

**EVALUACIÓN DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA OPTIMIZACIÓN  
OPERATIVA DE LAS PLANTAS DE GAS EN EL CAMPO CUSIANA**

**HEGUEL CÉSAR AUGUSTO GARCÍA  
EDILSON LOMBANA MONTAÑEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**EVALUACIÓN DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA OPTIMIZACIÓN  
OPERATIVA DE LAS PLANTAS DE GAS EN EL CAMPO CUSIANA**

**HEGUEL CÉSAR AUGUSTO GARCÍA  
EDILSON LOMBANA MONTAÑEZ**

**Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en  
Gerencia de Hidrocarburos**

**DIRECTOR  
MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2013**

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN	18
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	23
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:	23
1.2 JUSTIFICACIÓN.	23
1.3 OBJETIVOS	24
1.3.1 Objetivo General.	24
1.3.2 Objetivos Específicos	24
2. CARACTERÍSTICAS DE LAS CORRIENTES DE CARGA	25
2.1 PROCESO DE ENDULZAMIENTO CON AMINA.	27
2.2 SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS ÁCIDO.	28
2.3 DESHIDRATACIÓN CON GLICOL (CONTACTORAS EXISTENTE DE CUSIANA FASE-I)	30
2.4 CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO	30
2.5 REGENERACIÓN DE ETILEN-GLICOL	32
2.6 ESTABILIZACIÓN DE CONDENSADOS	33
2.7 AGUA CALIENTE	33
2.8 COMPRESIÓN GAS DE VENTAS DE UNIDAD SGP JT-68	34
2.9 ALIMENTO A UNIDAD DE MEDICIÓN GAS DE VENTAS	35
2.10 ESPECIFICACIONES DE PRODUCTOS	36
3. MARCO TEÓRICO DEL PROCESO	38
3.1 PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS	40
3.2 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN	43

3.3 PROCESO DE CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO POR HIDROCARBURO	47
3.3.1 Refrigeración Mecánica:	49
3.3.2 Proceso Joule-Thompson.	50
3.3.3 Proceso Turboexpander.	50
3.4 PROCESO DE INHIBICIÓN DE FORMACIÓN DE HIDRATOS	50
3.5 PROCESO DE SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS RECUPERADOS DEL GAS NATURAL	51
4. DESCRIPCIÓN DEL FLUJO DE PROCESO	53
4.1 CABEZALES DE GAS HÚMEDO DULCE Y AMARGO Y UNIDADES DE ENDULZAMIENTO	53
4.2 DESHIDRATACIÓN CON GLICOL Y RE-INYECCIÓN DE GAS	55
4.3 CABEZAL DE GAS DULCE DE ALTA PRESIÓN.	56
4.4 CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO POR HIDROCARBURO	57
4.4.1 Unidad Joule-Thompson de 70 MMSCFD (SGP68).	57
4.4.2 Planta de Gas de 20 MMSCFD ECP (SGP20).	57
4.4.3 Unidades de Turbo/Expansor (SGP140).	58
4.4.4 Cabezal de Gas Ventas y Unidad de Medición de Gas de Ventas.	59
5. DESCRIPCIÓN CRONOLÓGICA DEL PROBLEMA	61
5.1 ALTA PRESIÓN DIFERENCIAL EN FILTRO	61
5.2 ARRASTRE DE LÍQUIDOS	67
5.2.1 Presencia de fluido viscoso en URG de glicol	67
5.2.2 Depósito de líquidos en puntos bajos en la Unidad de Dew Point.	69
5.2.3 Plan de acción Operacional.	71
6. IMPACTOS ECONÓMICOS	73
6.1 IMPACTO POR DISMINUCIÓN DE VENTAS DE GAS Y PRODUCCIÓN DE NGLS	73
6.2 INCREMENTO EN EL COSTO DE MANTENIMIENTO	76

6.3 DAÑO EN COJINETES MAGNÉTICOS/ AUXILIARES.	76
6.4 DAÑO DE VÁLVULAS DE CORTE DE LA UNIDAD DEW POINT.	80
7. PROPUESTAS DE MANEJO EN EL PROCESO	82
7.1 COMPRESORES	82
7.2 ALTA PRESIÓN FILTRO	82
7.3 COJINETES MAGNÉTICOS	83
7.4 VÁLVULA DE CORTE UNIDAD DEW POINT	86
CONCLUSIONES	88
BIBLIOGRAFÍA	89

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación Geográfica Planta Gas Cusiana.	20
Figura 2. Diagrama de las facilidades de proceso CPF Cusiana	39
Figura 3. Contenido de Agua en Gas.	46
Figura 4. Diagrama P-T Gas de Carga y Gas de Ventas Turboexpander.	48
Figura 5. Gráfica del proceso del sistema de endulzamiento de gas con aminas planta de gas Cusiana.	54
Figura 6. Fotografía de la succión y descarga del turbo expander #1, en la planta de gas de Cusiana	61
Figura 7. Fotografía del filtro de la succión turboexpander #1, en la planta de gas de Cusiana.	62
Figura 8. Registro fotográfico del estado del filtro de succion luego de presentar trip de la unidad por alta presion diferencial	63
Figura 9. Registro fotográfico filtro de succion expuesto a temperatura ambiente, durante mantenimiento.	63
Figura 10. Filtro sometido a cambio de Temperaruras	64
Figura 11. Registro fotográfico de fluido viscoso drenado en la unidad regeneradora de Glicol, inspección torre de stripping de la unidad regeneradora	69
Figura 12. Registro fotográfico de valvula de bloqueo y drenaje en la unidad de Dew Point # 1.	70
Figura 13. Esquema del proceso de la unidad de Dew Point y unidad regeneradora de glicol en la planta de gas cusiana.	72
Figura 14. Afectación de impacto de ventas de gas.	74
Figura 15. Registro fotográfico de la línea de descarga del turboexpander # 1, en planta de gas Cusiana.	78

Figura 16. Registro fotográfico de la válvula de corte y aislamiento entrada a la unidad de Dew Point # 1 planta de gas Cusiana.	80
Figura 17. Registro fotográfico de drenaje de condensado y glicol en la línea de descarga del turboexpander #1, planta de gas Cusiana.	84
Figura 18. Registro fotográfico de drenaje de condensado y glicol en la línea de descarga del turboexpander #1, planta de gas Cusiana	85
Figura 19. Registro fotográfico de vista de facilidades de drenaje del turboexpander # 1.	85
Figura 20. Registro fotográfico de nueva válvula de aislamiento en la unidad de Dew Point, que garantizan doble bloqueo y purga.	87

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Composición Molar de Corriente de Entrada al CPF - Cusiana Fase I	25
Tabla 2. Propiedades de Pseudo-componentes	26
Tabla 3. Composición Molar de Corriente de Entrada a Proceso de Endulzamiento con Amina.	28
Tabla 4. Composición Molar Corriente de Entrada Sistema Compresión de Gas Ácido	29
Tabla 5. Composición Molar Corriente de Deshidratación con Glicol	30
Tabla 6. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Control de Punto de Rocío por Hidrocarburo.	31
Tabla 7. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Regeneración de Etilen Glicol	32
Tabla 8. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Estabilización de Condensado	33
Tabla 9. Composición Molar Gas Combustible a Horno Circuito de Agua Caliente	34
Tabla 10. Composición Molar Corriente de Entrada a Unidad de Medición de Gas de Ventas	35
Tabla 11. Especificaciones Gas de Ventas - Reglamento Único de Transporte	37
Tabla 12. Especificaciones Condensado - Oleoducto OCENSA	37

## DEFINICIONES BÁSICAS

- **URG:** Unidad regeneradora de Etilenglicol.
- **Amina.** MDEA-A o AMDEA (metildietanolamina activada): uno de los principales procesos comerciales que trabaja con solventes químicos en el endulzamiento o des acidificación del gas natural. Se usa en proporción 4N al 48% p/p de MDEA en agua, y se le ha agregado una amina secundaria para acelerar la absorción cinética del CO<sub>2</sub>. No remueve los mercaptanos, ni se puede utilizar sola para la remoción del sulfuro de hidrógeno.
- **Turboexpansor:** Equipo diseñado para expandir o bajarle la presión al gas natural, usando de manera eficiente la energía potencial.
- **Mono etilenglicol (EG):** clase de glicol de los más utilizados en la deshidratación del gas natural.
- **Cricodontérmico:** en un sistema multicomponente es la temperatura más alta a la cual pueden coexistir en equilibrio las fases de líquido y de vapor.
- **Demíster:** extractor de niebla que, por lo general, tiene una caída de presión de 15 a 35 lpcm, dependiendo del diseño básico. Su función es controlar el exceso de glicol en el gas deshidratado. Este término corresponde a la marca de un producto. El nombre genérico es extractor de niebla.
- **Descenso del punto de rocío (D.P.R.):** aquella reducción que ocurre cuando el glicol absorbe agua y baja la temperatura de rocío del gas natural.
- **TEG:** trietilenglicol, cuya fórmula es HO(C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>O)<sub>3</sub>H. Producto que se usa para deshidratar el gas natural.
- **Temperatura de formación de hidratos:** aquella en la cual se forman hidratos en el gas natural. Este fenómeno ocurre si existe agua libre y se enfría el gas por debajo de ella, a una presión determinada.

- **Turbulencia:** agitación, movimiento drástico del fluido. Puntos en los cuales se suele agregar, por goteo, los antiespumantes y otros aditivos.
- **Fuga:** escape de un fluido (en estado gaseoso o líquido) del recipiente que lo contiene. Escape de gas a la atmósfera producido por el desgaste de las conexiones o el debilitamiento de las tuberías o recipientes. Ocurre durante los trabajos de perforación o rehabilitación o por efecto de la corrosión.
- **Fluido bifásico:** aquel cuerpo o sustancia que tiene dos fases.
- **Filtro:** materia porosa (fieltro, papel, esponja, carbón, piedra) o masa de arena o piedras menudas a través de la cual se hace pasar un líquido para clarificarlo. Aparato similar dispuesto para depurar el gas que lo atraviesa. Recipiente empacado que retiene los sólidos y demás impurezas capaces de degenerar la solución.
- **Acondicionamiento del gas natural:** procedimiento de llevar el gas a las condiciones deseadas para satisfacer los requerimientos del cliente o del mercado.
- **Acumulador de glicol:** tanque horizontal (separador) con un tiempo de retención de 20 a 45 minutos, colocado en las plantas de deshidratación que trabajan con glicol, con el fin de liberar el gas natural absorbido por la solución y mantener una cantidad de glicol en reserva para la operación de la planta. La solución rica que sale del absorbedor llega al acumulador, también conocido como "flash tank" o tanque de venteo, donde libera el gas que absorbió y se equilibra a una presión más baja para seguir hacia la torre de regeneración.
- **Aislamiento:** acción o efecto de aislar o aislarse, de dejar una cosa sola y separada de otras.
- **Caída de presión:** diferencial de presión entre dos puntos del sistema. Descenso de la presión. Uno de los factores limitantes para conducir un determinado caudal de gas portador dentro de la columna de cromatografía. Diferencial de presión entre la entrada y la salida de la columna cromatográfica.

- **Caudal (Q):** parámetro fundamental en los diseños que se realizan en ingeniería de gas y en la operación de las plantas. cantidad de gas que fluye. Gas necesario para transportar la muestra a través de la columna cromatográfica. Volumen por unidad de tiempo, como pies cúbicos por día (pcd.) y metros cúbicos por hora (m<sup>3</sup>/hr). Cantidad de gas que puede transportar un gasoducto a determinada temperatura, con un cierto diámetro interno de tubería y a presiones conocidas en la entrada y la salida del tubo.
- **CO<sub>2</sub>:** dióxido de carbono o anhídrido carbónico. Óxido cuya molécula contiene dos átomos de oxígeno. De peso molecular 44,010. Es común su presencia en el gas natural. En condiciones normales de presión y temperatura permanece en estado gaseoso.
- **Efecto Joule-Thompson (J-T):** cambio en la temperatura del gas que se origina cuando el gas es expandido a entalpía constante. El descenso de la presión de una corriente de gas produce enfriamiento, excepto cuando se trata del helio y del hidrógeno.
- **Etilenglicol (EG):** clase de glicol de los más utilizados en la deshidratación del gas natural.
- **Expansión:** acción y efecto de extenderse o dilatarse, tendencia de un cuerpo de ocupar un espacio mayor.
- **Expansor:** equipo, de construcción y tecnología recientes, que aprovecha la energía producida cuando se expande una corriente de gas. Es mucho más eficiente que una válvula J-T.
- **Hidrato:** material sólido resultante de la combinación de hidrocarburos con agua en determinadas condiciones de presión y temperatura. Mezcla de hidrocarburos y agua formada en un gasoducto cuando las condiciones de presión y temperatura y el agua en el gas favorecen la cristalización. La tubería se tapa y el fluido no puede circular. Compuesto sólido parecido a un cristal, con apariencia de nieve. Producto de una reacción entre el gas natural y el agua. Su composición es de aproximadamente 10% de hidrocarburos y 90%

de agua; su gravedad específica, de 0,98. Flota en el agua, pero se hunde en los hidrocarburos líquidos.

