo, Hacia los Módulos de Producción del Complejo Operativo Jusepín”. El trabajo consistió en demostrar que los drenajes de líquidos condensados no presentaban restricciones por diseño de tuberías, ya que no alcanzan la velocidad de erosión del sistema, encontrándose éstos valores entre 19.86-19.95 pie/s. De manera que el alto nivel de líquido en los separadores de las plantas se debe a las restricciones de las tuberías por acumulaciones de sólidos y las altas presiones en la línea de drenaje son originadas por la filtración de las válvulas de control; para tal fin, se revisó información en el sistema de control de la Planta Compresora Jusepín 9 para estimar los días que los separadores presentaron alarma por alto nivel de líquidos (agua y condensado), el consumo mensual de filtros en el sistema de regeneración de TEG, los reportes de producción y la información necesaria para conocer la cantidad de pozos que ingresan a la planta y el aporte de cada uno. Por tal motivo concluyó que se debían estabilizar los líquidos en un trifásico en los módulos de producción enviando solo condensado a los módulos; información ésta que fue útil al momento de evaluar el funcionamiento del sistema de manejo de condensados y los consecuentes cambios a realizar en las nuevas instalaciones de la Planta de Extracción Jusepín y producto de la implementación de este proyecto.

ZERPA, C. (2009). “Propuesta de Mejoramiento del Proceso de Regeneración de Trietilenglicol en la Planta QE-2 Quiriquire Estado Monagas”. Dicho estudio estuvo basado en la observación directa de todas aquellas variables que afectan el

proceso, como la temperatura, la presión, el diferencial de presión y el nivel de líquidos de los equipos de campo, mediante la propuesta de alternativas que contribuyan a mejorar las operaciones de deshidratación de gas con trietilenglicol y regeneración del TEG, de esa manera se estimó el grado de afectación de los asfaltenos sobre el sistema y el manejo de estos contaminantes durante las operaciones. Este estudio permitió establecer comparaciones entre ambos sistemas de deshidratación y de regeneración del glicol (Planta Jusepín y Planta Quiriquire), así como conocer los detalles de las actividades desarrolladas en la Planta QE-2 Quiriquire Estado Monagas.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Localización Geográfica de la Planta de Extracción Jusepín

La Planta de Extracción Jusepín, también conocida como ACOGAS está ubicada en el Complejo Operacional del mismo nombre, en jurisdicción del municipio Maturín a 40 kilómetros del norte de la ciudad de Maturín, Estado Monagas en la carretera nacional La Toscana – El Furril. La infraestructura y/o modificaciones generadas por este proyecto forman parte de la Planta de Extracción Jusepín, cuya ubicación se muestra en la figura 4.1, Pag.9 donde puede observarse que esta situada al Sur - Este de la Estación Principal de Jusepín y la localización geográfica está definida por las siguientes coordenadas: 1075738,761 Norte y 449636,702 Este. Asimismo el Sistema de Deshidratación de gas natural con Glicol se ubica al Nor – Oeste de la Planta de Extracción Jusepín; entre las facilidades de entrada y los módulos de producción y en él se encuentran las Torres Contactoras de Glicol (T-1150/1160).



Figura 2.1 Ubicación Geográfica de la Planta de Extracción Jusepín.

Fuente: PDVSA 2006

2.2.2 Reseña Histórica

La Planta de Extracción Jusepín, conocida como ACOGAS fue fundada en el año de 1986, como parte del programa nacional de desarrollo de industrias destinadas al aprovechamiento y explotación de hidrocarburos líquidos, en especial los líquidos extraídos del gas natural. En 1992 LAGOVEN comenzó los proyectos de Recuperación Secundaria Oriente (RESOR) y Sistema de Aguas Efluentes Norte (SAEN). En la actualidad, las instalaciones de esta Planta están divididas en las siguientes secciones:

Facilidades de entrada, que incluyen filtración, medición y deshidratación del gas con TEG y tamices moleculares.

Facilidades criogénicas que incluyen enfriamiento de gas de entrada, turboexpansión y recuperación de líquidos.

Sección de fraccionamiento de LGN y tratamiento de GLP.

Compresión de gas residual.

Fase I

Originalmente, el Sistema de Deshidratación de Gas con Glicol de la Planta Jusepín comprendía dos (2) trenes idénticos de proceso, con capacidad de diseño de 125 MMPCND de gas a 1315 lpcm y 100°F, cada uno, para un total de 250 MMPCND, logrando una especificación de 1.6 lb de agua / MMPCN en el gas de salida, contándose para dichas operaciones con los siguientes equipos:

- Un sistema de compresión de gas residual.
- Un sistema de propano y un sistema de separación y de filtración de gas deshidratado.

Fase II

Posteriormente, en Diciembre de 1999 debido a la creciente demanda en la producción se realizó una adecuación en las instalaciones, la cual consistió en adicionar un (1) nuevo tren de regeneración de glicol y el cambio de los internos de las torres contactoras (platos) por un nuevo empaque estructurado, con miras a manejar 350 MMPCND de gas a las mismas condiciones establecidas en el diseño original.

Fase III

Asimismo, en el diseño original de la Planta se contempló la colocación de un sistema de calentamiento con metanol a nivel del KOD V-3310. Dicho sistema es un circuito cerrado que transfiere calor y evapora los líquidos almacenados en el KOD, a través de un intercambiador interno, a fin de que sean dispuestos al Sistema de Drenaje Cerrado, el cual fue instalado en Febrero del 2001.

Fase IV

En Julio del año 2003, la Gerencia de Gas solicitó a la Gerencia de Definición y Desarrollo de Maturín la ejecución de una Ing. Conceptual, en la cual se evaluó el sistema de desalojo del KOD y el sistema de drenaje, puesto que como consecuencia directa del crecimiento de la Planta, las tuberías asociadas al sistema de drenaje presentaban fugas de vapor (vapor producto de la expansión ocurrida al manipular las válvulas de drenaje).

Fase V

En Diciembre del 2009 la Gerencia de Definición y Desarrollo de Automatización, Información y Tecnología (AIT) continúa con las evaluaciones de las diferentes opciones para mejorar el control de los procesos para lograr el enfriamiento del gas de entrada, la optimización del sistema de deshidratación con glicol, el sistema de manejo de líquidos pesados en el área de regeneración de glicol, el sistema de manejo de hidrocarburos livianos y el sistema de desalojo de los líquidos del KOD, que a la fecha presentaba continuas inundaciones. Paralelamente, la Gerencia de Procesamiento de Gas realizó un mantenimiento a la Planta Jusepín (limpieza en los internos del sistema de deshidratación mediante recirculación de químicos dentro de los equipos y tuberías, cambio de los lechos de los tamices e

instalación de válvulas de control de flujo para la entrada a los regeneradores de glicol) después del cual se pudieron procesar 350 MMPCND de gas caliente (126°F) obteniéndose una especificación a la salida de gas de la contactora de 4 lb de agua / MMPCN de gas.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Definición de Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos (principalmente metano) que existe en los yacimientos en fase gaseosa o asociada al petróleo, a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa, y puede encontrarse mezclado con algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos, tales como ácido sulfhídrico, nitrógeno y dióxido de carbono. (MARTÍNEZ, M 2003)

2.3.2 Clasificación Composicional del Gas Natural

2.3.2.1 Según la Cantidad de Componentes Condensables

Gas Seco: está constituido prácticamente por metano (C_1) y etano (C_2).

Gas Rico: es aquel que contiene una buena cantidad (hasta 3 GPM), de compuestos condensables (C_3^+) esta propiedad se mide en GPM (galones de hidrocarburos líquidos por cada mil pies cúbicos de gas en condiciones normales, $T=520$ °R y $P=14,7$ lpca).

Gas Condensado: Este gas se puede definir con un gas con líquido disuelto. El contenido de metano (C_1) es mayor a 60%. La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o el punto

de rocío. El gas presenta condensación retrograda durante el agotamiento isotérmico de la presión. (MARTÍNEZ, M 2003)

2.3.2.2 Según la Cantidad de Impurezas

Gas Dulce: se refiere a aquel gas al cual le fueron eliminados los componentes ácidos, o están presentes en pequeñas cantidades (trazas).

Gas Ácido: es aquel gas que posee cantidades apreciables de impurezas tales como el dióxido de carbono (CO_2 , ≥ 3 % molar), sulfuro de hidrógeno (4 ppm, V), y otros componentes ácidos (COS, CS_2 , mercaptanos, entre otros) razón por la cual se vuelven corrosivo ya que adquieren propiedades ácidas en presencia del agua.

Gas Natural Hidratado: Este es un gas que tiene más de siete libras de agua por cada millón de pies cúbicos normales de gas (7 lb de Agua/MMPCN) , lo que indica que el gas deberá de ser sometido al proceso de deshidratación, para poder comercializarlo.

Gas Anhidro: Este es un gas que no tiene menos cantidad de vapor de agua, que la clasificación de gas hidratado., y que al referirse la forma gaseosa se utiliza el término anhidro después del nombre de la sustancia. (MARTÍNEZ, M 2003)

2.3.3 Deshidratación de Gas Natural

Se define como la remoción del agua en forma de vapor que se encuentra asociada con el gas natural desde el yacimiento, de tal forma que ésta no esté presente en el sistema. El gas a condiciones de yacimiento contiene agua en forma de vapor, debido a que los mismos se encuentran en estrecho contacto en el subsuelo, y a

medida que se produce el gas y el petróleo del pozo parte del agua se evapora por los cambios de presión y temperatura que ocurren.

(MARTÍNEZ, M 2003)

2.3.4 Técnica para Deshidratar el Gas Natural

La deshidratación del gas natural se puede llevar a cabo a través de los siguientes procesos:

2.3.4.1 Adsorción

Consiste en utilizar un sólido microporoso que adsorbe el agua específicamente, donde las moléculas del fluido o gas son retenidas en la superficie del sólido. Ejemplos: el tamiz molecular, gel de sílica y aluminatos, debido a las fuerzas superficiales del mismo. (Pino, F, 2006)

2.3.4.2 Absorción por Gases

La absorción por gases consiste en remover el vapor de agua contenido en la corriente de gas a través del contacto con un líquido con propiedades desecantes como el glicol. Entre los tipos de glicol se tiene: el dietilenglicol (DEG), el trietilenglicol (TEG) y el monoetilenglicol (MEG). El uso de cada uno, depende principalmente del costo y del nivel de absorción que necesite el sistema. (PINO, F, 2006)

2.3.4.3 Inyección

Este proceso se realiza bombeando un líquido reductor del punto de rocío del gas natural, de esta manera se reduce a las especificaciones la cantidad de vapor de

agua máxima que puede contener el gas natural. Este líquido puede ser el metanol. (PINO, F, 2006)

2.3.4.4 Expansión

Este proceso consiste en reducir la presión del gas saturado, con válvulas de expansión, apareciendo el efecto Joule Thompson, que consiste en la disminución de la temperatura del gas natural al disminuir la presión sin aporte de calor por efecto de la expansión, separando posteriormente la fase líquida (agua y condensado) que se forma. (PINO, F, 2006)

2.3.5 Definición De Glicol

Es un líquido altamente higroscópico, elaborado con base de hidrocarburos mediante procesos petroquímicos que a su vez, se aplican en forma rutinaria para deshidratar el gas natural. Uno de los glicoles más conocidos y de mayor aplicación en la industria petrolera venezolana es el trietilenglicol, debido a su mayor resistencia y la mayor eficiencia que con él se obtienen en las zonas tropicales. (PINO, F, 2006)

2.3.6 Equipos que Conforman el Tren de Deshidratación de Gas Natural

El sistema de deshidratación de gas natural está integrado por dos fases, las cuales están conformadas por los equipos que se describen a continuación:

2.3.6.1 Fase de Deshidratación

Filtro/Depurador: su función es remover los líquidos y sólidos condensados aguas arriba de las torres contactoras, de esta manera se protege el sistema evitando el contacto del glicol con posibles impurezas tales como: condensado, agua líquida,

aceites de los sistemas de lubricación de los cilindros compresores, entre otros, que pueden afectar la vida útil del TEG o taponamiento de las torres contactoras. Puede estar ubicado fuera o dentro de ellas

Torre Contactora (Absorbedor de Glicol): es un equipo con una cantidad definida de platos o empaques, según el tipo de fluido a separar, encargado de poner en contacto el glicol con el gas natural que se está procesando. El glicol pobre entra por la parte superior de la torre, mientras que el gas entra por la parte inferior de la misma. Cuando ambos se ponen en contacto, se va produciendo una transferencia, en la cual el gas le entrega al TEG el agua que transporta. La configuración puede observarse en la figura 2.2.

Intercambiador de Calor Glicol-Gas: su función es intercambiar calor entre el glicol pobre proveniente del sistema regeneración y el gas seco que sale de la torre contactora, garantizando que la temperatura de entrada del glicol al sistema de contacto no sea tan alta que ocasione la formación de espuma dentro de la torre o tan baja que permita la condensación de hidrocarburos en el tope de la torre (Ver figura 2.3). (PINO, F, 2006)



Figura 2.2 Torres contactoras T-1150/1160.

Fuente: PDVSA 2006



Figura 2.3 Intercambiador de calor gas-glicol

Fuente: PDVSA 2006

2.3.6.2 Fase de Regeneración

Válvula de Expansión: el sistema de regeneración trabaja por lo general a presión atmosférica y la torre contactora a alta presión, es necesario utilizar una válvula a la salida del glicol de la torre que permita controlar el nivel de la torre y al mismo tiempo la caída de presión requerida por el sistema de regeneración.

Regenerador: este equipo no es más que una torre de destilación, su función es eliminar el contenido de agua absorbido por el glicol en la torre contactora. Está compuesto por:

- Rehervidor:** su objetivo es proporcionar el calor necesario para evaporar el agua contenida en el glicol rico, generalmente el calor es generado por un horno calentador tipo tubo de fuego.
- Condensador de Reflujo (Serpentín):** El condensador de reflujo tiene como función principal permitir el intercambio de calor entre los vapores de agua y una pequeña cantidad de glicol provenientes del rehervidor y el glicol rico que viene de la torre contactora, de esta manera se precalienta el glicol rico, al

mismo tiempo se disminuyen las pérdidas de glicol, al condensar por enfriamiento la corriente que asciende del rehervidor y así formar un reflujo (Ver figura 2.4).

- **Columna de Destilación:** este equipo se encuentra ubicado debajo del condensador. Su objetivo es poner en contacto el glicol rico que sale de operación, proveniente de la torre contactora con los vapores que suben del fondo del rehervidor y el glicol condensado que desciende del serpentín.

Separador Trifásico: en estos recipientes ocurre la separación del gas y los hidrocarburos líquidos que vienen emulsionados, del glicol rico, para evitar que los mismos lleguen al regenerador (columna destiladora y rehervidor) ya que estos son la principal fuente de emisiones de compuestos orgánicos volátiles y BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno) al ambiente.



Figura 2.4 Sección condensadora de reflujo y rehervidor

Fuente: PDVSA 2006

Filtros: se encargan de separar impurezas como productos de la degradación del glicol, hidrocarburos de alto peso molecular, productos de corrosión, y otras impurezas arrastradas por el glicol, existen dos tipos de filtros:

- **Tela:** la función de este tipo de elemento filtrante es mantener los sólidos en suspensión por debajo del 0.01% P/P, recogiendo o captando altas cargas de partículas resultantes de los procesos, para minimizar el desgaste de las bombas, taponamiento de intercambiadores de calor, sucio en las bandejas y formación de espuma, permitiendo la depuración de la corriente gaseosa. Este equipo puede observarse en la Figura 2.5.
- **Carbón Activado:** se encarga de remover impurezas orgánicas disueltas en el glicol, tales como sulfatantes, químicos de pozo, lubricantes de compresores y productos de la degradación del TEG. Este equipo puede observarse en la Figura 2.6.



Figura 2.5 Filtro de Tela.
Fuente: PDVSA 2006.



Figura 2.6 Filtro de Carbón.

Fuente: PDVSA 2006

Intercambiadores de Calor Glicol/Glicol: su función es intercambiar calor entre el glicol pobre y el glicol rico. El glicol pobre proveniente del sistema de regeneración se encuentra a una temperatura promedio de 350 – 400 °F, por lo que debe enfriarse (para evitar la vaporización del glicol y formación de espuma) antes de entrar a la torre contactora.

Tanque de Almacenamiento del Glicol (Tanque Surtidor de Glicol): recipiente de forma horizontal que se utiliza para almacenar el glicol pobre que nuevamente es enviado a la torre contactora. Su función principal es garantizar la succión positiva de las bombas de glicol.

Columna de Despojamiento: para lograr una mayor concentración de glicol se utiliza una sección empacada entre el rehervidor y el tanque acumulador, el glicol saliendo del rehervidor fluye a través de esta sección y se pone en contacto con el gas seco de despojamiento para eliminar el exceso de agua. Por calentamiento en el

rehervidor el glicol solo puede alcanzar una pureza de 97.5 al 98.5 %, remover La configuración de este equipo se muestra en la Figura 2.7.



Figura 2.7 Columna de Despojamiento
Fuente: PDVSA 2006

Bombas: componentes que garantizan la circulación del glicol a la torre absorbidora. Los parámetros más importantes a la hora de evaluar estos equipos son: la capacidad de bombeo, la potencia y la presión de descarga. (PINO, F, 2006)

2.3.7 Caracterización de la Alimentación Asociada a los Sistemas Existentes de la Planta de Extracción Jusepín

2.3.7.1 Sistema de Regeneración de Glicol

En la Tabla 2.1 se muestra el flujo molar de la corriente de Glicol Rico que alimenta al Patín C de Regeneración de glicol, suministrada por PDVSA, para el desarrollo del proyecto. La misma es constante para todos los trenes.

Tabla 2.1 Composición de La Corriente de Glicol Rico.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Componente	lb mol /hr
H ₂ O	205.566
N ₂	0.430
CO ₂	0.7027
C ₁	0.1698
C ₂	0.1259
C ₃	0.3384
I-C ₄	0.3665
N-C ₄	0.9410
I-C ₅	0.0533
N-C ₅	0.0789
N-C ₆	0.1293
N-C ₇	0.0207
COS	0.0372
Componente	lb mol /hr
H ₂ S	0.0469
Benceno	0.1654
Tolueno	0.05999
Etil-Benceno	0.00366
N-Xileno	0.01558
TEG	817.546
Sumatoria	105.53

En la Tabla 2.2 se muestra la composición de los líquidos asociados al sistema de compresión de gas residual, producto de las simulaciones realizadas en vista de que en la Planta no existen reportes cromatográficos del condensado que alimenta este sistema

Tabla 2.2 Composición de Líquidos del Sistema de Compresión de Gas Residual.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Componente	lb mol /hr
H ₂ O	0
N ₂	0.0001
CO ₂	0.0114
H ₂ S	0
C ₁	0.0837
C ₂	0.0480
C ₃	0.0737
I-C ₄	0.0256
N-C ₄	0.0574
I-C ₅	0.0318
Componente	lb mol /hr
N-C ₅	0.0332
N-C ₆	0.0639
N-C ₇	0.0594
N-C ₈	0.0474
N-C ₉	0.0627
N-C ₁₀	0.4016
TEG	0
SUMATORIA	1

En la tabla 2.3 se observa la composición asociada a los condensados recuperados en el sistema de filtrado de gas deshidratado, y considerada igual a la obtenida por el fondo de V-0210, lado hidrocarburo, obtenida de las simulaciones realizadas como caso crítico. PDVSA Planta no posee reportes asociados.

Tabla 2.3 Composición de Líquidos del Sistema de Filtrado de Gas Deshidratado.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Componente	lb mol /hr
H ₂ O	0
N ₂	0
CO ₂	0.0185
H ₂ S	0.0006
C ₁	0.0040
C ₂	0.0123
C ₃	0.0836
I-C ₄	0.1631
N-C ₄	0.4864
I-C ₅	0.0379
Componente	lb mol /hr
N-C ₅	0.0567
N-C ₆	0.1162
N-C ₇	0.0208
N-C ₈	0
N-C ₉	0
N-C ₁₀	0
TEG	0
SUMATORIA	1

En la Tabla 2.4 se muestra la composición de los líquidos asociados al sistema de propano, corresponde a la composición del gas propano almacenado en Planta, suministrada por PDVSA.

Tabla 2.4 Composición de Líquidos del Sistema de Propano.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Componente	lb mol /hr
H ₂ O	0
N ₂	0
CO ₂	0.00018
H ₂ S	0
C ₁	0.00018
C ₂	0.01608
C ₃	0.97316
I-C ₄	0.01026
N-C ₄	0.00014
SUMATORIA	1

2.3.8 Descripción de los Equipos que Forman Parte del Proceso de Deshidratación del Gas y Regeneración del Glicol

Para realizar esta reseña se describieron los dos (2) sistemas que realizan los procesos principales en las áreas de deshidratación del gas y la regeneración de glicol, pertenecientes a la Planta de Extracción Jusepín como son los trenes de compresión y separación, los cuales trabajan en una estructura lineal e interrelacionada

2.3.8.1 Sistema de Separadores

Basándose en los esquemas de operación estudiados (emanados de PDVSA) acerca de la Planta Jusepín, se pudo observar que originalmente, el proceso de separación comprendía dos (2) trenes idénticos de proceso, conformados por separadores bifásicos y trifásicos así como filtros separadores que operan a diferentes niveles de presión: Dos (2) Torres Contactoras con Trietilenglicol (T-1150/1160) las

cuales tienen integrado, en su parte inferior, un (1) Depurador Vertical de Entrada para remover los hidrocarburos líquidos que pudiera arrastrar el gas de Facilidades de Entrada, un (1) depurador del gas de salida de las torres contactoras de glicol V-0230 y Dos (2) Filtros Separadores del gas de salida del depurador V-0230 (F-0240 A/B), pertenecientes al sistema de deshidratación de gas con glicol y el gas que sale del separador es enviado a estos filtros separadores para evitar el arrastre de glicol a los tamices moleculares. Un (1) Separador Trifásico vertical (V-1210 A/B/C), cuyo objetivo en el diseño original, es la remoción de los hidrocarburos y compuestos solubles en el mismo, que sean absorbidos en las Torres Contactoras, tres (3) Filtros: Dos (2) son de elementos filtrantes (F-1265 A/B/C y F-1215 A/B/C, uno de ellos es respaldo del otro) y uno(1) es de Carbón Activado (F-1220 A/B/C), que se encargan de remover la mayor parte de los sólidos arrastrados por el glicol, que forman parte del sistema de regeneración de glicol. Un (1) Depurador Vertical del Incinerador de BTX (V-3350), perteneciente al sistema de incineración de BTX. Un (1) Recipiente Colector de Drenaje Cerrado, (V-1840), llamado en planta: Separador API, perteneciente al sistema de drenaje cerrado.

