

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CONTROL ASOCIADOS AL  
SISTEMA DE EXTRACCIÓN PROFUNDA PARA LA GENERACIÓN DE  
LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)”**

REALIZADO POR:

**ANDRÉS JOSÉ PINEDA FIGUEROA  
ROSMARY VENTURA MARCANO RENAUT**

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO QUÍMICO**

Barcelona, Julio de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CONTROL ASOCIADOS AL  
SISTEMA DE EXTRACCIÓN PROFUNDA PARA LA GENERACIÓN DE  
LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)”**

**ASESOR**

---

**Ing. Quím. Ivelia Avedaño**

**Asesor Académico**

Barcelona, Julio de 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA



**“EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CONTROL ASOCIADOS AL  
SISTEMA DE EXTRACCIÓN PROFUNDA PARA LA GENERACIÓN DE  
LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL (LGN)”**

**JURADO CALIFICADOR**

---

**Ing. Quím. Ivelia Avedaño**  
**Asesor Académico**

---

**Ing. Quím. Yraima Salas**  
**Jurado Principal**

---

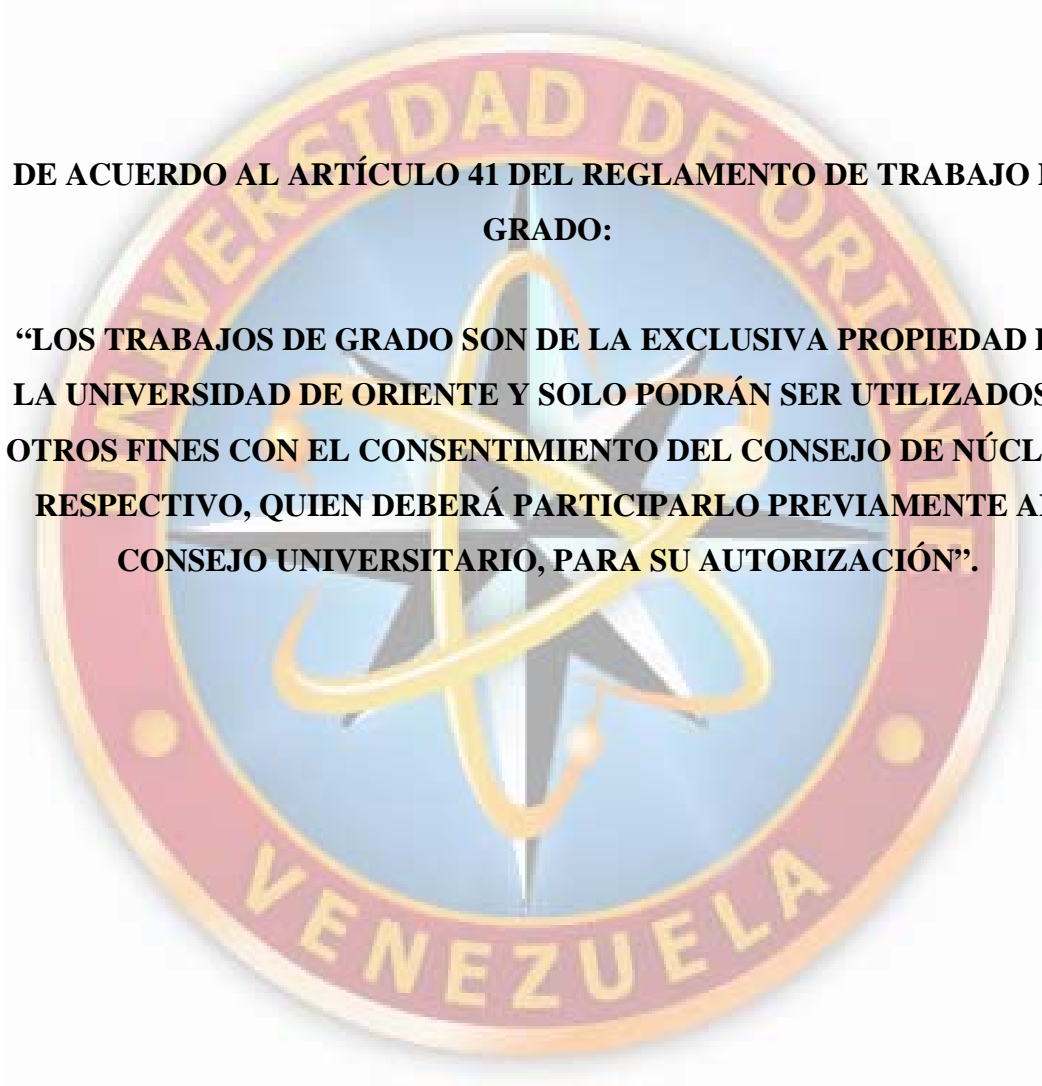
**Ing. Quím. Oly Guerra**  
**Jurado Principal**

Barcelona, Julio de 2010

## ARTÍCULO 41

**DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO:**

**“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE LA EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE 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”.**



## **DEDICATORIA**

Ante todo, esta monografía se la dedico a Dios todo poderoso y a la Virgen del Carmen, por iluminarme cada día de mi vida, y guiarme siempre al mejor camino.

A mis padres, Ismarys Renault y Orlando Marcano, por ser los pilares fundamentales en mi crecimiento, mi ejemplo a seguir, por siempre regalarme su amor, paciencia y apoyo incondicional en cada uno de los proyectos emprendidos en mi vida.

A mis abuelos, Moises y Ventura, porque desde donde quiera que ellos estén siempre los siento a mi lado, porque se lo orgulloso que estarían de poder acompañarme en este gran logro profesional.

***Rosmary Marcano***

Dedicatoria en primer lugar a nuestro padre Jesús Cristo por permitirme obtener este merito tan anhelado.

A la virgen del Carmen por ayudarme siempre a concéntrame en mis estudios desviándome de los malos hábitos.

A María Francia y el profesor Lino Valles por acompañarme siempre en mis logros académicos.

Toda mi familia en especial a mi mama por ser un ejemplo a seguir tanto en comportamiento como académicamente, enseñándome siempre que todo lo que uno se propone lo obtiene a través de dedicación y perseverancia; gracias papa por tus conocimientos y contactos que hicieron esto posible.

A mi novia Rosmary Marcano Renault, por estar siempre a mi lado dándome animo cuando más lo necesitaba, jamás dejando me solo y siempre pensando como un equipo, siendo esta el principio de muchas metas que vamos alcanzar a lo largo de nuestras vidas. Te amo mi amor.

A mi familia putativa Marcano Renaut por acogerme entres sus brazos dandome apoyo e incondicional compañía en esta etapa de mi vida tan importante, especialmente a la Sra. Ismaris y el Sr. Orlando por enseñar las cosa que no aparecen en los libros sino en la vida.

Mi abuela, tías y primos que hicieron esto posible con sus cariños. (Gracias por sus oraciones).

A la familia Renuat Ferrera por el apoyo que siempre me han dado viéndome siempre como un integrante más de su familia.

*Andrés Pineda*

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, por cuidar mis pasos, por ayudarme a tomar siempre la mejor decisión para mi vida.

A mi mami, por animarme cada vez que sentía no poder, por enseñarme que yo soy capaz de vencer cada reto que se me presenta. A mi papi por consentirme los deseos cuando mamá decía no, por demostrarme cada día lo que es ser un hombre integro, y lo maravilloso de ser una persona de palabra. Los amo.

A mis abuelos, en especial a mi abuela Nesta por ser mi segunda madre, por cuidarme y protegerme. Gracias por tu dedicación hacia mí desde el momento que nací.

A mis hermanos, Angel y Orlando ustedes son el regalo más valioso que me dieron mis padres, a saber que siempre cuento con ustedes y ustedes conmigo. Los quiero un mundo, son mis niños especiales. Los amo.

A mi novio Andrés Pineda, por soportarme en mis ataques de miedo, ser mi preparador en muchas materias, siempre queriendo ayudarme y darme ánimos, eres el mejor novio de este mundo mi amor, te amo.

A mis tías Coromoto, Lubinia, Elza, Gregoria, Livia, cada una de ustedes me han dejado una enseñanza en mi vida, las quiero.

A mis tíos Luis, Antonio, Arturo, Moises gracias por siempre mimarme como a una hija.

A mis primos Hermes, Ronald, Marco, Luisito, José por estar siempre a mi lado en las alegrías y tristezas.

A la generación de entrada Maria Valentina, Andres Gerardo y Adrian Alexander, por ser los chiquitos de la familia, conquistarnos con sus travesuras, llenarnos de amor y regalarnos su inocencia.

A la familia Pineda por su ayuda incondicional, atenciones y constantes demostraciones de cariño.

A nuestra asesora Isvelia Avendaño por toda la colaboración prestada a nosotros.

***Rosmary Marcano***

A Dios que siempre estás en el cielo cuidándome y protegiéndome, jamás dejándome solo; colocándome pruebas que yo puedo superar.

A mi padre Yosmar Pineda por todo el apoyo brindado, en las visitas, guías, manuales de operación y todas las entrevistas que se realizaron.

A Ángel Pastrana por la atención tan especial que nos brindo en la Planta de Extracción de líquidos San Joaquin, explicándonos detalladamente el funcionamiento de todo los equipos existente en el proceso.

A David Molina por realizarnos la visita en la planta, describiéndonos y enseñándonos el funcionamiento de la misma.

A Carlos Sánchez por toda la ayuda brindada

A la gerencia y personal que trabaja en la planta de extracción San Joaquin por su recibimiento tan atento.

A nuestra asesora académica Isvelia Avendaño por toda la paciencia, comprensión y ayuda que nos brindo a lo largo del desarrollo de este proyecto.

*Andrés Pineda*



## RESUMEN

Para llevar a cabo la evaluación de los criterios de control asociados al sistema de extracción profunda para la generación de líquidos del gas natural (LGN), se analizaron en primer lugar los diferentes equipos que forman parte en el proceso de extracción. En el caso de una planta de extracción de líquidos la torre absorbadora con TEG es una de los equipos más importante del proceso, ya que en esta unidad se logra extraer la mayor cantidad de líquidos e impurezas presentes en la corriente gaseosa que llega a la planta, debido a que se trabaja con proceso criogénicos. En la planta de extracción profunda se realizan operaciones altamente críticas y rigurosas, es por eso la necesidad de grandes inversiones en los sistemas de control. Con la ayuda de los diagramas de tubería e instrumentación se logró la identificación de las variables y corrientes involucradas en todo el proceso; partiendo de allí se describió los criterios de control de cada uno de las unidades presentes en el proceso, además se mostraron los problemas de operación que con mayor frecuencia ocurrían si los sistemas de control presentaran algunas fallas, los criterios de seguridad están representados por las alarmas que alertan sobre cualquier anomalía en el funcionamiento de un equipo o unidad, accionándose en la sala de control. En caso de no poder controlar la falla se accionarían los sistemas auxiliares o paradas de emergencia, dependiendo de la magnitud de la perturbación para asegurar y garantizar la vida del personal que labora en la planta, la integridad física de los equipos y la armonía con el medio ambiente.

## CONTENIDO

ARTÍCULO 41 .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTO .....	vii
RESUMEN.....	ix
CONTENIDO .....	x
LISTA DE TABLAS .....	xv
LISTA DE FIGURAS.....	xvi
CAPITULO I.....	1
1.1 Introducción .....	1
1.2 Planteamiento del problema.....	2
1.3 Objetivos .....	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos .....	4
CAPITULO II .....	5
2.1 Antecedentes .....	5
2.2 Definición de gas natural .....	6
2.2.1 Clasificación de gas natural .....	6
2.2.1.1 Clasificación de acuerdo al tipo de yacimiento que lo contenga .....	6
2.2.1.2 Clasificación de acuerdo a su composición .....	6
2.3 Composición del gas natural .....	7
2.4 Procesamiento del gas natural.....	9
2.5 Ventajas y utilidades del gas natural.....	11
2.6 La riqueza del gas natural .....	11
2.7 Diagrama de fases .....	12
2.8 Contenido de agua del gas natural .....	12
2.9 Plantas de extracción de líquidos del gas natural.....	13

2.10 Procesos aplicados en la industria para la extracción de los líquidos del gas natural.....	14
2.10.1 Refrigeración mecánica.....	15
2.10.2 Sistema de absorción.....	15
2.10.3 Procesos criogénicos .....	15
2.11 Control de procesos.....	16
2.11.1 Control del Proceso Automático .....	17
2.11.1.1 Ventajas Más Relevantes del Control Automático: .....	17
2.11.2 Control del Proceso Multivariable .....	18
2.11.3 Elementos de un Sistema de Control .....	18
2.11.4 Clasificación de los Sistemas de Control .....	20
2.11.4.1 Un Sistema de Control de Lazo Abierto .....	20
2.11.4.2 Un Sistema de Control de Lazo Cerrado.....	21
2.11.5 Aplicación de los Sistemas de Control .....	22
2.11.6 Selección de la Acción del Controlador.....	23
2.11.7 Características del Proceso y Controlabilidad .....	23
2.12 Instrumentación industrial.....	24
2.12.1 Características de los Instrumentos.....	25
2.12.2 Clasificación de los Instrumentos .....	26
2.12.2.1 De acuerdo a su función.....	26
2.12.2.2 De acuerdo a la variable de proceso.....	28
2.12.3 Simbología .....	28
2.13 Modelos y simulación de los sistemas de proceso.....	28
2.14 Sensores .....	29
2.14.1 Sensores de Presión.....	29
2.14.2 Sensores de Flujo .....	30
2.14.3 Tipos de Sensores de Flujo .....	30
2.14.4 Sensores de Temperatura .....	31
2.14.5 Sensores de Composición .....	32

2.15	Transmisores .....	32
2.15.1	Transmisor Neumático .....	32
2.15.2	Transmisor Electrónico .....	32
2.16	Planta de extracción San Joaquín .....	32
2.16.1	Bases de diseño de San Joaquín .....	33
2.16.1.1	Condiciones y composición del gas de alimentación .....	33
2.16.1.2	Especificaciones del producto de LGN .....	36
2.16.2	Sistema de alimentación de la planta de San Joaquín .....	37
2.16.2.1	Gasoductos .....	38
CAPITULO III .....		41
3.1	Descripción del proceso de extracción de líquidos del gas natural en la planta de extracción San Joaquín .....	41
3.1.1	Instalaciones de gas de entrada .....	43
3.1.1.1	Funciones básicas de las instalaciones de gas a la entrada .....	43
3.1.2	Torre contactora de Trietilenglicol .....	45
3.1.3	Intercambiador Gas Caliente/ Gas de Alta Presión .....	46
3.1.4	Válvula J-T de Alta Presión .....	46
3.1.5	Tamices Moleculares .....	47
3.1.6	Intercambiador Gas-Frío de Baja Presión .....	48
3.1.7	Expansor – Compresor .....	49
3.1.8	Torre Desetanizadora .....	50
3.1.9	Sistema de Estabilizador del Condesado .....	51
3.1.10	Compresión del gas residual .....	52
3.2	Identificación de las variables CRÍTICAS en el proceso de extracción .....	53
3.2.1	GPM .....	54
3.2.2	Flujo de alimentación de la planta .....	54
3.2.3	Temperatura de alimentación de la planta .....	54
3.2.4	Presión de alimentación de la planta .....	55
3.2.5	Relación $C_2/ C_3$ .....	55

3.2.6 Contenido de agua en la alimentación de la planta.....	55
3.3 Revisar los sistemas de control y su funcionamiento standard.....	56
3.3.1 Clasificación de los sistemas de control.....	56
3.3.1.1 Sistemas de control sencillos.....	56
3.3.1.2 Sistemas de control medianos.....	56
3.3.1.3 Sistemas de control críticos.....	56
3.3.2 Funcionamiento de los sistemas de control.....	57
3.3.2.1 Separadores de entrada.....	57
3.3.2.2 Torre Contactora de Trietilenglicol.....	58
3.3.2.3 Válvula J-T de Alta Presión.....	59
3.3.2.4 Tamices Moleculares.....	60
3.3.2.5 Intercambiadores en el proceso.....	61
3.3.2.6 Expansor – Compresor.....	62
3.3.2.7 Torre desetanizadora.....	64
3.3.2.8 Torre estabilizadora.....	66
3.4 Presentar los diferentes problemas de operación que se generarían al fallar los sistemas de control y los criterios de seguridad al respecto.....	67
3.4.1 Problemas operacionales que se presentaran al fallar los sistemas de control.....	68
3.4.1.1 Sobre Presión en los Separadores.....	68
3.4.1.2 Alto Nivel de Líquido en el Separador.....	68
3.4.1.3 Aumento inadecuado del punto de rocío en la torre absorbadora con TEG.....	68
3.4.1.4 Inundación de la torre de TEG.....	69
3.4.1.5 Taponamiento en la zona de baja presión.....	69
3.4.1.6 Funcionamiento inadecuado de los compresores y expansores.....	69
3.4.1.7 Presurización de la torre desetanizadora.....	69
3.4.1.8 Aumento de la caída de presión del gas de proceso a su paso a través del lecho adsorbente.....	70

3.4.2 Criterios de seguridad de los sistemas de control .....	70
3.5 Analizar las medidas de protección del sistema antes posibles fallas.....	82
3.5.1. Parada de emergencia de un solo tren.....	83
3.5.2 Parada de emergencia total de la planta .....	84
3.5.3 Sistema de Flare .....	84
3.5.4 Sistema contra incendios.....	85
CAPITULO IV .....	87
4.1 Análisis de resultados.....	87
4.1.1 Descripción del proceso de extracción de líquidos del gas natural.....	87
4.1.2 Identificación en las variables críticas en el proceso de extracción.....	87
4.1.2.1 GPM .....	87
4.1.2.2 Flujo de alimentación.....	89
4.1.2.4 Perfil de Presión de la planta.....	92
4.1.2.5 Relación C <sub>2</sub> /C <sub>3</sub> .....	93
4.1.2.6 Contenido de Agua.....	94
4.1.3 Revisar los sistemas de control y su funcionamiento standard.....	95
4.1.4 Presentar los diferentes problemas de operación que se generarían al fallar los sistemas de control y los criterios de seguridad al respecto.....	96
4.1.5 Analizar las medidas de protección del sistema antes posibles fallas.	97
4.2 Conclusiones .....	99
4.3 Recomendaciones.....	100
BIBLIOGRAFÍA .....	101
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO .....	103

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Composición del gas natural.....	8
Tabla 2.2 Composición del gas de alimentación (temperatura 110°F y presión 990 psig).....	35
Tabla 3.1 Sistema de control de los separadores de entrada.....	57
Tabla 3.2 Sistema de control en la torre contactora de trietilenglicol.....	58
Tabla 3.3 Sistema de control en la válvula J-T de alta presión.....	60
Tabla 3.4 Sistema de control en los tamices moleculares.....	61
Tabla 3.5 Sistema de control en los intercambiadores.....	62
Tabla 3.6 Sistema de control en el expansor - compresor.....	63
Tabla 3.7 Sistema de control en la torre desetanizadora.....	65
Tabla 3.8 Sistema de control en la torre estabilizadora .....	66
Tabla 3.9 Sistema de alarmas en los separadores de entrada.....	70
Tabla 3.10 Sistema de alarmas en la torre contactora de Trietilenglicol .....	73
Tabla 3.11 Sistema de alarmas en la válvula J-T de alta presión.....	75
Tabla 3.12 Sistema de alarmas en los Tamices Moleculares.....	76
Tabla 3.13 Sistema de alarmas en el Expansor-Compresor.....	77
Tabla 3.14 Sistema de alarmas de la Torre Desetanizadora.....	81
Tabla 3.15 Sistema de alarmas de la Torre Estabilizadora .....	82

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica de la planta extracción San Joaquin. ....	1
Figura 2.1. Procesamiento del gas natural. ....	10
Figura 2.2. Diagrama de fases del gas natural. ....	12
Figura 2.3. Distribución del Complejo Criogénico de Oriente. ....	14
Figura 2.4 Diagrama del sistema de Control Lazo Abierto .....	20
Figura 2.5 Diagrama del Sistema de Control de Lazo Cerrado .....	21
Figura 2.6 Diagrama general planta de extracción San Joaquín. ....	34
Figura 3.1 Diagrama General de Proceso de Extracción .....	42
Figura 3.2 Sistema de alimentación de la planta San Joaquin. ....	43
Figura 3.3 Separadores de entrada. ....	44
Figura 3.4 Torre Contactora de Trietilenglicol. ....	45
Figura 3.5 Intercambiador gas caliente/gas de alta presión. ....	46
Figura 3.6 Válvula J-T de alta presión. ....	47
Figura 3.7 Tamices moleculares. ....	48
Figura 3.8 Intercambiador gas frío/gas de baja presión. ....	49
Figura 3.9 Expansor – Compresor .....	50
Figura 3.10 Torre desetanizadora.....	51
Figura 3.11 Torre estabilizadora de Condensados .....	52
Figura 3.12 Turbocompresor Centrífugo .....	53
Figura 4.1 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín.....	88
Figura 4.2 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín.....	91
Figura 4.3 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín.....	92
Figura 4.4 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín.....	93
Figura 4.5 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín.....	94
Figura 4.6 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín.....	95



## CAPITULO I

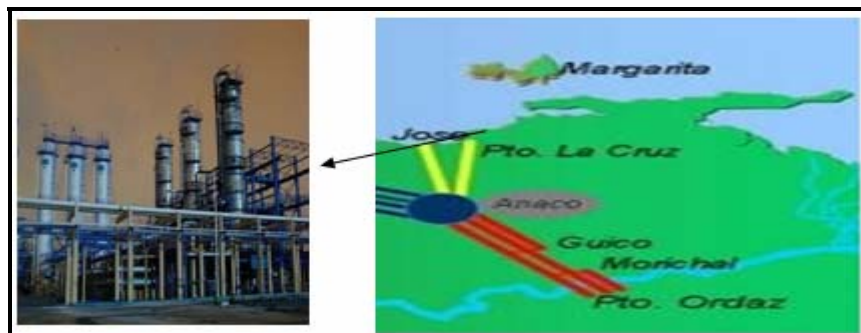
### INTRODUCCIÓN

#### 1.1 Introducción

El gas natural ha pasado a ocupar un importante espacio en el escenario energético mundial, con su crecimiento continuo de la demanda. Venezuela está considerada como una de las naciones más importantes por sus cuantiosas reservas de gas y su ventajosa posición geográfica.

El gas natural, requiere ser depurado para lograr la separación del metano de los otros componentes como el etano, propano, butano etc. Es necesario que el gas pase por una planta de extracción, donde aplicando el proceso de obtención de líquidos logramos recuperar el LGN.