- **Inhibidor:** sustancia que es capaz de frenar la velocidad de un proceso. Aditivo usado para retardar una reacción química indeseable en productos como gas, gasolina, aceites lubricantes, en ambientes corrosivos u oxidantes, en fluidos de perforación, deshidratación de crudos, etc. Opuesto a catalizador.
- **Mesh:** malla calibrada. Lo que resulta de dividir una pulgada cuadrada en un número determinado de agujeros. A medida que aumenta el número de divisiones, disminuye el tamaño del grano que atraviesa la rejilla. Sistema empleado para calibrar las partículas sólidas agrupadas en tamaños específicos para la fabricación de filtros o empaques. Cuando la pulgada cuadrada ha sido dividida en 60 partes iguales, los granos que atraviesan esta malla, sin haber sido retenidos en la anterior, se identifican como malla 60 o 60 mesh. La medición se realiza con un conjunto superpuesto de coladores que seleccionan el tamaño de la partícula.
- **Nafta:** mezcla de hidrocarburos incolora que, por lo general, se obtiene de las partes más livianas del petróleo. Comercialmente se usa en la industria petroquímica o para la fabricación de pinturas. Sirve de base en la preparación de las gasolinas de motor.
- **regeneración térmica:** acción realizada para devolverle la calidad a un producto mediante la aplicación de calor.
- **RVP (Reid Vapor Pressure):** método para determinar la presión de vapor de los hidrocarburos líquidos. (Norma ASTM D-323).
- **válvula J-T:** dispositivo específicamente diseñado y operado para descender la presión de una corriente de gas, con lo cual se produce enfriamiento. La válvula trabaja a entalpía constante.

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA OPTIMIZACIÓN OPERATIVA DE LAS PLANTAS DE GAS EN EL CAMPO CUSIANA\*

**AUTORES:** HEGUEL CÉSAR AUGUSTO GARCÍA  
EDILSON LOMBANA MONTAÑEZ\*\*

**Palabras Claves:** Cusiana, Gsa, Viabilidad, Optimizacion, Operativa

El campo Cusiana estrenó producción temprana con equipos provisionales a partir de Octubre de 1992 y su desarrollo se da a fines de 1994. Desde sus inicios siempre se ha contemplado cómo ampliar su visión hacia el manejo de gas que se obtenía de su campo, el cual se reinyectaba a la formación para ayudar a mantener la presión en fondo y de esta forma prevenir la declinación ligera del yacimiento.

Los grandes yacimientos de Santiago de las Atalayas y Tauramena comenzaron a declinar aceleradamente de pico de 485.000 bopd. A partir de mediados del año 2000, la tasa de declinación conjunta superó el 10% anual, razón por la cual se reinyectaban enormes volúmenes de gas, 1.200Mpcd, para mejorar la recuperación de aceite. Cuando ya no se necesitara reinyección, los yacimientos de piedemonte contendrían más gas del que se podía vender, pero su precio de momento era desestimulante.

Con la implementación de cambios en las variables de proceso, se optimiza y mejora la confiabilidad de la planta. Las recomendaciones técnicas del grupo de mantenimiento y de proceso lograron identificar causas y soluciones puntuales, las cuales se implementaron de forma inmediata dando resultados de aseguramiento en el proceso y operatividad de las plantas de gas.

Los aportes dados por un equipo de trabajo integral, en el cual se daban ideas de mejoramiento y de conciencia del negocio, lograron corregir los ciclos de fuera de servicio en las plantas. Se pasó de tener paradas semanales a paradas programadas por mantenimientos preventivos. Identificadas las causas raíces y realizando los correctivos en tiempos cortos, se alcanzó a reducir los costos y pérdidas en ventas de gas y condensados en un 90%, lo que permitió en tiempo record recuperar flujo de caja y confianza en los proveedores.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director Manuel Enrique Cabarcas Simancas

## ABSTRACT

**TITLE:** TECHNICAL ECONOMIC FEASIBILITY ASSESSMENT FOR OPTIMIZING OPERATING GAS PLANT IN THE FIELD CUSIANA\*

**AUTHORS:** HEGUEL CÉSAR AUGUSTO GARCÍA  
EDILSON LOMBANA MONTAÑEZ\*\*

**Keywords:** Cusiana, Gas, Feasibility, Optimizing, Operating

The early production premiered Cusiana provisional teams from October 1992 and its development occurs late 1994. Since its inception has always been contemplated how to expand your vision for the management of gas obtained from the field, which reinyectaba to training to help maintain the background pressure and thus prevent the reservoir light decline.

The large deposits of Santiago of the Watchtowers and began to decline rapidly Tauramena peak of 485,000 bopd. From mid-2000, the rate of decline exceeded 10% joint annual reason which huge volumes of gas reinyectaban, 1.200Mpcd, to enhance oil recovery. When no longer needed reinjection piedmont deposits contain more gas than could be sold, but the price point was discouraging.

With the implementation of changes in the process variables, optimizes and improves the reliability of the plant. The technical recommendations of the maintenance group and were able to identify causes and process specific solutions, which were implemented immediately giving assurance results in the process and operation of gas plants.

The contributions given by a comprehensive team, in which he gave improvement ideas and business awareness, able to correct the off-duty cycles in plants. It went from weekly stops scheduled for preventive maintenance stops. Identified root causes and making the corrections in a short time, was reached at lower costs and lost sales gas and condensate by 90%, allowing time record cash flow and regain trust in providers.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director Manuel Enrique Cabarcas Simancas

## INTRODUCCIÓN

El campo Cusiana estrenó producción temprana con equipos provisionales a partir de Octubre de 1992 y su desarrollo se da a fines de 1994. Desde sus inicios siempre se ha contemplado cómo ampliar su visión hacia el manejo de gas que se obtenía de su campo, el cual se reinyectaba a la formación para ayudar a mantener la presión en fondo y de esta forma prevenir la declinación ligera del yacimiento.

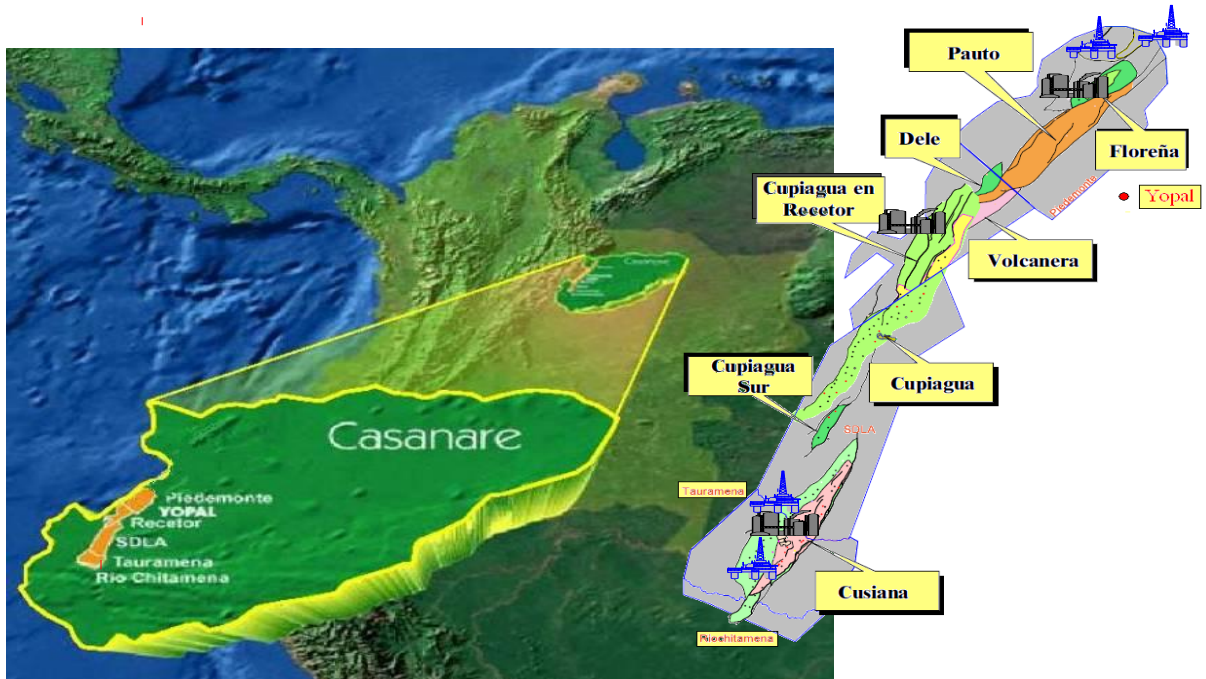
Los grandes yacimientos de Santiago de las Atalayas y Tauramena comenzaron a declinar aceleradamente de pico de 485.000 bopd. A partir de mediados del año 2000, la tasa de declinación conjunta superó el 10% anual, razón por la cual se reinyectaban enormes volúmenes de gas, 1.200Mpcd, para mejorar la recuperación de aceite. Cuando ya no se necesitara reinyección, los yacimientos de piedemonte contendrían más gas del que se podía vender, pero su precio de momento era desestimulante.

En busca de nuevas opciones para el manejo de gas, en 2004 se puso en marcha un detallado estudio sobre cómo transformar el aislado gas del piedemonte en querosene y otros líquidos (GTL). Esta iniciativa se apoyaba en el hecho de que, el rápido crecimiento del consumo interno había provisto alternativas para el gas. Desde 2003, Ecogás (TGI S.A) empezó a habilitar el tubo del antiguo Oleoducto Central de los Llanos para el transporte de gas hasta el valle del Magdalena. A partir de entonces, el despacho se ha venido ampliando de manera modular con compresores (turboexpander) magnéticos, que giran sin fricción. Se le seca y se le extrae el exceso de CO<sub>2</sub> (4%-5%) para su empleo como gas domiciliario y comercial.

Cusiana es un campo petrolero con gas asociado. Con la declinación del campo se ha contemplado la construcción de procesos para tratamiento de gas, lo cual hace que esta planta sea atípica en relación con las plantas de gas que existen actualmente en los campos petroleros situados en Colombia. El diseño de la misma se ha venido desarrollando de acuerdo a las necesidades del país, lo que ha traído como consecuencia que el desarrollo de la planta se lleve a cabo en diferentes fases y el diseño y construcción se halla realizado contemplando las facilidades ya existentes para el procesamiento de crudo.

El CPF Cusiana se encuentra ubicado en el municipio de Tauramena, departamento del Casanare. Dentro de las facilidades de operación mencionadas anteriormente se encuentra la planta que procesa el gas del campo Cusiana. La creciente demanda de gas en el país ha llevado a que este campo petrolero introduzca, dentro de sus instalaciones, unidades de procesamiento de gas, las cuales se encuentran en operación y en serie con las demás tareas que involucra el procesamiento del petróleo crudo.

**Figura 1. Ubicación Geográfica Planta Gas Cusiana.**



\*Fuente: Grafica oficial de presentación de Equion –Energía.

Esta planta es de gran importancia, si se tiene en cuenta que ahí se procesa el 35% de gas que demanda el país, especialmente en el centro y en Bogotá, la capital. La condición operativa de CPF de Cusiana se tiene presente bajo el contexto de reputación organizacional durante las paradas no programadas de las plantas de gas.

Esta planta funciona del siguiente modo. El fluido multifásico de los Wells pad del campo es amortiguado en el slug cácher de Fase I y en él se presenta la separación de dos fases: líquido y gas. A través del sistema de control, el gas y los líquidos son enviados al área de separación y allí el gas es separado nuevamente de la fase líquida y enviado al proceso de endulzamiento. Posteriormente el gas es deshidratado en el sistema de trietilenglicol y de allí inicia las etapas de compresión en el área de compresión de alta. Luego, el gas es

descargado al cabezal de gas dulce, el cual alimenta las diferentes plantas de ajuste de punto de rocío.