2.3.8.2 Sistema de Compresión

La utilización del gas natural se logra a través de procesos de compresión en los cuales los compresores de gas actúan como dispositivos mecánicos que son accionados por un motor de tipo eléctrico que incrementa o comprime la presión de un fluido en su estado gaseoso a fin de elevarle su nivel energético, haciendo que se reduzca su volumen; este incremento de presión manifiesta un aumento de temperatura. Por tanto antes de pasar el gas a una segunda etapa de compresión es necesario enfriarlo y depurarlo, obteniendo un gas óptimo en el proceso.

A través de la revisión y estudio de los planos existentes de la Planta de Extracción Jusepín, se formuló un listado los compresores del sistema de gas residual

en la Planta de Extracción Jusepín son: V-0120A (depurador de succión de la primera etapa); C-0130A (compresor de gas residual de la primera etapa), C-0160A (compresor de gas residual de la segunda etapa). V-0120B (depurador de succión de la primera etapa), C-0130B (compresor de gas residual), C-0160B (compresor de gas residual de la segunda etapa). V-1630A (depurador de succión la primera etapa); C-1600A (compresor de gas residual). V-1630B (depurador de succión la primera etapa); C-1600B (compresor de gas residual), V-1640A (depurador de succión de la segunda etapa); C-1610A (compresor de gas residual), GT-1620A (gas conductor de la turbina) V-1640B (depurador de succión de la segunda etapa); C-1610B (compresor de gas residual), GT-1620B (gas conductor de la turbina). Asimismo se pudo constatar la existencia de compresores del sistema de propano: C-1900 A (patín compresor de propano); GT-1901A (gas conductor de la turbina), encargados de comprimir el gas de enfriamiento y que por sus características criogénicas pueden ser enviados, por medio de las bombas al Sistema de Disposición de Líquidos, para los casos de emergencia.

2.3.8.3 Sistema de Desalojo de Líquidos contenidos en el K.O.Drum V-3310

El KOD o Knockout Drum es un (1) tambor que forma parte del sistema de mechurrio que recibe los alivios y líquidos de carácter criogénico provenientes de todos los procesos y se encuentra ubicado al Sur-Este de la Planta de Extracción Jusepín. El nuevo sistema para el desalojo de líquidos contenidos en el KOD consta de dos (2) bombas de condensados pesados, cada una de 100 gpm de capacidad, ubicadas al lado de las bombas existentes actualmente fuera de servicio, aunado a ello el sistema de calentamiento de Metanol presenta deficiencias pues el equipo intercambiador no genera el calor necesario para que ocurra la evaporación de los líquidos dentro del KOD, ocasionando un desbalance térmico entre el calor recibido por el metanol desde el aire y el calor transferido desde el metanol hacia los líquidos

contenidos en el recipiente. Es de resaltar que las modificaciones a realizar sobre este sistema, no forman parte de este proyecto.

2.3.9 Simuladores de Proceso

Los simuladores de procesos son herramientas utilizadas en el cálculo básico para la realización de diversas aplicaciones en el campo de la ingeniería de procesos y de diseño de las industrias químicas, petroleras y de gas natural. En este sistema se combina la fuente de datos de una amplia librería de hojas de datos de los equipos, y de métodos de predicción de propiedades termodinámicas, con la más avanzada y flexible técnica de cálculo de operaciones unitarias, para ofrecer al ingeniero de procesos la facilidad de elaborar un modelo matemático verdaderamente representativo de la respuesta del proceso a determinadas condiciones de operación. HYSYS es un programa de simulación de procesos completamente interactivo y en continuo desarrollo, que interpreta la información automáticamente y realiza el cálculo correspondiente, además permite al usuario usar sus propios códigos y subrutinas de cálculo en el entorno del programa para la representación de un determinado proceso.

2.3.10 Criterios de Diseño para Separadores

Basados en los lineamientos y normas utilizadas en los cálculos realizados para el diseño de nuevas instalaciones producto de la implementación de este proyecto y según el Manual de Procedimientos PDVSA N° SCIP-IG-P-02-1; PDVSA MDP-03-S-01 para tambores separadores, PDVSA MDP-03-S-03 procedimientos para separadores liquido-vapor y PDVSA MDP-03-S-05 procedimientos para separadores liquido-liquido-vapor; se obtuvo lo siguiente:

Separadores Bifásicos

Factor de Sobrediseño (Para los Flujos de Alimentación, de salida de gas y salida de líquido):	10%
Relación L/D:	2,5 – 6,0
Tiempo de Retención:	3 min
Espacio Mínimo de Vapor:	El mayor entre el 20% del Diámetro del Recipiente o 12 pulg
Diámetros Recipientes:	Desde 24 pulg, con intervalos de 6 en 6pulg
Long. Rec. Horizontales:	7 pie – 6 pulg, con intervalos de 2,5 en 2,5 pie
Nivel Bajo Bajo de Líquido (LLLL ó NBBL) en Rec. Horizontales:	≥ 0 pie – 9 pulg (Hasta el fondo del Recipiente)
Nivel Bajo Bajo de Líquido (LLLL ó NBBL) en Rec. Verticales (Boquilla de Salida de Líquido lateral):	≥ 0 pie – 9 pulg (Hasta el Centro de la Boquilla)
Tiempo de Respuesta del Operador en el Nivel Bajo (Tiempo entre LLL y LLLL):	5 min
Tiempo de Respuesta del Operador en el Nivel Alto (Tiempo entre HLL y HHLL):	5 min
Espesor Extractor de Neblina:	6 pulg

Separadores Trifásicos

Configuración del Equipo:	Horizontal	
Factor de Sobrediseño (Para los Flujos de Alimentación, de salida de gas y salida de líquido):	10%	
Relación L/D:	2,5 – 6,0	
Tiempo de Retención:	3 – 5 min (Fluido liviano) 7 - 10 min (Fluido pesado)	
Espacio Mínimo de Vapor:	El mayor entre el 20% del Diámetro del recipiente. ó 12 pulg	
Diámetros Recipientes:	Desde 24 pulg, con intervalos de 6 en 6 pulg	
Longitud Recipientes:	7 pies – 6 pulg, con intervalos de 2,5 en 2,5 pie	
Nivel Bajo Bajo de Líquido liviano (LLLL ó NBBL):	≥ 0 pie – 9 pulg (En el recipiente, hasta el fondo del recipiente o hasta el nivel alto de la interfase)	
Nivel Bajo de Interfase (NBI):	0 pies – 9 pulg (En el Recipiente, hasta el fondo) 0 pies – 9 pulg (En la Bota, hasta la Costura inferior)	
Diámetro Botas de Líquido:	<u>Diám. Recipiente</u>	<u>Diám. Bota</u>
	≤ 40 pulg	0,5*(Diám. Recipiente)
	40 pulg – 60 pulg	Recipiente)
	≥ 60 pulg	16 pulg

0,33*(Diám.
Recipiente)

Tiempo de Respuesta del Operador 5 min
en el Nivel Bajo (Tiempo entre LLL
y LLLL):

Espesor Extractor de Neblina: 6 pulg

El diámetro de las boquillas se establece considerando los siguientes valores de velocidades:

Alimentación Líquida:	≤ 10 pie/s
Salida de Líquido:	≤ 3 pie/s
Salida de Gas:	$< \frac{60}{\sqrt{\rho_{gas}}}$ pie/s
Alimentación Bifásica en Tambores sin Malla:	$\leq \frac{45}{\sqrt{\rho_{liquido}}}$ pie/s
Alimentación en Tambores con malla:	$\leq \frac{60}{\sqrt{\rho_{mezcla}}}$ pie/s

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Glicol. El glicol es un compuesto orgánico, utilizado en los sistemas de enfriamiento directos e indirectos como gas refrigerante. Su función principal es deshidratar el gas, y que el principal producto de este proceso es el propano.

Glicol Rico. Se denomina glicol rico al que sale por el fondo del absorbedor o torre contactora, rico en agua. La cantidad de agua que recoge el glicol en el absorbedor es una parte muy importante en el diseño de las plantas de deshidratación del gas natural con glicoles.

Glicol Pobre. El glicol pobre se refiere al glicol regenerado o tratado, libre de agua utilizado en el proceso de deshidratación de gas.

Bomba de Glicol. Esta bomba generalmente se instala como un respaldo, en caso que sea necesario dar uso a una cantidad de glicol adicional; en ésta el glicol no debe de estar en contacto con productos lubricantes de ninguna clase pues se contamina produciendo espuma en el sistema y causando que el producto salga de las especificaciones.

Poliducto. Tuberías de transporte del gas natural desde las plantas criogénicas hasta su despacho final.

Válvulas Expansoras. Son aquellas válvulas que permiten aumentar la presión de una línea en recompensa de otra que tiene mayor presión.

Hidratos. Son cristales formados por la combinación de agua con hidrocarburos livianos (butano, propano, etano y metano).

Micelas. Combinación de resinas y asfáltenos, las cuales constituyen entidades moleculares separadas del crudo y sujetas a todo cambio termodinámico.

Trietilenglicol (TEG): es un líquido higroscópico utilizado en el sistema de deshidratación de gas por el método de absorción. (PINO, F, 2005).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Esta investigación se enmarcó dentro del tipo descriptiva. Según Arias, (2006, p. 24) “Los estudios descriptivos consisten en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere”. Es descriptiva pues estuvo basada en la recopilación, revisión y análisis de la información contenida en planos, documentos técnicos de ingeniería, filosofías y bases y criterios de operación de la Planta, emanados de PDVSA con el fin de describir el Sistema de Deshidratación del Gas Natural, diseñar un nuevo sistema de manejo de condensados y líquidos efluentes del proceso, así como proponer una modificación a la red de drenaje cerrado; todo esto con el fin de recolectar toda la información necesaria para cuantificar y evaluar las dimensiones del fenómeno investigado.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El modelo de investigación utilizado fue Documental, en referencia a este tipo de investigación, Arias Fidas, (2006, p. 26) expresa que: “Un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir los datos obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales; impresas, audiovisuales o electrónicas”. Debido a que el proceso estuvo apoyado en el análisis, evaluación e interpretación sistemática de datos contenidos en planos y manuales de proceso. Para alcanzar los objetivos propuestos en esta investigación fue necesario recolectar información emanada de PDVSA referentes a la Deshidratación del Gas Natural; estudiar los procedimientos para el

diseño de instalaciones de superficie elaborados por Seiica Consultores, C.A, entre otras fuentes documentales, así como determinar y conocer las condiciones del área asociada al proceso con el objetivo de explicar el sistema y proponer alternativas para el mejoramiento de los mismos.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias, (2006, p. 29) la población se define como, “La totalidad de un fenómeno de estudio”. De la misma fuente de información, se establece que la muestra, “es definida como un subgrupo de la población es decir, un subconjunto de elementos que pertenecen a ese conjunto definido en sus características a los que se llama población”. La muestra es obtenida con el fin de investigar, a partir del conocimiento de sus características particulares, las propiedades de una población. En esta investigación, dado que la población fue finita y manejable para el investigador, la muestra coincidió con la misma y las unidades de análisis objeto de observación y estudio que constituyen el universo o población de estudio, fueron los elementos que comprenden los sistemas de deshidratación de gas y drenaje cerrado de la Planta de Extracción Jusepín, por lo cual no será necesario realizar procedimientos muestrales.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Etapa I: Descripción del Sistema de Deshidratación de Gas Natural y Regeneración de TEG

La descripción de las fases y los equipos que integran el sistema de deshidratación de gas natural, su funcionamiento, especificaciones técnicas, así como los procesos para llevar a cabo la separación del agua e hidrocarburos líquidos contenidos en el gas; representaron el punto de partida de la investigación. Su importancia radica en que, para la elaboración de esta descripción, fue necesario

realizar una revisión exhaustiva de las carpetas de documentos, manuales de procesos operacionales, estudio de planos, diagramas de instrumentación, procesos y mecánica, procedimientos y técnicas, normativas internas y base de datos suministrados por PDVSA, con lo que se generó, una fuente de consulta fidedigna.

3.4.2 Etapa II: Diseño de un Nuevo Sistema para la Reducción de Hidrocarburos Presentes en la Corriente de Glicol Rico

El diseño comenzó con la descripción del funcionamiento del sistema actual de reducción de hidrocarburos y regeneración del trietilenglicol, así como la revisión de planos de las instalaciones existentes, para visualizar su nivel de operatividad, detectar las fallas y deficiencias en la infraestructura de manejo del glicol rico proveniente de las torres contactoras, con el fin de extraerle los hidrocarburos líquidos mas pesados (C_5^+), así como el establecimiento de la cantidad de gas y de líquido que había de separarse.

Con el objeto de definir los equipos necesarios a instalar para mejorar el proceso de regeneración del trietilenglicol, se planteó el diseño de un equipo que consistirá en un (1) tren de separación para dos (2) y tres fases (3); se establecieron las premisas, bases y criterios de cálculo normados por el ente regente (PDVSA) que incluirán los volúmenes, características de la alimentación y los tipos de fluidos a manejar, válvulas de alivio, sistema de protección y control, así como datos de presión y temperatura de éstos, a fin de optimizar la extracción de los líquidos más pesados y permitir la recuperación del glicol arrastrado en la corriente de gas que sale de los equipos donde se realiza el contacto gas-glicol; y evitar de esta manera, su llegada a los sistemas de venteo y mechurrios, con el objeto de lograr la reutilización del producto.

3.4.2.1 Descripción del Sistema de Regeneración de Glicol

Se realizó la descripción técnica de cada uno de los patines de regeneración de glicol que conforman el sistema original, actualmente operativo, así como su función, capacidad de manejo y ubicación dentro del esquema del proceso de eliminación de hidrocarburos presentes en la corriente de glicol rico.

3.4.2.2 Incorporación de un Nuevo Tren de Separación

Se planteó la instalación de un nuevo sistema para la reducción de los hidrocarburos presentes en la corriente de glicol rico que sale de las Torres Contactoras T-1150/1160, evaluando su viabilidad técnico-económica y definiendo los requerimientos para ello, las características de los fluidos que entran al tren, así como su capacidad de separación, tomando en cuenta que el tren de separación original se encontraba trabajando por debajo de las condiciones de diseño. Y marcando la pauta para la posterior realización de la ingeniería básica y de detalle.

Las unidades propuestas para conformar este nuevo sistema son:

Un (1) Separador Trifásico horizontal, el cual se denominará: (V-0210), y un (1) Separador Bifásico vertical, al que se le denominará: (V-0270).

3.4.2.3 Caracterización de la Alimentación de los Patines de Regeneración de Glicol

A través de la data suministrada por PDVSA, proveniente de la simulación realizada en HYSYS versión 2.006 para el desarrollo del proyecto se obtuvo la caracterización del fluido que ingresa a los patines de regeneración, esto puede apreciarse en la Tabla 2.1 Pág.9 que muestra el flujo molar de la corriente de Glicol Rico que alimenta al Patín C de Regeneración, proveniente de las torres contactoras

T-1150/1160 (Figura 2.2) Pág. 15, la cual es constante para todos los trenes y de la que se obtuvo un Flujo de 316.59 lb mol/hr, correspondiente a la capacidad de manejo de los tres trenes de regeneración (cada tren de regeneración maneja 105.53 lb mol/hr, correspondiente a 23 galones por minuto (gpm), a una presión y temperatura de 85.3 lpcm y 104°F.

Así tomando en cuenta las características del fluido, en cuanto a la presión, temperatura y cantidad que manejarán los nuevos equipos, fue posible realizar el diseño del nuevo sistema de regeneración de glicol.

3.4.2.4 Criterios de Diseño de los Separadores Bifásico (V-0270) y Trifásico (V-0210)

Para el establecimiento de las condiciones de diseño de los equipos se requirió la evaluación de las variables físicas que intervienen en los procesos que se llevarán a cabo en cada uno de ellos, para lo cual es necesario conocer la configuración del equipo, factores de sobrediseño para los flujos de alimentación a la salida de gas y la salida de líquido, espacio para la fase vapor, diámetros y longitudes de los recipientes y las boquillas, los niveles máximos y mínimos de líquidos a manejar, los tiempos de residencia de la fase pesada y la fase liviana, tiempos de respuesta de los operadores en casos de contingencia, así como el flujo de diseño, flujo de operación y condiciones de arranque para las tuberías de proceso y tuberías de servicio.

3.4.2.5 Premisas y Criterios Utilizados para el Cálculo de Válvulas de Alivio y el Diseño de los Separadores Bifásico V-0270 y Trifásico V-0210

El dimensionamiento y cálculo de las válvulas de alivio por componente se realizó tomando como base los criterios y ecuaciones descritos en el capítulo 2, regidos por las normas PDVSA N° 90616.1.022 “Sistemas de Alivio” y las practicas API RP 520, API RP 521 de acuerdo a los procesos que se llevan a cabo dentro del sistema de regeneración, estimando los probables casos de contingencia, se establecieron las siguientes premisas:

- Para los cálculos de alivio no se consideran dobles contingencias a menos que una contingencia sea consecuencia de la otra.
- Para la evaluación y cuantificación de los alivios requeridos por cada equipo en las diferentes contingencias debe considerarse que los sistemas de control automático no actúan.
- Las válvulas de alivio se prediseñan tomando como base una contrapresión de 15 lpcm. Cuando se finaliza el diseño del cabezal y subcabezales de alivio se verifica que la contrapresión asociada a cada punto en la red no sobrepase la asumida en el cálculo de la válvula. En caso de que ocurra, se calcula nuevamente la válvula con el nuevo valor de contrapresión.
- Para realizar la evaluación de la contrapresión es necesario estimar las velocidades de flujo hacia el flare, se recomienda considerar como velocidad máxima en el tip del mechurrio un número de Mach de 0.5.
- En base a experiencia operacional, se consideran cinco (5) minutos como tiempo límite de respuesta del operador para tomar acción en caso de bloqueos de válvulas o fallas en el control automático.

- Las condiciones aguas abajo de las válvulas de alivio son obtenidas de la simulación en HYSYS efectuando la despresurización desde la presión de alivio hasta el back pressure o contra presión.

Criterios de Diseño

- La caída de presión máxima para las líneas de entrada a las válvulas de alivio es de 3% de la presión de ajuste de la válvula de referencia y para la línea de salida de la válvula de alivio se considera un número de Mach máximo de 0.5 (según recomendación del API-RP 520/521).
- La caída de presión en las líneas asociadas a las válvulas es calculada usando la máxima capacidad de alivio de las mismas.

3.4.3 Etapa III: Análisis del Sistema de Manejo de Condensados y las Nuevas Instalaciones

Durante esta etapa se realizó la descripción que permitió representar el proceso de recolección de condensados original, identificando los equipos que intervienen en el proceso y las actividades principales que se llevan a cabo para el manejo de líquidos condensados de las nuevas instalaciones del Sistema de Deshidratación de Gas con Glicol, cuyo esquema de recolección va dirigido al separador trifásico V-5110 a través de las bombas P-5110 A/B y al separador API existente en la Planta; respectivamente. Igualmente se visualizaron los equipos de instrumentación, encargados de controlar dichos procesos.

3.4.3.1 Descripción del Sistema de Manejo de Condensados

Este sistema encargado de recolectar los hidrocarburos pesados o los efluentes líquidos (drenajes) provenientes de los drenajes abiertos y cerrados en las instalaciones de la Planta de Extracción Jusepín, los cuales son segregados, desde su fuente de origen, de la siguiente manera:

- Aguas no contaminadas con hidrocarburos y/o productos químicos.
- Aguas contaminadas con hidrocarburos y drenajes abiertos aceitosos del fondo de los equipos que manejen hidrocarburos.
- Aguas contaminadas con productos químicos y drenajes abiertos de los equipos que manejen productos químicos.
- Drenajes sanitarios.

Para efectos de este proyecto, y por las características propias de la instalación, las modificaciones del sistema recolector de drenaje también forman parte del “sistema de manejo de condensados” al cual fueron conectados los drenajes de las nuevas instalaciones asociadas al Sistema de Deshidratación de Gas con Glicol.

3.4.3.2 Modificación al Sistema de Manejo de Condensados y Nuevas Instalaciones

Para llevar a cabo esta modificación, se propuso el diseño e incorporación de un (1) Separador Trifásico (V-5110) donde se acumularán los hidrocarburos separados de la corriente de glicol rico, provenientes del V-0210, para su posterior bombeo a los Módulos de Producción, previa eliminación del glicol arrastrado. De igual modo esta modificación eliminará la instalación de un drenaje independiente para los

hidrocarburos pesados de los separadores trifásicos de los patines de regeneración, dado que estos hidrocarburos pueden ser separados por el nuevo sistema a ser colocado a nivel de la corriente de glicol rico que sale de las Torres Contactoras.