La planta de extracción San Joaquin, ubicada a 12 kilómetros al oeste de Anaco, estado Anzoátegui, usa dos trenes idénticos, para que cada tren pueda procesar 500 MMSCFD de gas normal (de diseño) , tanto en la modalidad de rechazo de etano, como en la modalidad de recuperación de etano. El producto LGN recuperado es enviado por poliductos a la planta de fraccionamiento de José para su posterior procesamiento. En la figura 1.1 se muestra la localización geográfica de las instalaciones de la planta de extracción de San Joaquin.



**Figura 1.1 Ubicación geográfica de la planta extracción San Joaquin.**

El objeto de estudio en las plantas de extracción profunda para la obtención de líquidos del gas natural (LGN), es el recorrido de la corriente gaseosa por el conjunto de equipos, en donde esta corriente es sometida a una serie de condiciones las cuales permiten el recobro del LGN, ya que allí se realizan procesos rigurosos y altamente críticos, se hace uso de sistemas de control, que están definidos como un conjunto de componentes que pueden regular su propia conducta o la de otro sistema con el fin de lograr un funcionamiento predeterminado, de modo que se reduzcan las probabilidades de fallos y se obtengan los resultados esperados. Hoy en día los procesos de control son consecuencia del desarrollo industrial que se está viviendo.

La importancia de estos sistemas radica típicamente en minimizar la probabilidad de error y un grado de eficiencia mayor, llevándolas operaciones altamente riesgosas a importantes niveles de productividad.

## **1.2 Planteamiento del problema**

El gas natural es una mezcla de gases compuesto por gases inorgánicos e hidrocarburos saturados, predominando el metano y el etano, en menores cantidades propano e hidrocarburos más pesados. El hecho de que su origen es muy diverso, provoca que su composición sea también muy variada. Los líquidos del gas natural (LGN) están formados por propano, butano, y otros hidrocarburos más pesados, que se utilizan en el mercado interno como combustible y materia prima, representando un valor económico agregado importante en nuestro país.

Las plantas de extracción se encargan de separar los líquidos de la corriente de gas, mediante la condensación de los componentes más pesados (propano y más pesados) para ser enviados a las plantas de fraccionamiento.

Las diferentes tecnologías de extracción de líquido del gas natural consisten básicamente en llevar al gas a condiciones de temperatura y presión, que asegure la condensación del mismo. Los métodos más utilizados para la obtención de líquidos

son: la refrigeración mecánica, la absorción refrigerada, turbo expansión y expansión Joule – Thompson.

La importancia de evaluar los criterios de control asociados al sistema de extracción profunda para la generación de líquidos del gas natural radica en el hecho, que estos procesos son altamente críticos y riesgosos, debido a las altas presiones y bajas temperaturas, en que estos se llevan a cabo, por lo que no es conveniente la presencia de agua, debido a esto se requieren grandes inversiones en los sistemas de control para poder cumplir con las especificaciones de los clientes, la seguridad laboral y a la vez garantizar la máxima vida útil de los equipos, asegurando con ello el mayor recobro de líquidos del gas natural (LGN).

Para ello se evaluaron los controles asociados a la planta de generación de líquidos de San Joaquín, donde se verifico si la obtención de estos, se lleva de manera adecuada por los procesos inherentes a los mismos, conociendo ya su funcionamiento, se identificaron las variables criticas en la producción de estos, luego se revisaron los sistemas de control para comprobar que estos estaban operando en los rangos óptimos para los cuales fueron diseñados, posterior a la revisión se presentaron los problemas que se generarían a la larga si dichos controles no son los adecuados, con sus respectivo criterios de seguridad aplicado al producirse cada uno de ellos, para finalmente analizar las medidas de protección del sistema ante posibles fallas.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Evaluar los criterios de control asociados al sistema de extracción profunda para la generación de líquidos del gas natural (LGN).

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- 1 Describir el proceso de extracción profunda para la generación de líquidos del gas natural (LGN).
- 2 Identificar las variables críticas en el proceso de extracción.
- 3 Revisar los sistemas de control y su funcionamiento standard.
- 4 Presentar los diferentes problemas de operación que se generarían al fallar los sistemas de control y los criterios de seguridad al respecto.
- 5 Analizar las medidas de protección del sistema antes posibles fallas.

## CAPITULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Antecedentes

**Malavé, W. (1996):** Evaluó las estrategias de control avanzado en las secciones de reformación y destilación de la planta de producción de metanol de Metor, S.A. Específicamente se analizó la respuesta de las estrategias de control de la relación vapor/carbono y de combustión del reformador ante perturbaciones debidas a composición del gas natural, presión del gas natural y flujo de aire de combustión. También se obtuvieron los modelos dinámicos de las variables de proceso más importante de las unidades que conforman la sección de destilación, determinándose los parámetros característicos mediante pruebas dinámicas de plantas<sup>[1]</sup>.

**Marval, A. (1998):** Evaluó la máxima capacidad de manejo de gas de la planta de extracción San Joaquín con la finalidad de conocer cuáles son las limitaciones existentes al aumentar el flujo de alimentación a planta. Con este fin se utilizaron como herramientas, dos paquetes de simulación diferentes Pro/II witch Provision e Implant. El proceso de extracción de líquidos de la planta San Joaquín se simuló a las condiciones de diseño y a las condiciones de operación, que consistió en pruebas a diferente carga de alimentación a planta: 1.050, 1.060, 1.070, 1.080, 1.100 MMPCND<sup>[2]</sup>.

**Ramírez, F. (2008):** Realizó esquemas de extracción de líquido donde se incluyen los equipos evaluados el Turboexpansor y la válvula Joule Thompson, mediante el uso del simulador Hysys Plant 3.2. La evaluación se dividió en dos escenarios: El primero variando temperatura a presión constante y el segundo variando presión a temperatura constante. En los escenarios se recopiló datos a la entrada y a la salida de los equipos de las propiedades termodinámicas a través del

simulador y se construyeron graficas para analizar el comportamiento del gas a través del paso por los equipos evaluados<sup>[3]</sup>.

## **2.2 Definición de gas natural**

El gas natural es un hidrocarburo que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre; se encuentra mezclado con el petróleo crudo cerca de los yacimientos. Puede ser encontrado solo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable.

El gas natural arrastra desde los yacimientos componentes indeseables que son los llamados impurezas del gas, entre ellos: el sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), y agua en fase gaseosa.

El gas natural está constituido principalmente por etano, metano, propano, butano, pentano, hexano e impurezas.

### **2.2.1 Clasificación de gas natural**

El gas natural se clasifica según el tipo de yacimiento que lo contenga y la composición que esté presente.

#### **2.2.1.1 Clasificación de acuerdo al tipo de yacimiento que lo contenga**

- **Gas asociado**, producido con el petróleo y posteriormente separado.
- **Gas seco o libre**, que se encuentra solo en el yacimiento.
- **Gas húmedo o condensado**, el que se halla mezclado con otros hidrocarburos líquidos

#### **2.2.1.2 Clasificación de acuerdo a su composición**

- **Gas rico (Húmedo):** Es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos ( $C_3^+$ ). Debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es bastante utilizado en la industria petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.
- **Gas pobre (Seco):** Esta formado prácticamente por metano (85-90%). Se utiliza como combustible o en mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrocarburos.
- **Gas agrio:** Es aquel que contiene impurezas como  $H_2S$  y  $CO_2$ , los cuales son altamente corrosivos.
- **Gas dulce:** Es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) de  $H_2S$  y  $CO_2$ .

### 2.3 Composición del gas natural

No existe una composición o mezcla fija que permita definir la composición del gas natural, ya que cada gas posee su propia composición. Ejemplo de esto, es que se pueda tener de un mismo yacimiento, dos pozos con composiciones diferentes entre sí. Otra variable es que a medida que el yacimiento es explotado, varía la composición del gas presente en el mismo; es por eso que se recomienda realizar un análisis constante al gas que es extraído, para asegurarse y tener certeza de su explotación segura y a la vez saber con qué composición se trabajara en otros procesos en superficie.

La composición del gas (ver tabla 2.1) constituye el factor principal en la selección de un proceso de extracción y en los beneficios económicos de la recuperación de líquidos del gas natural (LGN). Los gases con mayor cantidad de hidrocarburos líquidos recuperables producen mayor calidad de producto y aumenta la ganancia del procesamiento de gas.

**Tabla 2.1 Composición del gas natural**

Componente	Nomenclatura	Composición (%)	PM <sub>i</sub>
Metano	(CH <sub>4</sub> )	55-98	16,043
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0,1-20	30,070
Propano	(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0,05-12	44,097
iso-butano	(i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,05-3	55,123
n-Butano	(n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,02-0,2	55,123
iso-pentano	(i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,01-0,8	72,150
n-pentano	(n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0,01-0,8	72,150
hexano	(C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0,01-0,5	86,177
Heptano	(C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	0,01-0,5	100,204
Octano	(C <sub>8</sub> H <sub>18</sub> )	-	114,231
Nonato	(C <sub>9</sub> H <sub>20</sub> )	-	128,258
Decano	(C <sub>10</sub> H <sub>22</sub> )	-	142,285
Nitrógeno	(N <sub>2</sub> )	0,01-0,5	28,014
Dióxido de carbono	(CO <sub>2</sub> )	0,2-30	44,010
Sulfuro de hidrogeno	(H <sub>2</sub> S)	ppm-28	34,082

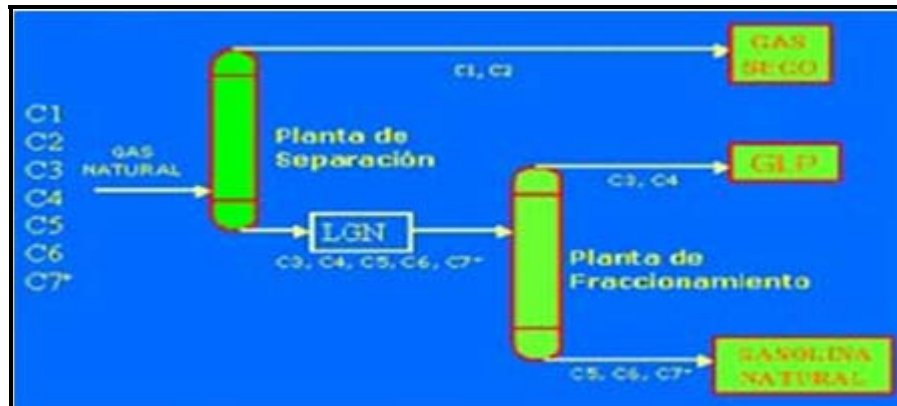


## 2.4 Procesamiento del gas natural

El gas natural, libre o asociado, procedente de los yacimientos es tratado y acondicionado por medio de procesos adecuados, para satisfacer las especificaciones de calidad en función de sus diferentes usos. Su procesamiento consiste principalmente en:

- La eliminación de compuestos ácidos ( $H_2S$ ) y ( $CO_2$ ), a través de un proceso denominado Endulzamiento, el cual consiste en el uso de tecnologías basadas en sistemas de absorción, utilizando un solvente selectivo. El gas alimentado se denomina “amargo”, y el producto “gas dulce”.
- La eliminación del agua a través de la deshidratación, con el fin de evitar la formación de hidratos en el proceso.
- La recuperación de etano e hidrocarburos licuables mediante procesos criogénicos (procesos en los que se usa temperaturas muy bajas, que permiten la generación de líquidos), previo proceso de deshidratación para evitar la formación de hidratos.
- Recuperación de azufre de los gases ácidos que se generan durante el proceso de endulzamiento.
- Fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos recuperados, obteniendo corrientes ricas en etano, propano, butanos y gasolina.

En la figura 2.1 se muestran de manera general los procesos más comunes utilizados en el procesamiento del gas natural.



**Figura 2.1. Procesamiento del gas natural.**

**Gas metano:** El gas natural está conformado en un 70 % aproximadamente de metano. Es más liviano que el aire por lo cual se dispersa fácilmente. Es económico y mundialmente conocido como la energía eólica.

**Gas natural licuado (GNL):** Es un gas pobre constituido básicamente por metano, el cual es sometido a procesos criogénicos a fin de bajar su temperatura hasta  $-161^{\circ}\text{C}$ . Para licuarlo y así reducir su volumen en una relación 600:1, entre el volumen que ocupa en estado gaseoso y el ocupado en forma líquida.

**Gas natural comprimido (GNC):** Comprimido en tanques especiales, hasta una presión de 3500 Psia, lo que le permite ser transportado fácilmente y no requiere sistemas de vaporización.

**Gas licuado del petróleo (GLP):** Es Una mezcla en proporción variable de dos componentes del gas natural, propanos y butanos, que a temperatura ambiente y presión atmosférica se encuentran en estado gaseoso. El GLP se almacena y transporta en estado líquido.

**Líquidos del gas natural (LGN):** son los productos líquidos originados como consecuencia del tratamiento y procesamiento al cual están sometidos el gas natural y están formados por: etano, propano, butanos y otros hidrocarburos más pesados.

## 2.5 Ventajas y utilidades del gas natural

- Es limpio, por lo tanto los equipos donde se usa no requiere mantenimiento especial.
- Puede mantenerse a presiones deseadas de entrega en los sitios de consumo.
- Su valor calorífico es altamente satisfactorio.
- Volumétricamente es susceptible a la compresión o expansión, en función de la relación Presión – Temperatura que se le desee imponer.
- Puede ser transportado por sistemas de tuberías que permitan despachar volúmenes constantes a presiones deseadas.
- Su entrega a clientes puede ser continua y directa a los equipos donde consumirse, utilizando controles y reguladores, sin requerimientos de almacenaje en sitio.
- La reversibilidad Gas-Líquido, lo hace apto para el envasado en recipientes pequeños y seguros, fáciles de manejar, transportar e instalar, para suplir combustibles en sitios no servidos por redes de tuberías de distribución.
- Por su eficiencia y rendimiento calórico, su costo por volumen es muy económico.
- No genera partículas sólidas en los gases de la combustión, produce menos CO<sub>2</sub> (reduciendo así el efecto invernadero).
- Es el más limpio de los combustibles gaseosos.
- Es el más ligero que el aire por lo que de producirse alguna fuga se disipa rápidamente en la atmósfera.
- Es la energía de suministro más barata.

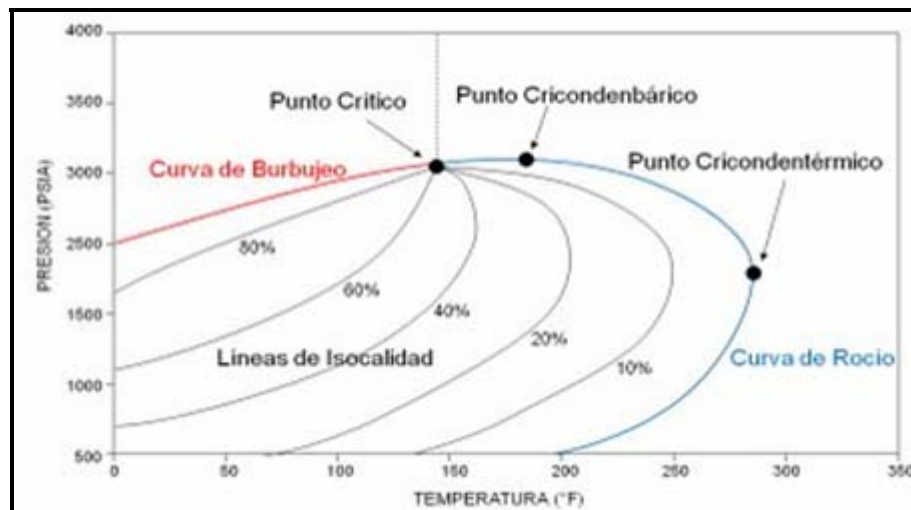
## 2.6 La riqueza del gas natural

La riqueza del gas natural se mide en GPM, este se define como los galones de LGN que se pueden obtener por cada mil pies cúbicos de gas natural,

mientras mayor sea el valor de GPM del gas , este se considera más rico, porque se le pueden extraer mayores volúmenes de líquidos de gas natural.

## 2.7 Diagrama de fases

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos con una composición compleja y su estado va a depender de la composición de las condiciones de presión y temperatura a la cual se encuentra. Para poder analizar su comportamiento, es necesario realizar un estudio de fases. El objetivo de este estudio es llegar a predecir las cantidades y composiciones de las fases en equilibrio a cualquier condición de presión y temperatura, para poder así evaluar las propiedades físicas del gas natural. La figura 2.2 se muestra el diagrama de fase del gas natural.



**Figura 2.2. Diagrama de fases del gas natural.**

## 2.8 Contenido de agua del gas natural

Para estimar el contenido de agua del gas natural saturado se han desarrollado varios métodos. La figura A. 1, es un ejemplo de la correlación de McKetta y Wehe, que ha sido ampliamente usada por muchos años en la deshidratación de gas natural dulce.

## **2.9 Plantas de extracción de líquidos del gas natural**

.El gas natural ha ganado gran importancia industrial. Leyes que regulan la contaminación ambiental y el desarrollo de tecnologías de gran escala y de bajo costo, hacen posible la existencia de grandes sistemas criogénicos, como es el caso del Complejo Criogénico de Oriente de Venezuela. En el existen diferentes procesos de transformación profunda donde se recolecta, acondiciona, procesa y transporta el gas natural procesado, proveniente de los diferentes pozos del Oriente del país. Entre esos procesos se tiene la extracción de líquidos del gas natural, por medio de procesos criogénicos, siendo esta tecnología la más eficiente y confiable.

Existen tres plantas de extracción de líquidos del gas natural en el Oriente del país: Santa Barbará, San Joaquín y Jusepín. Cada una de ellas cuenta con tecnología criogénicas, pero a pesar que tienen el mismo objetivo, se diferencia en algunas secciones o subsistemas menores que intervienen en el proceso de extracción en sí.

Los líquidos del gas natural (LGN) producidos en estas plantas son llevados al Complejo Fraccionamiento de José, en donde son separados y llevados al mercado nacional e internacional. El gas residual que sale de estas plantas es llevado por gasoductos a los clientes del mercado nacional, o a la reinyección de pozos.

Estas plantas de extracción varían en sus estructuras básicamente por la calidad del gas que se maneje, la tecnología que se utilice, el marco de productos requeridos, y así como las cantidades de compuestos indeseables en el gas de alimentación de cada una de ellas, que requerirán diferentes procesos que hacen de cada una de estas plantas diferentes una de otra.

En la figura 2.3, se muestra la distribución del Complejo Criogénico De Oriente y la ubicación de las plantas de extracción mencionadas anteriormente <sup>[4]</sup>.



Figura 2.3. Distribución del Complejo Criogénico de Oriente.

## 2.10 Procesos aplicados en la industria para la extracción de los líquidos del gas natural

La extracción de líquidos es el proceso a la que somete el gas natural rico libre de impurezas con el objetivo de separar el gas metano ( $\text{CH}_4$ ) del propano, butano, pentanos debido a que estos son los conocidos líquidos del gas natural (LGN). Los métodos de recuperación de líquidos del gas natural que se utilizan en Venezuela están basados principalmente:

- Refrigeración mecánica
- Sistema de absorción
- Procesos criogénicos

### **2.10.1 Refrigeración mecánica**

Consiste en un ciclo de refrigeración en el cual se desea bajar la temperatura de la corriente de gas natural hasta lograr su licuefacción.

La refrigeración mecánica se produce mediante la disminución de temperatura, y se basa en el intercambio de calor con un fluido refrigerante mediante un sistema de refrigeración utilizando evaporadores de enfriamiento. Se realiza a presión constante, donde ocurre la condensación de los componentes más pesados. Este proceso permite mantener la presión del sistema, siendo esta una ventaja, pero representa un alto costo en equipos de refrigeración.

### **2.10.2 Sistema de absorción**

El proceso de extracción de líquidos mediante absorción puede realizarse a temperatura ambiente o bajo condiciones refrigeradas, y consiste en poner el gas en contacto con un líquido (aceite pobre), el cual contiene cantidades ínfimas ó casi nulas, de los productos líquidos del gas natural, permitiéndose así que el gas natural absorba o disuelva parte del gas en una torre de absorción, el líquido que abandona el fondo de esta torre es llamado aceite rico , debido a que es rico en los productos líquidos del gas natural, mientras que el gas residual, es aquel que resulta de haberle extraído todos los líquidos al gas de alimentación.

El aceite rico se dirige a una torre desetanizadora y su función es separar el etano y demás fracciones livianas que se hayan absorbido en el aceite, con la finalidad de acondicionar los productos líquidos, permitiendo así que entre en especificaciones.

### **2.10.3 Procesos criogénicos**

Esta es una de las tecnologías más modernas y empleadas en la actualidad, la cual se basa en llevar el gas a condiciones de temperatura extremadamente bajas (-

120 a -180 °F), para entrar en la zona termodinámica de equilibrio líquido vapor y de esta manera lograr que condensen las fracciones más pesadas. Este tipo de tecnología normalmente se emplea para procesar gas natural de riquezas apreciables (mayores a 2 GPM), o cuando se desea un alto porcentaje de recobro de etano.

Los niveles criogénicos de enfriamiento se logran mediante intercambiadores de calor, enfriamiento mecánico y turbo expansor, isentrópicos en combinación con válvulas J-T de expansión isoentálpicas<sup>[5]</sup>.

## 2.11 Control de procesos

Un sistema de control es un ordenador de componentes físicos conectados de tal manera que el mismo pueda controlar, dirigir o regularse a sí mismo o a otro sistema.

En el sentido más abstracto es posible considerar cada objeto físico como un sistema de control. Cada cosa altera su medio ambiente de alguna manera, activa o positivamente.

**La entrada** es el estímulo o la excitación que se aplica a un sistema de control desde una fuente de energía externa, generalmente con el fin de producir de parte del sistema de control, una respuesta especificada.

**La salida** es la respuesta obtenida del sistema de control. Puede no ser igual a la respuesta especificada que la entrada implica. El objetivo del sistema de control generalmente es establecer medidas para corregir las actividades, de tal forma que se alcancen los planes exitosamente. Los sistemas de control pueden tener más de una entrada o salida.

Existen tres tipos básicos de sistemas de control:

- Sistemas de control hechos por el hombre.
- Sistemas de control naturales, incluyendo sistemas biológicos.
- Sistemas de control cuyos componentes están unos hechos por el hombre y los otros son naturales.



### **2.11.1 Control del Proceso Automático**

El control de proceso automático solo considera procesos con una sola variable controlada y manipulada.

El campo del control automático desde el punto de vista práctico se puede dividir en tres secciones:

- Control de procesos que involucran cambios químicos y de estado.
- Control de manufactura que involucra cambio de forma.
- Control de posición fundamentalmente, con niveles de potencia por encima de unos pocos vatios.

#### **2.11.1.1 Ventajas Más Relevantes del Control Automático:**

- Aumento en la cantidad o número de productos.
- Mejora de la calidad de los productos.
- Economía de materiales.
- Economía de energía o potencia.
- Economía de energía industrial.
- Reducción de inversión de mano de obra en tareas no especializadas.
- Aumento de la seguridad industrial del proceso.