En el CPF Cusiana se cuenta con dos unidades de tratamiento para producción de gas con calidad de venta. El gas entregado cumple todos los requisitos exigidos por el RUT (Reglamento Único de Transporte) a excepción del contenido de CO<sub>2</sub>, debido a que el gas disponible en Cusiana tiene contenido de CO<sub>2</sub> del orden de 5.1% molar el cual no es removido actualmente, previo tratamiento a través de las unidades existentes. Dichas unidades (plantas de gas) básicamente realizan el control de punto de rocío de hidrocarburos (HC Dew Point Control), utilizando tecnologías de procesamiento diferentes. La unidad más pequeña, conocida como Planta de Gas de ECP (SGP20), tiene una capacidad de producción de hasta 20 MMSCFD de gas con una especificación de Dew Point: 23°F @ 465 psia y utiliza un sistema de refrigeración para lograr dicha especificación en el gas tratado.

La otra, conocida como Planta de Gas de JT (SGP68), posee una capacidad de hasta 70 MMSCFD de gas con una especificación de Cricondentherm: 23°F y se basa en un proceso de Joule Thompson para lograr la especificación establecida. De tal forma que, a mediados de 2005, se ha logrado una capacidad de gas venta de hasta 90 MMSCFD. Sin embargo, debido a la creciente demanda de gas en el país, se ha realizado un incremento en la producción de gas, mediante la instalación de nuevas unidades de tratamiento integradas al CPF Cusiana para lograr un volumen de venta de hasta 240 MMSCFD. Esto, desde luego, cumpliendo a cabalidad todas las especificaciones del RUT, facilidades que entraron en operación a finales del año 2005.

Con el objetivo de cumplir con toda la especificación del RUT y teniendo en cuenta el volumen establecido de producción de gas, se han incluido en las nuevas facilidades los siguientes procesos principales de tratamiento:

- Unidades de Endulzamiento: con una capacidad total de tratamiento de hasta 336 MMSCFD de gas con un contenido de CO<sub>2</sub> del 7.2% molar. Se incluye el suministro de gas dulce a las unidades existentes de control de punto de rocío.
- Unidades de Control de Punto de Rocío con una capacidad total de producción de hasta 140 MMSCFD de gas con un Cricondentherm de 20°F.
- Unidad de Estabilización de Condensados con una capacidad de producción de hasta 2,200 bpd de crudo estabilizado, basado en una carga de hidrocarburos condensados asociados a la producción de 200 MMSCFD de gas venta.

Adicionalmente a los procesos principales aquí listados se requieren utilitarios y servicios asociados, algunos de los cuales van a ser integrados a las facilidades existentes del CPF Cusiana (Fase-I y/o Fase-II) y para las que no existan o no se cuente con disponibilidad se harán nuevas facilidades.

## **1. GENERALIDADES DEL PROYECTO**

### **1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA:**

Las plantas de gas del campo Cusiana suministran un gran porcentaje del gas natural que se consume en el interior del país. El no cumplimiento de las ventas programadas diariamente representa un impacto negativo en lo económico, en reputación e imagen de la empresa.

Los problemas operacionales actuales que se tienen en cada una de las plantas de tratamiento de gas han afectado la disponibilidad y funcionamiento de estas; generando pérdidas en las ventas, producción de condensado natural, multas por no cumplimiento de las especificaciones del gas tratado y en las entregas de este producto.

Durante los procesos de estabilización y acondicionamiento para el gas de ventas se ha registrado la presencia de un fluido negro viscoso no identificado que afecta la operación correcta de las diferentes unidades del proceso de la planta de gas (Amina, Glicol y Estabilización de Condensados).

### **1.2 JUSTIFICACIÓN.**

Las paradas no planeadas en las plantas de gas generan grandes impactos en lo social y en lo económico. Además de generar altísimos riesgos de HSE por la intervención de equipos que operan a altas presiones y altas temperaturas con exposición al manejo de gases explosivos.

Cada parada genera el riesgo de daño en la unidad de turbo expander, unidad compuesta de cojinetes magnéticos los cuales, al entrar en contacto con el condensado natural, deteriora el aislamiento eléctrico del bobinado del cojinete.

Un problema siempre es una oportunidad de mejora en los procesos. Permite fortalecer conocimientos y prácticas en la toma de decisiones, en las facilidades de operación y en los futuros procesos de diseño e ingeniería.

Es así como, en este trabajo, se consideran los problemas operativos acarreados por un diseño híbrido. Teniendo en cuenta la relevancia de la planta de suministro de energía para el desarrollo del país se plantean soluciones que implican variaciones de variables operativas como lo son la presión y la temperatura.

### **1.3 OBJETIVOS**

**1.3.1 Objetivo General.** Realizar la evaluación técnica y económica de los problemas operativos en las plantas de tratamiento de gas en el Campo Cusiana para proponer alternativas de solución que mitiguen el impacto negativo que estas dificultades generan.

#### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Implementar soluciones técnicas operativas que mitiguen los impactos identificados en los diferentes procesos de las plantas de gas.
- Disminución del número de paradas al año generados por problemas operativos causados por fluido presente en los sistemas de Dew Point y URG de mono etilenglicol.
- Cuantificación de impacto económico generado por los problemas operativos en los procesos de tratamiento de gas.

## 2. CARACTERÍSTICAS DE LAS CORRIENTES DE CARGA

Como dato de entrada, se toma la composición global de alimento al Slug Catcher de Cusiana Fase-I (estimada por reservorios), listada a continuación:

**Tabla 1. Composición Molar de Corriente de Entrada al CPF - Cusiana Fase I**

Componente	Año
	2004
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	4.91
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.55
Metano (CH <sub>4</sub> )	71.81
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	10.63
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	5.04
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.99
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1.35
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.54
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.44
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.52
Heptano + (C <sub>7</sub> +)	3.22
Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S),	6
Porcentaje Total	100.0

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 11.

### **Notas:**

1. Las composiciones son en base seca.
2. No existe información adicional sobre otros componentes del gas (por ejemplo: metales, especies de azufre, mercaptanos, etc.).
3. Para propósitos de simulación, el flujo de agua producida en Cusiana Fase I se ajustó para obtener 23,000 bwpd. Lo anterior con base en la información del pronóstico suministrado por BP.

Dicha composición tiene en cuenta la acidificación del campo (debido a la reinyección en la formación del gas ácido retirado) así como la tendencia de declinación de producción de crudo del campo. Se espera que el rango de composición dado represente la variación con el tiempo. Las condiciones del año 2013 (contenido de hidrocarburos y composición de gas ácido por ejemplo: 7.2% CO<sub>2</sub> y 9 ppmv H<sub>2</sub>S), se acogieron para propósitos de diseño de equipos y de rendimiento de líquidos con base en las condiciones seleccionadas de proceso.

En la siguiente Tabla se indican las principales propiedades usadas en la caracterización de los pseudo-componentes para propósitos de simulación.

**Tabla 2. Propiedades de Pseudo-componentes**

Pseudo-componente	Peso Molecular (lb/lbmol)	Punto normal de ebullición (°F)	Densidad de líquido (lb/ft <sup>3</sup> )	Tc (°F)	Pc (psia)	Vc (ft <sup>3</sup> /lbmol)	Acentricidad
C7-10	102.1	222.6	45.85	578.7	451.2	6.443	0.3304
C11-14	236.0	443.3	51.11	676.8	307.3	9.978	0.4431
C15-20	244.7	580.8	52.89	793.8	210.0	15.57	0.5497
C21-29	338.7	746.7	55.13	1046.9	197.8	18.43	0.8021
C30+	510.8	888.0	56.71	1109.7	175.3	20.01	1.0886

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 12.

El gas sin tratamiento (agrio y saturado con vapor de agua), pasa en su orden por los siguientes procesos para adecuarlo como gas de ventas: endulzamiento con Amina, deshidratación con Glicol (existente), compresión (a través de equipos existentes) y control de punto de rocío de hidrocarburo (unidades nuevas y existentes). Adicionalmente, el gas tratado a través de la unidad SGP68 pasa por un sistema de compresión nuevo; luego, las tres corrientes de gas provenientes de las unidades de control de punto de rocío se mezclan y entregan a los respectivos

gasoductos, previa fiscalización por un patín de medición dedicado.

Los condensados separados en los separadores fríos de las unidades de control de punto de rocío de hidrocarburo, se procesan en una unidad de estabilización.

Para determinar las características de las corrientes de alimento a cada una de las unidades principales de proceso, se realizó una simulación de procesos (usando el software HYSYS versión 3.0.1), teniendo en cuenta los siguientes datos de entrada:

- Condiciones normales de operación del CPF Cusiana Fase-I.
- Composición y características de la corriente de entrada al CPF Cusiana Fase-I (de acuerdo con la Tabla 1.) y las características de los pseudo-componentes listadas en la Tabla 2.
- Toma de gas de alimento a las Unidades de Endulzamiento aguas arriba de las Contactoras de Glicol existentes de Cusiana Fase-I.
- Volúmenes y Especificación de los productos: gas ventas y condensados estabilizados (de acuerdo con los requerimientos).

A continuación se indican las características principales de las corrientes de alimento a los procesos de tratamiento

## **2.1 PROCESO DE ENDULZAMIENTO CON AMINA.**

El gas de carga a las Unidades de Endulzamiento se toma de la salida de gas de los Separadores de la 2da Etapa de compresión, de los trenes EPS 2, 3 & 4 de Cusiana Fase-I. Las condiciones de entrada a las unidades de endulzamiento son:

- Presión de entrada (operación normal): 460 - 526 psig.
- Temperatura de entrada (operación normal): 100 - 110 °F.

- Máxima presión de entrada (para diseño de equipos): 660 psig.
- Máxima temperatura de entrada (para diseño de equipos): 200 °F.

**Tabla 3. Composición Molar de Corriente de Entrada a Proceso de Endulzamiento con Amina.**

<b>Componente</b>	<b>2004</b>
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	5.05
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.57
Metano (CH <sub>4</sub> )	74.90
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	10.87
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	4.95
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.92
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1.21
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.42
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.32
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.27
Heptano Mas (C <sub>7+</sub> )	0.23
Vapor de Agua (H <sub>2</sub> O)	0.28
Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S), ppmv	6
Porcentaje Total	100.00

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 14.

## **2.2 SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS ÁCIDO.**

La corriente de succión a la primera etapa de los compresores de gas ácido proviene de las unidades de endulzamiento con amina (tambores de reflujo de las regeneradoras de amina y los tambores flash). La corriente de vapores de cima de la estabilizadora de condensado va a la succión de la tercera etapa de los

compresores de gas ácido

La composición molar de los alimentos a este sistema de compresión se indica en la Tabla 4.

**Tabla 4. Composición Molar Corriente de Entrada Sistema Compresión de Gas Ácido**

Componente	Gas Ácido de Endulzamient
	2004
Sulf. de Hidróg. (H <sub>2</sub> S)	0.02
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	91.32
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.00
Metano (CH <sub>4</sub> )	0.00
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0.00
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0.00
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.00
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.00
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.00
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.00
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.00
Heptano Mas (C <sub>7+</sub> )	0.00
Vapor de Agua (H <sub>2</sub> O)	8.66
Porcentaje Total	100.00
Peso Molecular	41.76
Flujo de Gas (MMSCFD)	8.50

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 15.

### 2.3 DESHIDRATACIÓN CON GLICOL (CONTACTORAS EXISTENTE DE CUSIANA FASE-I)

El producto del proceso de endulzamiento (gas dulce y saturado con vapor de agua) es el alimento a este proceso.

**Tabla 5. Composición Molar Corriente de Deshidratación con Glicol**

<b>Componente</b>	<b>2004</b>
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	1.95
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.59
Metano (CH <sub>4</sub> )	77.37
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	11.23
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	5.11
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.94
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1.25
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.43
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.33
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.27
Heptano Mas (C <sub>7</sub> +) )	0.24
Vapor de Agua (H <sub>2</sub> O)	0.29
Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S)	0.00
Porcentaje Total	100.00
Peso Molecular	21.43

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 16.

### 2.4 CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBURO

El gas que sale del proceso de deshidratación (gas dulce y deshidratado) va al

tren de compresores de re-inyección y del cabezal de alta presión. Es alimentado a las unidades de control de punto de rocío por hidrocarburo, para lo cual hay dos procesos (Turboexpander y Joule - Thompson).