3.4.3.3 Estimación de los Caudales a Manejar, Especificación y Rendimiento de Productos

Se estimaron los valores del caudal con la utilización del simulador HYSYS y análisis cromatográficos, tanto a condiciones de diseño como a condiciones de operación de los equipos, tomando en cuenta la composición o caracterización de la alimentación asociada a los sistemas existentes en la Planta y cuyos valores pueden observarse en las Tablas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4 Pág. 20, 21, 22 y 23, respectivamente y que en total constituyen la composición molar de la corriente que se obtiene del separador V- 0210, mostrada en la Tabla 3.1, la cual fue suministrada por PDVSA.

Tabla 3.1 Composición Molar de la Corriente Obtenida del V-0210

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Componente	Fracción Molar
N ₂	0.0029
CO ₂	0.0476
C ₁	0.7485
C ₂	0.1065
C ₃	0.0575
I-C ₄	0.0093
N-C ₄	0.0158
I-C ₅	0.0041
N-C ₅	0.0034
N-C ₆	0.0025

Componente	Fracción Molar
N-C ₇	0.0009
N-C ₈	0.0003
N-C ₉	0.0002
N-C ₁₀	0.0005
SUMATORIA	1

El caudal estimado por simulación del proceso y el rendimiento de los productos que se obtendrán con la implantación de las nuevas instalaciones es:

- Glicol Malo: 0.000059 BPD (@ P y T).
- Condensados a Módulos: 15.4 BPND (@ P y T).

De los cuales, sólo se consideran importantes los condensados que serán enviados a los Módulos de Producción, donde serán incorporados nuevamente al proceso.

3.4.3.4 Simulación del Sistema de Regeneración de Glicol para el Dimensionamiento del Acumulador de Condensados Pesados V-5110

Con la utilización del simulador de procesos HYSYS versión 2.006 fue posible la representación del proceso de acumulación de líquidos efluentes de la Planta a condiciones de operación óptima, empleando para tal fin los datos del fabricante y a condiciones reales utilizando la información operacional, obteniéndose de esta forma los datos de procesos de las corrientes asociadas al separador trifásico V-5110, seguidamente se procedió a la realización del cálculo, tomando como base los

manuales y/o normas de Libro de Data de Ingeniería, Vol. 1. GPSA, 10^{ma} Edición (1994) y el Manual de Diseño de Procesos PDVSA MDP-03-S-05.

3.4.3.5 Evaluación Conjunta de la Simulación de los Sistemas de los Nuevos Equipos de Regeneración de Glicol y Manejo de Condensados

Para la realización de esta simulación se plantearon 2 casos:

Caso normal: Donde no existe arrastre de líquidos hacia el separador V-0270. En este caso se evaluó la operación de los nuevos equipos V-0210, V-0270, V-5110 y P-5110 A/B dentro del contexto operacional (presión y temperatura) de las instalaciones existentes, considerando la no obtención de líquidos (condensados / glicol) en el separador V-0270.

Caso Arrastre: En este nuevo caso se evaluó, de igual manera, la operación de los nuevos equipos V-0210, V-0270, V-5110 y P-5110 A/B dentro del contexto operacional (presión y temperatura) de las instalaciones existentes, pero ahora considerando la obtención de líquidos (glicol) en el separador V-0270. Para ello se realizaron varias corridas, tomando en cuenta diversos escenarios en cuanto a la relación de arrastre de líquidos (condensado/glicol) en el gas de salida del V-0210 se refiere. La corrida finalmente validada fue la que cuyos datos permitió el dimensionamiento del V-0270, considerando un volumen de líquido entre el bajo-bajo y alto-alto nivel de 16 pie³ (valor mínimo establecido, tomando como referencia a la Planta de Extracción Santa Bárbara).

3.4.4 Etapa IV: Diagnóstico de las Condiciones Actuales de la Planta y los Procesos Operacionales que Fundamenten la Modificación a la Red de Drenaje Cerrado

Se realizó la descripción de la red original de drenaje cerrado de la Planta de Extracción Jusepín, su funcionamiento, las deficiencias en las tuberías que la integran y limitantes. Así como se señalaron la serie de modificaciones y las segregaciones realizadas a nivel de red de tuberías asociada al sistema de drenaje cerrado y la disposición final de los mismos. Utilizando como criterios del diagnóstico, el diseño de procesos, flexibilidad operacional y la seguridad y ambiente. Así, en el diseño de procesos se evaluó su complejidad, representada por las características del sistema de red de tuberías aéreas, los requerimientos de servicio y el número de equipos involucrados. La flexibilidad operacional evaluó la posibilidad de implantar con éxito el diseño y que sea compatible con el proceso actual, sin afectarlo y sin añadir problemas operacionales.

3.4.4.1 Descripción del Sistema Atmosférico de Drenaje Cerrado

Basados en la información contenida en planos de procesos y DTI'S de las instalaciones, se realizó una descripción del sistema de drenaje original, indicando sus funciones, limitantes y deficiencias en la red de tuberías que lo conforman, también se evaluó el comportamiento del KOD paralelo al sistema, para identificar lo que producía un aumento de nivel con riesgo de inundación de líquidos, ocasionando posibles paradas de Planta por peligros potenciales a la seguridad de los trabajadores.

3.4.4.2 Descripción de las Mejoras a la Red de Recolección y Manejo del Sistema de Drenaje Cerrado

Una vez identificadas las deficiencias se determinaron las modificaciones que consistieron en establecer las segregaciones de las corrientes de drenaje a nivel de red de tuberías asociadas al sistema de drenaje cerrado y de acuerdo a las características y origen de las mismas, a fin de lograr la instalación de redes de recolección independientes al sistema actualmente instalado, y teniendo como prioridad principal en el diseño la colocación de tubería aéreas, se decidió que los sistemas a ser segregados son:

- Sistema de Propano
- Sistema de Separación y Filtrado de Gas Deshidratado
- Nuevas Instalaciones en el Área de Deshidratación de Gas con Glicol
- Sistema de Compresión de Gas Residual.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA LA RECOLECCIÓN DE DATOS

La información requerida para el desarrollo de la investigación se obtuvo mediante las técnicas e instrumentos siguientes:

3.5.1 Técnicas de Investigación

Según Hurtado (2000), comprenden procedimientos y actividades que permiten al investigador obtener la información necesaria para dar respuesta a su pregunta de investigación. (pag 427).

3.5.1.1 Revisión de Información Documental

Se realizó una amplia revisión documental relacionada al área y tema en estudio con lo que se obtuvo la información necesaria para respaldar el marco teórico de la investigación, así como, para concluir satisfactoriamente cada actividad realizada. De esta manera, se emplearon informes técnicos, trabajos de grado relacionados a la deshidratación de gas y regeneración de trietilenglicol, manuales de operación de la Planta de Extracción Jusepín, diagramas de procesos e instrumentación, publicaciones de trabajos científicos y libros de varios autores

3.5.1.2 Entrevistas No estructuradas

Se realizaron consultas y mesas de trabajo con el equipo de trabajo que labora en la empresa SEICA Consultores, C.A, tales como, ingenieros de procesos, de petróleo, mecánicos, eléctricos, arquitectos, proyectistas e instrumentistas, quienes manejan a detalle planos de la infraestructura e instalaciones de la Planta de Extracción Jusepín, Las entrevistas realizadas fueron de tipo no estructurada, lo que permitió la obtención de conocimientos que sirvieron para el óptimo desarrollo de cada actividad ejecutada.

3.5.2 Recolección de Datos

3.5.2.1 Microsoft Office

Para el desarrollo y redacción de la investigación se emplearon los siguientes programas de Microsoft Office que comprende: Microsoft Word, Microsoft Power Point y Microsoft Excel.

3.5.2.2 Manuales de Operación

A través de los manuales de operación se pudo conocer el funcionamiento y maniobras de los equipos involucrados en el sistema de deshidratación de gas natural con glicol y el sistema de drenaje cerrado, con el objetivo de llevar un control sobre los parámetros más importantes del proceso.

3.5.2.3 Planos de las Instalaciones

Utilizando la documentación emanada de PDVSA y planos de las instalaciones, diagramas de flujo y de procesos, mecánicos y de instrumentación se consiguió conocer la situación real de la Planta y ubicación de los equipos que intervienen en los procesos en estudio.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos

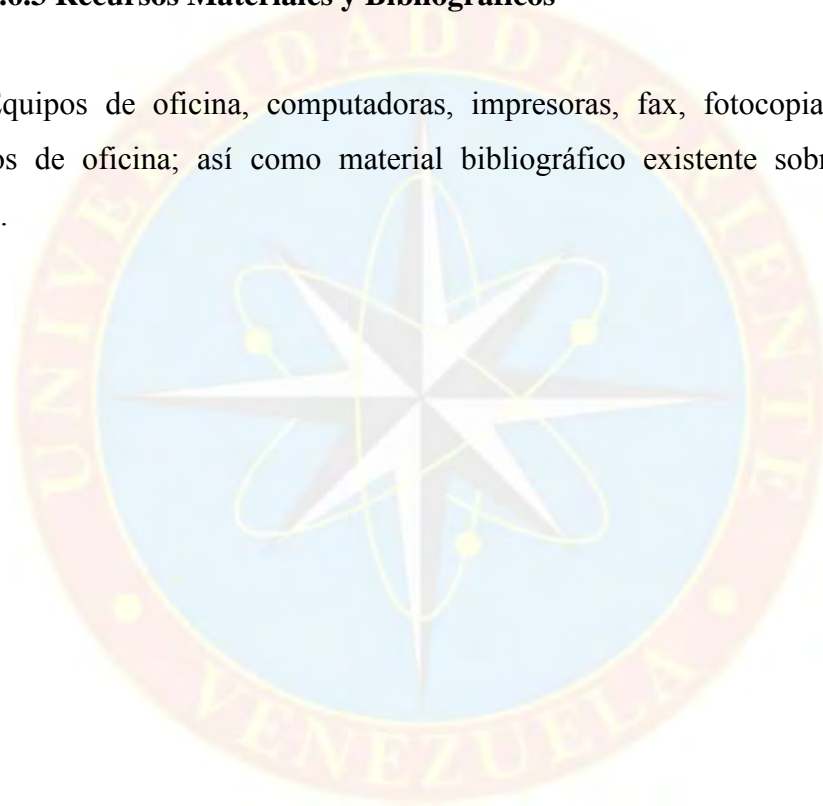
Para la elaboración de esta investigación se contó con el apoyo calificado del equipo técnico que labora para la empresa SEIICA Consultores, C.A. y de los ingenieros representantes de la Planta de Extracción Jusepín. De igual manera para el desarrollo metodológico se contó con el asesoramiento profesional del tutor industrial y académico de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos Financieros

El financiamiento del trabajo de grado realizado, fue asumido plenamente por la empresa SEIICA Consultores, C.A, la cual cuenta con el programa de desarrollo académico–industrial de tesis y pasantías; durante el tiempo programado para tal fin.

3.6.3 Recursos Materiales y Bibliográficos

Equipos de oficina, computadoras, impresoras, fax, fotocopiadoras, plotter; artículos de oficina; así como material bibliográfico existente sobre el tema en estudio.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS NATURAL CON GLICOL EN LA PLANTA DE EXTRACCIÓN JUSEPÍN ESTADO MONAGAS

4.1.1 Descripción del Sistema Existente de Deshidratación de Gas con Glicol

Estudiado el comportamiento del sistema existente se pudo precisar que el proceso de deshidratación del gas de la Planta de Extracción Jusepín está constituido por dos (2) fases: La primera está conformada por dos torres de absorción (Torres Contactoras) (T-1150 y T-1160) con trietilenglicol que tienen por finalidad separar el volumen de agua contenida en la corriente de gas a alta presión (900-1500 lpcm) proveniente del separador principal, de los separadores de alta presión y de los compresores de intermedia presión (390-450 lpcm). La segunda está constituida por tres (3) tamices moleculares que realizan una deshidratación complementaria a la fase anterior al mismo tiempo que minimiza el contenido de COS formado por la reacción H_2S y el CO_2 . A manera de ubicación, se describirá la primera fase de deshidratación (Torres de Absorción de Agua con Trietilenglicol) ya que sobre este sistema se estarán realizando las modificaciones producto de la implementación de este proyecto.

En concordancia con lo anterior se observó que la función del sistema de deshidratación de gas con glicol es remover el agua del gas hasta las especificaciones de diseño, utilizando para ello un proceso de absorción o de contacto gas-líquido. El

líquido absorbente del agua utilizado es Trietilenglicol (TEG o Glicol de aquí en adelante). Dicho sistema está conformado por:

- Dos (2) Torres contactoras con TEG (T-1150/1160): Estas Torres tienen integrado, en su parte inferior, un depurador vertical de entrada para remover los hidrocarburos líquidos que pudiera arrastrar el gas de facilidades de entrada. El medio de contacto utilizado por dichas torres es un empaque estructurado.
- Tres (3) Enfriadores de Glicol con aire (E-1170/1180/0220).
- Un (1) Depurador del gas de salida de las torres contactoras de glicol (V-0230).
- Dos (2) Filtros separadores del gas de salida del depurador V-0230 (F-0240 A/B).

Este Sistema fue diseñado para deshidratar 350 MMPCND de gas.

4.1.2 Funcionamiento del Sistema de Torres de Absorción de Agua con TEG

Se comprobó que las torres contactoras operan con el gas proveniente del Intercambiador E-0190 (existente), que se divide en dos corrientes independientes que van al fondo de las torres de absorción con TEG, T-1150 y T-1160, con el fin de reducir el contenido de agua. Estas torres trabajan en paralelo y poseen una capacidad de procesamiento de 175 MMPCND, cada una cuenta, en su parte inferior, con un depurador integrado vertical, con internos tipo “vanes” y en su parte superior, con una sección empacada de 13pie de altura, constituida por empaques estructurados. El gas es alimentado por el fondo de las torres, y pasa a través del depurador interno, donde se remueven los hidrocarburos líquidos remanentes provenientes de las facilidades de entrada. Seguidamente, el gas, libre de líquido (agua, hidrocarburos líquidos, etc.), se

pone en contacto con el TEG pobre que desciende desde la parte superior de las torres a través de la sección empacada, reduciéndose, de esta manera, el contenido de agua en el gas. El TEG pobre permite que el gas alcance el punto de rocío requerido para condensar el agua presente y por ende, pueda ser arrastrada hasta el fondo conjuntamente con él, obteniéndose el TEG rico (rico en agua) por el fondo de las torres contactoras y es enviado a regeneración. Las corrientes de gas que salen de las torres de absorción se mezclan y son enviadas al separador de salida V-0230, donde se remueve el TEG arrastrado por el gas.

El gas sale del separador y es enviado a los filtros separadores, F-0240 A/B, para evitar el arrastre de glicol a los tamices moleculares. El TEG rico del fondo de las torres de absorción, es retirado de las torres a través de las válvulas de control de nivel LCV-1150 y LCV-1160, protegidas mediante las válvulas SDV-1150 y SDV-1160 respectivamente. El funcionamiento de las torres así como el sistema de regeneración de glicol, puede observarse en el Apéndice A.

4.2 DISEÑO DE UN NUEVO SISTEMA PARA LA ELIMINACIÓN DE HIDROCARBUROS PRESENTES EN LA CORRIENTE DE GLICOL RICO

4.2.1 Descripción del Sistema de Regeneración de Glicol

A través del análisis de la alimentación del sistema y la evaluación de los líquidos efluentes del sistema, se comprobó que su función es eliminar el agua (Regeneración) contenida en el glicol que sale de las torres contactoras (T-1150/1160), con el propósito de poder ser reutilizado en el proceso de deshidratación del gas a través de la destilación. Este sistema está formado por tres (3) trenes de regeneración de glicol (A / B y C). Cada tren está formado por los siguientes equipos:

- Un (1) Kit (H-1200 A/B/C), compuesto por un (1) rehervidor y una (1) columna de destilación en la parte superior del mismo. A su vez, en la parte inferior del rehervidor se encuentra una (1) pequeña columna contactora en la cual se introduce gas de despojamiento con la finalidad de incrementar la concentración de glicol pobre mediante la remoción de agua con gas seco.
- Dos (2) Intercambiadores de calor de Glicol/Glicol (E-1240 A/B/C y E-1245 A/B/C), los cuales tienen la función de recuperar el calor del glicol que sale de los rehervidores, al mismo tiempo que calentan la corriente de glicol rico proveniente de las torres contactoras.
- Un (1) Separador trifásico vertical (V-1210 A/B/C), cuyo objetivo en el diseño original es realizar la separación inicial mediante la remoción de los hidrocarburos y compuestos solubles en el mismo, que sean absorbidos en las torres contactoras.
- Un (1) Tanque Acumulador (V-1205 A/B/C), que sirve de pulmón al sistema de glicol.
- Tres (3) Filtros: Dos (2) son de elementos filtrantes (F-1265 A/B/C y F-1215 A/B/C, uno de ellos es respaldo del otro) y uno (1) de carbón activado (F-1220 A/B/C), que se encargan de remover la mayor parte de los sólidos arrastrados por el glicol.
- Dos (2) bombas, (P-1230 A/B/C y P-1235 A/B/C, las cuales funcionan una como respaldo y la otra en operación normal) para transferir el glicol pobre hasta las torres contactoras.

Cada uno (1) de los trenes de regeneración tiene una capacidad de manejo de Glicol de 23 gpm, lo que constituye un flujo total de 69 gpm, equivalentes a un flujo molar de 105.53 lbmol/hr.

4.2.2 Incorporación de un (1) Nuevo Tren de Separación, Conformado por un (1) Separador Trifásico V-0210 y un (1) Separador Bifásico V-0270

Con el objetivo de optimizar el proceso de deshidratación del gas y el aumento de los caudales a manejar, se propuso la incorporación de este nuevo sistema para minimizar la cantidad de hidrocarburos presentes en la corriente de glicol rico que sale de las torres contactoras T-1150 / 1160, el cual comprende las siguientes unidades:

- Un (1) Separador Trifásico (V-0210), el cual permitirá extraer los hidrocarburos líquidos más pesados presentes en la corriente de glicol rico.
- Un (1) Separador Bifásico (V-0270) encargado de recuperar el glicol arrastrado por la corriente de gas obtenida del V-0210, a fin de evitar su llegada al Mechurrio, existente en Planta.

4.2.3 Características de la Alimentación de los Patines de Regeneración de Glicol

A través de los datos suministrados por PDVSA, obtenidos de la simulación del proceso de regeneración de glicol que se lleva a cabo en los patines de regeneración, se facilitó el análisis de las operaciones y se logró obtener la composición molar de los condensados que manejan, como puede apreciarse en la Tabla 4.1 Pág. 51, todo indica que las nuevas instalaciones manejan mayor fracción molar de H₂O y en las cuales se obtienen menores fracciones de los componentes no deseados en el proceso, comprobándose la eficiencia de éstas sobre las instalaciones o sistemas existentes. En base a esta caracterización se observó un aumento en las capacidades de manejo del nuevo sistema de deshidratación igual al 20% en el manejo de agua y 79% en el manejo de glicol y cuyas mejoras en el Sistema de Deshidratación con Glicol son:

Glicol: 2367 BNPD (@ P y T)

Gas: 0.0438 MMPCND

Hidrocarburo: 21.52 BNPD (@ P y T).

Tabla 4.1 Composición Molar de la Corriente que Alimenta los Patines de Regeneración

Fuente: Datos de simulación suministrados por PDVSA 2006

Componente	Fracción Molar			
	Sistema de Compresión	Sistema de Propano	Nuevas Instalaciones	Sistema de Filtrado
H ₂ O	0	0	0.2001	0
N ₂	0.0001	0	0	0
CO ₂	0.0114	0.00018	0.0031	0.0185
H ₂ S	0	0	0.0001	0.0006
C ₁	0.0837	0.00018	0	0.0040
C ₂	0.0480	0.01608	0.0001	0.0123
C ₃	0.0737	0.97316	0.0001	0.0836
I-C ₄	0.0256	0.01026	0	0.1631
N-C ₄	0.0574	0.00014	0.0001	0.4864
I-C ₅	0.0318	0	0	0.0379
N-C ₅	0.0332	0	0	0.0567
N-C ₆	0.0639	0	0	0.1162
N-C ₇	0.0594	0	0	0.0208
N-C ₈	0.0474	0	0	0
N-C ₉	0.0627	0	0	0
N-C ₁₀	0.4016	0	0	0
TEG	0	0	0.7961	0

4.2.4 Parámetros de los Nuevos Equipos del Sistema de Separación de Glicol/Condensados

En la Tabla 4.2 se reflejan las especificaciones técnicas y dimensiones de cada uno de los equipos que conforman el nuevo tren de separación, las cuales fueron obtenidas de los cálculos realizados para el separador bifásico V-0270, partiendo de la data proveniente de las simulaciones y que pueden observarse en el diagrama de flujo DFP-01 y las tablas 4.13 y 4.14, Apéndice D. Las dimensiones del separador trifásico V-0210 obtenidas mediante cálculos realizados de forma homologa al V-0270 y han sido especificadas de forma tal que se facilite la separación por gravedad del glicol y los hidrocarburos líquidos presentes. Y debido a que las instalaciones resultado de esta investigación serán conectadas a equipos y sistemas existentes que cuentan con sus respectivos sistemas de seguridad, es una práctica aceptable el dar como presión y temperatura de diseño a los nuevos equipos la correspondiente a los equipos existentes.