El control automático de procesos es parte del progreso industrial desarrollado. El uso intensivo de la ciencia de control automático es producto de una evolución que es consecuencia del uso difundido de las técnicas de medición y control. Su estudio intensivo ha contribuido al reconocimiento universal de sus ventajas.

El control automático de procesos se usa fundamentalmente porque reduce el costo de los procesos industriales, lo que compensa la inversión en equipo de control. Además hay muchas ganancias intangibles, como por ejemplo la eliminación de

mano de obra pasiva, la cual provoca una demanda equivalente de trabajo especializado. La eliminación de errores es otra contribución positiva del uso del control automático.

El principio del control automático o sea el empleo de una realimentación o medición para accionar un mecanismo de control, es muy simple. El mismo principio del control automático se usa en diversos campos, como control de procesos químicos y del petróleo, control de hornos en la fabricación del acero, control de maquinas herramientas, y en el control y trayectoria de un proyectil. El control automático es el mantenimiento de un valor deseado dentro de una cantidad o condición, midiendo el valor existente, comparándolo con el valor deseado, y utilizando la diferencia para proceder a reducirla. En consecuencia, el control automático exige un lazo cerrado de acción y reacción que funcione sin intervención humana.

### **2.11.2 Control del Proceso Multivariable**

El control de proceso multivariable o procesos de múltiples entrada y múltiples salidas son aquellos donde se deben controlar más de una variable.

Estos procesos se utilizan donde es necesario controlar el flujo de salida y la fricción de masa que sale de un componente, cuando se necesita controlar la temperatura de salida y la composición, las cuales necesitan manipular y controlar varias variables. El control de estos procesos puede ser completamente complejo.

### **2.11.3 Elementos de un Sistema de Control**

- **Variable:** Es cualquier elemento que posee características dinámicas, estáticas, químicas y físicas bajo condiciones, que constantemente se pueden medir.
- **Variable Controlada:** Es la variable directa a regular, sobre la que constantemente estamos pendientes ya que afecta directamente al sistema del proceso,

es decir, es la que adentro del lazo del control es captada por el transmisor para originar una señal de retroalimentación.

- **Variable Manipulada:** Es la que se modifica para afectar directamente a la variable controlada, es la herramienta para modificar la variable directa del proceso. Es la cantidad que se encarga de variar los instrumentos finales de control. Es el mensaje del controlador que transmite modificaciones para lograr lo esperado de la variable controlada.

- **El Proceso:** Los tipos de procesos encontrados en las plantas industriales, son tan variados como los materiales que producen.

Estos se extienden desde lo simple y común, tales como lazos que controlan caudal, hasta los grandes y complejos como los que controlan columnas de destilación en la industria petroquímica.

- **Perturbaciones:** Señal que afecta la respuesta real del sistema produciendo un error en la medida.

- **Instrumento:** Es un dispositivo que se encarga de interpretar señales proporcionales a la magnitud de la variable.

- **El Actuador Final:** Es el que regula el suministro de energía o material al proceso y cambie la señal de medición. Más a menudo este es algún tipo de válvula, pero puede ser además una correa o regulador de velocidad de motor, posicionador, etc.

- **El Controlador Automático:** El último elemento del lazo es el controlador automático, su trabajo es controlar la medición. “Controlar” significa mantener la medición dentro de límites aceptables. Un concepto básico es que para que el control realimentado automático exista, es que el lazo de realimentación está cerrado. Esto significa que la información debe ser continuamente transmitida dentro del lazo. El controlador debe tener la capacidad para mover la válvula, la válvula puede afectar a la medición, y la señal de medición debe ser reportada al controlador. Si la conexión se rompe en cualquier punto, se dice que el lazo está abierto.

Tan pronto como el lazo se abre, como por ejemplo, cuando el controlador queda imposibilitado de mover la válvula. Así las señales desde el controlador en respuesta a las condiciones cambiantes de la medición no afecta a la válvula y el control automático no existe.

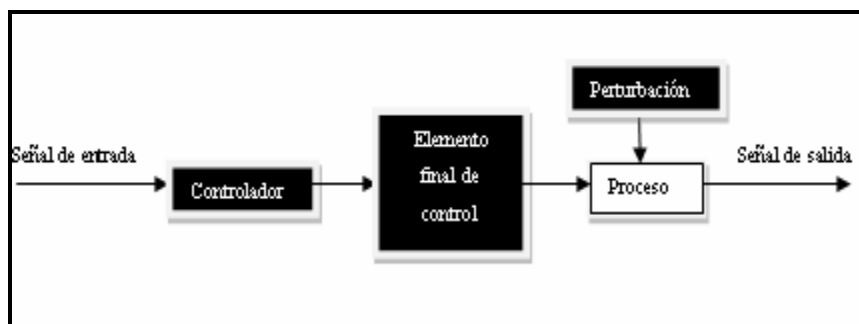
#### 2.11.4 Clasificación de los Sistemas de Control

Los sistemas de control se clasifican en sistemas de lazo abierto y sistemas de lazo cerrado. La distinción la determina la acción de control, que es la que activa al sistema para producir la salida.

##### 2.11.4.1 Un Sistema de Control de Lazo Abierto

Es aquel en el cual la acción de control es independiente de la salida (Ver Figura 2.4). Estos sistemas de control tienen dos rasgos sobresalientes:

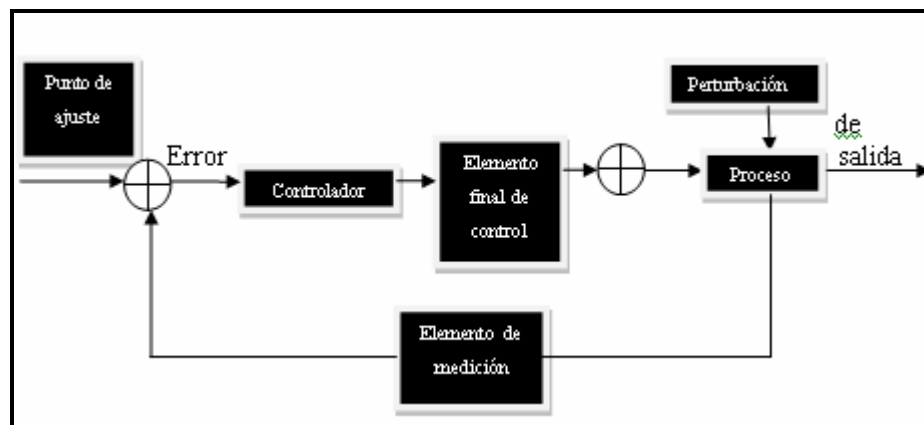
- La habilidad para ejecutar una acción con exactitud está determinada por su calibración
- No tienen el problema de la inestabilidad, que presentan los de lazo cerrado.
- Calibrar significa establecer o restablecer una relación entre la entrada y la salida con el fin de obtener del sistema la exactitud deseada.



**Figura 2.4 Diagrama del sistema de Control Lazo Abierto**

### 2.11.4.2 Un Sistema de Control de Lazo Cerrado

Es aquel en el que la acción de control es en cierto modo dependiente de la salida. Son llamados comúnmente sistemas de control por retroalimentación (retroacción). (Ver figura 2.5)



**Figura 2.5 Diagrama del Sistema de Control de Lazo Cerrado**

El lazo de control realimentado simple sirve para ilustrar los cuatro elementos principales de cualquier lazo de control.

La medición debe ser hecha para indicar el valor actual de la variable controlada por el lazo. Mediciones corrientes usadas en la industria incluyen caudal, presión, temperatura, mediciones analíticas tales como PH, ORP, conductividad y muchas otras particularidades específicas de cada industria.

La realimentación, es la propiedad de un sistema de lazo cerrado que permite la salida (o cualquier otra variable del sistema) sea comparada con la entrada al sistema (o con una variable a cualquier componente interno del mismo con un subsistema) de manera tal que se pueda establecer una acción de control apropiada como función de la diferencia entre la entrada y la salida. Más generalmente se dice que existe realimentación en un sistema cuando existe una secuencia cerrada de relaciones de causa y efecto entre las variables del sistema.

Los rasgos más importantes que la presencia de realimentación imparte a un sistema son:

- Aumento de la exactitud, es decir, la habilidad para producir la entrada fielmente.
- Reducción de la sensibilidad de la salida, correspondiente a una determinada entrada, ante variaciones en las características del sistema.
- Efectos reducidos de la no linealidad y de la distorsión.
- Aumento del intervalo de frecuencias (de la entrada) en el cual el sistema responde satisfactoriamente (aumento del ancho de banda).
- Tendencia a la oscilación o a la inestabilidad.

#### **2.11.5 Aplicación de los Sistemas de Control**

Al llevar a cabo la función de control, el controlador automático usa la diferencia entre el valor de consigna y las señales de medición para obtener la señal de salida hacia la válvula. La precisión y capacidad de respuesta de estas señales es la limitación básica en la habilidad del controlador para controlar correctamente la medición. Si el transmisor no envía una señal precisa, o si existe un retraso en la medición de la señal, la habilidad del controlador para manipular el proceso será degradada. Al mismo tiempo, el controlador debe recibir una señal de valor de consigna precisa (set-point).

En controladores que usan señales de valor de consigna neumática o electrónica generadas dentro del controlador, una falla de calibración del transmisor de valor de consigna resultara necesariamente en que la unidad de control automático llevara a la medición a un valor erróneo. La habilidad del controlador para posicionar correctamente la válvula es también otra limitación.

Si existe fricción en la válvula, el controlador puede no estar en condiciones de mover la misma a una posición de vástago específica para producir un caudal

determinado y esto aparecerá como una diferencia entre la medición y el valor de consigna. Para controlar el proceso, el cambio de salida del controlador debe estar en una dirección que se oponga cualquier cambio en el valor de medición.

#### **2.11.6 Selección de la Acción del Controlador**

Dependiendo de la acción de la válvula, un incremento en la medida puede requerir incrementos o disminuciones del valor de salida para el control. Todos los controladores pueden ser conmutados entre acción directa o reversa.

La acción directa significa que cuando el controlador ve un incremento de señal desde el transmisor, su salida se incrementa. La acción reversa significa que un incremento en las señales de medición hace que la señal de salida disminuya.

#### **2.11.7 Características del Proceso y Controlabilidad**

El controlador automático, usa cambios en la posición del actuador final para controlar la señal de medición, moviendo el actuador para oponerse a cualquier cambio, que observe en la señal de medición. La controlabilidad de cualquier proceso en función de lo bien que una señal de medición responde a estos cambios en la salida del controlador; para un buen control de medición debería comenzar a responder en forma rápida, pero luego no cambiar rápidamente, de esta manera todos los procesos pueden ser descritos por una relación entre **las entradas** y **las salidas**.

El proceso puede ser caracterizado por dos elementos de su respuesta, el primero es el tiempo muerto (dead time, en ingles), o sea el tiempo antes que la medición comience a responder, este es función de las dimensiones físicas de un proceso y cosas tales como las velocidades correas y regímenes de mezcla. El segundo es la capacidad de un proceso, representado por el material o energía que debe ingresar o abandonar el proceso para cambiar las mediciones, por ejemplo, los litros necesarios para cambiar el nivel, las calorías necesarias para cambiar la

temperatura, o los metros cúbicos de gas necesarios para cambiar la presión. La medición de una capacidad es su respuesta para un paso de entrada.

Específicamente, el tamaño de una capacidad es medido por una constante de tiempo, que es definida como el tiempo necesario para completar el 63 % de su respuesta total.

La constante de tiempo es función del tamaño del proceso y del régimen de transferencia de material o energía. Estos números pueden ser de tan solo segundos, y tan largos como varias horas. Combinados con el tiempo muerto, los mismos definen cuanto tiempo lleva para que la señal responda a cambios en la posición de la válvula.

Un proceso puede comenzar a responder rápidamente, pero no cambiar muy rápido si su tiempo muerto es pequeño y su capacidad muy grande. En resumen, cuanto mayor será la constante de tiempo de la capacidad comparada con el tiempo muerto, mejor será la controlabilidad del proceso.

## **2.12 Instrumentación industrial**

Instrumentación, es el grupo de elementos que sirven para medir, controlar o registrar variables de un proceso con el fin de optimizar los recursos utilizados en este. El instrumento más conocido y utilizado es el reloj, el cual nos sirve para controlar el uso eficaz de nuestro tiempo. En otras palabras, la instrumentación es la ventana a la realidad de lo que está sucediendo en determinado proceso, lo cual servirá para determinar si el mismo va encaminado hacia donde deseamos, y de no ser así, podemos usar la instrumentación para actuar sobre algunos parámetros del sistema y proceder de forma correctiva.

La instrumentación es lo que ha permitido el gran avance tecnológico de la ciencia actual en casos tales como: los viajes espaciales, la automatización de los procesos industriales y muchos otros de los aspectos de nuestro mundo moderno, ya que la automatización es solo posible a través de elementos que puedan censar lo que



sucede en el ambiente, para luego tomar una acción de control pre-programada que actué sobre el sistema para obtener el resultado previsto.

### 2.12.1 Características de los Instrumentos

De acuerdo a las normas SAMA (Scientific Apparatus Makers Association), PMC20, las características de mayor importancia, para los instrumentos son:

- **Campo de Medida o Rango (Range):** es el conjunto de valores dentro de los límites superior e inferior de medida, en los cuales el sistema es capaz de trabajar en forma confiable. Por ejemplo, un termómetro de mercurio con rango de 0 a 50 grados Celsius.
- **Alcance (Span):** Es la diferencia entre el valor superior e inferior del campo de medida. Para el caso del termómetro del ejemplo, el SPAN será de 50 grados Celsius.
- **Error:** Es la diferencia que existiría entre el valor que el instrumento indique que tenga la variable de proceso y el valor que realmente tenga esta variable en ese momento
- **Precisión:** Es la tolerancia mínima de medida que permitirá indicar, registrar o controlar el instrumento. En otras palabras, es la mínima división de escala de un instrumento indicador. Generalmente esta se expresa en porcentaje (%) del Span.
- **Zona Muerta (Dead Band):** Es el máximo campo de variación de la variable en el proceso real, para el cual el instrumento no registra ninguna variación en su indicación, registro o control.
- **Sensibilidad:** Es la relación entre la variación de la lectura del instrumento y el cambio en el proceso que causa este efecto.

- **Repetibilidad:** Es la capacidad de un instrumento de repetir el valor de una medición, de un mismo valor de la variable real en una única dirección de medición.
- **Histéresis:** Similar a la repetibilidad, pero en este caso el proceso de medición se efectúa en ambas direcciones.
- **Campo de Medida con Supresión de Cero:** Es aquel rango de un instrumento cuyo valor mínimo se encuentra por encima del cero real de la variable.
- **Campo de Medida con Elevación de Cero:** Es aquel rango de un instrumento cuyo valor mínimo se encuentra por debajo de cero de las variables.

### 2.12.2 Clasificación de los Instrumentos

Existen dos formas de clasificar los instrumentos las cuales son:

- De acuerdo a su función en el proceso.
- De acuerdo a la variable de proceso que miden.

Este modo de clasificarlo no es necesariamente el único, pero se considera bastante completo.

#### 2.12.2.1 De acuerdo a su función

- **Instrumentos Indicadores:** Son aquellos que como su nombre bien dice, indican directamente el valor de la variable de proceso. Ejemplos: manómetros, termómetros, etc.
- **Instrumentos Ciegos:** Son los que cumplen una función reguladora en el proceso, pero no muestran nada directamente. Ejemplo: termostatos, presostatos, etc.
- **Instrumentos Registradores:** En algunos casos podrá ser necesario un registro histórico de la variable que se estudia en un determinado proceso. En este caso, se usaran instrumentos de este tipo.

- **Elementos Primarios:** Algunos elementos entran en contacto directo con el fluido o variable de proceso que se desea medir, con el fin de recibir algún efecto de este (absorben energía del proceso), y por este medio pueden evaluar la variable en cuestión (placa de orificio).
- **Transmisores:** Estos elementos reciben la variable de proceso a través del elemento primario, y la transmiten a algún lugar remoto. Estos transmiten las variables de proceso en forma de señales proporcionales a esas variables.
- **Transductores:** Son instrumentos fuera de línea (no en contacto con el proceso), que son capaces de realizar operaciones lógicas y/o matemáticas con señales de uno o más transmisores.
- **Convertidores:** En ciertos casos, la señal de un instrumento debe ser compatible con lo esperado por el receptor de esa señal, en ese caso se utilizara un elemento convertidor para lograr la compatibilidad de señal.
- **Receptores:** Son los instrumentos que generalmente son instalados en el panel de control, como interface entre el proceso y el hombre. Estos reciben las señales de los transmisores o de un convertidor.
- **Controladores:** Este es uno de los elementos más importantes, ya que será el encargado de ejercer la función de comparar lo que está sucediendo en el proceso, con lo que realmente se desea que suceda en el, para posteriormente, en base a la diferencia, envié una señal al proceso que tienda a corregir las desviaciones.
- **Elemento Final de Control:** Sera este elemento quien reciba la señal del controlador y quien estando en contacto directo con el proceso en línea, ejerza un cambio en este, de tal forma que se cambien los parámetros hacia el valor deseado. Ejemplo: Válvulas de control, compuertas, etc.

### **2.12.2.2 De acuerdo a la variable de proceso**

Esta clasificación, como su nombre lo indica, se refería a la variable de proceso que se trate de medir.

En la actualidad, se pueden medir, casi sin excepción, todas las variables de procesos existentes, sin embargo, algunas se medirán de forma directa y otras indirectas.

### **2.12.3 Simbología**

Los símbolos y diagramas son usados en el control de procesos para indicar la aplicación en el proceso, el tipo de señales empleadas, la secuencia de componentes interconectadas y de alguna manera, la instrumentación empleada. La Sociedad de Instrumentista de América (ISA por sus siglas en ingles Instrumens Society of América) publica normas para símbolos, términos y diagramas que son generalmente reconocidas en la industria.

## **2.13 Modelos y simulación de los sistemas de proceso**

Los modelos matemáticos y la simulación por computadora son indispensables en el análisis y diseño de los sistemas de control para procesos complejos no lineales. Al momento de seleccionar el modelo se debe considerar en primer lugar que tan crítico es el desempeño del sistema de control para la operación segura y rentable del proceso.

En segundo lugar la confiabilidad del desempeño del sistema de control, lo cual generalmente depende de la experiencia y familiaridad que se tenga con una aplicación en particular del control.

La tercera consideración es el tiempo y esfuerzo que se requiere para llevar a cabo la simulación que puede ir desde algunas horas, para un proceso relativamente simple, hasta varios meses para el hombre, en un proceso complejo que simula por primera vez.

Los tres pasos principales para realizar la simulación dinámica de un proceso son:

- Desarrollo del modelo matemático.
- Resolución de las ecuaciones del modelo.
- Análisis de los resultados.

Una vez que se obtienen las ecuaciones del modelo, el siguiente paso en la simulación de un sistema físico es la solución de las ecuaciones. Se puede aplicar tres modelos generales para programar las ecuaciones del modelo.

- Se utiliza algún método simple de integración numérica para resolver las ecuaciones.
- Se utiliza un paquete de subrutinas de propósito general para resolver ecuaciones diferenciales.
- Se utiliza un lenguaje de simulación para simular sistemas continuos.

## **2.14 Sensores**

### **2.14.1 Sensores de Presión**

El sensor de presión más común es el tubo de Bourdon, el cual consiste en un tramo de tubo en forma de herradura, con un extremo sellado y el otro conectado a la fuente de presión. Debido a que la sección transversal del tubo es elíptica o plana, al aplicar una presión al tubo tiende a enderezarse, y al quitarla, el tubo retorna a su forma original, siempre y cuando no se rebase el límite de elasticidad del material del tubo. La cantidad de enderezamiento que sufre el tubo es proporcional a la presión que se aplica, y como el extremo abierto del tubo esta fijo, entonces el extremo cerrado se puede conectar a un indicador, para señalar la presión, o a un transmisor, para generar una señal neumática o elástica.

El rango de presión que se puede medir con el tubo Bourdon depende del espesor de las paredes y del material con que se fabrique el tubo.

### **2.14.2 Sensores de Flujo**

El flujo es una de las dos variables de procesos que se miden con frecuencia, la otra es la temperatura. Se han desarrollado muchos tipos de sensores de flujo. El sensor de flujo más utilizado es el medidor de orificio, que es un disco plano con un agujero.

El disco se inserta en la línea de proceso, perpendicular al movimiento del fluido, con el objeto de producir una caída de presión,  $\Delta P$ , la cual es proporcionada a la razón de flujo volumétrico a través del orificio.

### **2.14.3 Tipos de Sensores de Flujo**

Los tres medidores de nivel más importantes son el diferencial de presión, el de flotador y el de burbujeo.

- **El método de Diferencial de Presión**

Consiste en detectar la diferencia de presión entre la presión del fondo del líquido y en la parte superior del líquido, la cual es ocasionada por el peso que origina el nivel de líquido. El extremo con que se detecta la presión en el fondo del líquido se conoce como extremo de alta presión, y el que se utiliza para detectar la presión en la parte superior del líquido, como extremo de baja presión. Una vez que se conoce el diferencial de presión y la densidad del líquido, se puede obtener el nivel.

- **Sensor de Flotador**

Con el sensor de flotador se detecta el cambio en la fuerza de empuje sobre un cuerpo sumergido en el líquido. Este sensor se instala generalmente en un ensamble que se monta de manera externa al recipiente. La fuerza que se requiere para mantener al flotador en su lugar es proporcional al nivel del líquido y se convierte en una señal en el transmisor.

Este tipo de transmisor es menos costoso que la mayoría de los otros sensores de nivel, sin embargo, su mayor desventaja está en la incapacidad para cambiar el cero y la escala, para cambiar el cero se requiere la reubicación de capsula completa.

- **Sensor de Burbujeo**

Es otro tipo de presión hidrostática, y consiste en un tubo con gas inerte que se sumerge en el líquido. El aire o gas inerte que fluye a través del tubo se regula para producir una corriente continua de burbujas, y la presión que se requiere para producir esta corriente continua es una medida de la presión hidrostática o nivel de líquido.

Existen otros métodos nuevos para medir el nivel en el tanque, algunos de estos son patrones de capacitancia, sistemas ultrasónicos y sistemas de radiación nuclear, los dos últimos sensores también se utilizan para medir el nivel en materiales sólidos.

#### **2.14.4 Sensores de Temperatura**

La temperatura, junto con el flujo es la variable que con mayor frecuencia se mide en la industria de proceso, una razón simple es que casi todos los fenómenos físicos se ven afectados por esta. La temperatura se utiliza frecuentemente para interferir otras variables del proceso.

A causa de los múltiples efectos que se producen con la temperatura, se han desarrollado numerosos dispositivos para medirla, con muy pocas excepciones, los dispositivos caen en cuatro clasificaciones generales: termómetro de expansión (termómetro de tubo de vidrio, termómetro bimetalicos, termómetro de relleno térmico), dispositivos con sensor de resistencia (termómetros de resistencia y termistores), termopares y métodos sin contactos (pirómetros de radiación).