**Tabla 6. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Control de Punto de Rocío por Hidrocarburo.**

<b>Componente</b>	<b>2004</b>
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	1.9550
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.5900
Metano (CH <sub>4</sub> )	77.5880
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	11.2600
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	5.1260
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.9480
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	1.2530
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.4310
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.3280
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.2730
Heptano Mas (C <sub>7</sub> +) )	0.2346
Vapor de Agua (H <sub>2</sub> O) (1)	0.0130
Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S) (2)	0.0004
Porcentaje Total	100.0000
Peso Molecular	21.43

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 17.

**Notas:**

- El contenido de vapor de agua es 6.0 lb/MMSCF.
- Para todos los casos se consideró un contenido de H<sub>2</sub>S de 4 ppmv.

## 2.5 REGENERACIÓN DE ETILEN-GLICOL

El alimento a este proceso es el etilen glicol rico, recuperado en los tambores de baja temperatura de las unidades SGP Turboexpander y en el separador de etilen glicol de la unidad SGP JT-68.

**Tabla 7. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Regeneración de Etilen Glicol**

Componente	% mol
Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S), ppmv	0.00065
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	1.14441
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.00326
Metano (CH <sub>4</sub> )	0.00393
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	0.00005
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	0.00000
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.00000
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.00000
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.00000
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.00000
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.00000
Heptano Mas (C <sub>7</sub> +)	0.00000
Agua (H <sub>2</sub> O)	46.39230
Etilen Glicol	52.45540
Porcentaje Total	100.00000

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 18.

## 2.6 ESTABILIZACIÓN DE CONDENSADOS

El alimento a este proceso es el condensado recuperado en las unidades de control de punto de rocío por hidrocarburo.

**Tabla 8. Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Estabilización de Condensado**

<b>Componente</b>	<b>2004</b>
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	1.852
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.114
Metano (CH <sub>4</sub> )	36.428
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	19.065
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	18.611
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	5.133
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	7.745
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	3.357
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	2.712
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	2.584
Heptano Mas (C <sub>7</sub> +)	2.396
Agua (H <sub>2</sub> O)	0.003
Porcentaje Total	100.000
Fracción de Vapor	0.4282

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 17.

## 2.7 AGUA CALIENTE

El circuito de agua caliente utiliza agua desmineralizada como medio de

calentamiento para proporcionar el calor requerido por el proceso en las unidades de regeneración de amina, regeneración de etilen glicol y estabilización de condensado.

Para calentar el agua se utiliza un calentador de fuego directo, horno que usa como fuente normal de combustible fuel gas, es decir, el gas que sale en el tambor flash de la unidad de estabilización de condensado y, como fuente alterna, el gas de cima de la estabilizadora de la misma unidad, mezclado con el fuel gas de las unidades de fase 2.

## 2.8 COMPRESIÓN GAS DE VENTAS DE UNIDAD SGP JT-68

La corriente de succión a los compresores de gas de ventas proviene de la unidad Joule Thompson de control de punto de rocío por hidrocarburo.

**Tabla 9. Composición Molar Gas Combustible a Horno Circuito de Agua Caliente**

Componente	Fuente de Suministro	
	Normal	Alterna
Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S), ppmv	0.00	0.00
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	2.76	1.54
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.25	0.01
Metano (CH <sub>4</sub> )	72.43	14.61
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	17.47	24.56
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	5.68	33.10
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.62	9.88
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.65	14.66
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.07	0.87

Componente	Fuente de Suministro	
	Normal	Alterna
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.05	0.54
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.01	0.20
Heptano Mas (C <sub>7</sub> +)	0.00	0.03
Agua (H <sub>2</sub> O)	0.01	0.00
Porcentaje Total	100.00	100.00
Poder calorífico neto – LHV, Btu/scf	1,115.8	2.095.5

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 21.

## 2.9 ALIMENTO A UNIDAD DE MEDICIÓN GAS DE VENTAS

Todo el gas de ventas producido en el CPF-Cusiana será medido en una unidad común que dispone de dos brazos de medición. Las condiciones de operación en esta unidad, son:

	<u>Normal</u>	<u>Máxima</u>	<u>Mínima</u>
▪ Presión, psig	1,200	1,250	900
▪ Temperatura, °F	90.5	120	60

**Tabla 10. Composición Molar Corriente de Entrada a Unidad de Medición de Gas de Ventas**

Componente	Normal	Rango de Variación
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	1.95223	0.01 - 15.00
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0.64495	0.01 - 5.00
Metano (CH <sub>4</sub> )	82.16579	50.00 - 90.00
Etano (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	10.36104	5.00 - 15.00
Propano (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	3.61641	1.00 - 10.00
Isobutano (i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.48763	0.10 - 5.00

<b>Componente</b>	<b>Normal</b>	<b>Rango de Variación</b>
n-Butano (n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0.54521	0.10 - 5.00
Isopentano (i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.11655	0.01 - 2.00
n-Pentano (n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	0.07299	0.01 - 2.00
Hexano (C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	0.02811	0.01 - 2.00
C <sub>7</sub> - C <sub>10</sub>	0.00619	0.01 - 2.00
C <sub>11</sub> - C <sub>14</sub>	0.00003	0.01 - 2.00
C <sub>15</sub> - C <sub>20</sub>	0.00000	0.01 - 2.00
C <sub>21</sub> - C <sub>29</sub>	0.00000	0.01 - 2.00
C <sub>30+</sub>	0.00000	0.01 - 2.00
Vapor de Agua (H <sub>2</sub> O)	0.00285	0.01 - 2.00
Etilenglicol	0.00002	0.01 - 2.00
Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S), ppmv	0.00000	0.00 - 20.00
Porcentaje Total	100.00000	
Peso Molecular	19.7	
HHV, Btu/scf	1,150	900 - 1,200
Cricodonterm, °F	20	10 - 30

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 23.

## 2.10 ESPECIFICACIONES DE PRODUCTOS

Las unidades de proceso para el tratamiento de gas de producción del CPF - Cusiana entregan como producto principal, Gas de Ventas y como subproducto Condensado.

### Gas de Ventas

El gas de ventas debe cumplir con las especificaciones del Reglamento Único de Transporte - RUT, a fin de que sea aceptado para su transporte por las redes de gasoductos del territorio Colombiano.

**Tabla 11. Especificaciones Gas de Ventas - Reglamento Único de Transporte**

Punto de rocío por hidrocarburo	+20 °F @ a cualquier presión
Poder Calorífico Bruto (HHV)	950 - 1150 BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido de CO <sub>2</sub>	2 mol % máximo
Contenido de Sólidos	< 30 ppm @ 10 micrones, tamaño
Contenido de H <sub>2</sub> S	4 ppmv (0.25 grain/100 ft <sup>3</sup> ) máximo
Contenido de Azufre*	16 ppmv máximo
Contenido de Vapor de Agua	6 lbs/MMSCF, máximo
Condiciones de Entrega (Presión /	1200 psig @ 120 °F máx. / 40 °F mín.

(\*) Esta especificación es función de las especies de azufre en el gas de producción. El proceso de endulzamiento con amina solo remueve componentes de azufre de bajo peso molecular.

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 28.

### **Condensado**

El condensado recuperado en las unidades de control de punto de rocío por hidrocarburo, debe ser estabilizado para cumplir con las especificaciones de calidad del oleoducto OCENSA las cuales se encuentran listadas en la Tabla 12.

**Tabla 12. Especificaciones Condensado - Oleoducto OCENSA**

Presión de Vapor Verdadera ( a 100 °F)	12.3 psia máximo
Agua & Sedimentos (BS&W)	0.5 % máximo en peso
Temperatura	105 °F máxima

Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p29.

### 3. MARCO TEÓRICO DEL PROCESO

Para lograr un buen entendimiento del proceso de tratamiento y adecuación del gas de producción a gas de ventas, se hace una descripción general del flujo de proceso.

El gas de producción tiene que ser tratado para cumplir con las especificaciones como gas de venta. El tratamiento mínimo para un gas de producción es la deshidratación. Sin embargo, dependiendo de la composición de dicho gas, los pasos típicos para su tratamiento y procesamiento de líquidos recuperados pueden ser los siguientes (ver Figura 2):

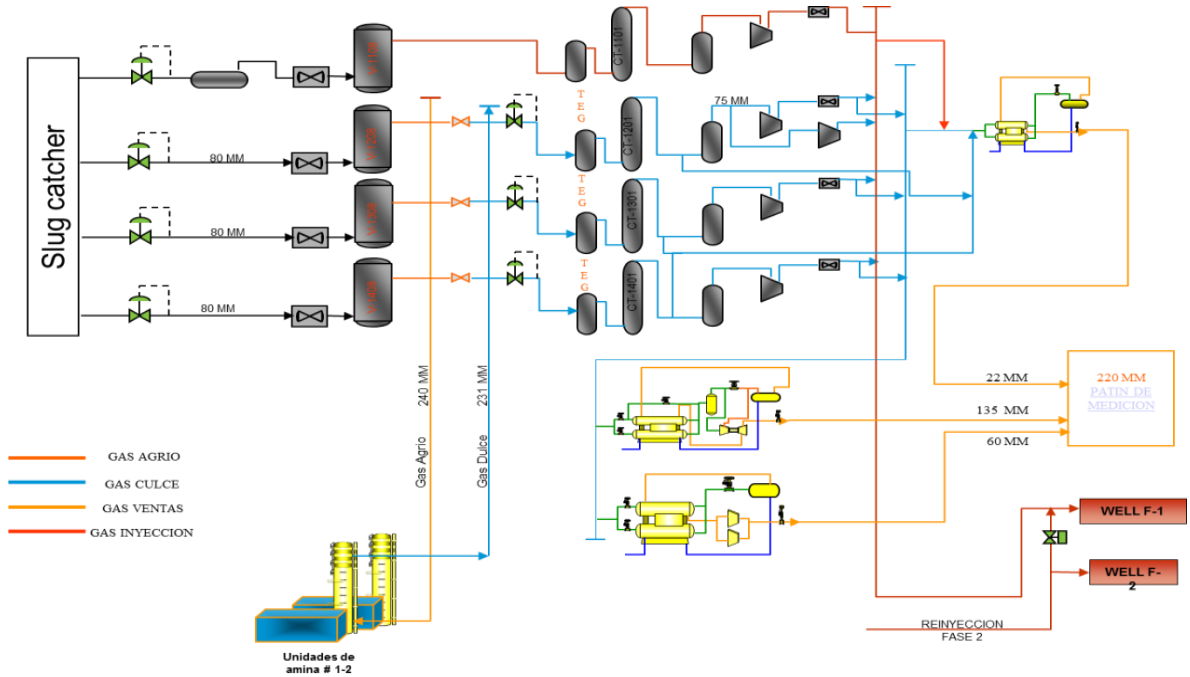
- ❖ Separación de tres fases
- ❖ Compresión
- ❖ Remoción de gas ácido
- ❖ Deshidratación (control de punto de rocío por agua)
- ❖ Control de punto de rocío por hidrocarburo
- ❖ Fraccionamiento y producción de GLP
- ❖ Estabilización de condensado

En su totalidad, los procesos involucrados en el tratamiento de gas obedecen a procesos de naturaleza física, con excepción de las operaciones de remoción de gas ácido ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) que involucra reacciones químicas.

Las especificaciones de los productos gaseosos y líquidos se alcanzan por separación de los compuestos, mediante cambios en las condiciones físicas de temperatura y presión a las cuales están expuestos los fluidos. El contacto con otros compuestos tales como glicol que afecta las solubilidades relativas de ciertos

compuestos, logrando su separación de la corriente de gas principal.

**Figura 2. Diagrama de las facilidades de proceso CPF Cusiana**



Fuente: Autores del proyecto.

Siguiendo el esquema de procesamiento de gas de la Figura 2, cabe señalar que, para el caso de las facilidades del CPF - Cusiana, el gas de producción a tratamiento se toma de los tambores (separación) de los trenes de enfriamiento de gas de Fase I EPS 2, 3 y 4. Como la presión disponible es suficiente para ir a Tratamiento de Gas (unidad de endulzamiento con amina), no hay compresores luego de la separación.

El gas que sale de endulzamiento va a las unidades de deshidratación (control de punto de rocío por agua), pasa por los compresores de re-inyección y luego a las unidades de control de punto de rocío por hidrocarburo, en las cuales se hace el proceso final para su adecuación como gas de ventas. El líquido recuperado del gas se estabiliza y queda como condensado estabilizado. En este punto termina el

procesamiento de gas y estabilización de líquido en el CPF - Cusiana.