Tabla 4.2 Parámetros Operacionales del Nuevo Tren de Separación.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Parámetro	V-0210 Separador Trifásico Hidrocarburo / Glicol/ Gas	V-0270 Separador Bifásico
Diámetro Interno	7 pie – 0 pulg	2 pie – 6 pulg
Longitud o Altura T/T	35 pie – 4 pulg	8 pie – 8 pulg
Condiciones de Operación	85 lpcm / 104 °F	45 lpcm/ 98 °F
Condiciones de Diseño	150 lpcm / 176 °F	85 lpcm / 176 °F

4.2.5 Descripción del Nuevo Sistema de Regeneración de Glicol

La corriente de glicol rico proveniente de cada una de las torres contactoras (T-1150 y T-1160) se envía por control de nivel, al nuevo separador trifásico V-0210. En este recipiente, el glicol se separa de los hidrocarburos líquidos y asfáltenos arrastrados en el proceso de deshidratación, y del gas generado por los hidrocarburos durante la expansión ocurrida en cada control de nivel asociado a las torres contactoras. Adicionalmente, el V-0210 ha sido provisto de un deflector de 5pie de altura, con el fin de separar la fase liviana (hidrocarburo) de la fase pesada (glicol).

El glicol rico entra al nuevo recipiente V-0210, a través de la línea 4 pulg-GL-0270-BJ. Por el fondo de dicho recipiente salen, de manera independiente, la corriente de glicol rico y la corriente de hidrocarburo, mientras que por la parte superior se obtiene la corriente de gas. La corriente de glicol rico, libre de hidrocarburos y asfaltenos, sale por control de nivel por el fondo del V-0210, a través de la línea 4pulg-GL-0272-BJ, desde donde es conducida hacia el cabezal principal (4pulg-GL-0281-BJ) para luego dividirse en tres (3) corrientes independientes, las cuales se distribuyen en partes iguales, a cada uno de los tres (3) Patines de Regeneración de Glicol.

El glicol rico proveniente de la torres contactoras T-1150 / 1160 puede ser enviado a través de la línea 4pulg-GL-0293-BJ directamente al sistema de regeneración de glicol en caso de alguna falla operacional del recipiente V-0210. La mezcla hidrocarburo/asfalteno obtenida, por el fondo del V-0210, es enviada, mediante control de nivel a través de la línea 2-PL-0276-BJ, al separador trifásico V-5110, destinado a almacenar los condensados, productos del proceso, antes de proceder a su disposición final.

El gas, separado en el V-0210, sale por control de presión y es enviado al Separador Bifásico V-0270, a través de la línea 2pulg-PV-0271-BJ. La presión de operación del V-0270 (45 lpcm) ha sido especificada de forma tal que permita sólo la evaporación de los hidrocarburos que pudieran ser arrastrados, con la consecuente “recuperación” del glicol, que igualmente pudiera ser arrastrado por la corriente de gas de alimentación.

Una vez separadas las dos (2) fases, el gas limpio sale por control de presión en el recipiente, por el tope del V-0270, y es enviado al cabezal recolector de alivio y venteo de las nuevas instalaciones (6pulg-PV-0279-BA) con un flujo de alivio de 97.37% con respecto al Sistema del Mechurrio y un 42 % del gas que maneja la Planta; este gas es conducido al cabezal principal de alivio y venteo de la Planta. El glicol recuperado, en caso de arrastre, por el fondo del V-0270, será enviado, por control de nivel tipo ON/OFF, hacia el V-5110 a través de la línea 2pulg-PL-0274-BJ, en donde se almacenará antes de proceder a su disposición final. Cabe destacar que normalmente no se debe obtener líquidos por el fondo del V-0270. La obtención de líquidos en este recipiente es un indicativo de falla (operacional o del proceso) en los equipos ubicados aguas arriba. Este sistema puede observarse en el Apéndice C del plano: Diagrama de flujo de procesos del nuevo sistema de regeneración de glicol.

4.2.6 Cálculo de Líneas y Cabezales para el Sistema de Regeneración de Glicol

Para el cálculo del subcabezal de alivio se evaluaron las posibles contingencias simultáneas. En los sistemas estudiados no hay válvulas de despresurización por lo que no se puede considerar ésta como una contingencia simultánea. Ahora bien debido a que los equipos están muy próximos, dentro de un área de 5000 pie², se puede considerar el fuego como una contingencia simultánea. En este caso se deben sumar las cargas de alivio producidas por esta contingencia y verificar si el resultado

de esta suma es mayor que la contingencia mandatoria en cada recipiente. Por lo que la liberación o alivio que se produce es de aproximadamente:

- Flujo de alivio obtenido por fuego en V-0210: 7494 lb/hr
- Flujo de alivio obtenido por fuego en V-0270: 674 lb/hr

4.2.7 Casos de Alivio o Contingencias Consideradas para el Diseño de las Válvulas

Para el diseño de las válvulas de alivio asociadas a las nuevas instalaciones enmarcadas dentro de este trabajo, se consideraron las siguientes contingencias:

- Falla de energía eléctrica (total/parcial)
- Falla de aire para instrumentos
- Fuego
- Salida bloqueada
- Falla de control automático
- Falla mecánica de válvula de control (Rotura válvula de control).

En algunos casos, la pérdida del suministro de servicios no es una causa directa de sobrepresión, pero inicia un descontrol de la Planta o una emergencia, la cual a su vez puede resultar en una sobrepresión.

Falla de Energía Eléctrica (Total/Parcial)

Para el caso de una falla total de energía eléctrica, se sugirió que los dispositivos vayan a su posición de la falla segura (cerrada o abierta, según sea el

caso) para que no ocurriera alivio. Si la falla eléctrica es parcial es necesario analizar el sistema en estudio y determinar si ocurre o no alivio en el sistema o en sistemas relacionados con el mismo. El análisis de esta contingencia es igual a la falla en el control automático.

Falla del Aire para Instrumentos (Total/Parcial)

Se deben tener presente las siguientes contingencias desde el punto de vista individual o de unidad de procesos:

- Pérdida del suministro de aire para cualquier instrumento de control individual o válvula.
- Falla total de la tubería de aire de instrumento que alimenta la Planta en estudio.

En ambos casos se recomienda asumir que ocurre la respuesta correcta de los elementos finales de control (válvulas) ante la falla de aire, es decir, la válvula va a su falla segura y no ocurre alivio.

Fuego

Una vez conocidas las distancias entre los equipos que manejan fluidos inflamables en el área de la Planta, se determinó que están sujetos potencialmente a un incendio por estar muy próximos entre si, lo cual puede conducir a una sobre presión resultante de la vaporización de los líquidos contenidos. De igual modo este riesgo puede existir aún para componentes del equipo que contienen materiales no inflamables.

Falla en el Control Automático

Realizando un esbozo del esquema instrumentista de la Planta, se observó que una falla en la señal de transmisión o en el medio operativo provoca que los dispositivos de control adopten su posición segura (cerrada o abierta, según sea el caso). El análisis de esta contingencia es igual a la falla de energía eléctrica parcial pues ésta ocurre como consecuencia del corte de suministro eléctrico, lo que es una causa directa de sobrepresión debido a que inicia un descontrol o emergencia.

Salida Bloqueada

Análogamente a la contingencia por fuego, se observó que la operación inadvertida de una válvula de bloqueo mientras la Planta está en funcionamiento puede exponer los equipos a una presión que excede la presión máxima de trabajo permitida. Por lo cual, para propósitos de diseño se considera que sólo una válvula manual es abierta o cerrada y que los dispositivos de control están en su posición normal de diseño.

Falla Mecánica de Válvula de Control

El análisis de la válvula de control mostró que un daño en su mecanismo puede provocar que ésta adopte una posición opuesta a la segura y por tanto, la falla mecánica en la válvula de control que alimenta a un (1) equipo en estudio ocasionaría un aumento de flujo y presión en el mismo, generando alivio en el sistema.

4.2.8 Diseño de los Separadores V-0210 y V-0270

Basándose en los datos obtenidos a partir de las simulaciones y considerando los probables casos de contingencia, según las normas y premisas (Capítulos II y III)

se realizó el diseño de los separadores; empleando el simulador HYSYS para el dimensionamiento de los separadores trifásico V-0210 y bifásico V-0270 según el esquema de adecuación de la corriente de glicol rico, contemplado en el alcance de este proyecto, tomando en cuenta lo siguiente:

- Los datos de procesos de las corrientes asociadas a los separadores trifásico V-0210 y Bifásico V-0270 se tomaron de las simulaciones realizadas con el paquete HYSYS, versión 2.006, proporcionado por PDVSA, considerando las variables físicas que intervienen en el proceso como: volumen, caudales y condiciones de operación.
- A través de parámetros operacionales como: Tipos y número de fases a separar (líquido/gas/hidrocarburo), presiones, volúmenes, temperaturas, viscosidad y densidad de los fluidos; se identificó el tipo de separador a ser usado y se procedió a la realización del cálculo, tomando como base los manuales y/o normas vigentes. En la Tabla 4.3 se muestra el resultado del dimensionamiento de los nuevos separadores, especificando diámetros, longitudes, condiciones de operación y de diseño, toda esta data, obtenida a través de las simulaciones efectuadas y balances de masa y energía en el Apéndice D; en el Apéndice E la muestra de cálculo donde pueden observarse las ecuaciones, normas y consideraciones para la estimación de estos valores Pág. 97, y en el Apéndice F el diagrama del dimensionamiento del Separador V-0270, la cual es homóloga para los demás separadores (V-0210 y V-05110).

Como se ha expresado anteriormente, las dimensiones del separador han sido especificadas para permitir la separación por gravedad de la corriente de glicol rico de los hidrocarburos líquidos arrastrados durante el proceso de absorción, y del gas generado por los hidrocarburos durante la expansión ocurrida en cada control de nivel asociado a las torres contactoras. El separador trifásico V-0210 ha sido provisto de un deflector de 5pie -4pulg de altura, con el fin de separar la

fase liviana (hidrocarburo) de la fase pesada (glicol) contenidas en la corriente de alimentación.

Tabla 4.3 Resumen del Dimensionamiento de los Equipos del Nuevo Tren de Separación

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Parámetro	V-0210 Separador Hidroc./Glicol	V-0270 Separador Bifásico
Diámetro Interno	6 pie – 0 pulg	2 pie – 6 pulg
Longitud o Altura T/T	36 pie – 0 pulg	8 pie – 7,9 pulg
Diámetro Boq. Entrada	4 pulg	2 pulg
Diámetro Boq. Salida de Gas	4 pulg	2 pulg
Diámetro Boq. Salida Líquido Liviano (HC)	2 pulg	2 pulg
Diámetro Boq. Salida Líquido Pesado (Glicol)	4 pulg	2 pulg
Condiciones Operación	85 lpcm / 104 °F	45 lpcm/ 98 °F
Condiciones Diseño	150 lpcm / 176 °F	85 lpcm/ 176 °F

4.2.8 Sistema de Control y Protección para el Manejo de Líquidos en los Separadores Glicol/Condensado

4.2.9.1 Separador Bifásico Vapor -Glicol V-0270

La secuencia de este sistema puede observarse en el diagrama de proceso del Apéndice C.

Control de Nivel

Conocidas las dimensiones del recipiente y las presiones que maneja, a través de los cálculos realizados en el Apéndice E, se planteó que el separador V-0270 cuente con un lazo de control de nivel, el cual funcione de acuerdo a la siguiente lógica: El controlador de nivel de líquido LIC-0270 recibe la señal del transmisor LT-0270 y de acuerdo a la altura de nivel transmitida por éste, ejecuta su acción sobre la válvula LV-0270 de tipo ON/OFF. En caso de bajo nivel, la acción del controlador LIC-0270 es el cierre de la válvula de control LV-0270, a fin de conservar el sello de líquido en el recipiente. Para el caso de alto nivel, la acción del controlador radica en abrir la válvula LV-0270, a fin de evitar que el recipiente se inunde de líquido y se presurice.

Una vez calculados los diámetros del recipiente, usando las premisas del apéndice E, se calcula una altura referencial que permita determinar el nivel bajo-bajo de líquido (menor a 9 pulg) dentro del cuerpo del recipiente V-0270. Se determinó que este bajo-bajo nivel producirá la activación del interruptor LSSL-0270, de acción independiente al controlador, originando una alarma en Sala de Control y cerrando la válvula de control de nivel LV-0270. Esta acción impide el envío de gas hacia el nuevo Acumulador de Condensados V-5110. Adicionalmente, la válvula LV-0270 está provista de interruptores de posición abierta y cerrada, los cuales emiten una señal en Sala de Control indicando la posición de la válvula (abierta o cerrada). En caso de alguna avería en el sistema de suministro de aire comprimido o en la alimentación eléctrica al I/P, la válvula LV-0270 debe fallar en su posición segura (falla cerrada - FC) a fin de evitar la salida de gas hacia el nuevo Acumulador de Condensados V-5110.

Control de Presión

Tomando en cuenta el modo de operación del controlador anterior, se propuso que el gas limpio que sale por el tope del recipiente V-0270, sea regulado a través de una válvula de control de presión y sea enviado al cabezal recolector de alivio y venteo de las nuevas instalaciones (6 pulg-VS-5143-BA) para luego ser conducido al cabezal principal de alivio y venteo de la Planta (20 pulg -VS-500-H). por otro lado, en caso de alta presión en la salida del tope del V-0270 ésta sea detectada por el interruptor y monitoreada en la sala de control por PAH-0270, con indicación local PI-0270.

Protección por Sobrepresión

El Separador Bifásico V-0270 se encuentra protegido por las válvulas de alivio PSV-0270A/B, una respaldo de la otra, ajustadas a 85 lpcm (presión de diseño del recipiente), encargadas de prevenir el colapso del equipo en caso de sobrepresión. La acción de dichas válvulas permiten desplazar los vapores de hidrocarburo hacia el cabezal de alivio y venteo existente en la Planta, compensando así el incremento de la presión interna del recipiente, como consecuencia de un aumento del nivel en el equipo por bloqueo de líneas de descarga, calentamiento del mismo (fuego en el recipiente o áreas adyacentes) o cualquier otra contingencia que genere sobrepresión y sea un riesgo potencial para el sistema.

Monitoreo de Presión

El recipiente V-0270 cuenta con un indicador local de presión PI-0270, el cual tiene asociada una señal de alarma en Sala de Control por alta presión interna en el recipiente (PAH-0270), lo que permite conocer las condiciones en tiempo real y actuar en caso de contingencia. Nota: Es importante resaltar que el sistema de

protección y control para el manejo de líquidos del separador trifásico V-0210 funciona en forma homóloga al bifásico V- 0270.

4.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MANEJO DE CONDENSADOS Y LAS NUEVAS INSTALACIONES A INCORPORAR

Conocido el funcionamiento del sistema recolector de drenaje de la Planta de Extracción Jusepín, de las características propias de la instalación e infraestructura de los equipos que conforman cada sistema que lo componen y siendo ésta Planta la que envía mayor volumen de líquidos a los módulos de producción, los cuales convergen en un múltiple de recolección de líquido, que al mezclarse generan un caudal de 1566.99 BNPD; se realizó el análisis al sistema, arrojando como resultado el requerimiento de colocación de un (1) nuevo sistema recolector de los líquidos efluentes de los procesos denominado “Sistema de Manejo de Condensados” al cual se conectarán los drenajes tanto del lado hidrocarburo como del lado glicol de las nuevas instalaciones y de las ya existentes, asociadas al Sistema de Deshidratación de Gas y de regeneración de glicol.

4.3.1 Descripción del Proceso del Sistema de Manejo de Condensados y Nuevas Instalaciones

El Sistema recolectará en el nuevo recipiente V-5110, los condensados provenientes del nuevo Separador V-0210, ubicado aguas abajo de las torres contactoras de glicol (T-1150/1160), que por su naturaleza no pueden ser descargados al sistema de drenaje abierto. Las corrientes líquidas del lado hidrocarburo, obtenidas por el fondo de Separador Trifásico V-0210 y la corriente de glicol, obtenida por el fondo del Separador Bifásico V-0270, salen por control de nivel de los mismos y se envían a través de cabezal recolector 2pulg-PL-0276-BJ, al recipiente Acumulador de Condensados V-5110, donde se almacenan para su posterior disposición.

En el recipiente V-5110 se realiza la separación de las tres fases posibles gas / glicol / hidrocarburo. El glicol arrastrado es retenido en la bota decantadora, desde donde es retirado de forma manual, por medio de la apertura de la válvula de globo ubicada en la línea 2pulg-DG-5134-BJ, para su disposición final en el Tanque Sumidero de Glicol (existente). Por su parte, el hidrocarburo es mantenido en el cuerpo del recipiente en espera de que se acumule suficiente volumen de líquido para su posterior disposición en la Estación de Flujo (Módulos de Producción).

Las bombas P-5110 A/B operan bajo la filosofía de principal y respaldo, de manera discontinua, disponiéndose del 100% de la capacidad de cada una de ellas. Una vez que el nivel de líquido descienda hasta 9pulg, se detiene automáticamente el funcionamiento de la bomba alineada como principal, evitándose, de esta manera, la pérdida del sello de líquido en el recipiente de succión (V-5110). En el Apéndice G puede observarse el plano producto de esta descripción.

4.3.2 Estimación de la Composición de la Corriente de Líquidos Provenientes de los Separadores V-0210 y V-0270

En la Tabla 4.4 se muestra la fracción molar de la corriente de condensados, proveniente de los nuevos recipientes V-0210 y V-0270 instalados en el área de deshidratación con glicol. La misma fue obtenida por simulación del nuevo sistema y constituye la alimentación principal al sistema de manejo de condensados pesados.

Tabla 4.4 Composición Corriente de Condensados – Nuevas Instalaciones

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Componente	Fracción Molar (Caso Operación Normal)	Fracción Molar (Caso Mala Operación en V-0210)
C0 ₂	0.0185	0.0017
H ₂ S	0.0006	0.0002
C ₁	0.0040	0.0001
C ₂	0.0123	0.0002
C ₃	0.0836	0.0015
I-C ₄	0.1631	0.0035
N-C ₄	0.4864	0.0117
I-C ₅	0.0379	0.0013
N-C ₅	0.0567	0.0021
N-C ₆	0.1162	0.0061
N-C ₇	0.0208	0.0014
H ₂ O	0	0.1949
TEG	0	0.7753
Sumatoria	1.000%	1.000%

Tal como se observa en la Tabla 4.4 las fracciones molares de H₂O y TEG son iguales a cero en el caso de operación normal de los equipos pertenecientes al nuevo tren de separación, lo que indica que el arrastre es igual a cero (0) y el nivel de operación es eficiente en las nuevas instalaciones. En las simulaciones realizadas también se manejó el caso de contingencia de mala operación del separador V-0210, y de las cuales resultó lo siguiente:

- Caso Operación Normal: 179.4 lb/hr (Provenientes del V-0210)
- Caso Mala Operación en el V-0210: 3.6 lb/hr (Provenientes del V-0210) + 4635.2 lb/hr (Provenientes de V-0270)

- Presión y Temperatura: 34.7 lpcm y 41.4°F (Caso Normal) / 95°F (Caso Arrastre)

Siendo los caudales a manejar del Sistema de Manejo de Condensados de nuevas instalaciones:

- Hidrocarburos: 2.616 BNPD (@ P y T)
- Gas: 0.0074 MMPCND
- Glicol Rico: 281.8 BNPD (@ P y T)

4.3.3 Funcionamiento del Acumulador de Condensados V-5110 y de las 2 Bombas de Condensados Pesados P-5110 A/B

El V-5110 es un (1) recipiente trifásico cuyas dimensiones permiten la separación de la corriente de glicol de la corriente de condensados, por efecto de gravedad. Una vez separados los condensados se envían por medio de las nuevas bombas P-5110 A/B, a la estación de flujo existente (Módulos de Producción), mientras que el glicol es enviado al “Tanque Sumidero” existente en la Planta. Este acumulador se encuentra protegido por válvulas de alivio, donde una es respaldo de la otra, ajustadas a 85 lpcm de presión.

4.3.4 Funcionamiento de las Bombas de Condensado, P-5110 A/B

Las bombas de condensado P-5110 A/B fueron propuestas para retirar el producto del fondo del recipiente acumulador de condensados V-5110, operando una (1) en forma continua y la otra de respaldo. Las mismas pueden ser arrancadas localmente y la parada será local ó remota, a través del pulsador de parada

configurado desde el sistema de control distribuido (SCD) y desde el cuarto de cajas de motores (CCM) de las bombas.

Se tiene indicación en el SCD de las siguientes señales de condición: Falla, encendido, apagado, operación automática y de mantenimiento. Adicionalmente, se tiene el monitoreo local de la presión de descarga de dichas unidades, mediante los indicadores locales de presión, IP-5111/5112. Con la finalidad de evitar el deterioro desigual en las bombas P-5110 A/B, siendo una buena practica de mantenimiento desgastar una mas que la otra para evitar una falla simultanea; en condiciones normales las mismas serán operadas de manera alterna, es decir, si durante el primer requerimiento de bombeo operó la bomba P-5110 A y la P-5110 B se mantuvo como respaldo, cuando se requiera nuevamente el desalojo de los líquidos contenidos en el recipiente V-5110, el sistema de control debe seleccionar la bomba P-5110 B como principal manteniendo la P-5110 A como respaldo.

Asimismo se planteó que el arranque de la bomba que se encuentra en respaldo se hará manual, cuando sea requerido por razones de mantenimiento o mal funcionamiento de la bomba que se encuentra en servicio. La operación de las bombas P-5110A/B se hará en función de la señal enviada por el transmisor LT-5110, el cual activará las alarmas de nivel LAH-5110, que da lugar al arranque automático de las bombas, y LAL-5110, que detiene estos equipos. De igual forma se propuso que ambas bombas cuenten con un sistema que dé acción al paro de emergencia de la bomba que esté en funcionamiento, determinada por el interruptor de muy bajo nivel de liquido LSSL-5113 del recipiente, el cual envía una señal al PLC del Sistema de Parada de Emergencia, produciéndose una alarma por muy bajo nivel (LALL-5113) en el SCD que dará acción al paro de emergencia de la bomba que esté en funcionamiento, asimismo sería recomendable instalar un controlador para alto - alto nivel de líquido que haga arrancar la bomba de respaldo. En caso de baja presión en la succión de las bombas P-5110A/B, se activará el interruptor de presión respectivo

PSL-5110A/B, produciendo el paro de emergencia de la bomba y la alarma respectiva en el SCD (PAL-5110A/B).