### **2.14.5 Sensores de Composición**

Otra clase importante de sensores son los de composición, los cuales se utilizan en las mediciones y control de calidad de productos. Existen muchos tipos diferentes de sensores de medición, por ejemplo: los de densidad, viscosidad, cromatografía, PH.

## **2.15 Transmisores**

El propósito de un transmisor es convertir la salida de un sensor en una señal lo suficientemente intensa como para que se pueda transmitir a un controlador o cualquier dispositivo receptor. En general, la mayoría de los transmisores se pueden dividir en dos tipos: de balance de fuerza y de movimiento, los cuales son los más comunes y se utilizan intensamente en la industria.

### **2.15.1 Transmisor Neumático**

En todos los transmisores neumáticos se utiliza un arreglo de mariposa y boquilla para producir una señal de salida proporcional a la salida del sensor.

### **2.15.2 Transmisor Electrónico**

Los transmisores electrónicos utilizan componentes electrónicos para producir una señal de salida proporcional a la salida del sensor <sup>[6]</sup>.

## **2.16 Planta de extracción San Joaquín**

La planta está conformada por dos trenes de procesos idénticos que maneja cada uno la mitad del caudal de la corriente de gas de entrada. (1.000 MMPCND) En la figura 2.6 se muestra el diagrama general de la planta de extracción.



### **2.16.1 Bases de diseño de San Joaquín**

En la planta de extracción San Joaquín, se a la condensación de hidrocarburos  $C_3^+$ , que constituye la riqueza del gas, para el caso de rechazo de etano, los líquidos son enviados como productos al Complejo Criogénico de José.

La condensación de las riquezas presentes en el gas natural de alimentación a la planta de San Joaquín, se logra utilizando las tecnologías de intercambio de calor, enfriamiento por expansión y separación de los líquidos para ser alimentados luego a los acondicionadores fraccionarios de líquido (torres de destilación) de donde sale como producto.

#### **2.16.1.1 Condiciones y composición del gas de alimentación**

- Gas de alimentación de entrada, MMPCND\*: 1.000 en total (500 por cada tren).
- Temperatura, °F: 110.
- Presión, psig: 990.
- Contenido de agua, Lb/MMPCN: Saturados.
- Generación eléctrica propia: 40 MW
- Consumo eléctrico interno: 4.0 MW
- Exportación eléctrica 14.0 MW
- Potencial total instalada: 245.000 HP

\* En base a 14,7 psig y 60° F

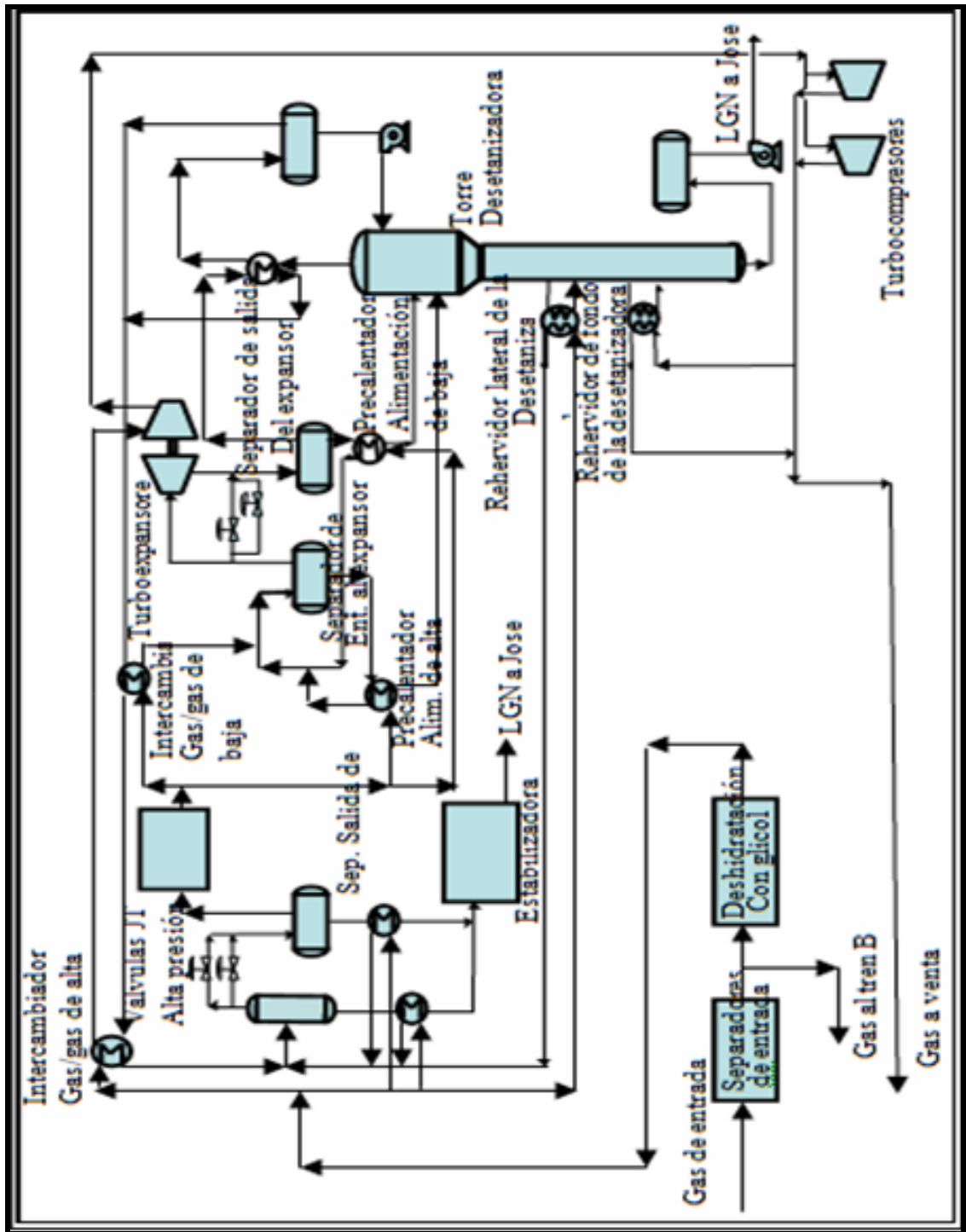


Figura 2.6 Diagrama general planta de extracción San Joaquín.

**Tabla 2.2 Composición del gas de alimentación (temperatura 110°F y presión 990 psig)**

<b>Gas Normal (Diseño)</b>	<b>Mol/Hr</b>	<b>% Mol</b>	<b>Gas Rico Mol/Hr</b>	<b>% Mol</b>
<b>N<sub>2</sub></b>	124.11	0.026	159.81	0.291
<b>CO<sub>2</sub></b>	4564.81	8.476	3246.73	5.912
<b>Metano</b>	41216.74	75.052	41785.13	76.087
<b>Etano</b>	4683.37	8.528	5145.23	9.369
<b>Propano</b>	2563.00	4.6670	2749.17	5.006
<b>Iso-Butano</b>	517.32	0.942	550.82	1.003
<b>N-Butano</b>	622.22	1.133	695.81	1.267
<b>I-Pentano</b>	196.06	0.357	208.69	0.380
<b>N-Pentano</b>	152.67	0.278	159.26	0.290
<b>N-Hexano</b>	108.19	0.197	111.48	0.203
<b>N-Heptano</b>	79.08	0.144	71.94	0.131
<b>N-Octano</b>	0.00	0.000	21.97	0.040
<b>N-Nonano</b>	0.00	0.000	7.14	0.013
<b>n-Decano</b>	0.00	0.000	4.39	0.008
<b>Total</b>	54917.57	100.000	54917.57	100.000
		<b>% Mol</b>		<b>% Mol</b>
<b>GPM (C<sub>2</sub><sup>+</sup>)</b>		4.69		5.02
<b>GPM (C<sub>3</sub><sup>+</sup>)</b>		2.33		2.52
<b>Mol. Wt.</b>		22.435		22.098
<b>H<sub>2</sub>S, ppm(v)</b>		10-30		10-30
<b>COS, ppm(v)</b>		<0.5		<0.5
<b>RSH, ppm(v)</b>		<0.5		<0.5

## **2.16.1.2 Especificaciones del producto de LGN**

### **2.16.1.2.1 Modalidad de rechazo de etano**

- Recuperación: Aproximadamente el 93 % del propano contenido en las corrientes de alimentación.
- Temperatura: 125°F Máximo.
- Etano/Propano: 2,0 % máximo en volumen de líquido.
- Disposición: Este caudal del producto LGN debe salir de la planta por vía de tubería para un procesamiento posterior en la planta de fraccionamiento de José.

### **2.16.1.2.2 Modalidad de recuperación de etano**

- Recuperación: Aproximadamente el 40 % de etano contenido en las corrientes de alimentación.
- Temperatura: 125°F Máximo.
- Metano/Etano: 0.5 % mol máximo.
- Disposición: Este producto LGN debe salir de la planta por vía de poliducto para un posterior procesamiento en la planta de fraccionamiento de José.

### **2.16.1.2.3 Especificaciones del gas residual**

- Presión: 965 psig mínimo.
- Temperatura: 125°F Máximo.
- Disposición: Esta corriente debe ser conectada al poliducto corpoven.

### **2.16.1.2.4 Otras consideraciones de diseño**

- Elevación del lugar de la planta: 750 pies
- Presión barométrica del lugar de la planta: 14,3 psia.

- Temperatura de bulbo seco de diseño: 98 °F.
- “Turndown” del tren: 50% del caudal de alimentación de diseño (el desetanizador está diseñado para solamente un 80% de “turndown”).

### **2.16.2 Sistema de alimentación de la planta de San Joaquín**

La alimentación a la planta consiste de una combinación de cinco líneas de alimentación de gas natural provenientes de las áreas:

- Santa Rosa.
- San Joaquín.
- Santa Ana.
- El Toco.

La planta San Joaquín se alimenta de 20 fuentes provenientes de varias plantas o estaciones de producción, distribuidas por áreas. Estas fuentes se clasifican en tres áreas principales:

- Área Mayor de Oficina (AMO), formada por: Mata R, Ceibita, Zapato y Aguasay Principal. Complejo Santa Rosa, formado por Anaco Mariposa, estación Santa Rosa Booster.
- Área tradicional de Anaco, la cual está formada por las siguientes fuentes: planta San Joaquín IV, planta San Joaquín II, Santa Ana III, El Toco II, planta San Joaquín I, estación El Roble y la planta El Roble.
- Otras fuentes son las provenientes del norte de Monagas como Estación COT, de estas fuentes algunas como: planta El Roble, San Joaquín II, San Joaquín IV, etc., alimentan la planta por diferentes líneas. El uso de tal flexibilidad permite variar la mezcla a distintos gasoductos.

Tomando en cuenta las fuentes provenientes del área mayor de oficina, norte de Monagas y área tradicional de anaco, la carga a la planta es de 926 MMPCND, por lo que se utilizan fuentes como: Estación San Joaquín I, Estación San Joaquín III,

Estación San Joaquín IV y Guárico, para completar la cantidad de gas requerida (1.000 MMPCND).

En caso contrario entrarán directamente al sistema de gas de venta. Esta operación se realiza cuando existen paradas de equipos (plantas compresoras o estaciones de producción). Estas fuentes por lo general tienen bajo contenido de hidrocarburo líquido y alto contenido de CO<sub>2</sub>, el cual puede generar problemas operaciones en ciertas zonas de la planta (congelamiento de CO<sub>2</sub> en el separador de salida de baja presión).

#### **2.16.2.1 Gasoductos**

La distribución del gas natural desde las estaciones de producción y las plantas compresoras, hasta la planta de extracción requieren de sistemas de transporte (gasoductos), que por lo general están enterados en su totalidad. El gas entra a la planta a través de 4 gasoductos:

- Gasoducto Santa Rosa 20"
- Gasoducto Santa Rosa 14"
- Gasoducto San Joaquín 18"
- Gasoducto El Toco/Santa Ana 20"

A su vez los Gasoducto El Toco/Santa Ana 20" y Gasoducto Santa Rosa 20", son alimentados por una planta compresora de relevo (San Joaquín Booster), al cual llegan fuentes provenientes del norte de Monagas y Área Mayor de Oficina.

Cada una de estas líneas es alimentada por varias plantas de estaciones de producción. Estas líneas llegan a unos separadores que se encargan de separar y recuperar los líquidos que se forman en el gas de entrada.

- **Gasoducto Santa Rosa 20"**

Este gasoducto puede recibir gas natural de las fuentes: Complejo Santa Rosa, planta Santa Rosa II, planta San Joaquín IV. Planta El Roble.

Todo el gas recolectado es recibido en la planta de extracción en el depurador Santa Rosa 20" a niveles de presión y temperatura de 1.010 psig y 110 °F respectivamente.

Presenta las siguientes características: longitud de 22 Km., desde el Complejo Santa Rosa, que posee un diámetro externo de 20", maneja un promedio de gas de 300 MMPCND y presenta una trampa de liquido tipo tubo múltiple a 2,1 Km., de la planta de extracción y/o estación de descarga de San Joaquín III.

- **Gasoducto Santa Rosa 14"**

Este gasoducto puede recibir gas natural de las fuentes: Estación San Joaquín IV, planta San Joaquín IV, planta Santa Rosa, estación El Roble, Planta El Roble.

Todo el gas recolectado es recibido en la planta de extracción en el depurador Santa Rosa 14" a niveles de presión y temperatura de 1.000 psig y 100 °F respectivamente.

Este separador tiene una capacidad de 175 MMPCND y presenta las siguientes características: longitud de 22 Km., desde el complejo Santa Rosa hasta la planta de extracción San Joaquín, tiene un diámetro de 14".

- **Gasoducto San Joaquín 18"**

Este gas recibe gas de las fuentes: estación COT, Zapato, Ceibita, Mata R, Aguasay I, que llegan a la Planta de San Joaquín Booster que a su vez llega a la planta de extracción.

Todo el gas recolectado es recibido en la planta de extracción en el depurador San Joaquín 18" a niveles de presión y temperatura de 1.014 psig y 110 °F respectivamente. Este separador tiene una capacidad de 196 MMPCND y presenta las siguientes características: longitud de 3,7 Km., desde la planta compresora San Joaquín, presenta un diámetro externo de 18".

- **Gasoducto El Toco/Santa Ana 20"**

El gasoducto El Toco/Santa Ana 20" puede recibir gas de las fuentes: planta El Toco, planta Santa Ana III, estación El Roble, planta El Roble, estación San Joaquín I, planta San Joaquín I. Todo el gas recolectado es recibido en la planta de extracción en el depurador El Toco/Santa Ana 20" a condiciones de presión y temperatura de 1.010 psig y 110 °F respectivamente.

Presenta las siguientes características: longitud de 41 Km, desde la planta compresora El Toco hasta la planta de extracción, tiene un diámetro externo de 20", maneja un promedio de gas de 300 MMPCND y posee una trampa de líquido tipo tubo múltiple. Los líquidos son enviados a la planta de extracción San Joaquín y a la estación de descarga San Joaquín III <sup>[7]</sup>.



## **CAPITULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 Descripción del proceso de extracción de líquidos del gas natural en la planta de extracción San Joaquín**

La planta de extracción San Joaquín consta de dos Trenes idénticos, cada uno procesa 500 MMSCFD de gas normal (de diseño), tanto en la modalidad de rechazo de etano como en la modalidad de recuperación de etano. El producto LGN recuperado es enviado por poliductos a la planta de fraccionamiento de José, para un posterior procesamiento.

El proceso de extracción de líquido en la planta de extracción San Joaquín está compuesto por las siguientes unidades o secciones básicas (ver figura 3.1):

- Instalaciones de gas de entrada.
- Deshidratación de gas de entrada mediante el uso de glicol.
- Enfriamiento del gas de entrada y válvula J-T de alta presión.
- Deshidratación con tamices moleculares.
- Intercambiadores de gas – gas y gas – líquido.
- Expansor – compresor
- Torre desetanizadora.
- Compresores de gas residual.
- Torre estabilizadora.

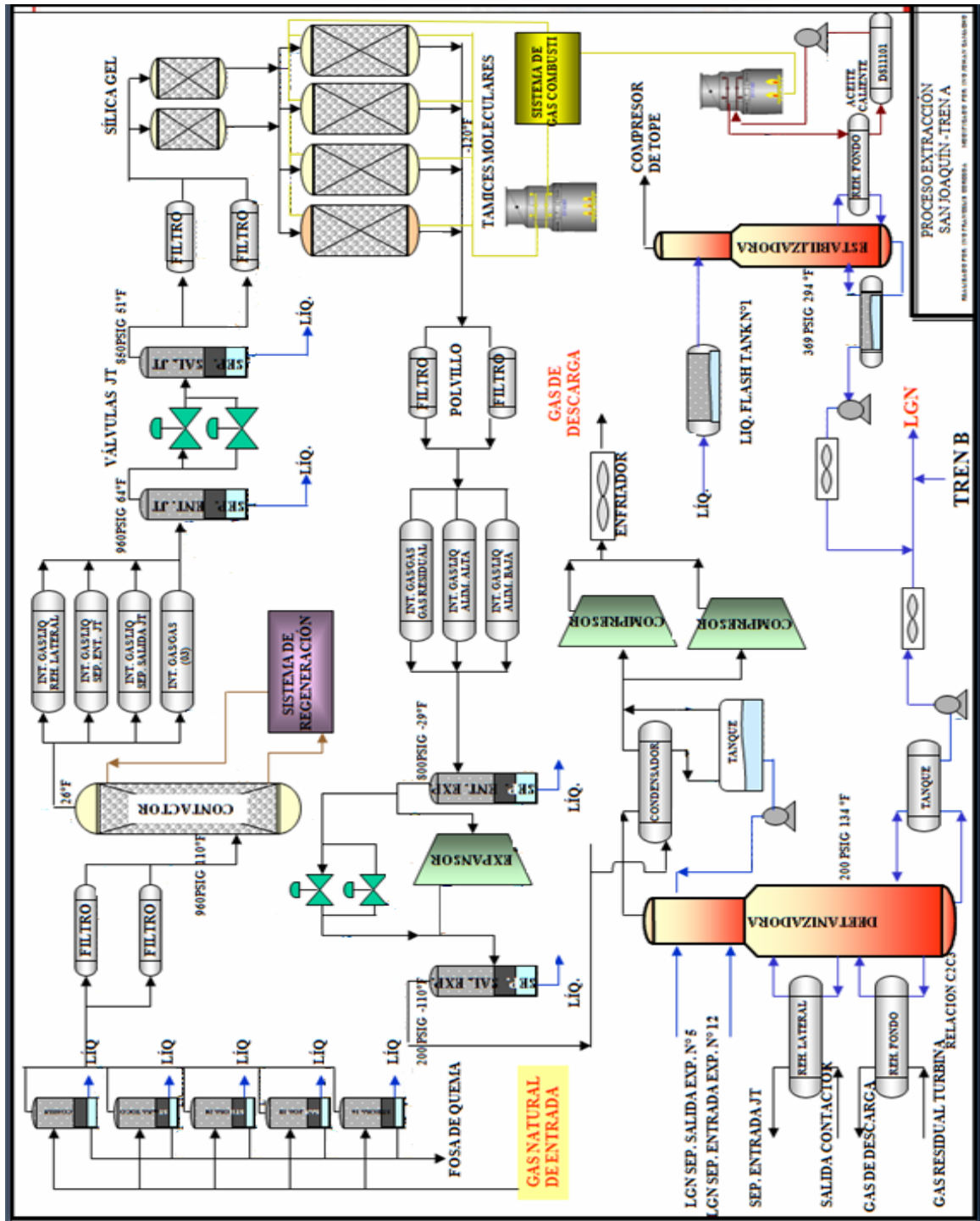


Figura 3.1 Diagrama General de Proceso de Extracción

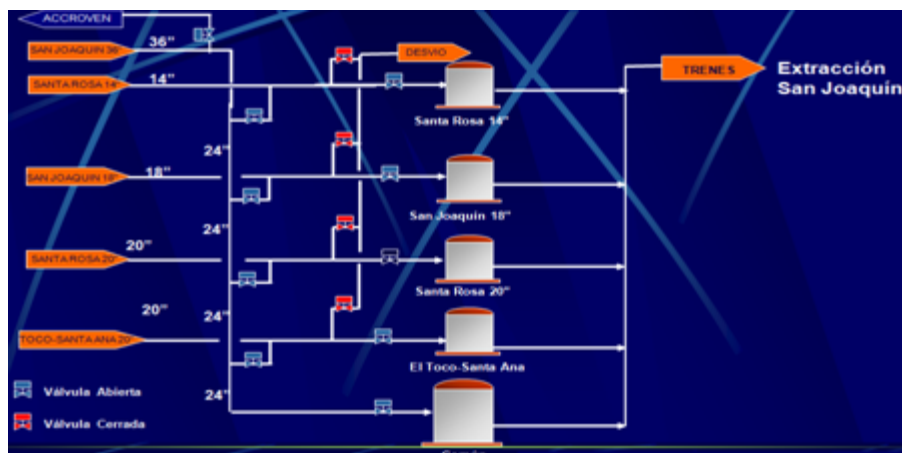
Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### 3.1.1 Instalaciones de gas de entrada

El gas de entrada proveniente de los gasoductos, es recibido por los Separadores (ver figura 3.2 y 3.3), de tipo Slugcatcher, fuera de los límites de la batería de los Slugcatcher. El gas pasa a los depuradores de entrada para separar los líquidos que no han sido separados en los Slugcatcher.

Los depuradores de entrada son cinco:

- El depurador de entrada que recibe el gas de San Joaquín.
- El depurador de entrada línea 14", que recibe gas de Santa Rosa.
- El depurador de entrada que recibe el gas de El Toco-Santa Ana.
- El depurador de entrada línea 20" que recibe el gas de Santa Rosa.
- El depurador de entrada Común.



**Figura 3.2 Sistema de alimentación de la planta San Joaquín.**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

#### 3.1.1.1 Funciones básicas de las instalaciones de gas a la entrada

- a) Recibir el gas de alimentación a la planta y dosificar los flujos de entrada al interior de la misma.

- b) Separar los líquidos que se condensan de los gases que entran a los límites de batería de la planta.
- c) Separar el agua de los condensados de hidrocarburos que se condensan del gas entrado a la planta.
- d) Enviar el agua separada en las instalaciones de entrada a su disposición final.
- e) Enviar los condensados de hidrocarburos a recuperación como producto.
- f) Provee los mecanismos para el control de flujo para el gas alimentado a la planta.
- g) Para la flexibilidad operacional y para facilidad de mantenimiento los depuradores de entrada pueden ser bloqueados y sacados fuera de servicio, sin afectar la operación de la planta, ajustando el gas procesado por los trenes al máximo volumen que manejan los separadores que quedan en operación.