Sin embargo, como puede apreciarse en el esquema de la Figura 2, es posible hacer un procesamiento de líquidos más detallado a fin de separarlos (normalmente por fraccionamiento), en productos más valiosos como, GLP (gas licuado del petróleo: mezcla de propano - C3 y butanos - C4's) y gasolina natural - C5+.

A continuación se presenta una breve discusión teórica de los procesos involucrados en el tratamiento del gas de producción.

### **3.1 PROCESO DE ENDULZAMIENTO DE GAS**

Generalmente el gas natural que se produce a nivel mundial contiene CO<sub>2</sub>. Además, en muchas partes del mundo principalmente al norte de la línea ecuatorial, el gas natural contiene también H<sub>2</sub>S. Ambos compuestos son ligeramente solubles en agua. Cuando estos gases se disuelven en agua forman una solución medianamente acidificada, razón por la cual estos compuestos son llamados gases ácidos. Cuando un gas natural excede las especificaciones por H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub>, se denomina un gas agrio; por el contrario, cuando el contenido de estos compuestos en el gas natural está por debajo de los límites especificados para gas de ventas, se dice que es un gas dulce.

El gas natural que tiene concentraciones de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> por encima de los límites permisibles, tiene que ser tratado para removerle el gas ácido. La corrosión es el principal problema en las unidades de endulzamiento, puesto que la combinación de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> con agua, asegura que haya condiciones para que se produzca.

En general, las corrientes de gas con alta relación H<sub>2</sub>S a CO<sub>2</sub> son menos

corrosivas que las que tienen bajas relaciones. Concentraciones de H<sub>2</sub>S en el rango de ppmv con CO<sub>2</sub> de 2 % o más, son bastante corrosivas (es el caso en el CPF - Cusiana). Como la corrosión en plantas de endulzamiento es de naturaleza química, depende fuertemente de la temperatura y la velocidad del líquido. El tipo y concentración de la solución a ser usada tiene gran impacto sobre la rata de corrosión. La corrosión se incrementa cuando se usan soluciones fuertes y altas cargas de gas ácido.

Como el H<sub>2</sub>S reacciona con muchos compuestos, hay una gran variedad de procesos para extraerlo químicamente. En pequeñas concentraciones es económica su remoción, haciéndolo reaccionar con compuestos sólidos secos como el óxido de hierro o el óxido de zinc. Cuando las concentraciones son altas, se usan los solventes. En cuanto al CO<sub>2</sub>, se extrae solamente con solventes.

La mayoría de los solventes químicos regenerativos para endulzamiento son alcohol-aminas que corresponden a bases orgánicas débiles. Las alcohol-aminas se forman por el remplazo de uno, dos o tres átomos de hidrógeno de la molécula de amoníaco con radicales de otros compuestos generalmente alcoholes y glicol, para formar aminas primarias, secundarias y terciarias, respectivamente.

Aminas primarias:

MEA = monoetanolamina

DGA = diglicolamina

Aminas secundarias:

DEA = dietanolamina

DIPA = diisopropanolamina

Aminas terciarias:

TEA = trietanolamina

MDEA = metildietanolamina

Las aminas que son bases, se combinan químicamente con los gases ácidos para formar sales inestables a moderadas temperaturas y presiones entre 500 - 1,000 psig (esto ocurre en la denominada contactora). Estas sales se rompen a temperaturas altas y bajas presiones (las reacciones químicas son reversibles al reversar las condiciones físicas de temperatura y presión, esto ocurre en la denominada regeneradora de solvente). En la Sección 21 del GPSA Engineering Data Book, se muestran las reacciones químicas y las propiedades físicas de varios solventes usados en el tratamiento del gas agrio.

Existe una familia de solventes que tiene su base en aminas y se denominan solventes formulados. Su popularidad se debe a que permiten ahorros en tamaños de equipos y en energía sobre casi todas las otras aminas. La mayoría de estos solventes son formulaciones con base en la MDEA. En las unidades de endulzamiento con amina del CPF - Cusiana la amina que se usa es la MDEA.

A continuación se presentan dos ecuaciones sencillas muy útiles para calcular dos parámetros utilizados para el control operacional de la unidad de endulzamiento con amina. Estos parámetros son: la rata de circulación de solvente en galones por minuto y la remoción de gas ácido (acid gas pick-up) de la solución, en scfd de gas ácido / galón de solución.

$$\text{Circ. (US gpm)} = \frac{0.219 * PM_{(a \text{ min } a)} * Q * \% AG}{(ML * \gamma_{(a \text{ min } a)} * A \% \text{ peso})} \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$\text{Remoción de gas ácido} = \frac{31.72 * ML * \gamma_{(amina)} * A \% \text{ peso}}{PM_{(amina)}} \quad \text{Ec. 3.2}$$

donde,

PM(amina)= peso molecular de la amina, lb/lbmol

Q= rata estándar de flujo de gas por día, MMSCFD

%AG = porcentaje mol de gas ácido, %  
 A%peso= porcentaje en peso amina en la solución, %  
 ML= carga molar (mole loading), moles de gas ácido / mol de soluc.  
 (Amina)  
 $\gamma$ (amina)= gravedad específica de la amina

El uso de las ecuaciones anteriores se ilustra con el siguiente ejemplo:

Un flujo de gas de 56 MMSCFD con un contenido de gas ácido de 8.19 % mol de CO<sub>2</sub>, se alimenta a una contactora a 120 °F y 1,000 psia, para retirarle el CO<sub>2</sub> con MDEA. Determinar la rata de circulación y la remoción de gas ácido, si la concentración de MDEA es 35 % peso, y la carga molar es 0.5 moles de gas ácido / mol de solvente.

Solución:

Del GPSA Fig. 21-8 (@ 35 % peso de MDEA),  $\gamma$  (MDEA) = 1.035

Del GPSA Fig. 21-5 (para methyldiethanolamine), PM(MDEA) = 119.16 lb/lbmol

$$\text{De Ec. 3.1, Circ. de MDEA (US gpm)} = \frac{0.219 \cdot 119.16 \cdot 56 \cdot 8.19}{0.5 \cdot 1.035 \cdot 35} = 661 \text{ gpm}$$

$$\text{De Ec. 3.2, Remoción de gas ácido} = \frac{31.72 \cdot 0.5 \cdot 1.035 \cdot 35}{119.16}$$

Remoción de gas ácido = 4.82 scf de gas ácido / gal de MDEA  
 ( 4.82 vs. 3 - 7.5 en guías de Fig. 21-3 del GPSA)

### 3.2 PROCESO DE DESHIDRATACIÓN

El gas natural de producción está saturado con agua en su fase de vapor, porque

proviene de un yacimiento saturado (en equilibrio) con agua. Además, generalmente el gas contiene CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S que se remueven con soluciones acuosas tales como aminas, carbonato de potasio, etc., que saturan el gas con agua en el proceso de endulzamiento, anterior al proceso de deshidratación. A fin de remover la mayor cantidad de agua, es necesario deshidratar el gas por las siguientes razones:

1. Evitar formación de hidratos.
2. Cumplir con especificaciones como gas de ventas.
3. Minimizar corrosión.

Por lo regular la composición de entrada se suministra en base seca; por lo tanto, el contenido de agua del gas húmedo de entrada debe ser determinado. Además, con base en la composición húmeda, debe determinarse la temperatura de hidrato a una presión dada, a fin de que el gas pueda ser deshidratado lo suficiente para evitar la formación de hidratos y cumplir con la especificación de contenido de agua.

El gas entra a la unidad de deshidratación con un contenido de agua a saturación que puede ser estimado con la Figura 3.2 para las condiciones de presión y temperatura de entrada a la contactora de glicol. Debe tenerse en cuenta que esta carta fue desarrollada para gases dulces y, por lo tanto, no debe usarse para gases agrios con un contenido mayor de 5% mol entre H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> (En la Sección 20 del GPSA se encuentran métodos para estimar el contenido de agua para saturar un gas agrio).

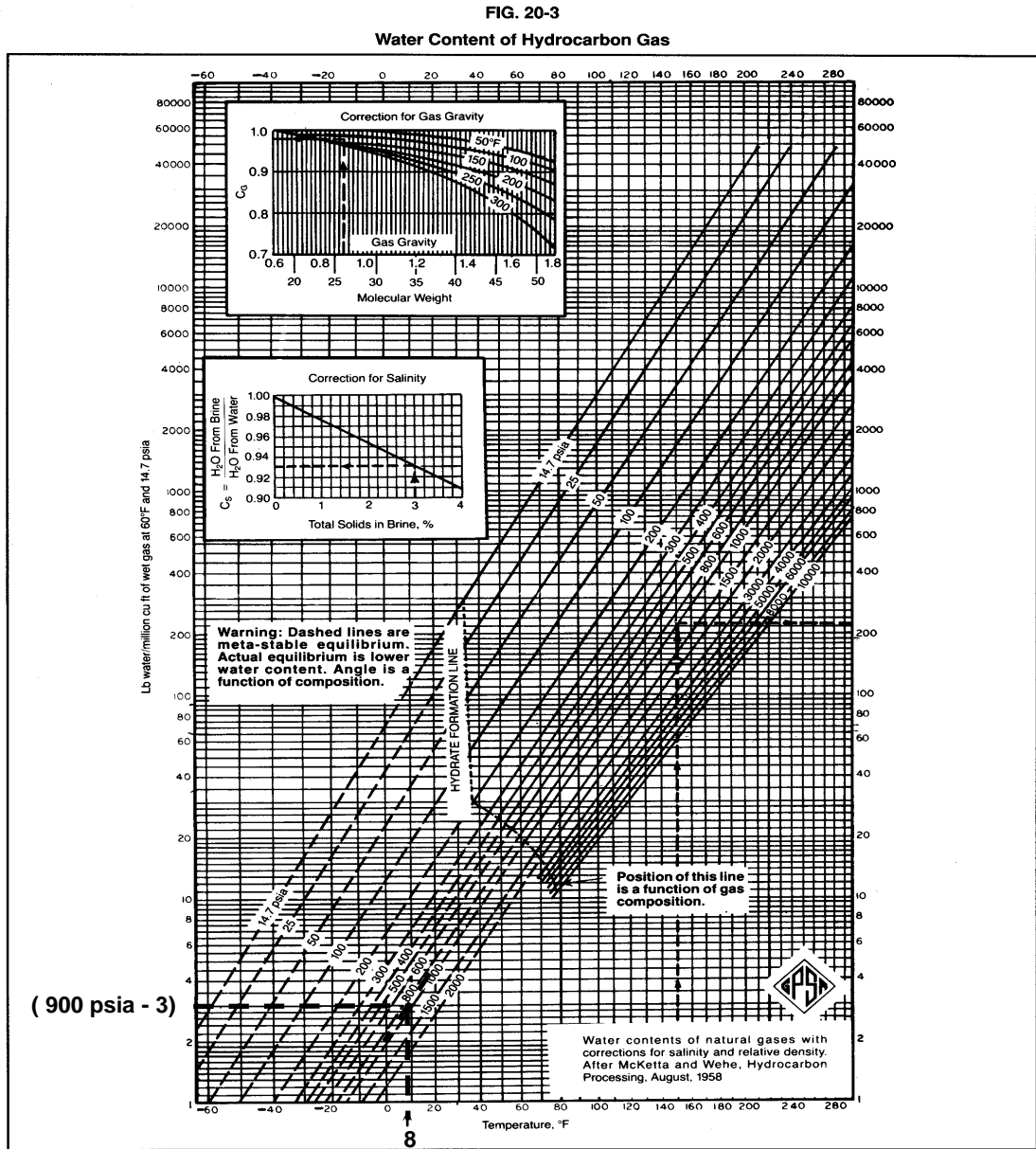
La cantidad de agua a ser removida del gas húmedo o el contenido de agua en el gas seco, depende de cuál de las razones 1 o 2 indicadas anteriormente, sea la que controla. En cualquier caso, se establece el contenido de agua en el gas seco que sale, o el correspondiente punto de rocío por agua. Un contenido típico en el

gas que sale de una contactora de trietilen glicol (TEG) es de 2 - 4 lb H<sub>2</sub>O/MMSCF (En la Figura 3.2 se ilustra la forma como se estima en 8 °F, la temperatura de punto de rocío para un gas que sale de la contactora a 900 psig con un contenido de agua de 3 lb H<sub>2</sub>O/MMscf).