Adicionalmente se planteó que cada bomba esté provista de una alarma sumariada por falla del motor y con un indicador de operación local/remota. Todas estas señales son monitoreadas a distancia a través del sistema de control distribuido (SCD). Así mismo cada una de las bombas, cuenta con un (1) interruptor manual para la parada/arranque y un (1) selector de operación local o remota para labores de mantenimiento ubicados en el panel de control local de las mismas HS-5110A (bomba P-5110 A) y HS-5110 B (bomba P-5110 B). Las bombas cuentan con un (1) sistema de recirculación con el fin de prevenir sobrecalentamiento cuando se produce una restricción de flujo en las líneas de descarga, este sistema consiste en válvulas de recirculación automática FCV-5110 y FCV-5111, colocadas en las líneas de recirculación hacia el recipiente V-5110. En la Figura 4.1 Pág. 70 se observa la ubicación de las bombas junto a su sistema de control.

En la Tabla N°4.5 pueden observarse los parámetros de operación de las bombas de condensado. En las tablas 4.6 y 4.7 Pág. 68 y 69, se muestran los datos calculados para los arreglos de succión y descarga de las bombas P-5110. Y en el Apéndice G se observa la secuencia de operación del Acumulador y la bombas de condensados.

Nota: El NPSH requerido por la bomba seleccionada debe ser 3 pies por debajo del NPSH disponible especificado. En vista de que este último es muy bajo se recomienda el uso de bombas verticales tipo Can, cuya característica principal es la flexibilidad debido a su diseño de gran eficiencia por etapa, concepto modular multietapa, dependiendo de sus requerimientos de altura total de cabeza, para asegurar servicio continuo.

Tabla 4.5 Parámetros de las Bombas de Condensado P 5110 A/B

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Parámetro	P-5110 A/B bombas de condensado
Caudal de diseño	55 gpm
Caudal de operación	50 gpm
Presión de descarga	174.2 lpcm
Presión diferencial	168.9 lpcm
Cabezal diferencial	632.5 pie de liq.
Presión de Cierre	289.4 lpcm
Potencia del Motor	11.13 HP (estimado)
NPSH disponible Calculado	0,305 lpcm
NPSH disponible Especificado	0,277 lpcm

Tabla 4.6 Parámetros de Succión de las Bombas de Condensado P 5110 A/B

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Datos del arreglo a la succión	
Presión.Oper.Recip.Succión	19,7 psi
Máx. Presión de Operación	99,7 psi
D.I. Ramal Succión	15,25 pulg
Longitud.Ramal Succión	0
D.I. Cabezal Succión	2,9 pulg
Longitud. Cabezal Succión	17 pie
D.I. Ramal Succión	2,9 pulg
Longitud.Ramal Succión	6,5 pie

Tabla 4.7 Parámetros de Descarga de las Bombas de Condensado P 5110 A/B

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Datos del arreglo a la descarga	
Presión recipiente de descarga	164,7 psia
D.I.Cabezal Descarga	1,939 pulg
Longitud.Cabezal Descarga	346 pie
D.I.Ramal Descarga	1,939 pulg
Longitud.Ramal Descarga	8,5 pie



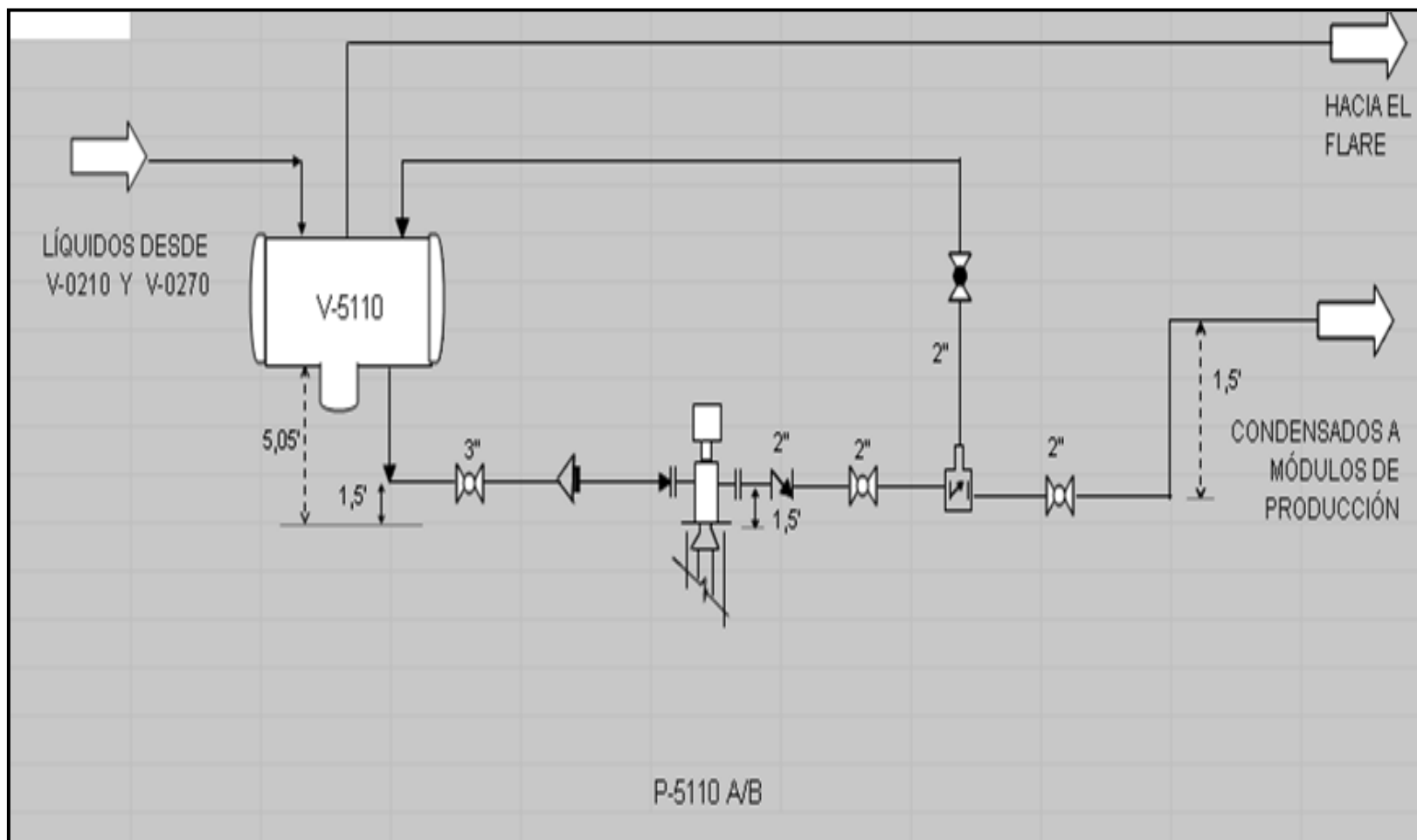


Figura 4.1 Diagrama de Ubicación de las Bombas de Condensado P 5110 A/B

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

4.3.5 Análisis de la Simulación Conjunta de los Sistemas de los Nuevos Equipos de Regeneración de Glicol y Manejos de Condensados

De la simulación realizada a los nuevos equipos V-0210, V-0270, V-5110 y P-5110 A/B y utilizando como ecuación de estado de Peng-Robinson, se evaluó el funcionamiento dentro del contexto operacional (presión y temperatura) de las instalaciones existentes, pero ahora considerando la obtención de líquidos (glicol) en el separador V-0270 (caso arrastre), lo que afectaría significativamente la operación. Para lo que fue necesario realizar varias corridas tomando en cuenta diversos escenarios en cuanto a la relación de arrastre de líquidos (condensado/glicol) en el gas de salida del V-0210 se refiere.

La corrida finalmente validada fue la que determinó el dimensionamiento del V-0270, considerando un volumen de líquido entre el nivel bajo-bajo y alto-alto de 16 pie³ (valor mínimo establecido, tomando como referencia a la Planta de Extracción Santa Bárbara). En el Apéndice D pueden observarse los resultados de las simulaciones en el diagrama de flujo de proceso donde se muestra el esquema de control considerado para una operación segura y eficiente de la Planta. En las tablas 4.8 y 4.9 Pág. 96 y 97 el resumen del balance de masas, que contiene las características de las corrientes de alimentación, intermedias y productos acabados.

En la primera tabla, se presenta en forma resumida las propiedades de las líneas principales asociadas a cada uno de las evaluaciones realizadas en el caso de operación normal del sistema, considerando que no se obtienen líquidos (condensados/glicol) en el separador V-0270 y por ende no afecta negativamente el funcionamiento del trifásico V-5110. En la tabla 4.5 los valores representan el balance de masa en caso de falla operacional en el V- 0210, el cual fue considerado para el diseño del V-5110.

4.3.6 Sistema de Control y Protección para el Manejo de Líquidos Condensados en el Separador Bifásico V- 5110

Conocidas las dimensiones del separador, su funcionamiento a través de los cálculos realizados utilizando las ecuaciones del apéndice E y verificando los datos y variables operacionales como presiones y caudales a manejar por el sistema de manejo de condensados de las nuevas instalaciones fue definido el sistema de protección y control de operaciones de manejo de condensados que permita un rango de operaciones eficiente y segura las cuales funcionan de manera homóloga al de los separadores trifásico V-0210 y bifásico V-0270.

4.3.7 Cálculos para el Acumulador V-5110

Los cálculos para el separador trifásico con bota V-5110 dieron como resultados las dimensiones que pueden observarse en la Tabla 4.8 y los cuales fueron obtenidos utilizando un procedimiento homólogo al detallado en el Apéndice E.

Tabla 4.8 Parámetros del Acumulador de Condensados V-5110

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

Parámetro	V-5110 Acumulador de Condensados Pesados
Diámetro Interno	Cuerpo : 4 pie – 0 pulg Bota : 1 pie – 8 pulg
Longitud o Altura T/T	Cuerpo: 10 pie – 0 pulg Bota: 4 pie – 3,2 pulg
Diámetro Boquilla de Entrada	2 pulg

Continuación Tabla 4.8

Parámetro	V-5110 Acumulador de Condensados Pesados
Diámetro Boq. Salida de Gas	2 pulg
Diámetro Boq. Salida Líquido Liviano (HC)	2 pulg
Diámetro Boq. Salida Líquido Pesado (Glicol)	2 pulg
Condiciones Operación	20 lpcm/ 41 °F
Condiciones Diseño	85 lpcm/ 176 °F

4.4 DIAGNÓSTICO DE LAS CONDICIONES ACTUALES DE LA PLANTA Y LOS PROCESOS OPERACIONALES QUE FUNDAMENTEN LA MODIFICACIÓN A LA RED DE DRENAJE CERRADO

A través del diseño del proceso y el diagnóstico realizado en el capítulo anterior acerca de la complejidad de las características del sistema de red de tuberías aéreas, los requerimientos de servicio y el número de equipos involucrados, así como la flexibilidad operacional, facilidades de mantenimiento e inspección, los aspectos inherentes a la seguridad y protección ambiental, normas aplicables al tipo de instalación y la posibilidad de implantar con éxito el diseño, que sea compatible con el proceso actual, sin afectarlo y sin añadir problemas operacionales. El sistema de drenaje cerrado recibe actualmente los drenajes de los equipos de la planta que, por su naturaleza, no pueden ser descargados a los drenajes abiertos; como son: El drenaje proveniente de los equipos asociados al sistema de propano, sistema de compresión de gas residual, sistema de filtración de gas deshidratado y nuevas instalaciones en el área de deshidratación de gas con glicol, los cuales son conducidos al sistema de drenaje cerrado de la Planta, vía soporte de tubería elevada.

4.4.1 Descripción del Sistema Atmosférico de Drenaje Cerrado

La Planta de Extracción Jusepín cuenta con un sistema atmosférico de drenaje cerrado que recibe los hidrocarburos líquidos de los equipos que la conforman, después que han salido de operación y han sido despresurizados. Actualmente, y como consecuencia directa del crecimiento de la Planta, las tuberías asociadas al sistema de drenaje presentan fugas de vapor (vapor producto de la expansión ocurrida al manipular las válvulas de drenaje) ocasionando inoperabilidad parcial del sistema por riesgos potenciales en contra de la seguridad, tanto del personal como de la Planta en sí.

Por otro lado, en el diseño original de la Planta se contempló la colocación de un sistema de calentamiento con metanol a nivel del KOD V-3310. Dicho sistema es un circuito cerrado que transfiere calor y evapora los líquidos almacenados en el KOD, a través de un intercambiador interno, a fin de que sean dispuestos al Sistema de Drenaje Cerrado (por diseño, el sistema de drenaje cerrado está limitado a recibir líquidos/drenajes por encima de -20°F). Aunque su función principal de calentamiento es evaporar los líquidos, se ha observado que, bajo algunas contingencias, el calentamiento y la consecuente evaporación no son suficientes, produciéndose un aumento en el nivel de líquidos del KOD por encima del alto-alto nivel, causando la parada de Planta. Además, se han presentado problemas de congelamiento de la parte inferior externa del KOD, así como de las líneas asociadas, recurriéndose a la utilización del agua contra incendios para solventar dicha situación. Asimismo, el Sistema de Drenaje Cerrado consta de:

- Un (1) Recipiente Colector de Drenaje Cerrado, (V-1840), llamado en Planta Separador API.
- Una (1) Bomba (P-1820), para el agua de desecho del Separador.

- Una (1) Bomba (P-1810), para hidrocarburos de desecho que envía éstos al Tanque TK-1800.
- Una (1) Bomba de Sumidero (P-1830), del “sump” de la Fosa donde está ubicado el "Separador API".
- Un (1) Tanque (TK-1800) para hidrocarburos de desecho.

El Sistema también posee dos (2) cabezales principales que recolectan los drenajes de la Planta y los descargan al recipiente colector de drenaje V-1840. Estos cabezales son, de 4 pulg (cabezal existente de drenaje cerrado antes de la expansión de la Planta), y de 6 pulg (cabezal de drenaje cerrado del área nueva de procesos). La operación es manual y sólo uno o dos equipos son drenados simultáneamente.

4.4.1.1 Subsistemas que Conforman el Sistema Atmosférico de Drenaje Cerrado

Sistema de Drenaje Cerrado de Hidrocarburos Pesados-Área de Deshidratación con Glicol

El sistema de drenaje cerrado de hidrocarburos pesados del área de deshidratación con glicol tiene los siguientes equipos: Separadores trifásicos gas/hidrocarburos líquidos/glicol (V-1210 A/B/C).

Sistema de Drenaje Cerrado de Líquidos Fríos.

Conformado por los equipos siguientes, ya existentes:

- V-0650- Tratador regenerador lavador de gases
- V-1930A/B –Depurador de succión de propano

- C-1900 A/B – Compresor refrigerador de propano
- E-1350 – refrigerador del gas de entrada
- V-1950 – Acumulador de propano
- F-1940 – Secador de propano
- V-1940 –Economizador de propano
- V-1960 A/B- Depurador economizador de succión

Sistema de Drenaje Cerrado de Hidrocarburos Livianos

El cual contiene los equipos siguientes:

- V-0230 – Depurador de salida del contactor de glicol
- V-1640 A/B – 2^{da} estación de aspiración y depuración
- V-0120 A/B – Aspirador y depurador del gas residual
- F-0260 A/B – Filtro de salida
- F-0240 A/B – Separadores de entrada a los filtros de gas deshidratado
- V-0210 – Separador trifásico (nuevo)
- V-0270 – Separador bifásico (nuevo)
- V-5110 – Acumulador de condensados (nuevo)

En el Apéndice H puede observarse el esquema de recolección que conforma la red de drenaje cerrado.

4.4.2 Sistemas Escogidos para ser Segregados

Una vez determinados los sistemas y equipos que conforman la red de drenaje cerrado y basados en las características de los mismos, se realizó la selección de las corrientes de drenaje a ser segregadas tomando en cuenta los flujos de drenaje de cada sistema a fin de lograr la instalación de redes de recolección independientes al sistema actualmente instalado, y teniendo como prioridad principal en el diseño la colocación de tuberías aéreas.

4.4.2.1 Flujos de Drenaje

Conocidas las condiciones de operación, se seleccionaron los valores menos favorables por sistema, considerando que el sistema de propano será drenado al KOD V-3310 y los restantes serán dispuestos a la Fosa API.

- Sistema de Compresión de Gas Residual: 158.6 galones
- Sistema de Propano: 1616 galones
- Sistema de Filtrado de Gas Deshidratado: 386 galones
- Nuevas Instalaciones en el Área de Deshidratación: 6173.4 galones.

Presión y Temperatura:

- Sistema de Compresión de Gas Residual: 350.3 lpcm y 120 °F
- Sistema de Propano: 245.3 lpcm y 120 °F
- Sistema de Filtrado de Gas Deshidratado: 84 lpcm y 104 °F
- Nuevas Instalaciones en el Área de Deshidratación: 85 lpcm y 104 °F.

Con base a esto, los sistemas escogidos para ser segregados son:

- **Sistema de Propano:** Se instalará una red independiente para la recolección de los drenajes asociados a los equipos que conforman este sistema, considerando como disposición final el KOD V-3310, actualmente instalado en Planta.
- **Sistema Compresión de Gas Residual:** Se instalará una red independiente para la recolección de los drenajes asociados a todos los equipos que conforman este sistema, manteniendo como disposición final el recipiente V-1840 (Fosa API).
- **Sistema de Separación y Filtrado de Gas Deshidratado:** Se instalará una red independiente para la recolección de los drenajes asociados a este sistema (separador y filtros ubicados aguas arriba y aguas abajo del sistema de deshidratación por tamices moleculares), manteniendo como disposición final el recipiente V-1840 (Fosa API). La disposición final se realizará a través del cabezal principal de recolección de drenaje del sistema de compresión de gas residual.
- **Nuevas Instalaciones en el Área de Deshidratación de Gas con Glicol:** Se instalará una red independiente para la recolección de los drenajes asociados a estas nuevas instalaciones, considerando como disposición final el recipiente V-1840 (Fosa API). La disposición final se realizará a través del cabezal principal de recolección de drenaje del sistema de compresión de gas residual.

La selección de los equipos a ser drenados fue realizada en reunión conjunta con el personal de la Planta de Extracción Jusepín, PDVSA ingeniería y SEIICA Consultores, C.A. en reunión efectuada el 09/03/2010. Los valores fueron calculados considerando el diámetro del recipiente y como altura máxima, el nivel alto-alto. Esta distribución puede observarse en el diagrama de procesos del Apéndice H.

4.4.4 Caudales de los Equipos Asociados a los Sistemas Escogidos para Realizar la Segregación

A través de la caracterización de la alimentación del patín de regeneración, proveniente de cada sistema, se determinaron los caudales procedentes de cada equipo que lo conforma. En las Tablas siguientes pueden observarse los nombres, códigos así como el volumen en galones que manejan cada uno de los equipos que conforman los sistemas a ser segregados.

La Tabla 4.9 muestra los nombres así como el caudal que manejan cada uno de los equipos que conforman el sistema de propano, alcanzando un caudal total de 4964.4 gal/min.

Tabla 4.9 Caudales Provenientes del Sistema de Propano A/B.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

SISTEMA DE PROPANO	
EQUIPOS	CAUDAL (gal/min)
V-0650 – L.P.G.TRAT. REGENERADOR Y LAVADOR DE GASES	249.9
E-1350 – ENTRADA AL REFRIGERADOR DE GAS	312.3
V-1930 A – TRAT. REGENERADOR LAVADOR DE GASES	554

SISTEMA DE PROPANO	
V-1960A – ECONOMIZADOR DEL DEPURADOR DE SUCCION	78
SISTEMA DE PROPANO	
C-1900 A –PATIN COMPRESOR DE PROPANO (GT-1901A –CONDUCTOR DE TURBINAS DE GAS)	182
V-1930 B – DEPURADOR DE SUCCION DE PROPANO	554
V-1990B (V-1960B) – ECONOMIZADOR DEL DEPURADOR DE SUCCION	78
C-1900 B – PATIN DE COMPRESION DE PROPANO (GT-1910B – CONDUCTOR DE TURBINAS DE GAS)	182
V-1940 – ECONOMIZADOR DE PROPANO	108.2
F-1940 – SECADOR DE PROPANO	1616
V-1950 – ACUMULADOR DE PROPANO	1055

Tabla 4.10 Caudales Provenientes del Sistema de Compresión de Gas Residual.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS RESIDUAL	
EQUIPOS	CAUDAL (gal/min)
V-0120A –PRIMERA ETAPA DEL DEPURADOR DE SUCCION	158.6
(C-0130A –PRIMERA ETAPA DE COMPRESION DE GAS RESIDUAL)	
SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS RESIDUAL	
(C-0160A –SEGUNDA ETAPA DE COMPRESION DE GAS RESIDUAL)	158.6
V-0120B – PRIMERA ETAPA DEL DEPURADOR DE SUCCION	158.6
(C-0130B -COMPRESOR DE GAS RESIDUAL)	
(C-0160B – SEGUNDA ETAPA DE COMPRESION DE GAS RESIDUAL)	
V-1630A – PRIMERA ETAPA DEL DEPURADOR DE SUCCION	52.9
(C-1600A – COMPRESOR DE GAS RESIDUAL)	
V-1630B – PRIMERA ETAPA DEL DEPURADOR DE SUCCION	52.9
(C-1600B – COMPRESOR DE GAS RESIDUAL)	
V-1640A – SEGUNDA ETAPA DEL DEPURADOR DE SUCCION	36.7
(C-1610A – COMPRESOR DE GAS RESIDUAL)	
(GT-1620A – CONDUCTOR DE TURBINAS DE GAS)	

SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS RESIDUAL	
V-1640B – SEGUNDA ETAPA DEL DEPURADOR DE SUCCION (C-1610B –(COMPRESOR DE GAS RESIDUAL) (GT-1620B – CONDUCTOR DE TURBINAS DE GAS)	36.7

La Tabla 4.10 muestra los nombres, volúmenes que manejan los equipos que conforman el sistema de compresión de gas residual, alcanzando un caudal total de 496.4 gal/min.