**Figura 3.3 Separadores de entrada.**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### 3.1.2 Torre contactora de Trietilenglicol.

El gas pasa en forma ascendente a través del contactor pasando por un lecho de packing estructurado (empaquete estructurado), donde se pone contacto con TEG seco. El TEG se introduce en la parte superior del contactor y se distribuye por el lecho mediante un distribuidor multi-bandeja. A medida que pasa a través del contactor, este absorbe agua proveniente del gas de entrada y deshidratada, el gas hasta llegar el punto de rocío de diseño 26 °F, el gas de entrada luego pasa a través de un eliminador de niebla de doble capa antes de dejar el contactor. Ver figura 3.4.



**Figura 3.4 Torre Contactora de Trietilenglicol.**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### 3.1.3 Intercambiador Gas Caliente/ Gas de Alta Presión

Este intercambiador (ver figura 3.5) consta de tres carcazas dispuestas en serie. El gas de entrada pasa a través del lado de tubos del intercambiador y se enfría mediante un intercambio de calor con gas residual frío hasta 42 °F.



**Figura 3.5 Intercambiador gas caliente/gas de alta presión.**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### 3.1.4 Válvula J-T de Alta Presión

Estas dos válvulas J-T (una operativa y una de reserva), reducen la presión a 850 Psig y la temperatura a 51 °F, esta expansión de gas causa que los líquidos sean condensados del gas. En el caso de que la presión del separador caiga a 750 Psig, se abre la válvula J-T de reserva, a fin de mantener una presión operativa mínima de 750 Psig. Ver figura 3.6.



**Figura 3.6 Válvula J-T de alta presión.**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### 3.1.5 Tamices Moleculares

El sistema consta de cuatro torres de absorción tres de ellas siempre están en operación mientras la cuarta es regeneradora (ver figura 3.7).

Cada uno de los lechos esta en servicio por un periodo de 24 horas, y luego se saca del servicio para regenerarlo durante ocho horas.

La absorción de las moléculas sobre la superficie de solido, es favorecido a baja temperatura y alta presión, en el caso de san Joaquín las condiciones de absorción son 51 °F de temperatura y una presión de trabajo cercana a 830 Psig. Esto permite la absorción del agua en los lechos de los tamices moleculares en la etapa de secado de gas. Por el contrario la desorción de las moléculas de agua, regeneración de los lechos de tamices moleculares ocurre a Baja Presión y Alta Temperatura.

La regeneración del lecho se logra haciendo fluir, a través del mismo gas residual. El lecho una vez regenerado se ha de enfriar en dos etapas. En una primera

etapa se le hace pasar gas residual a 120 ° F y en la etapa siguiente se hace pasar lentamente gas de entrada hasta alcanzar el equilibrio térmico.



**Figura 3.7 Tamices moleculares.**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### **3.1.6 Intercambiador Gas-Frío de Baja Presión**

Este intercambiador de carcasa y tubos consiste en cuatro carcassas, dispuestas en dos carcassas en paralelo y dos en serie (ver figura 3.8). El gas pasa a través del lado de carcasa del intercambiador y se enfría a  $-26$  °F mediante un intercambio cruzado con gas residual frío.





**Figura 3.8 Intercambiador gas frío/gas de baja presión.**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### **3.1.7 Expansor – Compresor**

El gas pasa a través del lado Expansor, el Expansor-compresor de Baja Presión, donde la presión se disminuye de 800 Psig hasta 200 Psig y el gas consecuentemente se enfría hasta  $-103\text{ }^{\circ}\text{F}$  (ver figura 3.9). La expansión del gas ocasiona la condensación de los líquidos de este gas, cada Expansor está conectado mediante un eje común a un compresor centrífugo y el trabajo recuperado de la expansión del gas a Alta Presión mueve el compresor, el cual re comprime el gas natural.



**Figura 3.9 Expansor – Compresor**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### **3.1.8 Torre Desetanizadora**

En esta torre se introducen dos alimentaciones a condiciones de líquidos sub – enfriado por el tope; una en el plato 5 a una temperatura de  $-40\text{ }^{\circ}\text{F}$  aproximadamente, proveniente del separador de alta presión a la entrada de los expansores, y la otra en plato 12 a  $25\text{ }^{\circ}\text{F}$  aproximadamente, proveniente del separador de salida de baja presión de los expansores.

La torre opera a 195 psig en el tope y en el fondo a 200 psig. La zona rectificación o enriquecimiento está comprendida entre los platos 1 y 12, siendo esta la sección más ancha de la torre; la zona de agotamiento está comprendida entre los platos 13 y 28, siendo esta la sección más delgada de la torre (ver figura 3.10).



**Figura 3.10 Torre desetanizadora**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### **3.1.9 Sistema de Estabilizador del Condesado**

El sistema de estabilización tiene la función de extraer agua e hidrocarburos de los líquidos condensados en las instalaciones de la entrada conjuntamente con las mezclas de líquidos y vapor proveniente de los intercambiadores de calor de la primera etapa de expansión (Alta Presión).

Estos líquidos entran al tanque de alimentación de esta unidad, el cual opera a 69 °F y 40 Psig. Es un separador de tres fases donde el agua se puede extraer del sistema. El vapor que sale de este tanque se envía al depurador de succión del compresor de tope de la estabilizadora, mientras que el líquido se alimenta al tope de la columna de estabilización.

La estabilizadora opera a 389 Psig y contiene platos de válvula. El calor para el rehedidor se provee de un sistema de aceite de calentamiento. El vapor de

tope se combina con el que proviene del tanque de alimentación y se comprime hasta 995 Psig. En el compresor de tope de la estabilizadora.

A continuación el gas se enfría hasta 120 °F y se combina con el gas de entrada en el punto de aguas arriba del filtro separador previo al contactor. En el fondo de la estabilizadora se provee de un tanque pulmón, con un tiempo de residencia de 30 minutos.

El líquido acumulado en este tanque se bombea pasando por un enfriador antes de mezclarse, con los líquidos recuperados en la desetanizadora, y enviarse a la planta de fraccionamiento en José, a través del poliducto. Ver figura 3.11.



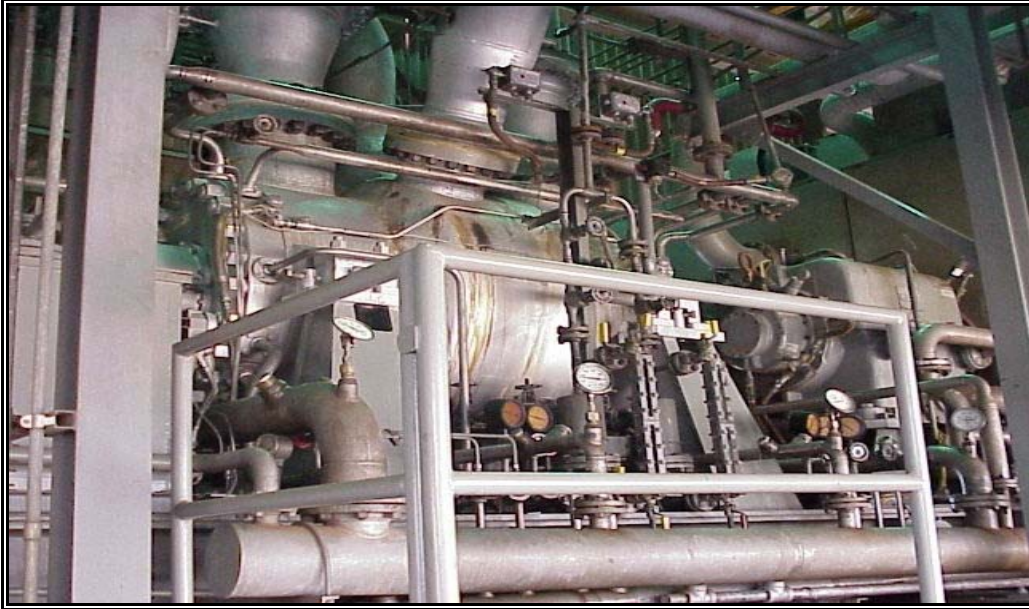
**Figura 3.11 Torre estabilizadora de Condensados**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### **3.1.10 Compresión del gas residual**

El gas residual es comprimido en una primera etapa en el Expansor-Compresor de Baja Presión hasta 238 Psig (ver figura 3.12). Posteriormente en su segunda etapa el gas adquiere la presión de 1015 Psig en dos compresores centrífugos accionados por turbinas a gas que operan en paralelo. Estos compresores están

provistos con depuradores de succión, enfriadores y depuradores de inter-etapas.



**Figura 3.12 Turbocompresor Centrifugo**

Fuente: Planta Extracción San Joaquín.

### **3.2 Identificación de las variables CRÍTICAS en el proceso de extracción**

La planta de extracción de líquidos San Joaquín, cumple con un objetivo primordial, que es la obtención de líquidos del gas natural, y para que esto se pueda llevar a cabo es necesario la operatividad de los trenes del proceso de extracción, por eso es indispensable llevar un control riguroso de las secciones o unidades con las que cuenta la planta, para así garantizar el máximo recobro de líquidos.

La variación de las condiciones de operación de una sección o unidad en particular implicara cambios en el funcionamiento adecuado de los equipos, es de ahí la necesidad de anteponerse a estos cambios, por lo que la identificación de las variables críticas en el proceso de extracción es de suma importancia, ya que al asegurarnos que éstas estén dentro de los rangos o valores deseados, se evitara

situaciones irregulares y así se lograra la obtención del producto bajo las especificaciones deseadas.

De ahí que las variables críticas a controlar para el proceso de extracción de líquidos son las siguientes:

### **3.2.1 GPM**

La base fundamental de este proceso, es el recobro de los líquidos del gas natural, por tal razón, este valor permite tener una visión de la cantidad de líquidos que se pueden recuperar y a su vez mantener el equilibrio energético del proceso; los equipos más afectados con la variación del GPM son los intercambiadores. En la actualidad el GPM de la alimentación de la planta San Joaquin se encuentra en un rango comprendido entre 1.95 y 2.35, siendo el valor de diseño del GPM 2.33 para un gas normal y 2.55 para un gas rico.

### **3.2.2 Flujo de alimentación de la planta**

En la planta de extracción existe una gran variedad de equipos, cada uno de estos con especificaciones en su diseño diferentes entre sí, un cambio en su alimentación podría causar daños en equipos como los rotativos, los cuales en algunos casos, no pueden funcionar y un rango mayor o menor a la de diseño entre estos se encuentran los compresores y el expansor. Además del desbalance energético que un exceso o falta de flujo producirán en los sistemas de intercambio de calor, por tal razón se debe mantener el flujo de diseño (500 MMSCFD por cada tren), para así cumplir con las especificaciones requeridas.

### **3.2.3 Temperatura de alimentación de la planta**

La temperatura de la alimentación de la planta de extracción, tiene un valor de diseño de 110 °F (temperatura ambiente), al presentar cambios en este valor se

observarían cambios en los contenidos de agua de la corriente de entrada, afectando de forma directa el proceso de deshidratación con TEG y la integridad mecánica del turbo expansor, haciendo imposible mantener un régimen de operación constante en la planta.

### **3.2.4 Presión de alimentación de la planta**

Para la planta de extracción San Joaquín, la presión de la entrada a la planta, no es una variable que ellos puedan regular, ya que esta depende de procesos realizados aguas arriba a la planta, una alteración en su presión de diseño (990 psig), podría causar daños en los equipos que depende de esta fuerza para realizar su trabajo como lo son las válvulas J-T, expansor – compresor y turbo compresores centrífugos. A su vez la variación de la presión influye directamente proporcional en el intercambio dinámico existente en el proceso, en el cual la presión va disminuyendo progresivamente y luego al final del proceso es aumentada para ser entregada bajo las especificaciones establecidas por los compradores.

### **3.2.5 Relación $C_2/C_3$**

Actualmente en la planta de extracción San Joaquín esta relación tiene un valor fijado de 0.016 molar, ya que bajo estas condiciones es que se obtiene el producto a venta en las especificaciones requeridas por los compradores, una variación en esta relación se verá reflejada en el proceso de destilación que ocurre en la torre desetanizadora cuyo objetivo principal es separar los componentes pesados del metano y etano (componentes livianos en mayor proporción).

### **3.2.6 Contenido de agua en la alimentación de la planta**

Al llegar a las unidades de separación de entrada a la planta un gas con alto contenido de agua libre en su composición, se comprometería la separación que en

estos ocurre para llevar el gas a niveles aceptables de agua. Existiendo la posibilidad de que ocurra un arrastre de líquidos, hacia la unidad de deshidratación con glicol ocasionando que el contenido de agua del gas salga fuera de las especificaciones de diseño perjudicando así a los intercambiadores, donde se alcanza temperaturas criogénicas, ocasionando la formación de hidratos, obstruyendo de forma parcial o completa, las tuberías o equipos, impidiendo así mantener un régimen de operación constante de la planta.

### **3.3 Revisar los sistemas de control y su funcionamiento standard**

#### **3.3.1 Clasificación de los sistemas de control**

##### **3.3.1.1 Sistemas de control sencillos**

- \* Tanque expansión (glicol, estabilizadora etc.).
- \* Filtro.
- \* Medidores de presión.

##### **3.3.1.2 Sistemas de control medianos**

- \* Deshidratación con glicol
- \* Torre estabilizadora
- \* Tamices moleculares

##### **3.3.1.3 Sistemas de control críticos**

- \* Separadores de entrada
- \* Intercambiadores
- \* Torre desetanizadora



\* Válvula Joule – Thompson

\* Turbo expansión

### 3.3.2 Funcionamiento de los sistemas de control

#### 3.3.2.1 Separadores de entrada

Cada corriente de alimentación a los separadores de entrada de la planta de extracción, poseen **válvulas de control** individuales, estas **válvulas son de falla cerrada**, lo cual indica que al momento de cualquier problema ellas recibirán la orden de cerrarse bloqueando así el flujo de alimentación al separador al que están conectadas, al mismo momento el sistema envía una **señal** de aviso a una **válvula de control, del tipo falla abierta**, que está en paralelo a la anterior para que desvíe el flujo de gas hacia a la salida de la planta. A continuación se muestra en la tabla 3.1 los criterios para el funcionamiento de los sistemas de control existente en los separadores de entrada de la planta de extracción.

**Tabla 3.1 Sistema de control de los separadores de entrada**

Variable	Perturbación		Control	Acción	Valor Fijado
Flujo de alimentación	Baja alimentación		LC FIC-30105	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se abre la válvula XSV-30101 y además se cierran las válvulas XSV-30112 y la XSV-30107.</li> </ul>	Determinado por las condiciones de operación de la planta.
	Alta alimentación		LC FIC-30105	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se cierra la válvula XSV-30101 y se abren simultáneamente las válvulas XSV-30112 y XSV-30107.</li> </ul>	Determinado por las condiciones de operación de la planta
Nivel	Líquido	Alto	LIC-30101	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se cierra la válvula XSV-30101.</li> <li>Se abren las válvulas XSV-30112 y la XSV-30107</li> </ul>	5'-10"
	Interfase	Alto	LIC-30104	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se abre la válvula que descarga la fase acuosa al tanque flash de agua de desecho.</li> </ul>	1'-8" 96,9 %
		Bajo		<ul style="list-style-type: none"> <li>Se abre la válvula XSV-30101 y se cierra la válvula de descarga al tanque flash de agua</li> </ul>	

				de desecho.	
	Hidrocarburo	Alto	LIC-30104	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se abre la válvula de descarga y se envía este al tanque flash de liquido de alimentación de la estabilizadora</li> </ul>	4'-0" 75 %
		Bajo		<ul style="list-style-type: none"> <li>Se cierra la válvula de descarga al tanque de liquido de la estabilizadora ó se abre la válvula XSV-30101 ,si esta se encuentra cerrada.</li> </ul>	

### 3.3.2.2 Torre Contactora de Trietilenglicol

El flujo de la corriente de glicol rico, que entra en el tope de la columna es regulado por **una válvula y la variable a controlar** es el flujo de corriente de gas de entrada por medio de un **controlador** con un punto fijado de 132 gpm por tanto su función es de **controlar** el flujo de glicol pobre a la torre, en cantidades suficientes para cubrir los rangos de deshidratación requeridos.

El flujo de la corriente de glicol rico que sale por el fondo de la columna es regulado por una **válvula** cuya **variable a controlar** es el nivel de glicol en el inferior de la torre. Por medio de un contactor que su punto está fijado.

Por lo tanto su función es la de **controlar** el nivel de glicol en el fondo de la torre. A continuación se muestra en la tabla 3.2 los criterios para el funcionamiento de los sistemas de control existente en la torre contactora de trietilenglicol de la planta de extracción.

**Tabla 3.2 Sistema de control en la torre contactora de trietilenglicol**

Variable	Perturbación	Control	Acción	Valor Fijado
Nivel	Alto nivel de líquido en el separador de entrada al contactor.	LIC-10301 LIC-10303	Se cierra la alimentación al filtro/separador, se cierra el acceso a la contactora, se desvía la corriente al otro filtro/separador y se descarga el filtro con la	0'-6" 12,5 %

	Alto nivel de glicol en el contactor	LIC-10305	válvula de nivel. Se activa la válvula de control de nivel Lv-10305.	3'-6" 69,3 %
Presión	Alta presión de entrada a la contactora.	PIC-103156	Se activa la válvula PV-103156, la cual alivia el gas en el sistema hacia el cabezal del mechurrio. Se cierra el proceso aguas abajo.	1050 Psig
	Baja presión de entrada a la contactora.		Se cierra la válvula XSV-10390 y se detiene la operación del tren.	
	Alta ó baja presión en el rehervidor de glicol.	PCV-103183	Se aumenta o disminuye el caudal de alimentación de gas combustible al rehervidor.	30 Psig
Flujo De Alimentación	Alto flujo de glicol hacia el contactor	FIC-10301	Se cierra la alimentación de glicol a la contactora.	132 GPM
Temperatura	Alta ó baja temperatura del rehervidor de glicol	PCV-103183	Se aumenta o disminuye el caudal de alimentación de gas combustible al rehervidor.	400 °F

### 3.3.2.3 Válvula J-T de Alta Presión

Una vez que el gas pasa por esta **válvula**, la presión corriente abajo se mantiene a 850 PSIG por un **controlador indicador de presión**. Si la presión cae a 750 PSIG, un **segundo controlador indicador de presión**, abrirá la **válvula J-T** de reserva, a fin de mantener una presión operativa mínima de 750 PSIG. A continuación se muestra en la tabla 3.3 los criterios para el funcionamiento de los

sistemas de control existente en la válvula J-T de alta presión de la planta de extracción.

**Tabla 3.3 Sistema de control en la válvula J-T de alta presión**

Variable	Perturbación	Control	Acción	Valor Fijado
Nivel	Alto nivel en separador de entrada de la J-T	LIC-10310	Se abre la válvula que envía los líquidos recolectados en el separador, al calentador de condensados del separador de entrada de la J-T.	2'-0"
	Bajo nivel en separador de entrada de la J-T		Se cierra la válvula que envía los líquidos recolectados en el separador, al calentador del separador de entrada de la J-T.	
Presión	Alta presión en el separador de salida de la J-T.	PIC-10313	Se desactiva la PV-10313.1, si esta operativo ó se apertura poco a poco la PV-10313 hasta estabilizar la presión.	850 Psig
	Baja presión en el separador de salida de la J-T	PIC-10313	Se cierra poco a poco la J-T hasta recuperar la presión requerida.	
		PIC-10313.1	Entra en operación la PV-10313.1	

#### 3.3.2.4 Tamices Moleculares

El **controlador** que lleva a cabo el proceso de operación de los tamices moleculares es llamado PLC (controlador lógico del proceso), permitiendo el accionamiento de las **válvulas** para que estén en servicio 3 tamices mientras que el otro está en su proceso de regeneración. Cada **válvula** está equipada con detectores

de posición, que indican cuando las **válvulas** están abiertas o están cerradas. El **controlador** pasará la secuencia y activará una alarma cada vez que una **válvula** no se encuentre en la posición correcta.

En la línea de salida de los deshidratadores se ha instalado un analizador de humedad para indicar cuando el agua comienza a pasar a través de los deshidratadores. A continuación se muestra en la tabla 3.4 los criterios para el funcionamiento de los sistemas de control existente en los tamices moleculares de la planta de extracción.

**Tabla 3.4 Sistema de control en los tamices moleculares**

Variable	Perturbación	Control	Acción	Valor Fijado
Nivel	Alto nivel de líquido en la bota secundaria del filtro/separador de entrada de los deshidratadores.	LIC-10343 LIC-10345	Se cierra la válvula XSV-10308 de la corriente de alimentación del filtro/separador de entrada de los deshidratadores. Se abre la válvula XSV-10310 de desvío.	1"
Flujo de alimentación	Alto flujo de alimentación al tamiz	LIC-10343 LIC-10345	Se cierra la válvula KV-10329. Se ajustan las condiciones de operación de KV-10330 y KV-10331	Determinado por las condiciones de operación de la planta

### 3.3.2.5 Intercambiadores en el proceso

En todos los intercambiadores que intervienen este proceso la **variable a controlar** es la temperatura, el cual es medido por un indicador **controlador** de temperatura. En el caso de detectarse una **variación** de la temperatura en la salida del intercambiador este mandará una **señal** para regular el caudal de entrada de los fluidos que allí interactúan en el intercambio de energía. A continuación se muestra en la tabla 3.5 los criterios para el funcionamiento de los sistemas de control existente en los intercambiadores de la planta de extracción.

**Tabla 3.5 Sistema de control en los intercambiadores**

Variable	Perturbación	Control	Acción	Valor Fijado
Temperatura	Alta temperatura en la corriente que alimenta el intercambiador de calor de alta presión gas/gas	TIC	Se ajustan las condiciones de operación de los equipos que se alimentan de la corriente de gas desviada antes de llegar al intercambiador.	64 °F
	Muy baja temperatura en la corriente del intercambiador de calor de alta presión gas/gas	TIC	Se rocía metanol, para revertir el congelamiento de intercambiador y se realizan los ajustes respectivos.	
	Alta o baja temperatura en la corriente de alimentación del intercambiador de gas Frio/gas de baja presión	TIC	Se ajustan las condiciones de operación de los otros equipos con los cuales hay interacción de la corriente.	- 29°F
	Alta o baja temperatura en la corriente de alimentación del intercambiador de glicol pobre/rico	TIC	Se ajustan las condiciones de operación de los otros equipos con los cuales hay interacción de la corriente.	Determinado por las condiciones de operación de la contactora.