El glicol más comúnmente usado para deshidratación del gas natural es el trietilen glicol (TEG) con el cual se pueden alcanzar contenidos de agua de 4 lb H<sub>2</sub>O/MMSCFD que no son posibles con otros glicoles. Los otros glicoles que pueden usarse son el dietilen glicol (DEG) con el cual se puede llegar a un contenido de agua de 7 lb/MMscf y el tetraetilen glicol (TREG). Para conseguir bajos valores de contenido de agua el glicol debe regenerarse a purzas de 99.5 % en peso o mayores.

El uso de adsorbentes sólidos requiere que el gas húmedo saturado se ponga en contacto con una sustancia sólida que tiene gran afinidad con el agua, como la sílica gel, la alúmina y los tamices moleculares. Como generalmente las unidades con desecante sólido son más costosas que las unidades con glicol, su uso está limitado a aplicaciones de gases con alto contenido de H<sub>2</sub>S, requerimientos de muy bajos valores de punto de rocío como en procesos criogénicos (valores requeridos de puntos de rocío de -70 °F a -150 °F y más bajos), y casos especiales como gases que contienen oxígeno.

Figura 3. Contenido de Agua en Gas.



Fuente: GPSA. Section 20. FIG.20-3. P. 4 de 44

En el CPF - Cusiana el proceso de deshidratación es con el desecante líquido trietilen glicol (TEG).

### 3.3 PROCESO DE CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO POR HIDROCARBURO

Para continuar con el tratamiento del gas, se requiere su acondicionamiento para que cumpla con el punto de rocío por hidrocarburo, siendo este el objetivo de las unidades.

- ❖ ECP SGP - 20 MMSCFD,
- ❖ SGP JT - 70 MMSCFD y
- ❖ SGP Turboexpander - 140 MMSCFD del CPF - Cusiana.

Dado que el punto de rocío por hidrocarburo varía con la composición, la presión y la temperatura, la definición de punto de rocío por hidrocarburo incluye los parámetros presión y temperatura.

Normalmente el punto de rocío se especifica como una temperatura máxima a una presión seleccionada. En Estados Unidos estas especificaciones son 15 °F máximo a 800 psia. Este valor de presión se selecciona porque generalmente está cerca a la temperatura de cricondenthem para el gas de venta.

La razón para el valor de temperatura de 15 °F consiste en asegurar que no se formen hidrocarburos líquidos en la tubería, cuando la línea se enfría a la temperatura de la tierra, o cuando hay enfriamiento debido a expansión. Se ha encontrado que dicha especificación de punto de rocío es adecuada, a fin de evitar hidrocarburo líquido en los sistemas de distribución de gas natural.

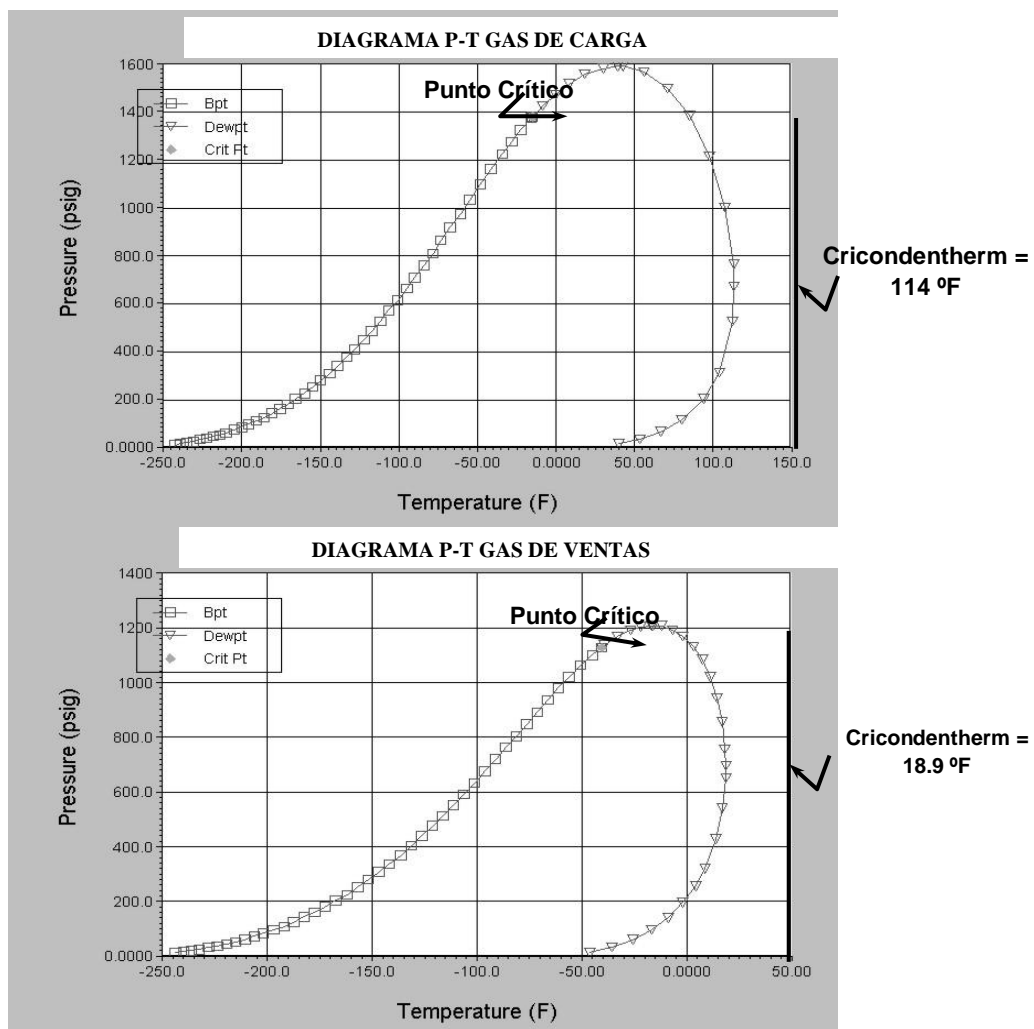
Para nuestro caso, y como se indicó en la figura 3 de especificaciones, el valor a controlar de punto de rocío por hidrocarburo es 20 °F a cualquier presión. Este valor corresponde al cricondenthem o punto máximo de rocío.

En los diagramas de la Figura 4, se grafican las envolventes de puntos de equilibrio Presión - Temperatura para el gas de carga y de ventas de la planta

Turboexpander, con base en la composición de alimento del Caso 2. Puede observarse un punto en forma de rombo que corresponde al Punto Crítico o condiciones donde las dos fases líquido y vapor son idénticas.

Adicionalmente, por ser el gas una mezcla multicomponente y no un producto puro, hay otros dos puntos donde pueden existir las dos fases líquido – vapor, que son:

**Figura 4. Diagrama P-T Gas de Carga y Gas de Ventas Turboexpander.**



Fuente: ENERGETICOS. Manual general de operaciones. Planta de gas Cus 180 MMSFCD Ingeniería de detalle. Julio 14 2005 p 39.

Cricondenbar, máxima presión a la cual existen las dos fases.

Cricodentherm, máxima temperatura a la cual existen las dos fases.

En los diagramas de la Figura 4 se muestran unos puntos en forma de cuadrado sobre la envolvente a la izquierda del punto crítico, los cuales corresponden a puntos de burbuja o de presión de vapor de líquido saturado. Hacia la derecha del punto crítico se muestran unos puntos en forma de triángulo sobre la envolvente y corresponden a puntos de rocío (dewpoint) por hidrocarburo. Hay un punto de rocío de HC máximo (114 °F para el gas de carga y 18.9 °F para el gas de ventas) que corresponde al cricodentherm.

Conocido el valor máximo de temperatura de rocío o cricodentherm, se puede asegurar que, si la temperatura de operación a cualquier presión es mayor que dicho valor, no se tendrá presencia de líquido.

Para alcanzar la especificación de punto de rocío por hidrocarburo, es necesario tratar el gas para remover prácticamente todos los hidrocarburos pesados de la mezcla. Entre los procesos disponibles para realizar dicho tratamiento en la planta de gas de Cusiana se tienen:

- Refrigeración mecánica
- Enfriamiento Joule - Thompson
- Turbo expansión

**3.3.1 Refrigeración Mecánica:** En este proceso el enfriamiento requerido para lograr la especificación de punto de rocío por hidrocarburo, se hace por contacto indirecto del gas de carga con corrientes frías mediante equipos de intercambio de calor. Uno de estos equipos es un Chiller que utiliza un refrigerante que pasa de fase líquida a vapor, al intercambiar calor con el gas caliente. El cambio de fase o vaporización produce el efecto de refrigeración.

Para manejar el refrigerante (propano es muy usado), se requiere de un ciclo de refrigeración que consta de un circuito cerrado, el cual está compuesto por las operaciones de expansión, evaporación, compresión y condensación.

**3.3.2 Proceso Joule-Thompson.** En este proceso el enfriamiento requerido para lograr la especificación de punto de rocío por hidrocarburo se logra cuando se expande un fluido de una presión elevada a una menor, a través de una válvula de control.

**3.3.3 Proceso Turboexpander.** El proceso turboexpander fue desarrollado en los años 60's. Su aplicación principal es recuperar etano del gas natural, puesto que el etano es una materia prima muy importante para la industria petroquímica. Sin embargo, puede ser económicamente viable en algunos casos comparados con otros procesos, como el caso de la planta en el CPF - Cusiana.

Para producir el enfriamiento requerido y lograr la especificación de punto de rocío por hidrocarburo, el gas pasa a través de una turbina en un proceso de expansión de alta a baja presión, con lo cual el gas se enfría y se produce energía que se aprovecha como trabajo en un compresor, para llevar el gas de ventas a la presión del gasoducto.

En el CPF - Cusiana se dispone de los procesos de refrigeración mecánica y Joule Thompson en la ECP SGP-20, Joule Thompson en la SGP JT-68 y Turboexpander.

### **3.4 PROCESO DE INHIBICIÓN DE FORMACIÓN DE HIDRATOS**

La formación de hidratos puede prevenirse mediante el uso de inhibidores. En la inhibición se inyecta un glicol o metanol a una corriente de proceso, donde se

combina con la fase condensada acuosa para bajar la temperatura de formación de hidrato a una presión dada. Tanto el glicol como el metanol pueden ser recuperados con la fase acuosa para ser regenerados y reinyectados. Para procesos de inyección continua hasta  $-40\text{ }^{\circ}\text{F}$ , normalmente los glicoles ofrecen una ventaja económica comparada con la recuperación de metanol por destilación. La concentración de los glicoles en este proceso no es tan exigente como en el proceso de deshidratación, siendo normales concentraciones de 80 % en peso. Cuando se usa metanol, normalmente se inyecta puro.

Los glicoles usados para inhibir hidratos son el etilen (EG), dietilen (DEG) y trietilen (TEG) glicol, siendo el más popular el etilen glicol por su bajo costo, baja viscosidad y baja solubilidad en hidrocarburos líquidos. En la planta de gas de Cusiana se emplea etilenglicol.

### **3.5 PROCESO DE SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS RECUPERADOS DEL GAS NATURAL**

Los líquidos recuperados del gas natural (NGL), forman una mezcla multicomponente la cual se separa en fracciones de compuestos individuales o mezclados, mediante una operación de fraccionamiento y estabilización. Se le llama destilación al proceso mediante el cual se logra realizar la operación de fraccionamiento. En forma general, cuando el gas natural de producción tiene 1.3 % mol de propano, puede ser económico recuperar gases licuados del petróleo (GLP). Cuando el porcentaje es inferior a dicho valor, debe hacerse un análisis minucioso de alternativas antes de instalar facilidades para recuperación de GLP.

En Cusiana se realiza el proceso de estabilización de NGL para recuperar las fracciones de pentano y más pesadas (C5+). Se utiliza una torre estabilizadora en la cual se separan las fracciones de 5 hidrocarburos y más pesados, los cuales

salen por el fondo y las fracciones de 4 hidrocarburos y más livianos (C4-). Estos salen por la cima. Generalmente esta fracción de cima de butano y más livianos, se consume dentro de la planta como gas combustible. El producto de fondo, condensado estabilizado, al cual se le controla en la torre la presión de vapor.

## **4. DESCRIPCIÓN DEL FLUJO DE PROCESO**

A continuación se hace una descripción general del flujo de proceso en el tratamiento del gas de producción del CPF - Cusiana, para su adecuación como gas de ventas. Esta descripción incluye la interrelación entre las diferentes unidades de procesamiento, sin entrar en el detalle de cada una de ellas.