Tabla 4.11 Caudales Provenientes del Sistema de Separación y Filtrado de Gas Deshidratado.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

SISTEMA DE SEPARACION Y FILTRADO DE GAS DESHIDRATADO	
EQUIPOS	CAUDAL (gal/min)
V-0230 – DEPURADOR DE SALIDA DE LA CONTACTORA DE GLICOL	386
F-0240 A/B – FILTRO DE ENTRADA DE GAS A DESHIDRATACION/SEPARADORES	386
F-0260 A/B – TOMA DE FILTROS DE SALIDA	386

En la Tabla 4.11 pueden observarse los nombres, caudales y códigos que manejan los equipos del sistema de separación y filtrado de gas deshidratado, el cual está conformado por 3 filtros depuradores con un caudal total de filtrado de 1158 gal/min.

La Tabla 4.12 muestra los nombres, caudales y códigos que manejan los equipos pertenecientes a las nuevas instalaciones de deshidratación de gas con glicol propuestas en éste proyecto, alcanzando un caudal total de 7573.4 gal/min, siendo este sistema el que maneja mayor volumen de líquidos tanto separados en el proceso como efluentes

Tabla 4.12 Caudales Provenientes de las Nuevas Instalaciones de Deshidratación de Gas con Glicol.

Fuente: Base de Datos de PDVSA 2006

NUEVAS INSTALACIONES EN EL ÁREA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS CON GLICOL	
EQUIPOS	CAUDAL (gal/min)
V-0210 – SEPARADOR TRIFASICO	539 (LADO HC)
	6173.4 (LADO GLICOL)
V-0270 – SEPARADOR BIFASICO	128.5
V-5110 – ACUMULADOR DE CONDENSADOS	732.5

En concordancia con lo anterior, es importante destacar que el drenaje proveniente de los equipos asociados al Sistema de Compresión de Gas Residual, Sistema de Filtración de Gas Deshidratado y Nuevas Instalaciones en el Área de Deshidratación de gas con Glicol, serán conducidos al Sistema de Drenaje Cerrado de la Planta, vía soporte de tubería elevada. En este sistema se reciben actualmente los drenajes de los equipos de la planta que, por su naturaleza, no pueden ser descargados a los drenajes abiertos.

Antes de iniciarse el drenado de los equipos, se debe decidir cuales equipos serán operados simultáneamente. Posteriormente, se abre de forma manual la válvula de bola y luego la válvula de globo, colocadas en serie en la línea de drenaje asociada a cada equipo, se espera a que el líquido sea desalojado y se cierran nuevamente las válvulas. El tiempo de desalojo del líquido va a depender del caudal a ser drenado.



CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Del estudio realizado se obtuvo los siguientes resultados:

- El sistema de deshidratación de gas con glicol existente tiene limitaciones volumétricas, ya que maneja 350 MMPCND, siendo su potencial 385MMPCND pues los equipos que conforman el tren de deshidratación poseen un nivel de operación deficiente.
- Este trabajo evaluó el sistema de deshidratación de gas con glicol y la red de drenaje cerrado, y sometió a consideración la mejor propuesta que consistió en la incorporación de tres (3) nuevos equipos para efectuar la separación del gas, así como la acumulación y mejor distribución de los líquidos efluentes del proceso.
- Los resultados de esta investigación permitieron verificar que el funcionamiento y operatividad del KOD no es óptimo pues al no alcanzar la temperatura operacional indicada, el calentamiento y la subsecuente evaporación no son suficientes, lo que ocasiona un deficiente desalojo de los líquidos allí contenidos.
- Se verificó la caracterización de los crudos que llegan a CATCJ, a los efectos de poder obtener una mejor calidad de gas producido en este centro.
- El diseño del sistema de deshidratación de gas por absorción con glicol consistió en la incorporación de los separadores trifásicos y bifásico V-0210 y V-0270 respectivamente, así como el acumulador de condensados V-5110, los cuales logran manejar la capacidad real de gas que puede producir la Planta de Extracción Jusepín.

5.2 RECOMENDACIONES

- Antes de proceder a la puesta en servicio de los sistemas se debe verificar el eficiente funcionamiento de todos los servicios de la Planta.
- Verificar que las condiciones de operación estén enmarcadas dentro de los parámetros de Seguridad establecidos por PDVSA.
- Verificar los parámetros básicos de operación (presión y temperatura de todas las líneas y sistemas).
- Cumplir con las rutinas preestablecidas de inspección y seguimiento de los diferentes sistemas, en especial los de protección contra incendio.
- Realizar seguimiento a las variables operacionales de mayor impacto (temperatura, presión, nivel de líquidos, diferencial de presión) en los sistemas de deshidratación y conjuntamente verificar las operaciones que se estén ejecutando (apertura y/o cierre de pozos, variaciones en el caudal manejado, mantenimiento en equipos).
- Revisar las condiciones de los instrumentos que se localizan en campo y realizar ajustes y/o reemplazos si es necesario.
- Ejecutar las propuestas de mejoras a las instalaciones de la Planta de Extracción Jusepín presentadas en este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARIAS, F. (2.006). . *“Guía para su Elaboración”*, Espíteme, Caracas, Venezuela, pp.24-26.
- API (American Pressure Institute) Guide for Pressure – Relieving and Depressuring Systems. API RP 521.
- HICKS, T. (1.998). *“Ingeniería de Plantas Químicas y de Procesos”*. Tomo 3, Sección 6. Tercera edición.
- PDVSA (2.005). *“Manual Básico e Intermedio de Diseño del Grupo Shell”* (Gas/Liquid Separators – Type Selection and Design Rules), OFM 2005- V.1.1.
- PDVSA (2.006). *“Recopilación Técnica Ingeniería de Procesos”*. *Planta de Extracción Jusepín, estado Monagas, Distrito Furrial.*
- PDVSA (1.995). *“Principios Básicos de Diseño de Tambores Separadores”*. PDVSA MDP-03-S-01, Rev. 0 (Junio 1.995).
- PDVSA (1.995). *“Manual de Diseño de Procesos. Guía de Ingeniería”* PDVSA MDP-03-S-03, Rev. 0 (Junio 1.995).
- PDVSA (1.995). *“Procedimientos de Diseño de Separadores Liquido- Liquido-Vapor.”* PDVSA MDP-03-S-05, Rev. 0 (Junio 1.995).
- PINO, F. (2.005) *“Proceso de Compresión y Expansión del Gas Natural”*. Escuela de Ingeniería de Petróleo, UDO Monagas, Venezuela.

PINO, F. (2.006) “*Líquidos del Gas Natural*”. Escuela de Ingeniería de Petróleo, UDO Monagas, Venezuela.

PINO, F. (2.006) “*Proceso de Deshidratación del Gas Natural*”. Escuela de Ingeniería de Petróleo, UDO Monagas, Venezuela.

RAMOS, A. (2.009). “*Optimización de la Descarga de Líquidos Condensados en Planta Compresora Jusepín 9, Extracción Jusepín, Jusepín Profundo, Hacia los Módulos de Producción del Complejo Operativo Jusepín*” (Tesis de Grado). Universidad de Oriente, Venezuela.

ZERPA, C. (2.009). “*Propuesta de Mejoramiento del Proceso de Regeneración de Trietilenglicol en la Planta QE-2 Quiquiere Estado Monagas*” (Tesis de Grado). Universidad de Oriente, Venezuela.

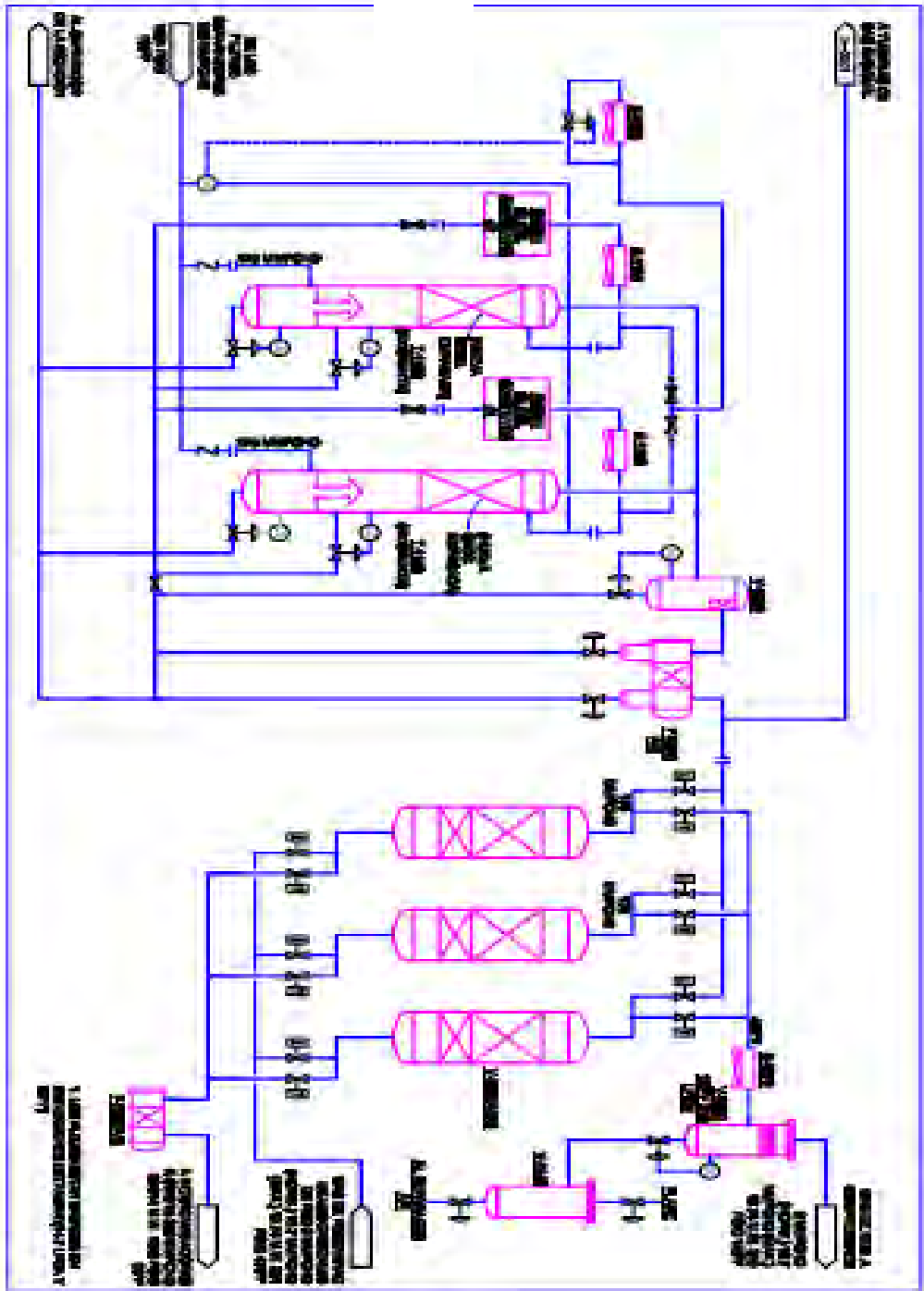


APÉNDICES



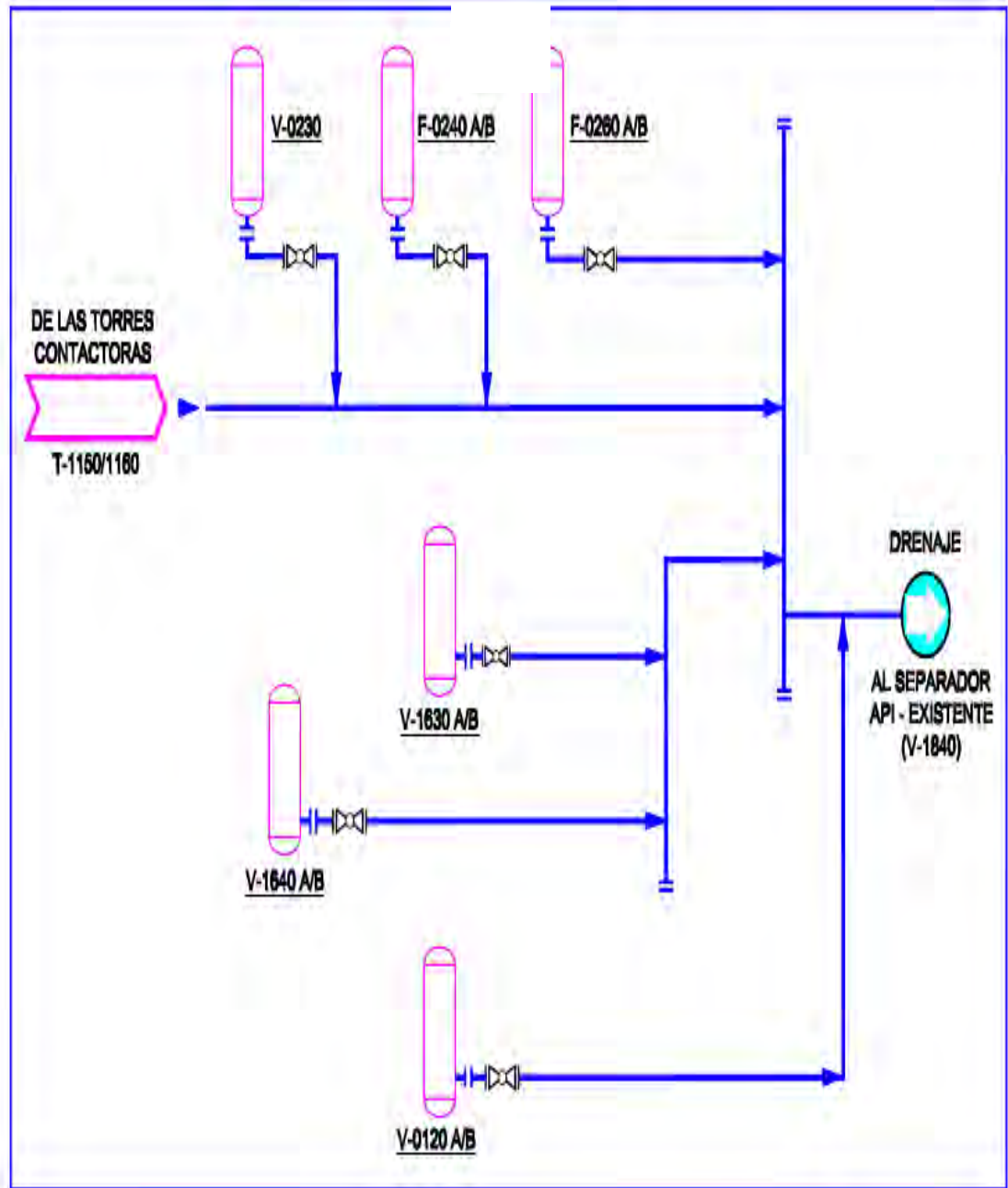
APENDICE A

**DIAGRAMA DEL PROCESO DE DESHIDRATACION DEL GAS
Y FUNCIONAMIENTO DE LAS TORRES CONTACTORAS DE
LA PLANTA DE EXTRACCION JUSEPIN**



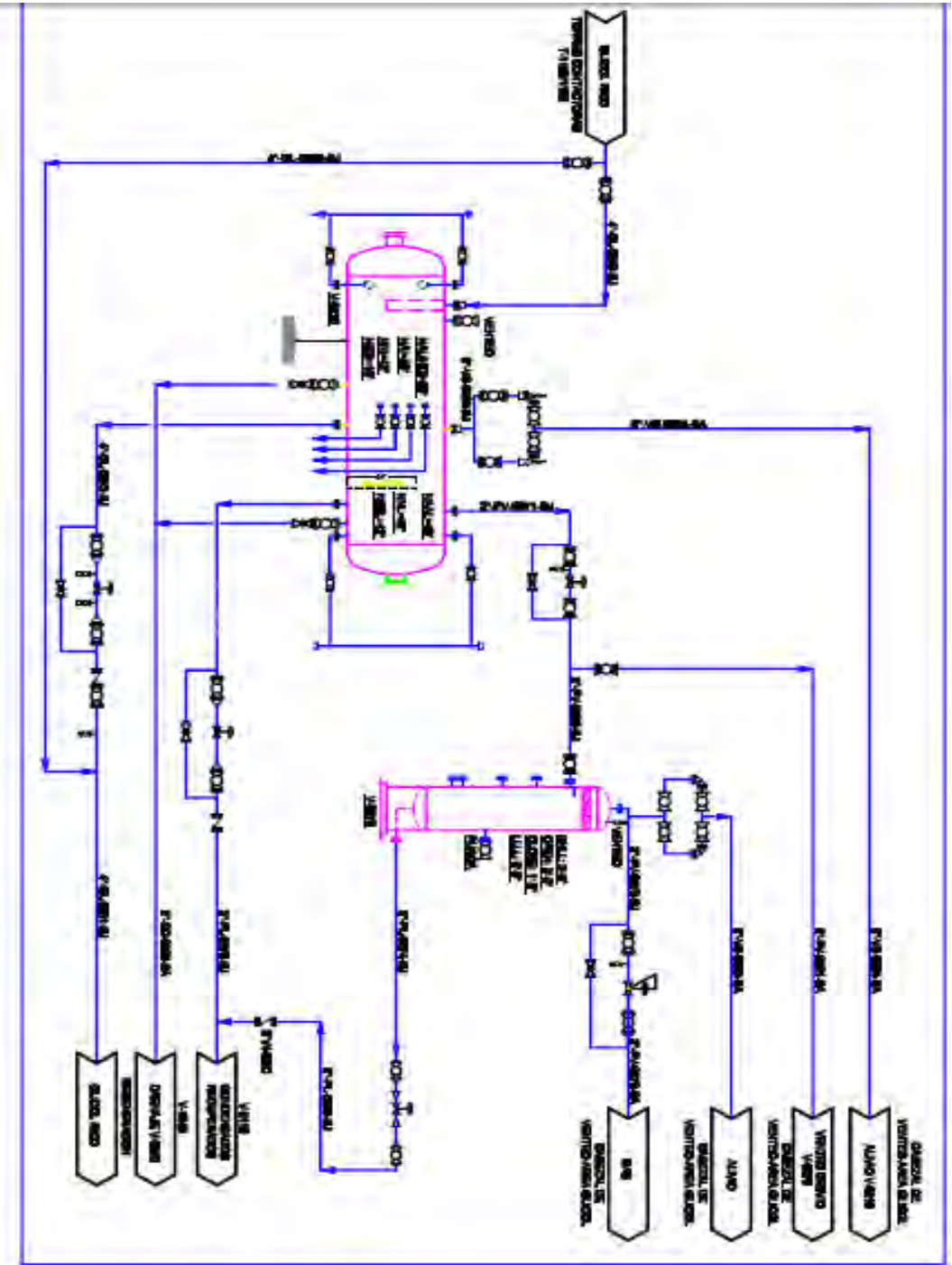


APENDICE B
DIAGRAMA DEL SISTEMA DE REGENERACION DE GLICOL
EXISTENTE



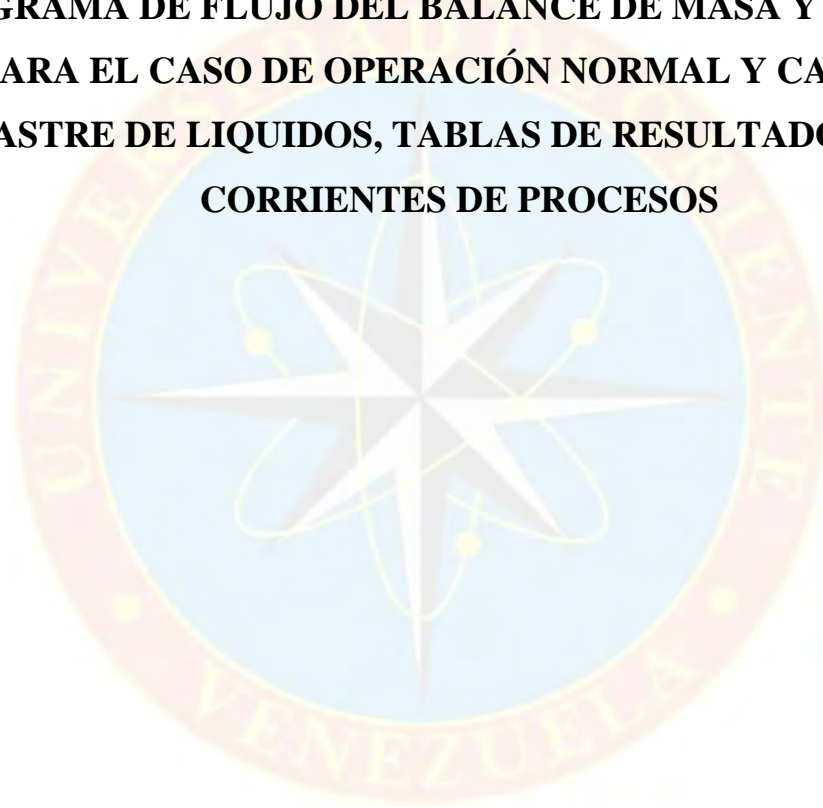
APÉNDICE C
DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESO DEL NUEVO SISTEMA
DE REGENERACION DE GLICOL