### 3.3.2.6 Expansor – Compresor

La línea de succión hacia el expansor de baja presión está equipada con **válvulas** automáticas de cierre rápido, las cuales se activan en diversas condiciones de parada o cuando la presión de operación disminuye. Existen **dos válvulas paralelas** desde la succión hasta la descarga del expansor. Estas válvulas de **control**

**de presión**, llamadas las válvulas J-T, operan para **controlar** la presión corriente abajo del expansor.

La presión del expansor corriente abajo se **controla** mediante la presión de succión del compresor del gas. **Dos transmisores de presión están incluidos.** Cada uno envía su señal a un relé de alta selección, la **señal** más alta será la utilizada por los **controladores** de presión.

Esto evita la posibilidad de que una falla de un transmisor pueda causar una **señal** baja errónea hacia los **controladores**. A continuación se muestra en la tabla 3.6 los criterios para el funcionamiento de los sistemas de control existente en el expansor - compresor de la planta de extracción.

**Tabla 3.6 Sistema de control en el expansor - compresor**

Variable	Perturbación	Control	Acción	Valor Fijado
Nivel	Alto nivel de liquido en el separador de entrada del expansor	LIC-10318	Se produce una parada sin demora del expansor de baja presión. Se cierra la válvula XV-10307 y la XSV-10345. Además se cierra la válvula XSV-10389 que bloquea el flujo al compresor.	2'-2" 36,1 %
Temperatura	Alta ó baja Temperatura en el separador de entrada al expansor	TIC-103140	Permite corregir la temperatura a la cual entra la corriente de alimentación al separador de entrada al expansor.	-29(26) °F
Presión de succión del compresor de gas residual	Alta presión de succión	PIC-103155	Se disminuye la velocidad del expansor.	220 Psig
	Baja presión de succión		Se aumenta la velocidad del expansor	
Velocidad del eje expansor/compresor	Alta velocidad	----	Parada del expansor sin demora. Se cierra la válvula Xv-10307 y la	15640 RPM

			XSV.103145	
Vibración del eje expensor/compresor	Alta vibración	----	Parada del expensor con demora. Se cierra la válvula XV-10307, la cual regula la boquilla de entrada del expensor. Además se cierra la válvula XSV-1034145 y se desvía el flujo del expensor antes de ser parado	2.5 MILS

### 3.3.2.7 Torre desetanizadora

En la torre desetanizadora la temperatura de salida proveniente del condensador de reflujo que se **controla** desviando vapor excedente alrededor del Condensador a través de una **válvula de control** de temperatura. La alimentación al del condensador de reflujo está provista de una **válvula mariposa manual**. Esa **válvula** debería ser ajustada de manera que equilibre la caída de presión a través del intercambiador.

Los líquidos son separados del gas residual y son bombeados bajo el **control** de nivel a través de las bombas de reflujo de la torre desetanizadora a un ritmo de 590 GPM hacia la bandeja superior. Un by-pass de caudal mínimo proveniente de las bombas de reflujo en dirección hacia el acumulador se provee para encender las bombas. Este by-pass normalmente debería estar cerrado una vez que las bombas estén en operación.

El **controlador** de temperatura de la bandeja número 24 reactiva el **controlador** de proporción de caudal, ya que este proporciona el **control** de avance de alimentación que **controla** el caudal de gas residual hacia el rehervidor de fondo en proporción al caudal de alimentación hacia la columna. El **controlador** de proporción de caudal reactiva el **controlador** de caudal de gas residual, el cual **controla** la posición de la **válvula de control** en la línea de gas residual que se dirige al rehervidor de fondo de la torre desetanizadora. A continuación se muestra en la tabla 3.7 los criterios para el funcionamiento de los sistemas de control existente en la torre desetanizadora de la planta de extracción.



**Tabla 3.7 Sistema de control en la torre desetanizadora**

Variable	Perturbación	Control	Acción	Valor Fijado
Flujo alimentación de alta	Alto o bajo flujo	LC FIC-10332	Regular caudal de alimentación Separador de Alta	180 GPM
Flujo alimentación de baja	Alto o bajo flujo		Regular caudal de alimentación Separador de Baja	
Diferencial de presión de tope a fondo	Sobrepresión en la alimentación.	PIC-103155	Regulación desde el expansor	200 psig
Perfil de presión en cada sección	Alteración del perfil de presión.	PSV-301 (Válvulas de alivio)	Manejo desde facilidades de entrada	1080-1155 psig
	Alteración de el diferencial de tope a fondo	LC PSV-103 (válvulas de alivio)	Manejo desde la salida contactor	1110 psig
Temperatura alimentación de alta	Variación de la T de entrada	TV-10335 (válvula)	Regular alimentación de gas deshidratado (IC)	1 °F
Temperatura alimentación de baja	Variación de la T de entrada	TV-10340	Regular alimentación de gas deshidratado (IC)	-15 °F
Temperatura condensador de tope	Variación de la T de producto de tope	TV-10371	Desviación de vapor mediante Bypass	-65 °F
Temperatura rehervidor lateral	Variación de producto bandeja 17	TV-10345	Regular alimentación de contactor TEG (IC)	110 °F
Temperatura rehervidor de fondo	Variación producto bandeja 28	TV-10351 TV- 10350.3	Regular alimentación de gas residual de compresión	134 °F

Nivel de acumulador de reflujo	Variación súbita del nivel	LIC-10328	Bypass de el flujo con válvula	2'8'' (43.85%)
Caudal de reflujo	Variación de la razón del reflujo	FV-10343	Depende del nivel y bypass	300 GPM
Relación C <sub>2</sub> /C <sub>3</sub>	Variación de la relación C <sub>2</sub> /C <sub>3</sub>	AIC-10301 (Cromatógrafo)	Resetea el controlador de proporción del caudal del rehervidor de fondo.	0.017

### 3.3.2.8 Torre estabilizadora

La proporción de calor hacia el rehervidor de fondo del estabilizador se **controla** regulando la **válvula** de caudal de aceite caliente. El **controlador de caudal** de aceite caliente es reseteado por un controlador de BTU, el cual recibe la proporción de calor de aceite caliente calculada en base a la diferencia entre las temperaturas de entrada- salida y la proporción del caudal del aceite caliente.

En la torre, la variable a controlar es la presión, al aumentar la presión en la torre estabilizadora el controlador de presión recibe la señal del transmisor de presión, que al compararla con su punto de ajuste que es de 389 psig la válvula reguladora se abrirá para retirar vapor de agua e hidrocarburos livianos para disminuir la presión en esta la cual actuara solo en este caso. A continuación se muestra en la tabla 3.8 los criterios para el funcionamiento de los sistemas de control existente en la torre estabilizadora de la planta de extracción.

**Tabla 3.8 Sistema de control en la torre estabilizadora**

Variable	Perturbación	Control	Acción	Valor fijado
Presión	Alta presión de tope	PIC-10416	Se abre la válvula PV-10416, hasta estabilizar la presión.	385 Psig
	Baja presión de		Se cierra la válvula Pv-10416 hasta recuperar la presión.	

	tope.			
Flujo de alimentación	Alto flujo de alimentación.	FIC-10405	Se aumenta las condiciones de operación del rehervidor por medio de FV-10402.	Determinado por las condiciones de operación de la planta.
	Bajo flujo de alimentación.		Se disminuye las condiciones de operación del rehervidor a través de la válvula FV-10402.	
Temperatura	Alta temperatura del rehervidor.	TIC-10410	Se regula el caudal de alimentación del rehervidor por la válvula Fv-10402.	Normalmente 294 (206) °F
	Baja temperatura del rehervidor.		Se aumenta el caudal de alimentación de aceite del rehervidor por medio de la válvula FV-10402.	
Relación $C_2/C_3$	Baja relación de $C_2/C_3$	AHC-10401	Se disminuyen las condiciones de operación del rehervidor.	0.017
	Alta relación de $C_2/C_3$		Se aumentan las condiciones de operación del rehervidor.	

### 3.4 Presentar los diferentes problemas de operación que se generarían al fallar los sistemas de control y los criterios de seguridad al respecto

Los problemas que se pueden presentar en la planta de extracción profunda de líquidos del gas natural al fallar los sistemas de control suelen ocurrir principalmente por la mala calibración de las válvulas y poco mantenimiento preventivo. De esta

manera se procede a presentar los problemas operacionales de formar puntal, tomando en cuenta que cualquier fallo en una unidad específica de la planta alteraría de manera simultánea todo el proceso debido a que estos se encuentran relacionados entre sí.

### **3.4.1 Problemas operacionales que se presentaran al fallar los sistemas de control**

#### **3.4.1.1 Sobre Presión en los Separadores**

Todos los separadores de esta planta en estudio, tienen condiciones determinadas de diseño y operación. Las condiciones de diseño indican que la presión máxima de operación de cada separador es de 1100 psig a 175 °F, mientras que las condiciones de operación normales de 985 psig a 110 °F. Una sobre presión puede causar daños en la estructura interna del separador dejándolo fuera de operación.

#### **3.4.1.2 Alto Nivel de Líquido en el Separador**

Un nivel alto de líquido en el separador trae como consecuencia un arrastre de líquidos hacia la salida de gas, lo cual puede provocar problemas en las instalaciones aguas abajo en la planta de extracción de líquidos.

#### **3.4.1.3 Aumento inadecuado del punto de rocío en la torre absorbadora con TEG**

Es necesario revisar la temperatura del gas de entrada a la torre de TEG, ya que esta temperatura tiene que ser menor a la de diseño para evitar que el gas salga con un mayor contenido de agua que el deseado. Además del control de flujo y pureza de glicol.

#### **3.4.1.4 Inundación de la torre de TEG**

Este problema puede ser causado por un flujo elevado del gas natural a través de la torre de TEG. Al disminuir el caudal del gas que fluye por ella hasta una velocidad de gas superficial de gas menor al caudal de inundación se podrá evitar este problema.

#### **3.4.1.5 Taponamiento en la zona de baja presión**

Cuando el recorrido del gas llega a la zona de temperaturas criogénicas, existe la posibilidad que se formen hidratos o se produzcan taponamientos, por ello este gas debe llegar allí en las condiciones de deshidratación requeridas.

#### **3.4.1.6 Funcionamiento inadecuado de los compresores y expansores**

Los problemas en estos equipos van a depender muchísimo del comportamiento de la presión en el sistema, así como también del flujo de alimentación a la planta. La presión ocasiona cambios en la velocidad del turbo-expansor, bien sea un incremento en la velocidad o disminución de la misma, que repercutirá en los compresores de gas residual, ya que su diseño no permite cambios notorios en este tipo de variables. Y de no corregir estas alteraciones podríamos obtener un gas a venta fuera de especificaciones.

#### **3.4.1.7 Presurización de la torre desetanizadora**

La presurización en la torre desetanizadora es producida principalmente por el gas de alimentación que entra a ella, este debe estar llegando con una presión muy por encima de lo que requiere la torre. Para corregir este problema se debe regular la presión a la salida del turbo- expansor y así evitar esta alteración.

### 3.4.1.8 Aumento de la caída de presión del gas de proceso a su paso a través del lecho adsorbente

Es posible que los espacios libres del lecho adsorbente estén siendo ocupados por restos de glicol arrastrados o hidrocarburos contenidos en los procesos previos.

### 3.4.2 Criterios de seguridad de los sistemas de control

**Tabla 3.9 Sistema de alarmas en los separadores de entrada**

Alarmas -Paradas	Causa de la activación	Valor Fijado	Descripción de la Acción
LAH-30101	Alto nivel de interfase en el <b>depurador de entrada de San Joaquín</b> (línea de 18")	1' – 8" 96.9%	Alarma en la sala de control.
LAH-30107	Alto nivel de interfase en el <b>depurador de entrada de Santa Rosa</b> (línea de 14")	1' – 8" 96.9%	Alarma en la sala de control.
LAH-30113	Alto nivel de interfase en el <b>depurador de entrada de El Toco/Santa Ana</b> (línea de 20").	1' – 8" 96.9%	Alarma en la sala de control.
LAH-30119	Alto nivel de interfase en el <b>depurador de entrada de Santa Rosa</b> (línea de 20")	1' – 8" 96.9%	Alarma en la sala de control.
LAH-30104	Alto nivel de hidrocarburos en el <b>depurador de entrada de San Joaquín</b> (línea de 18").	4' – 0" 75%	Alarma en la sala de control.

LAH-30109	Alto nivel de hidrocarburos en el <b>depurador de entrada de Santa Rosa</b> (línea de 14")	4' – 0" 75%	Alarma en la sala de control.
LAH-30116	Alto nivel de hidrocarburos en el <b>depurador de entrada de El Toco/Santa Ana</b> (línea de 20")	4' – 0" 75%	Alarma en la sala de control.
LAH-30122	Alto nivel de hidrocarburos en el <b>depurador de entrada de Santa Rosa</b> (línea de 20")	4' – 0" 75%	Alarma en la sala de control.
<b>LAH-30134</b>	Alto nivel de interfase en el <b>depurador de entrada Común</b>	<b>1' – 0"</b> <b>92.0%</b>	<b>Alarma en la sala de control.</b>
<b>LAH-30136</b>	<b>Alto nivel de hidrocarburos en el depurador de entrada Común.</b>	<b>5' – 6"</b> <b>70.0%</b>	<b>Alarma en la sala de control.</b>
<b>LAL-30131</b>	<b>Bajo nivel de hidrocarburos en el depurador de entrada Común.</b>	<b>2' – 6"</b> <b>22.0%</b>	<b>Alarma en la sala de control.</b>
<b>LAL-30134</b>	<b>Bajo nivel de interfase en el depurador de entrada Común.</b>	<b>-3' – 0"</b> <b>17.0%</b>	<b>Alarma en la sala de control.</b>
	Alto nivel de líquido en		Alarma en la sala de

LSDH-30102	el <b>depurador de entrada de San Joaquín</b> (línea de 18”).	5’ – 10”	control – Cierre la XSV-30101 y la XSV-30117. Abre la XSV-30112.
LSDH-30112	Alto nivel de líquido en el <b>depurador de entrada de Santa Rosa</b> (línea de 14”).	5’ – 3”	Alarma en la sala de control – Cierre la XSV-30102 y la XSV-30118. Abre la XSV-30111.
LSDH-30115	Alto nivel de líquido en el <b>depurador de entrada de El Toco/Santa Ana</b> (línea de 20”).	5’ – 10”	Alarma en la sala de control – Cierre la XSV-30103 y la XSV-30115. Abre la XSV-30114.
LSDH-30121	Alto nivel de líquido en el <b>depurador de entrada de Santa Rosa</b> (línea de 20”).	5’ – 10”	Alarma en la sala de control – Cierre la XSV-30104 y la XSV-30116. Abre la XSV-30113.
LSDH-30135	<b>Alto nivel de líquido en el depurador de entrada Común.</b>	<b>6’ – 6”</b>	<b>Alarma en la sala de control – Cierra la XSV-30115, XSV-30116, XSV-30117 y la XSV-30118. Repone la FIC-30105, FIC-30106, FIC-30107 y la FIC-30109 a su máximo caudal de</b>



			<b>flujo.</b>
--	--	--	---------------

**Tabla 3.10 Sistema de alarmas en la torre contactora de Trietilenglicol**

Alarmas -Paradas	Causa de la activación	Valor Fijado	Descripción de la Acción
LAH-10303	Alto nivel en la bota secundaria del filtro <b>separador de gas de entrada.</b>	1' – 0" 50%	Alarma en la sala de control.
LAH-10305	Alto nivel de glicol en el <b>contactor TEG</b> de alta temperatura.	4' – 2" 94.3%	Alarma en la sala de control.
LAL-10305	Bajo nivel de glicol en el <b>contactor de TEG</b> de alta temperatura.	2' – 6" 31.8%	Alarma en la sala de control.
<b>LAH-10399</b>	<b>Alto nivel en la bota secundaria del filtro del separador de gas de entrada.</b>	<b>1' – 3"</b> <b>71.4%</b>	<b>Alarma en la sala de control.</b>
LAH-10365	Alto nivel de condensados en el <b>tanque flash de glicol.</b>	4' – 3"	Alarma en la sala de control.
LAH-10368	Bajo nivel de condensado en el <b>tanque flash de glicol.</b>	2' – 3"	Alarma en la sala de control.
LAH-10366	Bajo nivel de glicol en el <b>tanque flash de glicol.</b>	1' – 9"	Alarma en la sala de control.
LAL-103211	Bajo nivel en el	6' – 4"	Parada del <b>rehervidor de glicol.</b> Alarma en el tablero local. Alarma

	<b>rehervidor de glicol.</b>		de parada en la sala de control.
TAH-103212	Alto nivel de glicol en el <b>rehervidor de glicol.</b>	420 °F	Parada del <b>rehervidor de glicol.</b> Alarma en el tablero local. Alarma de parada en la sala de control.
TAH-103224	Alta temperatura del gas de la chimenea del <b>rehervidor de glicol.</b>	700 °F	Parada del <b>rehervidor de glicol.</b> Alarma en el tablero local. Alarma de parada en la sala de control.
BA-10301.1, 2	Piloto derecho apagado.	--- --	Un detector de llama apagado – alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control. Ambos detectores de llama apagados – parada del <b>rehervidor.</b> Alarma en el tablero local. Alarma de parada en la sala de control.
BA-10301.3, 4	La llama del piloto izquierdo apagada	--- --	Un detector de llama apagado – alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control. Ambos detectores de llama apagados – parada del <b>rehervidor.</b> Alarma en el tablero local. Alarma de parada en la sala de control.
	Baja presión del gas del	40"	Parada del <b>rehervidor de glicol.</b> Alarma en el

PAL-10382	piloto hacia el <b>rehervidor</b> .	Columna de agua	tablero local. Alarma de parada en la sala de control.
PAL-103264	Baja presión de gas combustible hacia los quemadores.	20 PSIG	Parada del <b>rehervidor de glicol</b> . Alarma en el tablero local. Alarma de parada en la sala de control.
PAH-103262	Alta presión en el gas combustible hacia los quemadores.	40 PSIG	Parada del <b>rehervidor de glicol</b> . Alarma en el tablero local. Alarma de parada en la sala de control.
LAL-10367	Bajo nivel en el <b>acumulador de glicol</b> .	2 – 0”	Alarma en la sala de control.
LSDL-10353	Nivel bajo de parada en el <b>acumulador de glicol</b> .	1 – 6”	Parada de la <b>bomba de alimentación de glicol pobre y bomba de repuesto alarma en la sala de control</b> .
PAH-103285	Alta presión en el gas de colchón del <b>acumulador de glicol</b> .	20 PSIG	Cierra la válvula XSV-10311. Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.

**Tabla 3.11 Sistema de alarmas en la válvula J-T de alta presión**

Alarmas -Paradas	Causa de la activación	Valor Fijado	Descripción de la Acción
LAH-10310	Alto nivel en el <b>Separador de entrada de las válvulas J-T de Alta Presión</b> .	3’-0” 37.5%	Alarma en la sala de control.

LAL-10310	Bajo nivel en el <b>Separador de entrada</b> de las Válvulas <b>J-T de Alta Presión.</b>	1'-8" 4.2%	Alarma en la sala de control
LSDH-10312.1	Alto alto nivel en el <b>Separador de Entrada</b> de las Válvulas <b>J-T de Alta Presión.</b>	4'-0"	Alarma en la sala de control
LAH-10313	Alto nivel en el <b>Separador de Salida</b> de las Válvulas <b>J-T de Alta Presión.</b>	1'-10" 80.1%	Alarma en la sala de control
LAL-10313	Bajo nivel en el <b>Separador de Salida</b> de las Válvulas <b>J-T de Alta Presión.</b>	0'-6" 16.2%	Alarma en la sala de control
LSDH-10369.1	Alto alto nivel en el <b>Separador de Salida</b> de las Válvulas <b>J-T de Alta Presión.</b>	5'-0"	Alarma en la sala de control
PAH-10313	Alta presión en el <b>Separador de Salida</b> de las Válvulas <b>J-T de Alta Presión.</b>	890 PSIG	Alarma en la sala de control

**Tabla 3.12 Sistema de alarmas en los Tamices Moleculares**

Alarmas -Paradas	Causa de la activación	Valor Fijado	Descripción de la acción
LAH-10343	Alto nivel de liquido en la <b>bota primaria del filtro/separador de entrada del los deshidratadores.</b>	1'-0" 50%	Alarma en la sala de control.
LAH-10345	Alto nivel de liquido en la <b>bota secundaria del filtro/separador de entrada del los deshidratadores.</b>	1'-0" 50%	Alarma en la sala de control.
	Muy alto nivel de liquido en la <b>bota secundaria del</b>	1'-4"	Alarma en la sala de control. La válvula XSV-10308 se cierra y

LSDH-10360	<b>filtro/separador de entrada del los deshidratadores.</b>		la válvula XSV-10310 se abre.
PdAH-103179	Alta presión diferencial <b>través del 1° lecho de protección de los deshidratadores (Sílica Gel).</b>	5 PSI	Alarma en la sala de control.
PdAH-103180	Alta presión diferencial <b>través del 2° lecho de protección de los deshidratadores (Sílica Gel).</b>	5 PSI	Alarma en la sala de control.
AAH-10302	Alto nivel de <b>humedad en la salida de los deshidratadores.</b>	3 PPM	Alarma en la sala de control.

**Tabla 3.13 Sistema de alarmas en el Expansor-Compresor**

Alarmas -Paradas	Causa de la activación	Valor Fijado	Descripción de la Acción
TAL-103140	Baja temperatura en el <b>separador de entrada del Expansor de Baja Presión.</b>	-32 °F	Alarma en la sala de control.
TAH-103140	Alta temperatura en el <b>separador de entrada del Expansor de Baja Presión.</b>	-20 °F	Alarma en la sala de control.
LAH-10318	Alto nivel de líquido en el <b>separador de entrada del Expansor de Baja Presión.</b>	3' -1" 51.4%	Alarma en la sala de control.
LAL-10318	Bajo nivel de líquido en el <b>separador de entrada del Expansor de Baja Presión.</b>	1' -2" 19.4%	Alarma en la sala de control.
LSDH-10316.1, LSDH-10316.2	Excesivo nivel de líquido en el <b>separador de entrada del Expansor de Baja Presión.</b>	3' -4"	Parada de los <b>Expansores de Baja Presión sin demora</b> Alarma en la sala de control. Alarma en el tablero local.
PdSDH-10319.1 PdSDH-10319.2	Excesiva presión diferencial a través del <b>colador de entrada del Expansor de Baja Presión</b>	10 PSID	<b>Parada del Expansor con demora.</b> Alarma en la sala de control. Alarma en el tablero local.