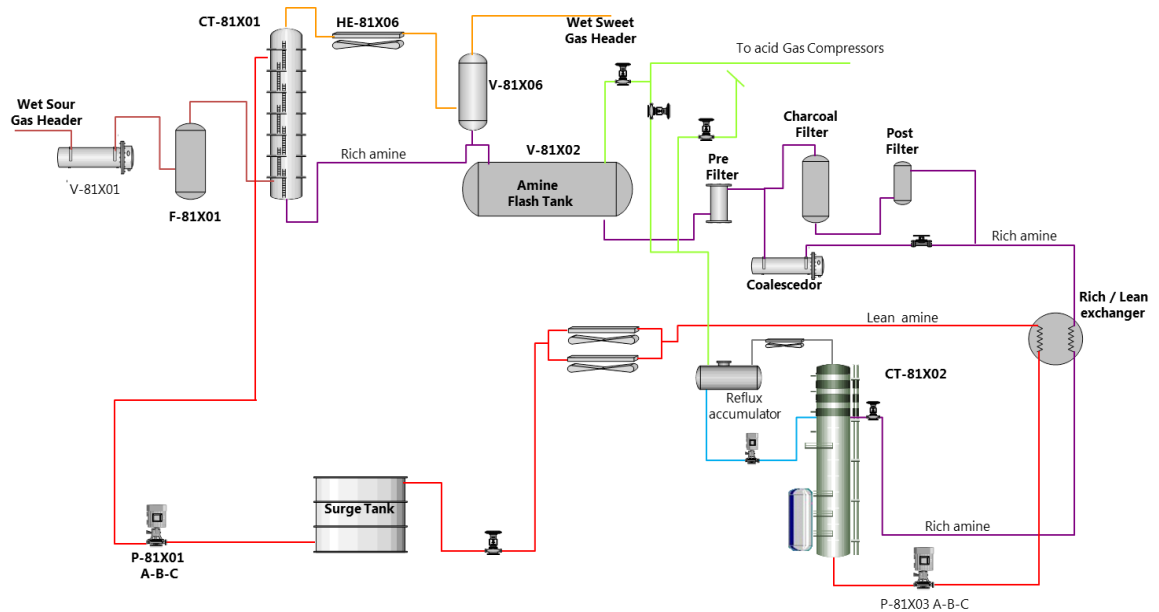
- Sistemas Principales de Proceso.
- Sistemas Utilitarios de Proceso.
- Sistemas Utilitarios Generales.

### **SISTEMAS PRINCIPALES DE PROCESO**

#### **4.1 CABEZALES DE GAS HÚMEDO DULCE Y AMARGO Y UNIDADES DE ENDULZAMIENTO**

El gas de carga para las Unidades de Endulzamiento con Amina es tomado desde la salida de gas de los separadores (508 psig @ 110°F) ubicados en los trenes de tratamiento de gas de las EPS 2, 3 & 4 de Fase-I. En cada punto de toma se ha ubicado un by-pass con el fin de enviar el gas hacia deshidratación, sin endulzamiento y, por otro lado, se envía el gas a un cabezal de 20" (cabezal de gas húmedo agrio) desde el cual se alimenta cada Unidad de Endulzamiento.

**Figura 5. Gráfica del proceso del sistema de endulzamiento de gas con aminas planta de gas Cusiana.**



Fuente: Autores del Proyecto

En la entrada de las Unidades de Endulzamiento, el gas pasa por un filtro separador horizontal, y de allí el gas sale y pasa a través de un filtro coalescedor gas/liquido.

Luego de retirado los hidrocarburos, el gas es enviado a la torre absorbadora. El flujo entra por la parte inferior de la torre y comienza a ascender para hacer contacto íntimo con la solución de amina que, al contrario, entra por la parte superior de la torre y comienza a descender. En este proceso de contacto íntimo, la solución de amina captura el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Este contacto con el CO<sub>2</sub>, genera una reacción exotérmica, haciendo que el gas se sature con agua. Luego del contacto con la solución de amina, el gas sale por la parte superior de la torre, es enviado a un aro enfriador y luego a una vasija vertical. Allí se recupera, se condensa agua y trazas de amina.

El gas ya dulce es enviado a través del cabezal de gas dulce, para ir al proceso

de deshidratación.

El sistema de regeneración de amina es un proceso en el cual no entraremos en detalle pero, al igual que los sistemas de regeneración por procesos térmicos, éste cuenta con una vasija desgasificadora y allí se produce el flash de los hidrocarburos livianos que son enviados a otra área de la planta.

Luego de haber retirado los hidrocarburos livianos, la solución de amina pasa a través de un paquete de filtros, retención de sólidos, filtro de carbón activado y post filtro. Este retiene las partículas del filtro de carbón activado, inmediatamente entra a un precalentamiento con intercambiadores de placas para luego ir a la torre regeneradora entrando por la parte superior de la misma.

De la torre es tomada con bombas y enviado a los intercambiadores de placas y luego al sistema de enfriamiento con Aero enfriadores, de allí la amina regresa al tanque de succión de las bombas de recirculación.

#### **4.2 DESHIDRATACIÓN CON GLICOL Y RE-INYECCIÓN DE GAS**

Las corrientes de gas húmedo dulce (475 psig @ 110°F) llegan a un filtro coalescedor donde se decanta cualquier presencia de líquidos en esta corriente, como son partículas de hidrocarburos y agua libre. A continuación el gas se envía a las Contactoras de glicol existentes para su respectiva deshidratación. Dichas Contactoras son empacadas y el gas se deshidrata por absorción en contracorriente con TEG de una alta pureza > 99.5%. A continuación el gas dulce deshidratado intercambia con el TEG pobre a través del intercambiador Glicol / Gas para luego ser enviado a los compresores de re-inyección.

Por la parte inferior de las torres absorbedoras ingresa la corriente de gas y

comienza a ascender hacia la parte superior de la misma. Allí se produce el contacto íntimo con el Trietilenglicol el cual, por su condición de afinidad con el agua, captura el agua presente en el gas.

El proceso de regeneración de TEG, al cual no entraremos en detalle, es muy similar al de los procesos de regeneración de amina. El gas seco y dulce es enviado hacia el proceso de compresión de donde se incrementará la presión desde el 475 psig a 5000 psig, mediante tres facilidades de operación llamadas EPS.

Cada Tren de compresión está compuesto por 5 compresores reciprocantes movidos por un motor a combustión con fuel gas. Cada compresor tiene capacidad de comprimir 17mmsfcd y el total del EPS o tren de compresión tiene capacidad de 80 mmsfcd.

#### **4.3 CABEZAL DE GAS DULCE DE ALTA PRESIÓN.**

Los compresores de re-inyección descargan el gas entre 5050-5300 psig el cual, a través del cabezal de gas dulce de alta presión, alimenta las diferentes plantas de gas, dos unidades de Dew Point de tecnología turboexpander, la planta de JT 68 mmsfcd y la planta de 20 mmsfcd.

Cada unidad de procesamiento de gas para ventas, tiene a la entrada de cada patín una válvula de control llamada Let Down, la cual tiene como función realizar caída de presión de 5050psig a 1750 psig. Esta caída de presión permite que, dentro de la unidad el perfil de presión y temperatura, mejore el perfil termodinámico previo a la segunda caída de presión por expansión en el turbo expander y en las válvulas de joule Thompson de las unidades de JT.

## **4.4 CONTROL DE PUNTO DE ROCÍO POR HIDROCARBURO**

**4.4.1 Unidad Joule-Thompson de 70 MMSCFD (SGP68).** Unidad de ventas de modo de operación Joule – Thompson. El gas expandido se alimenta, a través de un patín de medición, a la Unidad de Tratamiento JT , la cual cuenta con dos intercambiadores: Gas/Gas, ( Gas-Líquido), by-pass caliente, válvulas de expansión (JT) y vasija fría. Los condensados separados son recolectados en un cabezal común para su estabilización; y el gas tratado (gas venta) en dicha Unidad nuevamente retorna al patín de medición para fiscalización y posterior despacho al gasoducto, vía Cabezal de Gas Venta.

**4.4.2 Planta de Gas de 20 MMSCFD ECP (SGP20).** Esta planta también será alimentada de gas dulce, proveniente de las EPS 2 o 3. La Unidad de tratamiento tiene dos modos de operación. Normalmente opera con un ciclo de refrigeración con propano (de 2 etapas) y, durante algún mantenimiento o problema con el compresor (tres etapas, dos para el ciclo de refrigeración y una para el gas de ventas). La planta opera bajo el esquema de Joule Thompson con alimentación desde el cabezal de re-inyección.

La unidad cuenta básicamente con un par de intercambiadores: Gas/Gas y Gas/Líquido), un Chiller, vasija fría, bombas de retorno de condensados , vasija de condensados, y compresor de tres etapas, dos para el ciclo de refrigeración y una para gas venta, enfriador de gas venta, ciclo de refrigeración de dos etapas, y unidad de medición de fiscalización. Durante la operación de JT, de forma manual se aíslan los equipos no requeridos, tales como: Chiller, bombas de condensados, etc, y se alinea la alimentación desde el cabezal de re-inyección y se expande el gas hasta 1,225 psig para luego ser despachado. Los condensados producidos son enviados al Cabezal de Recolección de Condensados y el gas producido es medido (fiscalizado) y enviado al Cabezal de Gas Venta para su posterior despacho a los gasoductos. El gas producido a través de esta planta NO cumple

con la especificación de punto de rocío de hidrocarburos de las nuevas unidades (20°F Cricondentherm).

**4.4.3 Unidades de Turbo/Expansor (SGP140).** Las dos Unidades de Turbo / Expansor (T/E) son idénticas y tienen una capacidad de entrega de hasta 70 MMSCFD de gas venta a las especificaciones requeridas. En el cabezal de gas de alta presión se realiza medición del contenido de humedad del gas de alimento a las unidades; posteriormente desde el cabezal se alimentan cada una de las unidades.

El gas entra a las unidades a través de conectores tipo Grayloc (Hub Ends) la cual cuenta con válvula de seccionamiento automático, para luego ser expandido hasta 1,800 psig a través de válvula de letdown y alimentado a los intercambiadores de calor Gas/Gas y Gas/Líquido, previa inyección de solución acuosa de EG (80% w/w) como inhibidor de hidratos, donde el gas es pre-enfriado en contracorriente con las corrientes de gas y condensados separadas en el Separador de Baja Temperatura. Adicionalmente existe un by-pass caliente con válvula de control de temperatura que tiene como objeto controlar la temperatura de entrada al Expansor.

Las tres corrientes de gas se mezclan y se pasa a través de la Vasija de Succión del Expansor, donde se remueve cualquier líquido condensado antes de alimentar el gas al Expansor. Los líquidos decantados se envían por control de nivel al Separador de Baja Temperatura y el gas separado se envía al Expansor (donde previamente se le inyecta solución acuosa de EG (para prevenir formación de hidratos debido a las bajas temperaturas alcanzadas, -10/10°F); luego, la corriente de gas se expande hasta 850 / 900 psig produciéndose su auto-refrigeración y por ende condensación de hidrocarburos pesados.

La mezcla es entonces enviada al Separador de Baja Temperatura, el cual es

trifásico y cuenta con internos especiales (coalescentes) para garantizar una adecuada separación de las fases líquidas (hidrocarburos condensados y solución acuosa de EG); adicionalmente, su tiempo de residencia de líquidos es de 15 minutos al flujo máximo esperado.

El gas separado en esta vasija, es precalentado en el intercambiador Gas / Gas. Los condensados decantados y separados se envían por control de nivel para precalentamiento a través del intercambiador Gas / Líquido y posterior disposición en el cabezal de recolección de condensados. Finalmente, la fase líquida más densa (solución acuosa de EG) es enviada por control de nivel al Cabezal de Recolección de Glicol que alimenta la respectiva Unidad de Regeneración de EG.

El gas venta precalentado se envía al Compresor asociado al Expansor donde se incrementa la presión hasta 1,230 / 1,250 psig y luego se despacha por control de presión a través de línea de 10" descargando al cabezal de tea fría en la línea de gas de despacho. Además en esta misma línea se cuenta con analizador de punto de rocío de hidrocarburo, para monitorear la calidad del gas venta producida.

El gas venta producido en las dos Unidades de T/E se envía a través de líneas de 8" a un cabezal de recolección de 12", el cual descarga en el Cabezal de Gas Venta, donde se envía a medición y despacho al gasoducto.