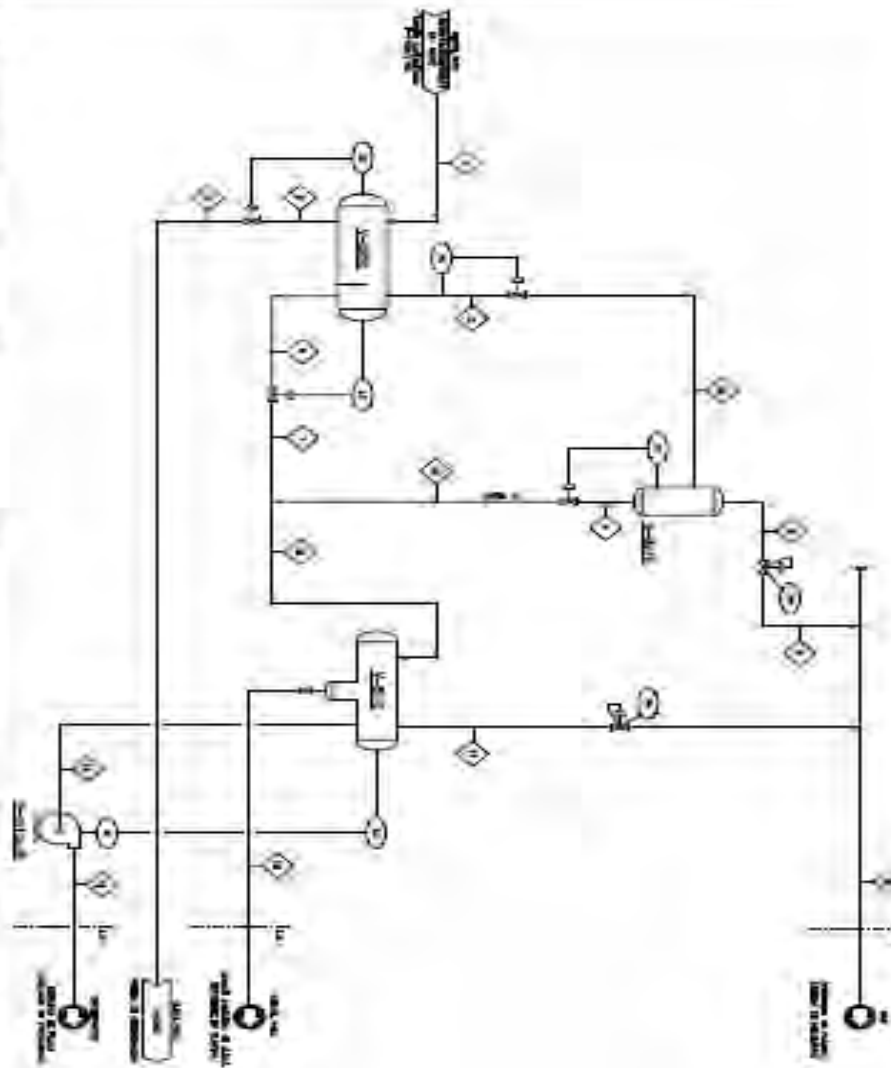


APÉNDICE D

**DIAGRAMA DE FLUJO DEL BALANCE DE MASA Y ENERGIA
PARA EL CASO DE OPERACIÓN NORMAL Y CASO DE
ARRASTRE DE LIQUIDOS, TABLAS DE RESULTADOS DE LAS
CORRIENTES DE PROCESOS**



No.	Description	Unit	Qty.
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10



PROYEKSI 2D
Gambar Sistem tenaga listrik
Sistem tenaga listrik
KONTOUR
No. 1

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CONSIDERANDO EL CASO NORMAL DE OPERACIÓN

Nº CORRIENTE	1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	18	
DESCRIPCIÓN	Glicol Rico de T-1150/1160	Gas del V-0210	Gas del V-0270	Condensados del V-0210	Glicol Rico del V-0210	Condensado a V-5110	Glicol Rico a Regeneración	Gas a Cabezal del Mechurrio	Condensado desde V-0210 y V-0270	Gas del V-5110	Condensados a P-5110 A/B	Glicol Malo	Condensados de P-5110 A/B	Gas a V-0270	Gas a Mechurrio	
FASE	Mixta	Gas	Gas	Líquido	Líquido	Mixta	Líquido	Gas	Mixta	Gas	Líquido	Líquido	Líquido	Gas	Gas	
PROPIEDADES FASE MIXTA																
Flujo Másico (Lb/hr)	38493,9	226,52	226,52	179,38	38088,04	179,38	38088,04	226,52	179,38	40,38	139	0,0000096	139	226,52	266,90	
Flujo Molar (Lbmol/hr)	316,60	4,808	4,808	2,911	308,90	2,911	308,90	4,808	2,911	0,754	2,157	0,0000084	2,157	4,808	5,568	
Temperatura (°F)	104	104	97	104	104	41	104	91	41	41	41	41	42	97	83	
Presión (Psig)	85	85	45	85	85	5	60	5	5	5	5	5	168	45	5	
Fracción Molar de Vapor	0,0152	1	1	0	0	0,2590	0,0001	1	0,2590	1	0	0	0	1	1	
Fracción Molar Líquido Liviano (HC)	0,0092	0	0	1	0	0,7410	0	0	0,7410	0	1	1	1	0	0	
Fracción Molar líquido Pesado (TEG)	0,9756	0	0	0	1	0,0000	0,9999	0	0	0	0	0	0	0	0	
PROPIEDADES FASE GAS																
Flujo Másico (Lb/hr)	226,52	226,52	226,52	N/A	N/A	40,38	1,28	226,52	40,38	40,38	N/A	N/A	N/A	226,52	266,90	
Flujo Estándar Gas (MMSCFD)	0,0438	0,0438	0,0438	N/A	N/A	0,0069	0,0003	0,0438	0,0069	0,0069	N/A	N/A	N/A	0,044	0,0501	
Peso Molecular (lb/lb-mol)	47,11	47,11	47,11	N/A	N/A	53,56	45,68	47,11	53,56	53,56	N/A	N/A	N/A	47,11	47,98	
Densidad (Lb/pie ³)	0,8570	0,8570	0,5006	N/A	N/A	0,2070	0,6011	0,1625	0,2070	0,2070	N/A	N/A	N/A	0,5006	0,1683	
Viscosidad (cP)	0,0100	0,0100	0,0098	N/A	N/A	0,0074	0,0104	0,0095	0,0074	0,0074	N/A	N/A	N/A	0,0098	0,0092	
Factor Z	0,9088	0,9088	0,9447	N/A	N/A	0,9630	0,9420	0,9813	0,9630	0,9630	N/A	N/A	N/A	0,9447	0,9793	
PROPIEDADES FASE LÍQUIDA LIVIANA (HC)																
Flujo Másico (Lb/hr)	179,38	N/A	N/A	179,38	N/A	139	N/A	N/A	139	N/A	139	N/A	139	N/A	N/A	
Flujo Actual Líquido (GPM)	0,63	N/A	N/A	0,63	N/A	0,45	N/A	N/A	0,450	N/A	0,450	N/A	0,450	N/A	N/A	
Flujo Estándar Líquido (BPD)	20,49	N/A	N/A	20,49	N/A	15,72	N/A	N/A	15,73	N/A	15,73	N/A	15,73	N/A	N/A	
Peso Molecular (lb/lb-mol)	61,62	N/A	N/A	61,62	N/A	64,44	N/A	N/A	64,44	N/A	64,44	N/A	64,44	N/A	N/A	
Densidad (Lb/pie ³)	35,62	N/A	N/A	35,62	N/A	38,49	N/A	N/A	38,49	N/A	38,49	N/A	38,57	N/A	N/A	
Viscosidad (cP)	0,1576	N/A	N/A	0,1576	N/A	0,2331	N/A	N/A	0,2331	N/A	0,2331	N/A	0,2321	N/A	N/A	
PROPIEDADES FASE LÍQUIDA PESADA (TEG)																
Flujo Másico (Lb/hr)	38088,04	N/A	N/A	N/A	38088,04	N/A	38086,75	N/A	N/A	N/A	N/A	95770,00	N/A	N/A	N/A	
Flujo Actual Líquido (GPM)	68,76	N/A	N/A	N/A	68,76	N/A	68,78	N/A	N/A	N/A	N/A	1,69E-06	N/A	N/A	N/A	
Flujo Estándar Líquido (BPD)	2318	N/A	N/A	N/A	2318	N/A	2318	N/A	N/A	N/A	N/A	0,0000583	N/A	N/A	N/A	
Peso Molecular (lb/lb-mol)	123,30	N/A	N/A	N/A	123,30	N/A	123,30	N/A	N/A	N/A	N/A	113,6	N/A	N/A	N/A	
Densidad (Lb/pie ³)	69,06	N/A	N/A	N/A	69,06	N/A	69,04	N/A	N/A	N/A	N/A	70,80	N/A	N/A	N/A	
Viscosidad (cP)	21,30	N/A	N/A	N/A	21,30	N/A	21,26	N/A	N/A	N/A	N/A	69,96	N/A	N/A	N/A	

Caso arrastre

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN CONSIDERANDO LA OBTENCIÓN DE LÍQUIDOS EN EL V-0270

Nº CORRIENTE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
DESCRIPCIÓN	Glicol Rico de T-1150/1160	Gas del V-0210	Gas del V-0270	Condensado del V-0270	Condensado del V-0210	Glicol Rico del V-0210	Condensado a V-5110	Glicol Rico a Regeneración	Gas a Cabezal del Mechurrio V-0270	Glicol/Condensado del V-0210 y V-0270	Gas del V-5110	Condensados a P-5110 A/B	Glicol Malo a Tanque Sumidero	Condensados de P-5110 A/B	Condensado del V-0270 al V-5110	Gas y condensado a V-0270	Gas a Mechurrio	
FASE	Mixta	Mixta	Vapor	Líquido	Líquido	Líquido	Mixta	Mixta	Vapor	Mixta	Vapor	Líquido	Líquido	Líquido	Mixta	Mixta	Vapor	
PROPIEDADES FASE MIXTA																		
Flujo Másico (Lb/hr)	38.583,22	5.470,66	371,47	5.099,19	3,59	38.088,04	2,78	38.088,04	N/A	5.101,97	51,81	29,03	5.021,94	29,03	5.099,19	5.470,66	423,28	
Flujo Molar (Lbmo/hr)	317,58	49,03	7,40	41,63	0,06	317,58	0,06	317,58	7,40	41,80	0,85	0,37	40,63	0,37	41,63	49,03	8,25	
Temperatura (°F)	104	104	98	98	104	104	41	104	91	95	95	95	97	97	96	98	91	
Presión (Psia)	100,00	99,70	59,70	59,70	99,70	99,70	19,70	74,70	19,70	19,70	19,70	19,70	19,70	188,70	19,70	59,70	19,70	
Fracción Molar de Vapor	0,02	0,15	1,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,00	0,00	0,02	1,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,18	1,00	
Fracción Molar Líquido (Fase Hidro)	0,01	0,07	0,00	0,03	1,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,01	0,00	1,00	0,00	1,00	0,01	0,03	0,00	
PROPIEDADES FASE GAS																		
Flujo Másico (Lb/hr)	298,20	298,20	371,47	N/A	N/A	N/A	0,810	1,130	371,470	51,811	51,811	N/A	N/A	N/A	51,001	371,470	423,281	
Flujo Estándar Gas (MMSCFD)	0,06	0,058	0,067	N/A	N/A	N/A	0,000	0,000	0,067	0,008	0,008	N/A	N/A	N/A	0,008	0,067	0,075	
Flujo Gas (t3/hr)	347,96	347,96	692,14	N/A	N/A	N/A	3,91	1,88	692,14	245,05	245,052	N/A	N/A	N/A	241,14	692,14	937,189	
Peso Molecular (lb/lb-mol)	47,50	47,50	50,22	N/A	N/A	N/A	53,560	45,680	50,220	60,760	60,760	N/A	N/A	N/A	60,780	50,220	51,360	
Densidad (Lb/pie³)	0,857	0,857	0,537	N/A	N/A	N/A	0,207	0,601	0,174	0,212	0,212	N/A	N/A	N/A	0,212	0,537	0,178	
Viscosidad (cP)	0,01	0,01	0,009	N/A	N/A	N/A	0,007	0,010	0,009	0,008	0,008	N/A	N/A	N/A	0,008	0,009	0,009	
Factor Z	0,91	0,91	0,93	N/A	N/A	N/A	0,963	0,942	0,978	0,964	0,964	N/A	N/A	N/A	0,964	0,933	0,976	
PROPIEDADES FASE LÍQUIDA																		
Flujo Másico (Lb/hr)	38.285,02	5.172,46	N/A	5.099,19	3,59	38.088,04	2,78	38.086,910	N/A	5.050,97	N/A	29,031	5.021,937	29,031	5.048,19	5.099,19	N/A	
Flujo Actual Líquido (GPM)	69,45	9,67	N/A	9,36	0,01	68,761	0,01	68,779	N/A	9,14	N/A	0,092	9,048	0,092	9,13	9,36	N/A	
Flujo Estándar Líquido (BPD)	2.338,49	325,96	N/A	314,08	0,41	2.318,000	0,31	2.318,112	N/A	308,79	N/A	3,086	305,706	3,086	308,48	314,08	N/A	
Peso Molecular (lb/lb-mol)	122,983	120,994	N/A	122,481	61,620	123,300	64,440	123,300	N/A	123,343	N/A	78,820	123,600	78,820	123,367	122,481	N/A	
Densidad (Lb/pie³)	68,888	67,810	N/A	68,337	35,620	69,060	38,490	69,040	N/A	69,078	N/A	39,280	69,250	39,370	69,044	68,337	N/A	
PROPIEDADES FASE LÍQUIDA LIVIANA																		
Flujo Másico (Lb/hr)	196,977	193,387	N/A	74,400	3,590	N/A	2,780	N/A	N/A	29,031	N/A	29,031	N/A	29,031	26,251	74,400	N/A	
Flujo Actual Líquido (GPM)	0,689	0,677	N/A	0,250	0,013	N/A	0,009	N/A	N/A	0,092	N/A	0,092	N/A	0,092	0,083	0,250	N/A	
Flujo Estándar Líquido (BPD)	20,489	20,079	N/A	8,254	0,410	N/A	0,315	N/A	N/A	3,086	N/A	3,086	N/A	3,086	2,771	8,254	N/A	
Peso Molecular (lb/lb-mol)	61,620	61,620	N/A	67,170	61,620	N/A	64,440	N/A	N/A	78,820	N/A	78,820	N/A	78,820	78,870	67,170	N/A	
Densidad (Lb/pie³)	35,620	35,620	N/A	37,080	35,620	N/A	38,490	N/A	N/A	39,280	N/A	39,280	N/A	39,370	39,280	37,080	N/A	
Viscosidad (cP)	0,158	0,158	N/A	0,009	0,158	N/A	0,233	N/A	N/A	0,240	N/A	0,240	N/A	0,239	0,239	0,009	N/A	
PROPIEDADES FASE LÍQUIDA PESADA																		
Flujo Másico (Lb/hr)	38.088,04	4.979,071	N/A	5.024,788	N/A	38.088,04	N/A	38.086,910	N/A	5.021,937	N/A	N/A	5.021,937	N/A	5.021,937	5.024,788	N/A	
Flujo Actual Líquido (GPM)	68,761	8,989	N/A	9,106	N/A	68,761	N/A	68,779	N/A	9,048	N/A	N/A	9,048	N/A	9,048	9,106	N/A	
Flujo Estándar Líquido (BPD)	2.318,000	305,880	N/A	305,827	N/A	2.318,000	N/A	2.318,112	N/A	305,706	N/A	N/A	305,706	N/A	305,706	305,827	N/A	
Peso Molecular (lb/lb-mol)	123,300	123,300	N/A	123,300	N/A	123,300	N/A	123,300	N/A	123,600	N/A	N/A	123,600	N/A	123,600	123,300	N/A	
Densidad (Lb/pie³)	69,060	69,060	N/A	68,800	N/A	69,060	N/A	69,040	N/A	69,250	N/A	N/A	69,250	N/A	69,200	68,800	N/A	
Viscosidad (cP)	21,300	21,300	N/A	23,620	N/A	21,300	N/A	21,260	N/A	24,830	N/A	N/A	24,830	N/A	24,740	23,620	N/A	

Tabla N°D1. Resultados de las simulaciones de los nuevos equipos



APÉNDICE E
MUESTRA DE CÁLCULO PARA EL SEPARADOR BIFASICO V
- 0270

V-0270 - SEPARADOR BIFÁSICO

1.- Cálculo de la Densidad del Gas:

De la ecuación:

$$P*V = Z*n*R*T$$

se obtiene:

$$\rho_{gas} = \frac{P_{op} * PM_{gas}}{Z * R * (T + 460)}$$

Sustituyendo:

$$D = 0,537 \text{ lb/pe}^3$$

donde:

P : Presión de Operación
 Z : Factor de Compresibilidad
 T : Temperatura de operación
 R : Constante de Gases
 PM : Peso Molecular del gas
 ρ Densidad

59,7 lpea
 0,93
 98 ° F
 10,73
 50,22 uma

2.- Cálculo de la Velocidad Crítica (Velocidad Terminal del Gas)

$$V_C = K * \sqrt{\frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_g}}$$

donde:

K : Constante de Arrastre
 ρ_g : Densidad del Gas
 ρ_L : Densidad del Líquido

0,54 lb/pe³
 68,34 lb/pe³

2.a.- Estimación de la Constante y/o Factor de Arrastre

Del Manual de Ingeniería de Diseño, PDVSA N° 90616.1.027 (Mayo, 2004) se tiene lo siguiente:

Valores K para cálculo del tamaño de un Recipiente Vertical:

$$\begin{array}{l} \frac{W_L}{W_G} < 0,1 \quad K = 0,35 \\ 0,1 < \frac{W_L}{W_G} < 1,0 \quad K = 0,25 \\ \frac{W_L}{W_G} > 1,0 \quad K = 0,20 \end{array}$$

donde:

W_L : tasa de flujo de líquido, lb/s
 W_G : tasa de flujo de vapor, lb/s

$$K = \text{Factor de Arrastre} = 0,2$$

En este caso tomamos:

$$K = 0,2$$

Por lo tanto:

$$V_c = 2,25 \text{ pie/s}$$

3.- Cálculo del Área Transversal Requerida para el Flujo de Vapor

$$A_T = \frac{Q_v}{V_v}$$

donde:

Q_v : Flujo de descarga de vapor

V_v : Velocidad del vapor permisible en el recipiente, pie/s

692,14 pie³/hr

3.a.- Estimación de la Velocidad Permisible del Vapor

Según el Manual de Diseño de Procesos PDVSA MDP-03-S-03 (Junio,2005) tenemos:

La velocidad de vapor permisible en el recipiente (V_v) será un porcentaje de la velocidad crítica (o terminal) de acuerdo a lo

siguiente:

a.- "Para cargas líquidas menores de 30 gal/hr*pie², el área de la sección transversal del tambor y de la malla (demister) se debería dimensionar para 150% de la velocidad crítica...", es decir $V_v = 150\%(V_c)$.

b.- "Para cargas líquidas comprendidas entre 30 y 60 gal/hr pie², el área de la sección transversal del tambor y de la malla (demister) se deberían dimensionar para 120% de la velocidad crítica...", es decir $V_v = 120\%(V_c)$.

c.- "Para cargas líquidas mayores de 60 gal/hr *pie², el área de la sección transversal del tambor y de la malla (demister) se deberían dimensionar para 100% de la velocidad crítica...", es decir $V_v = 100\%(V_c)$

Nota:

En este caso se define "carga líquida" como el flujo de alimentación líquida dividido entre el área de sección transversal Del tambor.

Según el Manual de Cálculos para las Ingenierías de Tyler G. Hicks, Tomo 3, Sección 6 (Ingeniería de Plantas Químicas y de Procesos), tenemos:

"Un separador equipado con un eliminador de neblina (demister) puede ser considerablemente más pequeño en diámetro que otro que no lo tiene. De hecho, la práctica de diseño permite pasar por alto el factor de seguridad de 15% ($V_v = 15\%V_c$) y hacer que la velocidad permisible del vapor sea igual a la velocidad crítica (terminal) del Vapor ($V_v = V_c$."

"El procedimiento estándar estipula que la velocidad permisible del vapor (V_v) en un separador será igual a la velocidad crítica (terminal) cuando se utilice un eliminador de neblina (demister), pero V_v no será mayor de 15% de V_c cuando el separador no esté equipado con un eliminador de neblina..."