PdSDH-10340.1 PdSDH-10340.2	Excesiva presión diferencial a través del <b>colador de entrada del Expansor de Baja Presión</b>	10 PSID	<b>Parada del Expansor de Baja Presión con demora.</b> Alarma en la sala de control. Alarma en el tablero local.
PAL-103155	Baja presión en la succión del <b>Compresor de gas residual</b>	195 PSIG	Alarma en la sala de control.
PALL-103155	Muy baja presión en la succión del <b>Compresor de gas residual</b>	170 PSIG	Alarma en la sala de control.
PAH-103155	Alta presión en la succión del <b>Compresor de gas residual</b>	275 PSIG	Alarma en la sala de control.
PdAL-103319.1	Baja presión diferencial en el <b>Aceite Lubricante del Expansor/Compresor.</b>	110 PSID	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdAL-103325.1	Baja presión diferencial en el <b>Aceite Lubricante del Expansor/Compresor de Baja Presión.</b>	110 PSID	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdSDL-103320.1	Excesivamente baja presión diferencial en el <b>Aceite Lubricante del Expansor/Compresor.</b>	90 PSID	<b>Parada del Expansor sin demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdSDL-103326.1	Excesivamente baja presión diferencial en el <b>Aceite Lubricante del Expansor/Compresor de Baja Presión.</b>	90 PSID	<b>Parada del expansor de baja presión sin demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdAL-103315	Baja presión diferencial en el <b>gas de Sello del Expansor/Compresor.</b>	35 PSID	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdAL-103323	Baja presión diferencial en el <b>gas de Sello del Expansor/Compresor de Baja Presión.</b>	35 PSID	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdSDL-103316	Excesivamente baja presión diferencial en el <b>Gas de Sello del Expansor/Compresor.</b>	25 PSID	Parada del expansor con demora. Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdSDL-103324	Excesivamente baja presión diferencial en el <b>Gas de Sello del Expansor/Compresor de Baja Presión.</b>	25 PSID	<b>Parada del Expansor de Baja Presión con demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.

TAH-103276	Alta temperatura de Aceite Lubricante proveniente del <b>Enfriador de Aceite Lubricante del Expansor/Compresor.</b>	130 °F	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
LAL-10386	Bajo nivel de aceite en el <b>Tanque de Aceite Lubricante del Expansor/Compresor.</b>	0' -9"	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
LSDL-10387	Excesivamente bajo nivel de aceite en el <b>Tanque de Aceite Lubricante del Expansor/Compresor.</b>	0' -8"	<b>Parada del expansor y expansor de baja presión con demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdAH-103322	Alta presión diferencial en el <b>Filtro de Aceite Lubricante del Expansor/Compresor.</b>	25 PSID	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control
XAH-103116 XAH-103117	Alta vibración del <b>ventilador en el Enfriador de Aceite Lubricante del Expansor/Compresor.</b>	----	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control
SAH-10330.3	Excesiva velocidad del <b>eje en el Expansor/Compresor.</b>	14960 RPM	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control
SAH-10331.1	Excesiva velocidad en el <b>eje del Expansor/Compresor de Baja Presión.</b>	14960 RPM	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control
SSDH-10330.4	Parada por excesiva velocidad del <b>eje en el Expansor/ Compresor.</b>	15640 RPM	<b>Parada del Expansor sin demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
SSDH-10331.2	Parada por excesiva velocidad del <b>eje en el Expansor/ Compresor de baja presión.</b>	15640 RPM	<b>Parada del Expansor de Baja Presión sin demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
XAH-103118 XAH-103120	Alta vibración del <b>eje en el Expansor/ Compresor.</b>	1.5 MILS	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
XAH-103122 XAH-103124	Alta vibración del <b>eje del Expansor/ Compresor.</b>	1.5 MILS	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
XSDH-103119 XSDH-103121	Excesivamente alta vibración en el <b>eje del</b>	2.5 MILS	<b>Parada del Expansor con demora.</b> Alarma en el tablero local.

	<b>Expansor/Compresor.</b>		Alarma en la sala de control
XSDH-103123 XSDH-103125	Excesivamente alta vibración en el eje del <b>Expansor/Compresor de Baja Presión.</b>	2.5 MILS	<b>Parada del Expansor de Baja Presión con demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdAH-103337 PdAH-103339	Alta presión diferencial en el <b>empuje del Cojinete del Expansor/compresor.</b>	150 PSID	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdAH-103332 PdAH-103334	Alta presión diferencial en el <b>empuje del cojinete del expansor/compresor de baja presión.</b>	150 PSID	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdSDH-103338 PdSDH-103340	Parada por excesiva presión diferencial en el <b>empuje del Cojinete del Expansor/ Compresor.</b>	200 PSID	<b>Parada del Expansor con demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
PdSDH-103333 PdSDH-103335	Parada por excesiva presión diferencial en el <b>empuje del cojinete del Expansor/Compresor.</b>	200 PSID	<b>Parada del expansor de baja presión con demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
TAH-103278.1	Alta temperatura del <b>cojinete del Expansor/Compresor.</b>	180 °F	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control
TAH-103279.1	Alta temperatura del <b>cojinete del Expansor/Compresor de Baja Presión.</b>	180 °F	Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
TSDH-103278.2	Parada por alta temperatura del <b>cojinete en el Expansor/Compresor.</b>	200 °F	<b>Parada del Expansor con demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control
TSDH-103279.2	Parada por alta temperatura del <b>cojinete en el Expansor/Compresor de Baja Presión.</b>	200 °F	<b>Parada del Expansor de Baja Presión con demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control
TSDL-103278	Parada por baja temperatura del <b>cojinete en el Expansor/Compresor.</b>	60 °F	<b>Parada del Expansor con demora.</b> Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
	Parada por baja temperatura del <b>cojinete</b>		<b>Parada del Expansor de baja presión con</b>



TSDL-103279	en el Expansor/Compresor de baja presión.	60 °F	demora. Alarma en el tablero local. Alarma en la sala de control.
-------------	---	-------	---

**Tabla 3.14 Sistema de alarmas de la Torre Desetanizadora**

Alarmas -Paradas	Causa de la activación	Valor Fijado	Descripción de la Acción
TAH-10371	Alta temperatura en el acumulador de reflujo de la desetanizadora.	<b>-50 °F</b>	Alarma en la sala de control.
LAH-10328	Alto nivel de líquido en el acumulador de reflujo de la desetanizadora.	3' -10" 72.9%	Alarma en la sala de control.
LAL-10328	Bajo nivel de líquido en el acumulador de reflujo de la desetanizadora.	1' -10" 22.9%	Alarma en la sala de control.
LSDL-10364	Excesivamente bajo nivel de líquido en el acumulador de reflujo de la desetanizadora.	1' -0"	<b>Parada de las bombas de reflujo del desetanizadora.</b> Alarma en la sala de control.
LSDH-10363	Excesivamente alto nivel de líquido en el acumulador de reflujo de la desetanizadora.	4' -7"	<b>Parada de los expansores de baja presión con demora.</b> Alarma en la sala de control.
LAL-10323	Bajo nivel de líquido en el tanque pulmón de fondo de la desetanizadora.	2' -3" 25.3%	Alarma en la sala de control.
LAH-10323	Alto nivel de líquido en el tanque pulmón de fondo de la desetanizadora.	8' -0" 93.3%	Alarma en la sala de control.
LSDL-10326	Excesivamente bajo nivel en el tanque pulmón de fondo de la desetanizadora.	1' -6"	<b>Parada de las bombas de fondo de la desetanizadora.</b> Alarma en la sala de control.
AAH-10301	Alto C2/C3 (en el producto de la desetanizadora).	<b>0.019 = C2 / C3</b>	Alarma en la sala de control.
PAH-10329	Alta presión en el tanque del sello secundario. Falla en el sello primario.	30 PSIG	Alarma en la sala de control.
	Alta presión en el		

PAH-10330	<b>tanque del sello secundario. Falla en el sello primario.</b>	30 PSIG	Alarma en la sala de control.
PAH-103226	Alta presión en el <b>tanque pulmón de fondo de la desetanizadora.</b>	220 PSIG	Alarma en la sala de control.

**Tabla 3.15 Sistema de alarmas de la Torre Estabilizadora**

Alarmas -Paradas	Causa de la activación	Valor Fijado	Descripción de la Acción
PAL-10416	Baja presión en el <b>tope de la estabilizadora de condensados.</b>	350 PSIG	Alarma en la sala de control.
PAH-10416	Alta presión en el tope de la estabilizadora de condensados.	425 PSIG	Alarma en la sala de control.
AAH-10401	Alta relación de C2 a C3 en el producto de fondo de la estabilizadora de condensados.	.019 C2/C3	Alarma en la sala de control.
LAH-10413	Alto nivel de líquido en el tanque pulmón de fondo de la estabilizadora.	7' -6" 82.4%	Alarma en la sala de control.
LAL-10413	Bajo nivel de líquido en el tanque pulmón de fondo de la estabilizadora.	2' -3" 23.4%	Alarma en la sala de control.
LSDL-10412	Nivel excesivamente bajo en el tanque pulmón de fondo de la estabilizadora.	1' -6" 16%	<b>Parada de las bombas de refuerzo de fondo de la estabilizadora.</b> Alarma en la sala de control.

### 3.5 Analizar las medidas de protección del sistema antes posibles fallas

El proceso de extracción de líquido de la planta de San Joaquín consta, de una serie de acciones de contingencia, las cuales están bien definidas ante la presencia de fallas en los equipos. El cumplimiento de estas es lo que permite, garantizar y a la

vez asegurar la integridad del personal que labora en la planta, las instalaciones y la armonía con el medio ambiente.

Existen escenarios donde se plantea no solamente la suspensión de las operaciones realizadas en un tren del proceso, sino también la paralización de toda la planta de ser necesario; Como lo son para los siguientes casos: falla en la generación de energía eléctrica, falla en el flujo de alimentación y fuga masiva de gas o líquidos volátiles en cualquier sector de la planta. Para ello se implementa el sistema de parada de emergencia (ESD), diseñado para cumplir con una parada de emergencia inmediata y segura.

### **3.5.1. Parada de emergencia de un solo tren**

En una situación que amerite una parada no programada de esta planta, se está en capacidad de controlar la situación, con válvulas de paradas automáticas y desvió, cuando un tren de producción se detiene sin programación, el gas de alimentación de la línea San Joaquín 18” y el gas de alimentación de la línea Santa Rosa 14” se desvía hacia el cabezal de salida de la planta.

Se puede obtener una parada de emergencia de un solo tren de proceso manualmente, mediante la interrupción del proceso del operador en el panel de control.

Para el tren A una parada de emergencia puede ser iniciada manualmente por un operador desde cuatro estaciones de interruptores en el campo o en la sala de control. Para el tren B se puede iniciar un sistema de parada de emergencia igualmente que en el tren A pero desde tres estaciones de interruptores de botón en el campo o en la sala de control. En la sala de control están dos interruptores en el panel de control que puede activar una parada de emergencia total de la planta.

### **3.5.2 Parada de emergencia total de la planta**

En el caso que ocurra simultáneamente una parada repentina en los trenes de operación se recurre al sistema de parada de emergencia total de la planta, el cual consiste en desviar automáticamente, a través de las válvulas, el gas de alimentación de las cuatro líneas hacia el cabezal de salida de la planta. Todas estas válvulas que operan automáticamente trabajan con gas residual a alta presión proveniente del botellón de volumen de gas. Una parada de emergencia total de la planta, únicamente puede ser iniciada manualmente desde cualquiera de los interruptores ubicados en la sala de control.

Durante una parada de emergencia total de la planta, el sistema de emergencia de cada tren procede según se indico anteriormente. Además, toman lugar las siguientes acciones:

- Se cierra las válvulas de bloqueo del poliducto de entrada y se abren las válvulas de desvío de poliductos en los límites de batería del Toco/Santa Ana y santa Rosa (20”).
- Se requiere la entrada proveniente de slug cácher hacia la planta y se desvía los líquidos hacia las instalaciones de crudo.
- Se cierra la válvula de gas combustible de emergencia en los límites de la batería.
- Se bloquea la válvula de parada de producto líquido en los límites de batería.
- Se envía una señal a la válvula de parada de gas combustible en el límite de batería de las instalaciones del generador para que se abra.

### **3.5.3 Sistema de Flare**

La planta está provista con dos sistemas de Mechurrio de emergencia cada uno sirviendo al Tren A y al Tren B, cada tren de proceso está provisto de un cabezal de Mechurrio, al cual alivian todas las válvulas de seguridad en el tren de proceso. Este cabezal debe estar abierto a ambos sistemas de Mechurrio para un tren operando a

500 MMSCFD de caudal de alimentación. Cuando se para un Mechurrio para mantenimiento, el tren respectivo debe ser parado y el caudal de alimentación del otro tren debe ser reducido a 312 MMSCFD (o menos). Se inyecta gas de purga al extremo lejano del cabezal del Mechurrio para protección contra una entrada de aire al sistema. Además se provee el Mechurrio de la fosa de incineración para la eliminación de desechos líquidos.

A medida que la presión en la Planta de Extracción disminuye en el evento de una ventilación, drenaje o, blowdown, es posible que ocurra auto refrigeración del fluido en baja temperatura en las tuberías y equipos del proceso.

El líquido ventilado, normalmente, será dirigido hacia el cabezal del mechurrio o al cabezal de drenaje cerrado, los cuales podrían experimentar también una baja temperatura. El mechurrio y sistemas de drenaje cerrado están diseñados para una temperatura mínima de -20 °F.

Es imperativo que el procedimiento de despresurización sea efectuado a un ritmo lo suficientemente lento como para mantener la temperatura de metal de todos los componentes por encima de su temperatura mínima de metal de diseño.

#### **3.5.4 Sistema contra incendios**

El suministro de agua cruda para el tanque de almacenamiento de agua contra incendios es tomado de la misma tubería que alimenta el tanque de agua cruda. Existe también una línea de ecualización que conecta el tanque de agua cruda con el tanque de agua contra incendios, la cual, cuando está abierta, permitirá el uso de la mayoría de la capacidad del tanque de agua cruda para agua contra incendio.

El Sistema de Agua Contra Incendios posee bombas para su funcionamiento y en el caso que se ocurran problemas de suministro eléctrico se cuenta también dos bombas adicionales. Las bombas de agua contra incendios impulsadas a diesel, cuando la presión del sistema de agua contra incendio baje por debajo de los 80 PSIG y 70 PSIG, respectivamente.

La totalidad de las áreas de proceso y offsites están rodeadas por un circuito cerrado de agua contra incendio subterráneo.

El equipo de protección contra incendios incluido en el circuito de agua contra incendios incluye monitores de incendio de superficies, hidrantes y un sistema automático de inundación para rociar equipos rotativos en caso de incendio.

El sistema automático de inundación consiste de nueve válvulas de inundación por cada tren, todas las cuales son activadas por detectores de incendio ultravioletas en cada uno de los equipos que se están protegiendo.

La válvula de inundación se abre para permitir el flujo de agua a través de boquillas de rociado ubicadas en posición para rociar alrededor de los sellos de la bomba o compresor. Cada bomba o compresor se encuentra en un sistema separado de inundación, de manera que solamente el área que se encuentra en condición de incendio será inundada.

## **CAPITULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1 Análisis de resultados**

##### **4.1.1 Descripción del proceso de extracción de líquidos del gas natural**

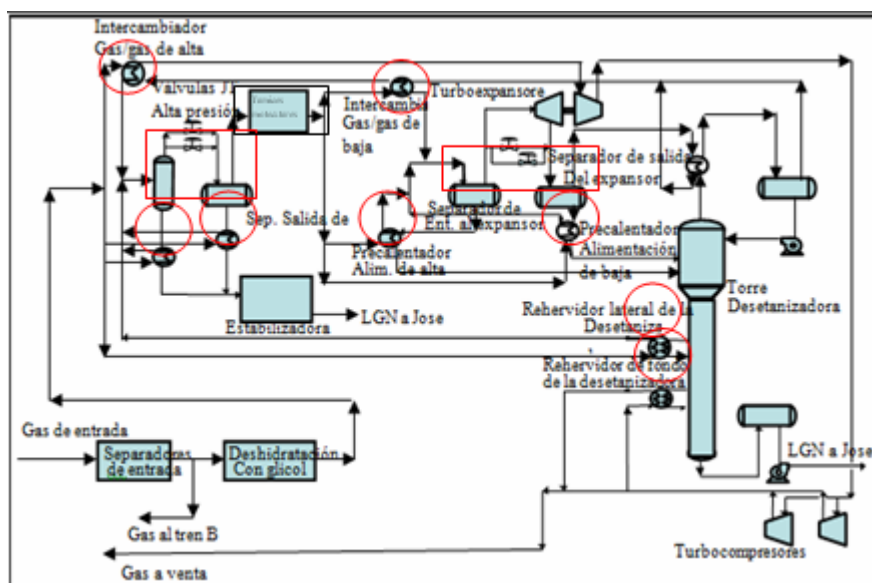
En la planta de extracción de líquidos de San Joaquín, existe una gran variedad de equipos, estos a su vez conforman unidades donde se realizan los procesos necesarios para la obtención del LGN, al evaluar estas unidades presentes en la planta por el funcionamiento que desempeñan y la responsabilidad que implican para el proceso, la unidad de deshidratación con TEG al inicio del tren de extracción, lleva la carga más fuerte en el acondicionamiento del gas, para que este sea apto para su recorrido por las instalaciones de la planta, llevando a condiciones específicas que eviten problemas en la unidades siguientes a ella, y también garantizando un gas a venta dentro de las especificaciones. Otro aspecto importante de resaltar, es que en esta planta el intercambio de calor en las diferentes corrientes constituye la base principal para mantener un equilibrio calórico en las instalaciones, evitando así invertir en enfriamiento o calentamiento de las líneas según sea las necesidades.

##### **4.1.2 Identificación en las variables críticas en el proceso de extracción**

###### **4.1.2.1 GPM**

La planta de extracción San Joaquín está diseñada para operar con un rango de GPM entre 1,95 a 2,35. La alteración de esta condición afectaría en mayor o menor proporción las condiciones de operación en las diferentes unidades existentes en la planta. Al seguir su paso por los intercambiadores de la zona de alta presión, estos

necesitaran un área mayor de transferencia de calor para lograr el enfriamiento deseado. Un GPM con un valor elevado representa una mayor cantidad de hidrocarburos pesados en la composición del gas, cuando se llega a las válvulas J-T de alta presión, se producirá una mayor condensación de líquidos a la salida de esta, que luego alimentara la torre estabilizadora. Implicando un mayor recobro de líquidos en la zona de baja presión. Al llegar un gas con un valor de GPM menor al del rango de operación, en la válvula J-T de alta presión, se obtendrían menos líquidos debido a que el gas tiene mayor cantidad de hidrocarburos livianos afectando a su vez la proporción de líquidos que alimenta a la torre estabilizadora. De igual modo en los intercambiadores criogénicos de baja presión se obtendrían liquido en menor proporción que luego pasaran a alimentar a la torre desetanizadora en la cual se tendrán que hacer los ajustes necesarios en el rehervidor de fondo. Ver figura 4.1 donde se señalan las alteraciones en el diagrama del proceso de extracción.



**Figura 4.1 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín.**

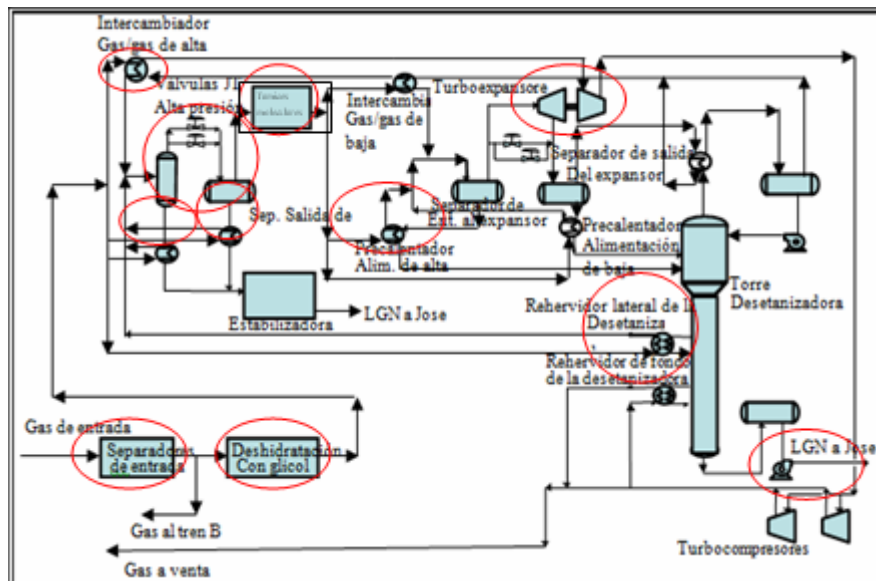


#### **4.1.2.2 Flujo de alimentación**

El flujo de alimentación a la planta de extracción es de 1000 MMSCFD un incremento en ese valor produciría daños desde su llegada a las instalaciones de entrada, los separadores allí ubicados están diseñados bajo condiciones específicas y con un flujo mayor no alcanzarían a cumplir con el tiempo necesario para que ocurra la separación adecuada en las diferentes fases presentes en el gas, así como también por causa de una separación inadecuada puede ocurrir el arrastre de líquido a los equipos venideros. Cuando llega al proceso de deshidratación con TEG, se observa que se pierde la eficiencia en la torre contactora y que el caudal de TEG es insuficiente, para el flujo de alimentación que se está manejando, es importante resaltar que este proceso es primordial en el acondicionamiento del gas, al recibir a la salida de la torre de TEG un gas fuera de especificaciones, puede ocasionar problemas en los equipos que se encuentran después de él. Un flujo alto en los intercambiadores presentaría como problema primordial que el gas no saldría a las temperaturas que se desean, considerando que el gas venga fuera de especificaciones debido al alto flujo que se viene manejando, podría causar la formación de hidratos o posibles taponamientos en estos equipos. Cuando entra el gas a las válvulas J-T se intensifica el riesgo de que ocurran taponamientos y a su vez una mayor condensación de líquidos en la válvula J-T de alta. A su vez comprometiendo el funcionamiento de la torre estabilizadora. Una alimentación elevada a la zona de deshidratación con tamices moleculares, produciría que los filtros separadores ubicados antes de los tamices no puedan cumplir su función de separar trazas de hidrocarburos condensados, comprometiendo así el funcionamiento y la operación continua de los tamices moleculares ya que estos son equipos muy delicados y dependen del buen funcionamiento de la deshidratación con TEG que ocurre antes de llegar a ellos. Siguiendo el recorrido del gas en la planta, cuando llegamos al turbo-expansor, con un alto nivel de flujo en este equipo se incrementa la velocidad en el

expansor y a su vez le transfiere mayor energía al compresor que se encuentra acoplado a él, aumentando la condensación de líquido y nivel de carga a la torre desetanizadora necesitando hacer ajustes en los rehervidores para alcanzar una destilación óptima. El flujo de gas que va a la unidad de compresión al ser muy elevado no podrá ser comprimido en su totalidad, causando daños en los equipos de compresión, ya que están diseñados a la medida exacta de las necesidades requeridas en el proceso.

Cuando el flujo de alimentación es menor que el de diseño, los problemas aparecerán menos severos, debido a que en los separadores ocurre el proceso de separación de manera muy eficiente, cuando se llega al sistema de deshidratación con TEG, se realizaran ajustes en el caudal de TEG que entra a la torre, disminuyéndolo para garantizar la eficiencia de esta y un uso innecesario del glicol. Los intercambiadores funcionarían de manera sobre dimensionada, no deberían de causar alteraciones al proceso, las válvulas J-T condensarían menos cantidad de líquidos y la torre estabilizadora trabajaría sin mucho requerimiento energético. Si el flujo a la entrada de los tamices moleculares es muy alto, podría dificultar el proceso de adsorción ya que, se perdería el contacto de gas con el sólido absorbedor y no saldría con las especificaciones deseadas. A su llegada al expansor este no podrá realizar el arranque debido a que el flujo no cumple con los parámetros mínimos de operatividad, en ese caso la alimentación es desviada a una válvula J-T que se encuentra en paralelo y de manera preventiva, para mantener la presión aguas abajo. Cuando el gas con bajo flujo llega a la compresión, se evidencia el fenómeno de la fatiga del impulsor, siendo el impulsor el motor eléctrico o la turbina de gas que hace que los compresores aumenten la presión llevándolo a condiciones de gasoducto. Ver figura 4.2 donde se señalan las alteraciones en el diagrama del proceso de extracción.



**Figura 4.2 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín**

#### 4.1.2.3 Perfil de Temperatura de la planta

La temperatura de alimentación de la planta (110°F, temperatura ambiente) al igual que los otros parámetros está bien definida ya que la variación de esta a la entrada representa la cantidad de agua que satura el gas. Al incrementar este valor se empiezan a percibir cambios en la operación de la torre contactora debido a que esta no podrá llevar ese gas a las condiciones deseadas de deshidratación, no obstante la alta temperatura acelera la degradación del glicol, lo cual afectaría al proceso de regeneración del mismo, luego el gas saldría a una temperatura mayor a la deseada, lo cual afectaría el proceso en los intercambiadores de alta, donde se requiere una mayor energía para ser enfriado. El gas llega a los tamices donde se encuentra fuera de especificaciones, lo cual haría ineficiente el propósito de esta unidad que es llevar el gas a 0.01 ppmv, a salir de estos se dirige a los intercambiadores de baja presión donde es inevitable la formación de hidratos por la cantidad de agua que condensa. En caso del descenso de la temperatura la contactora de TEG operara sin inconvenientes solo se deberían realizar ajustes en el caudal de alimentación de TEG, luego seguiría su recorrido por los otros equipos agua abajo, resaltando el hecho que

los intercambiadores estarían trabajando sobredimensionado. Ver figura 4.3 donde se señalan las alteraciones en el diagrama del proceso de extracción.

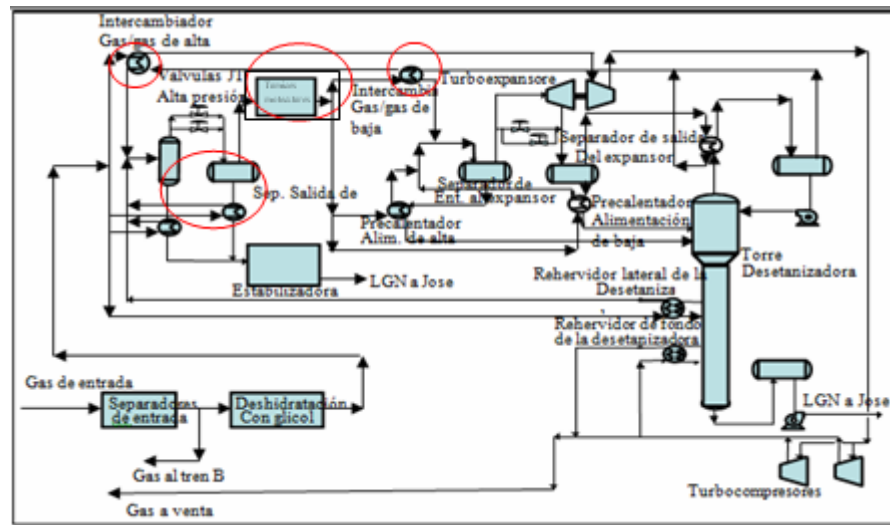


Figura 4.3 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín

#### 4.1.2.4 Perfil de Presión de la planta

La presión de alimentación de la planta está fijado en 990 psig, al tener un incremento en este valor muchas de las unidades tendrán problemas pero podrán seguir operando, sin embargo al llegar a los equipos rotativos estos serán los más afectados, debido a que el expansor adquiriría una mayor velocidad que a su vez generaría mayor energía al compresor que esta acoplado a su eje, produciendo problemas mecánicos por la excesiva velocidad y vibración alcanzada en el eje. En los compresores existiría una sobre carga por la alta presión impidiendo la compresión adecuada además no permitiría asegurar una lubricación adecuada, lo que conllevaría la parada del compresor para asegurar la integridad mecánica del mismo. Ver figura 4.4 donde se señalan las alteraciones en el diagrama del proceso de extracción.

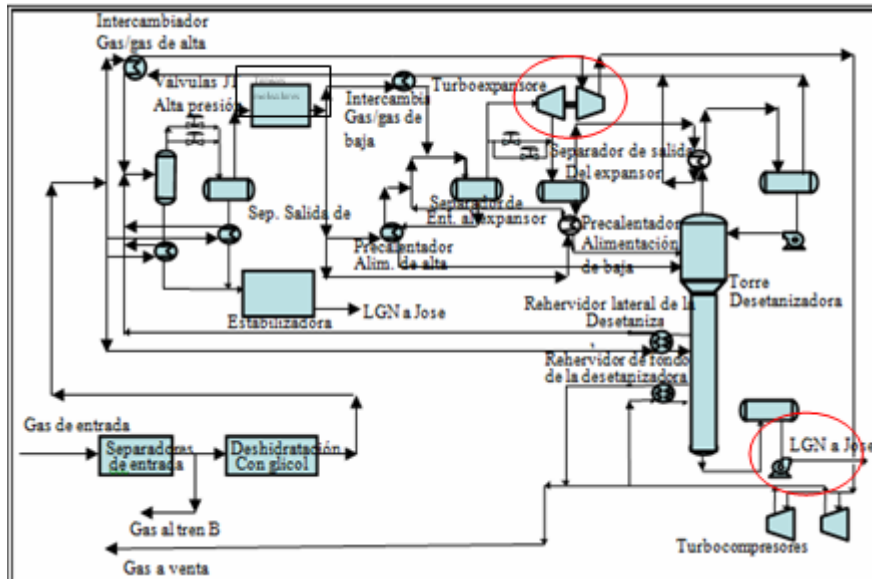
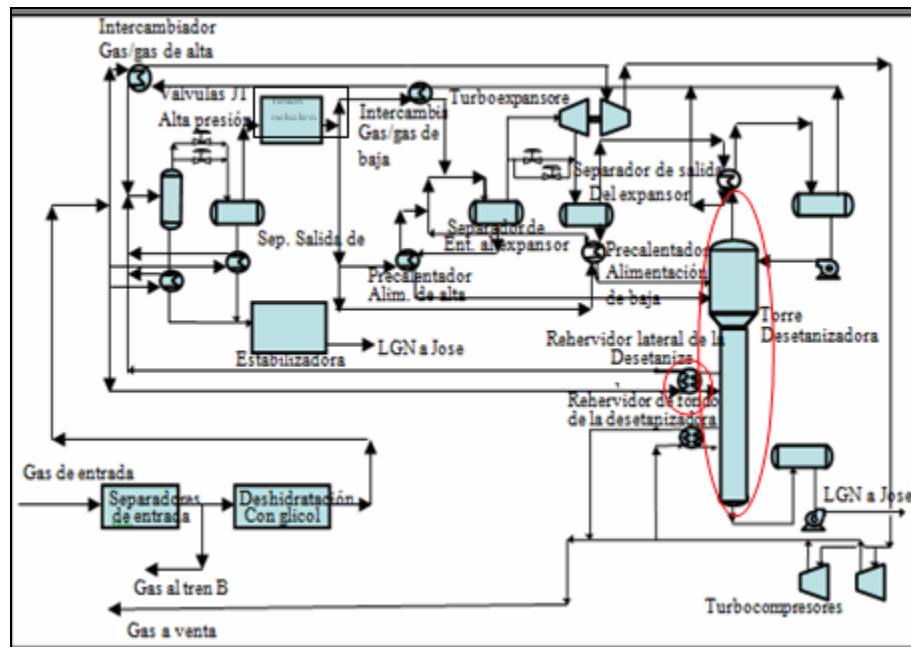


Figura 4.4 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín

#### 4.1.2.5 Relación $C_2/C_3$

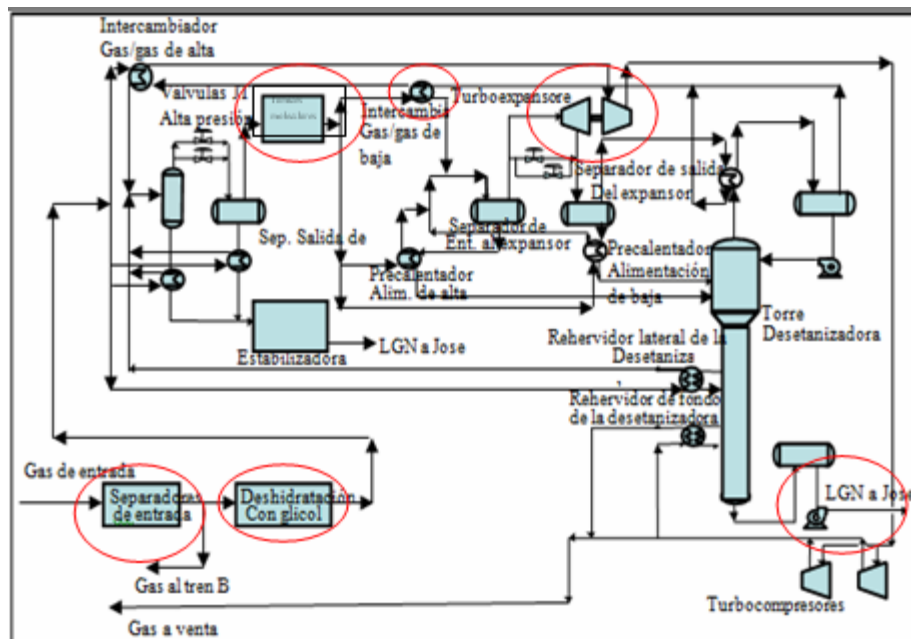
El valor fijado de esta relación es  $0.016 C_2/C_3$ , que se debe garantizar para cumplir con las condiciones exigidas por el complejo de José, esta relación se ve afectada principalmente en la torre desetanzadora de la planta. Un incremento de esta relación en la torre implicaría realizar ajustes en el rehervidor para aumentar la cantidad de calor suministrado, para evitar exceder la relación máxima permitida, en el caso contrario se realiza la misma operación pero de forma inversa, siendo el rehervidor el equipo más importante para mantener este valor. Ver figura 4.5 donde se señalan las alteraciones en el diagrama del proceso de extracción.



**Figura 4.5 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín**

#### 4.1.2.6 Contenido de Agua

El contenido de agua es una variable que pueda comprometer gravemente las operaciones dentro de la planta, si las unidades de separación a la entrada no lo pueden contener, ocasionado un arrastre de liquido a la salida de los separadores, generando fallas en la deshidratación con TEG, que es la clave del proceso de extracción, por lo que la formación de hidratos taponaría las líneas y causarían daños en la integridad mecánica de los equipos de rotación, por lo que cuando se está en presencia de un contenido de agua mayor al que se pueda manejar se desviara la alimentación del tren de extracción para prevenir problemas en la continuidad de las operaciones. Ver figura 4.6 donde se señalan las alteraciones en el diagrama del proceso de extracción.



**Figura 4.6 Diagrama del proceso de extracción de la planta San Joaquín**

### 4.1.3 Revisar los sistemas de control y su funcionamiento standard

En la planta de extracción de líquidos de San Joaquín, existe una gran variedad de sistemas de control, debido a que los procesos llevados a cabo en las instalaciones son altamente críticos, que se encuentran relacionados entre sí y para facilitar el entendimiento de estos se subdividieron en sencillos, medianamente críticos y críticos. Entre los sistemas críticos tenemos los intercambiadores, la válvula J-T, el turbo-expansor. Se debe resaltar que el recobro de LGN en esta planta, se hace posible debido al gran aprovechamiento energético que en ella ocurre, existe una gran variedad de intercambio calórico en las diferentes corrientes permitiendo enfriar o calentar según sea el caso en que se necesiten.

Por ello se busca mantener la variable controlada dentro del rango pertinente para que no se produzcan inconvenientes indeseados en los diferentes intercambiadores. En las zonas donde ocurre el mayor recobro es en la J-T de alta

presión donde se producen aproximadamente el 40% del total de los LGN, la variable a controlar es la presión, en estas válvulas se logra una expansión insentalpica y se produce una caída de presión pequeña.

El restante de los LGN se ubica en el separador de entrada a al turbo-expansor, donde se encuentra el mayor aporte, al llegar al turbo-expansor se termina de exprimir los líquidos que aun queden en el gas. En las tres unidades explicadas anteriormente es donde se logra la extracción profunda de los LGN por ello son considerados los sistemas de control críticos.

#### **4.1.4 Presentar los diferentes problemas de operación que se generarían al fallar los sistemas de control y los criterios de seguridad al respecto**

En cualquier planta existen problemas operacionales debido a que cada equipo tiene características diferentes en su diseño, siendo algunos de ellos más frecuentes que el otro y en situaciones más difíciles de solventar. Específicamente en san Joaquín por ser una planta con un gas de alimentación que viene aguas arriba de nuestro proceso, los problemas se presentaran entorno a la composición y condición con la que llega este gas, chocando con las condiciones de diseño de los equipos. Todos los sistemas y sus equipos respectivos constan con un sistema de alarmas que se reflejan en la sala de control y activaran por alta o bajo respectivamente a su condición normal de operación, para evitar causar daños en las instalaciones. Por esta planta poseer sistemas de control que se encuentran interrelacionados entre si al existir un problema en cualquiera de las unidades afectara de manera negativa el funcionamiento de la unidad siguiente.



#### **4.1.5 Analizar las medidas de protección del sistema antes posibles fallas**

Una planta de extracción de LGN como la de San Joaquín está conformada por un conjunto de sistemas de control que están diseñados para mantener la continuidad operacional, el resguardo de la integridad física del personal que allí labora y la armonía con el medio ambiente.

Pero a pesar de las grandes inversiones realizadas en estos sistemas; existen fallas puntual para la cual las instalaciones no se encuentran preparadas ya que afectaría de forma drástica y simultanea a toda la planta como son el caso de:

##### **Fallas eléctricas**

El sistema de generación de la planta está conectado en forma paralela al suministro eléctrico de la ciudad de Anaco, al presentar problemas en el sistema de suministro nacional de energía afectando a la ciudad de Anaco, se va a tierra el sistema de generación de la planta debido al sobrecalentamiento de los generadores, dejando fuera de servicio a toda la planta.

##### **Falla en el flujo de alimentación**

Esta falla ocurre cuando es cortado bruscamente el caudal de alimentación, debido a problemas internos que se presentan en las plantas que surten a San Joaquín.

##### **Fuga masiva de gas o liquido volátil en cualquier sector de la planta**

Al existir escenarios de pérdida de gas o líquido volátil en algún sector de la planta, se está corriendo el riesgo de posibles incendios y explosiones poniendo en

peligro la vida del personal que labora en la planta, la operatividad futura de los equipos y los daños colaterales que esto puedan ocasionar.

## 4.2 Conclusiones

- Las variables a considerar como críticas en el proceso de extracción son el GPM, el caudal de alimentación a la planta, el de perfil de presión y temperatura y la relación  $C_2/C_3$ .
- La variable que indica la calidad del producto de salida de la planta de extracción de líquidos es la relación  $C_2/C_3$ .
- La unidad fundamental de la planta de extracción de líquidos de San Joaquín es la de deshidratación, por tratarse de un proceso criogénico.
- Para evitar los daños mecánicos en los tamices moleculares es necesario controlar los cambios bruscos de presión ó temperatura cuando se realiza el ciclo de operación del tamiz y en la modalidad de regeneración de este.
- Las condiciones de operación de los equipos de la planta de extracción de líquidos, se encuentran por debajo a las de diseño, lo que siguiere que esta podría recuperar valores adicionales de líquido que no están siendo aprovechados.
- Los sistemas de control sobre los cuales se requiere mayor supervisión son los intercambiadores criogénicos, la torre desetanizadora, el turbo expansor y los compresores de gas residual.
- La supervisión, entendimiento e interpretación adecuada de las señales o alarmas que pudieran indicar los sistemas de control es la clave en prevención de los problemas operacionales que se manifestasen por alguna condición en particular en la planta de extracción.
- La operatividad de los trenes de extracción, va depender del funcionamiento armónico de cada una de las unidades que componen la planta de extracción de líquidos de san Joaquín y para asegurar que esta condición se cumpla sin problemas, se necesita de los controles que satisfacen la consecución de procesos necesarios para la generación de líquidos del gas natural.

### **4.3 Recomendaciones**

- Realizar inspecciones de manera periódica a las instalaciones de la planta, para asegurar que no existan fugas de gas o líquidos volátiles.
- Hacer mantenimiento preventivo a los instrumentos de medición presente en los sistemas de control.
- Calibrar los sistemas de control para disminuir errores de precisión.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Malavé, W., **“Evaluación de las estrategias de control avanzado en las secciones de reformación y destilación de la Planta Metor, SA”**. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Puerto la cruz (1996).
2. Marval, A., **“Evaluación de la máxima capacidad de manejo de gas de la Planta de extracción de líquidos de san Joaquín”**. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Puerto la cruz (1998).
3. Ramírez, F., **“Evaluación de una válvula Joule Thompson y un Turbo Expansor en un sistema de extracción de liquido”**. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Puerto la Cruz (2008).
4. Rodríguez, E., **“Elaboración de la ingeniería conceptual de proceso para la expansión de la Planta de extracción de LGN del Complejo Jusepín”**. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Puerto la Cruz (2005).
5. Díaz, J. y Romero, F., **”Estudio comparativo entre las condiciones de diseño y de operación actual del proceso de extracción San Joaquín”**. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Puerto la Cruz (2009).
6. Guevara, Z., **“Evaluación de los principios de operación y sistema de control de un proceso de deshidratación con Tamices Moleculares”**. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Puerto la Cruz (2008).

7. San Joaquín “ **Manual de operaciones de la Planta de extracción de líquidos San Joaquín 1000**”
8. Acosta, D. y Peinado, Y., “**Optimización de las etapas de producción, acondicionamiento, procesamiento y distribución del Gas Natural**”. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Puerto la Cruz. (2007).
9. Velásquez, E. y Chique, V., “**Evaluación de la filosofía operacional del sistema de control en una unidad de separación a la entrada de una Planta de extracción de líquidos del Gas Natural**”. Trabajo De grado. Departamento de Ingeniería química. Universidad de Oriente. Núcleo Anzoátegui. Puerto la cruz (2007).
10. Peña, A. y Rojas, J., “**Evaluación de la filosofía operacional del sistema de control de una Torre Estabilizadora de una Planta de extracción de líquidos del Gas Natural**” Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui. Puerto la Cruz (2007).
11. Mago, C., “**Evaluación de la filosofía operacional del sistema de control de una Torre Absorbedora para la deshidratación del Gas Natural con Trietilenglicol**”. Trabajo de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, puerto La Cruz (2007).

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	<b>“Evaluación de los criterios de control asociados al sistema de extracción profunda para la generación de líquidos del gas natural (LGN)”</b>
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
<b>Rosmary Ventura Marcano Renaut</b>	<b>CVLAC: V-17.731.459</b> <b>EMAIL: rosmarymarcanor@gmail.com</b>
<b>Andrés José Pineda Figueroa</b>	<b>CVLAC: V-17.325.061</b> <b>EMAIL: andrespinedaf@gmail.com</b>

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

**Control de procesos**

**Sistemas de extracción**

**Gas natural**

**Procesos criogénicos**

**Instrumentación industrial**

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

<b>ÁREA</b>	<b>SUB ÁREA</b>
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

**RESUMEN (ABSTRACT):**

Para llevar a cabo la evaluación de los criterios de control asociados al sistema de extracción profunda para la generación de líquidos del gas natural (LGN), se analizaron en primer lugar los diferentes equipos que forman parte en el proceso de extracción. En el caso de una planta de extracción de líquidos la torre absorbadora con TEG es una de los equipos más importante del proceso, ya que en esta unidad se logra extraer la mayor cantidad de líquidos e impurezas presentes en la corriente gaseosa que llega a la planta, debido a que se trabaja con proceso criogénicos. En la planta de extracción profunda se realizan operaciones altamente críticas y rigurosas, es por eso la necesidad de grandes inversiones en los sistemas de control. Con la ayuda de los diagramas de tubería e instrumentación se logró la identificación de las variables y corrientes involucradas en todo el proceso; partiendo de allí se describió los criterios de control de cada uno de las unidades presentes en el proceso, además se mostraron los problemas de operación que con mayor frecuencia ocurrían si los sistemas de control presentaran algunas fallas, los criterios de seguridad están representados por las alarmas que alertan sobre cualquier anomalía en el funcionamiento de un equipo o unidad, accionándose en la sala de control. En caso de no poder controlar la falla se accionarían los sistemas auxiliares o paradas de emergencia, dependiendo de la magnitud de la perturbación para asegurar y garantizar la vida del personal que labora en la planta, la integridad física de los equipos y la armonía con el medio ambiente.



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

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL</b>				
<b>Salas, Yraima</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU(X)</b>
	<b>CVLAC:</b>	V-8.478.649			
	<b>e-mail:</b>	Yrasal57@yahoo.com			
<b>Guerra, Oly</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU(X)</b>
	<b>CVLAC:</b>	V-3.733.796			
	<b>e-mail:</b>	Olyguerra1@gmail.com			
<b>Avedaño, Isvelia</b>	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS(X)</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	V-8.024.255			
	<b>e-mail:</b>	Isvelia2009@gmail.com			

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2010</b>	<b>07</b>	<b>26</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

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

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
<b>Tesis.Evaluación_sistemadeextracción_gasnatural.doc</b>	<b>Aplicación/msword</b>

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

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

**Ingeniero Químico**

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

**Pregrado**

ÁREA DE ESTUDIO:

**Departamento de Ingeniería Química**

INSTITUCIÓN:

**Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui**

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

**DERECHOS**

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

**“Los Trabajos de Grado son de la 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”**

**Rosmary Ventura Marcano Renaut**

**Andrés José Pineda Figueroa**

**AUTORES**

**Ing. Isvelia Avedaño**

**Ing. Yraima Salas**

**Ing. Oly Guerra**

**TUTOR**

**JURADO**

**JURADO**

**Prof. Yraima Salas**

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**