En nuestro caso tomamos:

$$V_v = 2,25 \text{ pie/s} \quad (V_v = V_c)$$

Por lo tanto:

$$A_T = 0,09 \text{ pie}^2$$

4.- Cálculo del Diámetro del Recipiente (Requerido)

$$D = \sqrt{\frac{4 * A_T}{\pi}}$$

donde:

A_T : Área mínima transversal requerida para el flujo de vapor =

0,09 pie²

$D_{recip} = 0,33$ pie

tomamos: 2,5 pie

5.- Cálculo del Diámetro de las Boquillas:

5.a.- Cálculo de la densidad de la mezcla

$$\rho_{mezcla} = \frac{M_{mezcla}}{V_{mezcla}} = \frac{M_{liq} + M_{gas}}{\frac{M_{liq}}{\rho_{liq}} + \frac{Q_v}{V}}$$

donde:

M_{liq} : Masa de Líquido

5099,2 Lb/hr

M_{gas} : Masa de Gas

371,47 lb/hr

ρ_{liq} : Densidad Líquido

68,34 lb/pie³

Q_v : Flujo de vapor

692,14 pie³/hr

$\rho_{mezcla} = 7,135$ lb/pie³

5.b.- Cálculo de la velocidad en la boquilla de entrada

$$V_{Boquilla\ entrada} = \frac{60}{\sqrt{\rho_{mezcla}}}$$

De la Guía de Ingeniería PDVSA N° 90616.1.027 se tiene que la Velocidad Máxima Permisible en la Boquilla de entrada es de 30 pie/s

$V_{Boq. Ent} = 22,46$ pie/s

5.c.- Cálculo del diámetro de la boquilla de entrada

$$D_{boquilla\ entrada} = 12 * \sqrt{\frac{4 * A_{boq\ ent}}{\pi}}$$

donde:

$A_{boq. ent}$: Área de la Boquilla de entrada, ft²

Necesitamos el Área de la Boquilla:

$$Area_{Boquilla} = \frac{Q_{gas} + (M_{liq} / \rho_{liq})}{V_{Boq\ ent} * 3600}$$

donde:

Q_{gas} : Flujo Vol. de Vapor

692,143 Pie³/hr

M_{liq} : Flujo Másico de Líquido

5099,2 lb/hr

ρ_{liq} : Densidad Líquido

68,34 lb/pie³

$V_{Boq\ ent}$: Velocidad Boq. Ent.

22,46 pie/s

$A_{boq\ ent} = 0,009$ Pie²

Luego:

$D_{boquilla\ entrada} = 1,32$ pulg

Tomamos el diámetro superior:

$$D_{boq. ent} = 2 \text{ pulg}$$

5.d.- Cálculo del diámetro de la boquilla de salida de gas y boquilla de salida de líquido

De la Guía de Ingeniería PDVSA N° 90616.1.027 "Separadores Líquido - Vapor" se obtiene lo siguiente:
 "La velocidad del gas en la boquilla de salida debe ser 60 - 90 ft/seg y la velocidad del líquido de 3 pie/s"

En nuestro caso:

$$\begin{aligned} V_{Boq. Gas} &= 81,9087043 \text{ Pie/s} \\ V_{Boq. Liq.} &= 3 \text{ Pie/s} \end{aligned}$$

Usando las fórmulas del ítem 5.c, tenemos:

$$\begin{aligned} A_{boq. Gas} &= 0 \text{ Pie}^2 \\ A_{boq. Liq.} &= 0,01 \text{ Pie}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} D_{boq. Gas} &= 0,66 \text{ pulg} & D_{boq. Gas} &= 2 \text{ pulg} \\ D_{boq. Liq.} &= 1,13 \text{ pulg} & D_{boq. Liq.} &= 2 \text{ pulg} \end{aligned}$$

(requeridos), tomamos:

6.- Cálculo de la Altura Tangente-Tangente del Recipiente:

Para calcular la altura tan-tan del recipiente, deben determinarse las distancias y/o alturas correspondientes a cada nivel de operación. Además se debe incluir el diámetro de las boquillas ubicadas lateralmente.

6.a.- Distancia entre el Nivel Bajo (LLL) y el Nivel Alto (HLL):

Inicialmente se calcula una altura referencial por medio de la siguiente ecuación (3)

$$H \text{ (pulg)} = 12 * \left(\frac{Volumen}{Area} \right) = 12 * \frac{\left(\frac{M_{liq}}{\rho_{liq} * 60} \right) * t_{retención}}{\left(\frac{\pi * D^2}{4} \right)}$$

donde:

M_{liq} : Flujo Másico de Líquido	5099,2 lb/hr	
ρ_{liq} : Densidad del líquido	68,34 lb/pe ³	
D : Diámetro del Recipiente	2,5 pie	
$t_{retención}$: Tiempo volumen de control	3 min	(ítem 7)



-Para diámetros de recipiente menores o iguales que 2.5 pie (D

≤ 2.5):

* Si H

≥ 18, la distancia entre LLL y HLL esta dada por la siguiente ecuación (4):

$$h = 6 * \text{Entero}\left(\frac{H}{6}\right) + 1$$

* Si H > 18, la altura desde LLL hasta HLL se establece en el valor mínimo permisible

$$h = 18 \text{ pulg}$$

-Para diámetros de recipiente mayores que 2.5 (D > 2.5):

* Si H

≥ (1/3) * D * 12, siendo D el diámetro del recipiente, la distancia entre LLL y HLL esta dada por la ecuación 4.

* Si H < (1/3) * D * 12, siendo D el diámetro del recipiente, la distancia entre LLL y HLL esta dada por la siguiente ecuación (5):

$$h = 6 * \text{Entero}\left(\frac{D * 12}{18}\right)$$

En nuestro caso:

$$h_5 = 18 \text{ pulg}$$

6.b.- Distancia entre el Nivel Alto (HLL) y el Nivel Alto-Alto (HHLL):

Se calcula una altura referencial por medio de la ecuación 3, usando el tiempo para switch alto-alto (item 7)

- Si H

≥ 6, la altura desde HHLL hasta HLL está dada por la siguiente ecuación (6):

$$h = 6 * \text{Entero}\left(\frac{H}{6}\right) + 1$$

- Si H < 6, la altura desde HHLL hasta HLL se establece en el valor mínimo permisible

$$h = 6 \text{ pulg}$$

En nuestro caso:

$$h_4 = 6 \text{ pulg}$$

6.c.- Distancia entre el Nivel Bajo-Bajo (LLLL) y el Nivel Bajo (LLL):

Se utiliza el procedimiento descrito en 6.b.

$$h_6 = 9 \text{ pulg}$$

6.d.- Distancia entre el Nivel Alto-Alto (HHLL) y el BOP Boquilla de entrada

Se calcula una altura referencial por medio de la siguiente ecuación (7):

$$H = 6 * \text{Entero}\left(\frac{12 * D * 0.3}{6}\right) + 6$$

* Si H

≥ 4, la altura entre el nivel alto-alto (HHLL) y el BOP de la boquilla de entrada es igual a H (h₃ = H)

* Si $H < 24$, la altura entre el nivel alto-alto (HHLL) y el BOP de la boquilla es de 24 pulg ($h_3 = 24$ pulg)

En nuestro caso: $h_3 = 12$ pulg

6.f.- Altura del Recipiente:

Altura tan-tan= 104 pulg correspondiente a: 8pie 7,9pulg

7.- Consideraciones Adicionales:

7.a.- Tiempos de Retención Recomendados: (3)

Flujo Bifásico (Gas - Líquido):

API liq: 40 ° o mayor

$t_{ret} = 1.5$ min

API liq: 25 ° - 40 °

$t_{ret} = 3$ min

API liq: 25 ° o menor

$t_{ret} = 5$ min

Flujo Bifásico (Crudo - Agua):

API liq: 35 ° o mayor

$t_{ret} = 3$ min - 5 min

API liq: 35 ° o menor:

Temp

≥ 00 °F

$t_{ret} = 5$ min - 10 min

Temp

≈ 80 °F

$t_{ret} = 10$ min - 20 min

Temp

≈ 60 °F

$t_{ret} = 20$ min - 30 min

(3) Datos tomados del Manual de Ingeniería de Diseño PDVSA N° 90616.1.027 "Separadores Líquido - Vapor"

7.b- Tiempo de Respuesta o Intervención del Operador (Alarma):

Del Manual de Diseño de Procesos PDVSA MDP-03-S-03, Rev. 0, Junio 2005, pag. 6 se obtiene:

"...Se usará como criterio general que el tiempo de respuesta de un operador es de cinco minutos:

esto significa que el tiempo de retención de líquido entre HLL y HHLL (o entre LLLL y LLL) será de 5 minutos" (10 minutos adicionales)


Del Manual de Ingeniería y Diseño del Grupo Shell (Gas/Liquid Separators - Type Selection and Design Rules), pág. 100, se obtiene lo siguiente:

Tiempo entre LLLL y LLL (o entre HLL y HHLL):

1 minuto (acción desde sala de control)

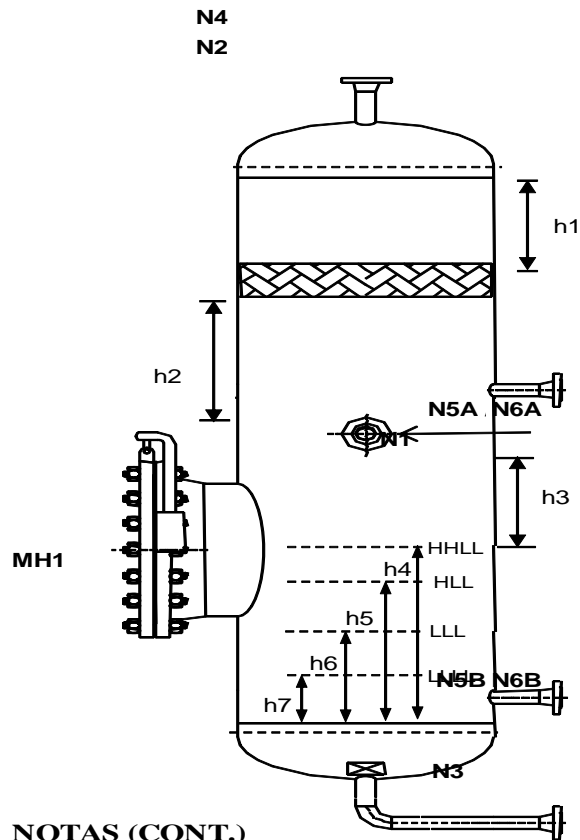
5 minutos (acción fuera de sala de control)

En este caso se consideró un tiempo de retención de 3 minutos (control) y 1 minuto para la intervención del operador (alarma) considerando que la acción del operador será desde sala de control.



APÉNDICE F
RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR
BIFÁSICO V-0270

RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO DEL SEPARADOR BIFÁSICO V-0270. (TOMANDO LOS VALORES DE FLUJO, PROPIEDADES Y CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SIMULACIÓN REALIZADA POR PDVSA).



NOTAS (CONT.)

8. Las dimensiones mostradas del equipo son las mínimas requeridas, revisadas y aprobadas, teniendo como mínimo los valores suministrados.

9. Valor acorde a Norma PDVSA MDP-03-S-03

Dimensiones:

(NOTA 8)

Diametro interno: 2' 6"
Altura tan-tan 8' 7,9"

Boquillas Principales:

Boquilla entrada (N1) 2"
Boquilla sal.gas (N2) 2"
Boquilla sal.liq.(N3) 2"

Alturas de Nivel:

h1: 18"
Espesor Demister: 6" (NOTA 9)
h2: 24"
h3: 12"
h4 (HHLL): 42"
h5 (HLL): 36"
h6 (LLL): 18"
h7 (LLLL): 9"

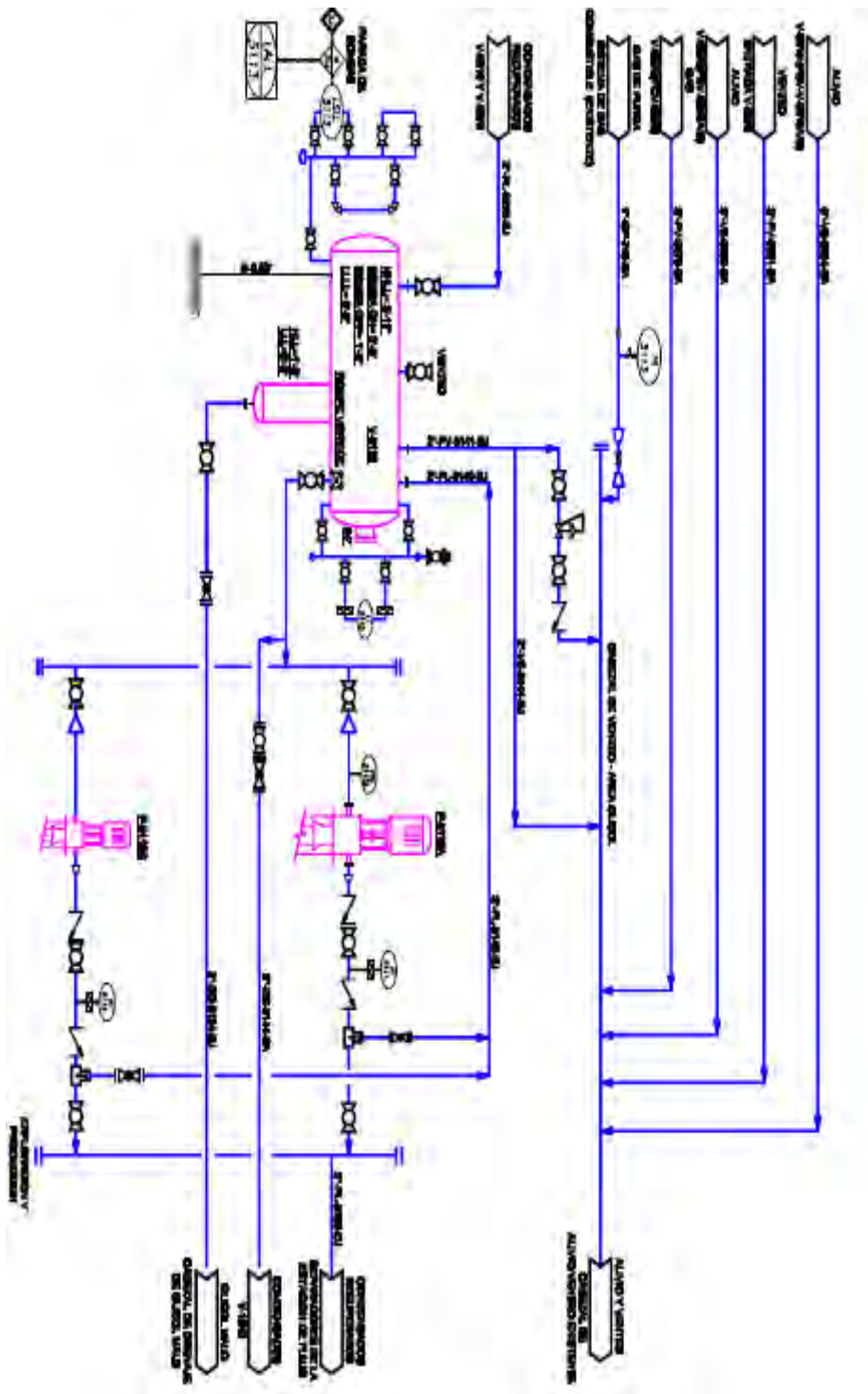
Boquillas Secundarias:

N4	Venteo	2"
N5A/B	Conexión de Instrum.	2"
N6A/B	Conexión de Instrum.	2"
MH1	Boca de Visita	24"



APÉNDICE G

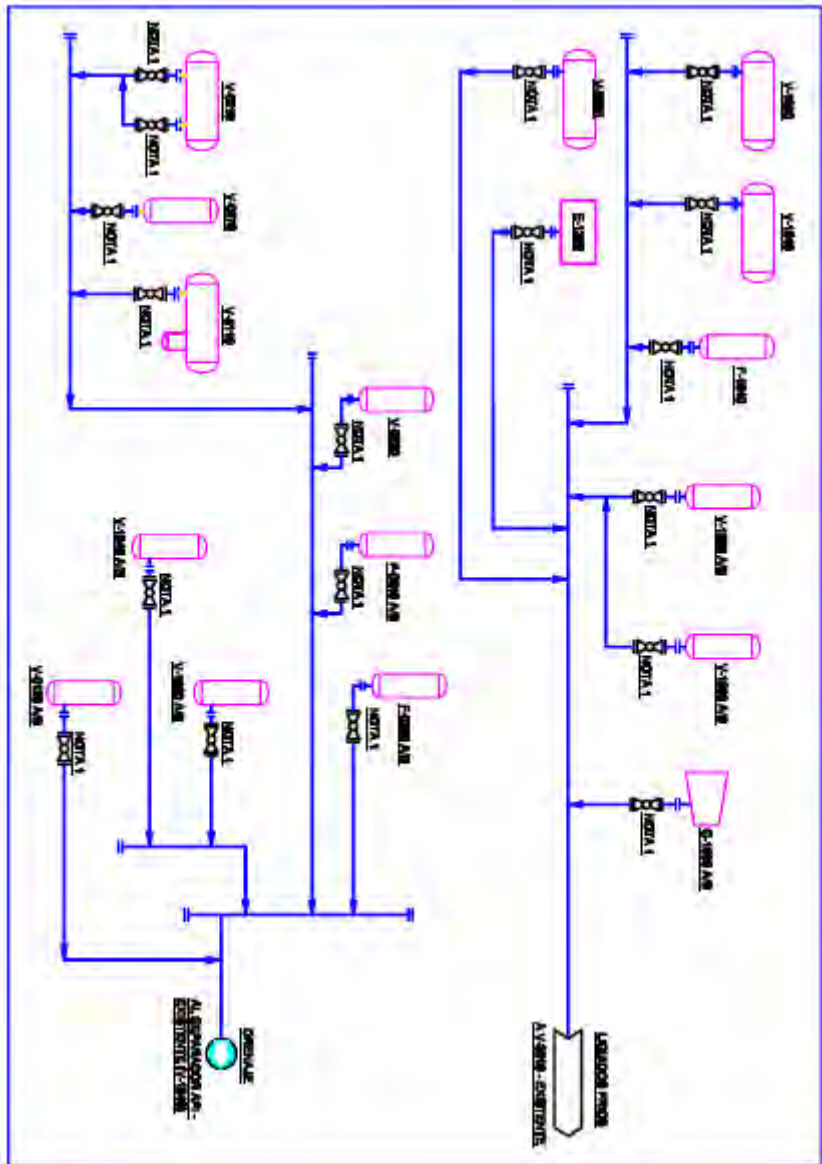
**DIAGRAMA DE UBICACIÓN DEL ACUMULADOR V-5110 Y
LAS BOMBAS DE CONDENSADO P-5110A/B**





APÉNDICE H

**DISTRIBUCION DEL NUEVO SISTEMA DE DRENAJE
CERRADO**



HOJA DE METADATOS

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

Título	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE DESHIDRATACIÓN DE GAS Y DRENAJE CERRADO DE LA PLANTA DE EXTRACCIÓN JUSEPÍN, PDVSA-DISTRITO FURRIAL, ESTADO MONAGAS
Subtítulo	

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Paredes A. Ana Julia.	CVLAC	C.I. 15.815.802
	e-mail	anaparedes25@gmail.com

Palabras o frases claves

Deshidratación del gas natural
Glicol
Condensados
Sistema de drenaje

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

Líneas y sublíneas de investigación

Área	Subárea
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Petróleo

Resumen (abstract)

En la industria petrolera existe la necesidad de mejorar las condiciones básicas del producto obtenido del proceso de extracción del crudo y uno de esos elementos es la humedad presente en los gases obtenidos en el proceso de separación de las mezclas que constituyen el petróleo. Para ello, se emplean líquidos que tienen la propiedad de absorber el agua contenida en el gas, este proceso de reducción se conoce con el nombre de deshidratación. De allí que el propósito fundamental de este proyecto, radica en el uso del trietilenglicol como una de las tecnologías en el procesamiento de gases más utilizadas y confiables. Para ello esta adecuación describe técnicamente los factores involucrados en la deshidratación del gas natural, la regeneración del glicol empleado en el proceso y las actividades que estén dirigidas a disminuir la cantidad de agua en el gas de transferencia hasta los niveles permisibles, dependiendo del uso que se le vaya a dar al gas procesado; a través de la incorporación de un tren de separación conformado por separadores bifásicos y trifásicos V-0210 y V-0270 respectivamente. Así como el manejo y distribución de los líquidos efluentes mediante el establecimiento del tanque acumulador V-5110 y la modificación a la red de drenaje cerrado. Partiendo de la información disponible, se evaluó la instalación de nuevos equipos en el sistema de regeneración de glicol que contribuya a optimizar las operaciones, permitiendo esto incluir un nuevo tren de separación para lograr la extracción de los líquidos más pesados (C^{+5}) y la recuperación del glicol, evitando la llegada al sistema de venteo y mechurrios, logrando así la reutilización del producto.

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

Contribuidores

Apellidos y Nombres	ROL / Código CVLAC / e-mail							
De La Cruz Carlos	ROL	CA		AS		TU	JU	
	CVLAC	12.664.336						
	e-mail	cjdlco@hotmail.com						
Castillo G Luis	ROL	CA		AS		TU	JU	
	CVLAC	6.522.825						
	e-mail							
Pino M Fernando	ROL	CA		AS		TU	JU	
	CVLAC	13.161.196						
	e-mail							

Fecha de discusión y aprobación

Año	Mes	Día
2012	05	09

Lenguaje: Spa

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

Archivo (S)

Nombre de Archivo
TESIS PAREDES ANA JULIA.

Alcance:

Espacial: _____ **(Opcional)**

Temporal: _____ **(Opcional)**

Título o Grado asociado al trabajo: **Ingeniero de Petróleo**

Nivel Asociado con el Trabajo: **Ingeniería**

Área de Estudio: **Tecnología y Ciencias Aplicadas**

Institución que garantiza el Título o Grado: **Universidad de Oriente,
Núcleo de Monagas**

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 5/6



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

Letdo 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>[Firma]</i>
FECHA	5/8/09
HORA	5:30

Cordialmente,

[Firma]
JUAN A. BOLANOS CUNVELO
Secretario

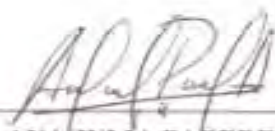
C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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

JABC/YGC/maruja

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".



ANAJULIA PAREDES ALFONZO

AUTOR



Msc. CARLOS DE LA CRUZ

TUTOR