**4.4.4 Cabezal de Gas Ventas y Unidad de Medición de Gas de Ventas.** El gas producido en las cuatro Unidades de Control de Punto de Rocío se recolectan y mezclan entre sí en un cabezal común de 12" (1,220 psig @ 90°F), del cual se bifurca hacia dos brazos de medición independientes ubicados en el mismo patín. El brazo de mayor diámetro (10") alimenta al gasoducto "El Porvenir", previa fiscalización, y el otro de menor diámetro (4") alimenta al gasoducto "Apiay", previa fiscalización. Este medidor es del tipo ultrasónico.

Para análisis cromatográfico se acondicionó el cromatógrafo del brazo de 10" incluyendo un punto de muestreo adicional. Con la cromatografía, el equipo calcula, por software, el poder calorífico y el máximo punto de rocío o cricondentherm. También se dispone de facilidad para muestreo de gas, controlada por el computador de flujo. El computador de flujo dispone de software para calcular el cricondentherm con base en la información del cromatógrafo

Para mantener constante la presión en el Cabezal de Gas Ventas, evitando variaciones de presión debido a las fluctuaciones presentes en el mayor gasoducto (línea de 20" hacia El Porvenir), se ha provisto una válvula de contrapresión de 8" que mantiene la presión aguas arriba.

## 5. DESCRIPCIÓN CRONOLÓGICA DEL PROBLEMA

### 5.1 ALTA PRESIÓN DIFERENCIAL EN FILTRO

En la operación normal de las unidades de Dew Point se evidencia incremento en la presión diferencial en la succión del Turbo expander, generando parada de la unidad, e impactando en la venta de gas y producción de condensados. Con los impactos ya establecidos y con las afectaciones de reputación hacia los clientes de gas natural, el grupo de operaciones e ingenieros de soporte conforman un grupo multidisciplinario con el fin de analizar el problema que se tiene y así poder encontrar las posibles causas que generaba esta condición de falla.

**Figura 6. Fotografía de la succión y descarga del turbo expander #1, en la planta de gas de Cusiana**



Fuente: Autores del Proyecto

**Figura 7. Fotografía del filtro de la succión turboexpander #1, en la planta de gas de Cusiana.**



Fuente: Autores del Proyecto

Del análisis de causa raíz que se desarrollo con el grupo investigador, se interpreta que la obstrucción y/o taponamiento podría ser consecuencia de la acumulación de depósitos que quedaron durante el commissioning de la planta y que por medio de los cambios de flujo llevaron a acumulación de los mismos en el filtro.

Otra hipótesis que se planteaba como causa de taponamiento era la de no retiro de la malla que se instaló en el filtro durante el arranque inicial de la planta. Esta malla permitía atrapar partículas solidas (soldadura, estopa, viruta, tornillos), que se hubiesen quedado dentro de la tubería en la etapa de construcción y así evitar que estas partículas llegaran a la succión del equipo durante su etapa de arranque. Mediante inspección se verifica físicamente que esta se había removido y se encontraba registrado en el documento de entrega proyectos HC1

La parada de la unidad por alta presión diferencial en el filtro permitía luego de 40 minutos volver a dar arranque a la unidad; condición que se aceleraba dependiendo del estado de la temperatura ambiente. La condición de obstrucción en el filtro disminuía considerablemente a valores que permitían arrancar la unidad del turbo expander nuevamente y mantener en línea el equipo a

condiciones normales y en servicio durante otros días.

Luego de este comportamiento se decide programar la parada de la unidad para inspección del filtro. Al retirar el filtro e inspeccionar visualmente, se evidencia un material de apariencia grasosa adherida al filtro la cual, al estar a temperatura ambiente, cambiaba de textura y permitía con mayor facilidad el paso del gas a través del filtro. Durante esta inspección nuevamente se descarta el taponamiento del filtro por acumulación de sólidos.

**Figura 8. Registro fotográfico del estado del filtro de succión luego de presentar trip de la unidad por alta presión diferencial**



Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 9. Registro fotográfico filtro de succión expuesto a temperatura ambiente, durante mantenimiento.**



Fuente. Autores del Proyecto

**Figura 10. Filtro sometido a cambio de Temperaruras**



Fuente: Registro fotográfico del filtro sometido a pruebas del laboratorio en CPF – Cusiana, con solventes y cambios de temperatura.

### **Análisis de Depósitos en Filtro de Entrada a Turbo Expander Planta de 180 MMSFD**

Preparado por: Henry F. González - NALCO

Fecha: 15 y 16 de Octubre de 2005

#### **Descripción del Problema**

Se observa tendencia al aumento del diferencial de presión (~12 psi) en el filtro de entrada al turbo expander de la planta de 180 MM de Cusiana. Esto puede producir parada de la planta de gas ventas de 180 MM por alto diferencial de presión.

**Objetivo:**

Caracterizar el fluido que produce taponamiento en el filtro de entrada del turbo-expander y proponer un procedimiento de limpieza en línea como contingencia para prevenir un taponamiento.

**Proceso:**

Se analizaron muestras de fluidos entrampados en las unidades de regeneración de glicol y se evidencia presencia de aceites pesados en el glicol,

La muestra de aceite a  $<10^{\circ}\text{C}$  pierde fluidez pero no gelifica o cristaliza.

Se presume inicialmente que el taponamiento del filtro se debe al aceite arrastrado por el glicol desde las unidades de regeneración, el cual se acumula en la malla del filtro y obstaculiza el flujo de gas debido a la alta viscosidad del aceite al estar expuesto a temperaturas bajas en el sistema.

Se realizaron pruebas con diferentes productos para ablandar la supuesta película de aceite en el filtro y disminuir la viscosidad. Se encontró que una mezcla de Diesel y N-7958 50:50 podría resolver el problema del taponamiento del filtro aplicado en un bache de 5 horas a razón de 0.4 galones/min. Se prepara el producto pero no se inyecta al sistema.

Operaciones decide realizar parada del turbo-expander, aislar y bajar el filtro. Se renueva el glicol en la unidad de regeneración,

Se analiza el depósito encontrado en la malla del filtro. El depósito muestra contextura cremosa, funde a temperaturas superiores a  $50^{\circ}\text{C}$ , insoluble en agua y soluble en solventes orgánicos, positivo para test de campo de parafinas.

Nalco posee dispersantes de parafinas en campo. Estos productos se prueban sobre el depósito; sin embargo, no se obtienen resultados óptimos. Lo que se requiere es un solvente de parafinas que actúe rápidamente, no produzca efectos sobre el glicol, y se pierda en la corriente de condensados.

Se prueba disolución del depósito con n-hexano y n-pentano y se resuelve en una disolución en frío (<5°C) del 80% de pérdida en peso en 5 horas de exposición al solvente.

### **Conclusiones:**

- Enviar muestras para análisis de composición de los depósitos.
- Los depósitos encontrados en el filtro se comportan físico-químicamente como parafina (temperatura de fusión, contextura y test de solventes).
- Buscar la fuente del arrastre de los compuestos que generan éste taponamiento y encontrar la forma de eliminarla.
- Retirar el producto preparado en el bulk drum Instalado en el Turbo-Expander ya que no aplica para una diluir parafinas,
- Buscar un solvente de parafinas que actúe a baja temperatura (<10°C), tenga una disolución rápida y no altere el desempeño de la unidad de regeneración de glicol. Se recomienda el uso de solventes, condensados, n-heptano, n-hexano, gasolina y, con menos efectividad, diesel; esto, debido a las bajas temperaturas en la línea.

## 5.2 ARRASTRE DE LÍQUIDOS

Durante el arranque de la unidad, y alineación del sistema de inhibición de hidratos aguas arriba del filtro de entrada al turbo expander, se encuentra fluido que, al drenar la línea para limpieza de boquillas de inyección de Mono etilenglicol, presenta características similares a la de petróleo crudo.

El filtro en la succión del Turbo expander, es un el elemento que protege la rueda del Turbo expander de posibles hidratos y solidificación de CO<sub>2</sub>, un sólido que, a la velocidad de 25000 rpm, puede causar daño catastrófico al mismo, por lo cual el personal de mantenimiento decide mantener el mismo mesh de diseño original.

Días después se comienzan a presentar problemas de taponamiento en los puntos de inyección de mono etilenglicol, en los puntos de inhibición de hidratos en intercambiadores de calor, succión de Turbo Expander y aguas arriba de la válvula de Joule - Thompson.

**5.2.1 Presencia de fluido viscoso en URG de glicol** Esta situación lleva al grupo de operaciones planta de gas a tomar muestra del fluido circulante en la unidad de regeneración de glicol. Durante el monitoreo de los puntos de toma de muestras para el análisis de laboratorio, se encontró trazas de fluido viscoso en las muestra de glicol.

Durante el mantenimiento a una bomba de recirculación de glicol, se drenó el cilindro de pulsación de la bomba y allí se encontró fluido viscoso de color negro, similar al aceite lubricante. Este evento generó la necesidad de inspeccionar y drenar los puntos altos de la unidad regeneradora de glicol y allí se identifica de nuevo el fluido viscoso.

Acciones:

- Realizar drenajes durante varios días en puntos de drenaje habilitados en la unidad regeneradora.
- Cambio y reposición de glicol en la unidad regeneradora.

Inicialmente se asumió que, durante la reposición de glicol que se daba por las pérdidas normales de operación en la inhibición de hidratos, se había cometido un error operacional o humano y, en lugar de adicionar glicol al sistema, se había adicionado aceite lubricante a la unidad regeneradora.

Dentro de las acciones establecidas por el grupo investigador, se contempló el cambio total del fluido que se tenía en los depósitos de las unidades regeneradoras y se decide hacer la reposición total de glicol. Luego de unas semanas, se reanuda la toma de muestras de glicol para análisis de laboratorio y se identifica nuevamente aceite en la unidad de glicol. Allí descartamos la hipótesis de haber agregado el aceite lubricante a la unidad regeneradora.

El grupo de operaciones solicita al laboratorio que facilite la posibilidad de realizar análisis y enviar una muestra de laboratorio externo, para determinar la naturaleza del fluido encontrado en la unidad de glicol.

**Figura 11. Registro fotográfico de fluido viscoso drenado en la unidad regeneradora de Glicol, inspección torre de stripping de la unidad regeneradora**



Fuente.. Autores del Proyecto

### **5.2.2 Depósito de líquidos en puntos bajos en la Unidad de Dew Point.**

Durante el cambio de una válvula de bloqueo a la unidad de Dew Point, se procede a drenar y ventear hacia el sistema de teas el gas y fluido que se encuentra en la unidad de Dew Point, con el fin de garantizar “0” presión en la misma. Esta actividad se debe realizar como parte del cumplimiento de procedimientos, políticas de HSE y aseguramiento del proceso para evitar accidentes y daños que pueden ocurrir por el manejo de altas presiones. Durante el drenaje se identificaron depósitos de líquido viscoso en las partes bajas de la tubería.

**Figura 12. Registro fotográfico de valvula de bloqueo y drenaje en la unidad de Dew Point # 1.**



Fuente. Autores del Proyecto

También en la inspección se logró identificar la presencia de depósitos de fluidos en las partes bajas de la tubería, debido a cambios bruscos de temperatura ocasionados por el proceso, paradas de planta y diseños de ingeniería donde la succión y descarga del turbo expander se encontraban al mismo nivel.

El fluido encontrado, luego de análisis de laboratorio, es identificado como aceite lubricante, procedente de los 18 compresores de alta presión que alimentan a las plantas de gas. Este aceite es el utilizado en el sistema de lubricación forzada de los compresores.

Identificado el fluido viscoso se definen propuestas y acciones para corregir desviación encontrada el proceso.

**Tabla 13. Propuestas y acciones para corregir**

Propuesta	Comentarios	
Instalación de Hidro-ciclón descarga compresores	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo demasiado alto.</li> <li>• Afectación a las ventas de gas.</li> <li>• Mala experiencia con este tipo equipos.(perdida de contención)</li> <li>• Posible pérdida de integridad</li> </ul>	No viable económicamente y desarrollo de Ingeniería a largo plazo
Instalación de Trampas en línea descarga	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo demasiado alto.</li> <li>• Afectación a las ventas de gas.</li> <li>• Posible pérdida de integridad</li> </ul>	No viable económicamente
Cambio de aceite lubricante, sintético Vs orgánico.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costo beneficio.</li> <li>• Necesidad de recuperación con trampas.</li> <li>• No conocimiento del comportamiento químico</li> </ul>	Se realizó prueba operacional Vs Costo
Cambios operativos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacto a las ventas de gas no tan severo a las anteriores.</li> <li>• Disciplina operacional</li> <li>• Manejo a través de variables operativas</li> <li>• Disminución de inyección de aceite de lubricación forzada.</li> </ul>	

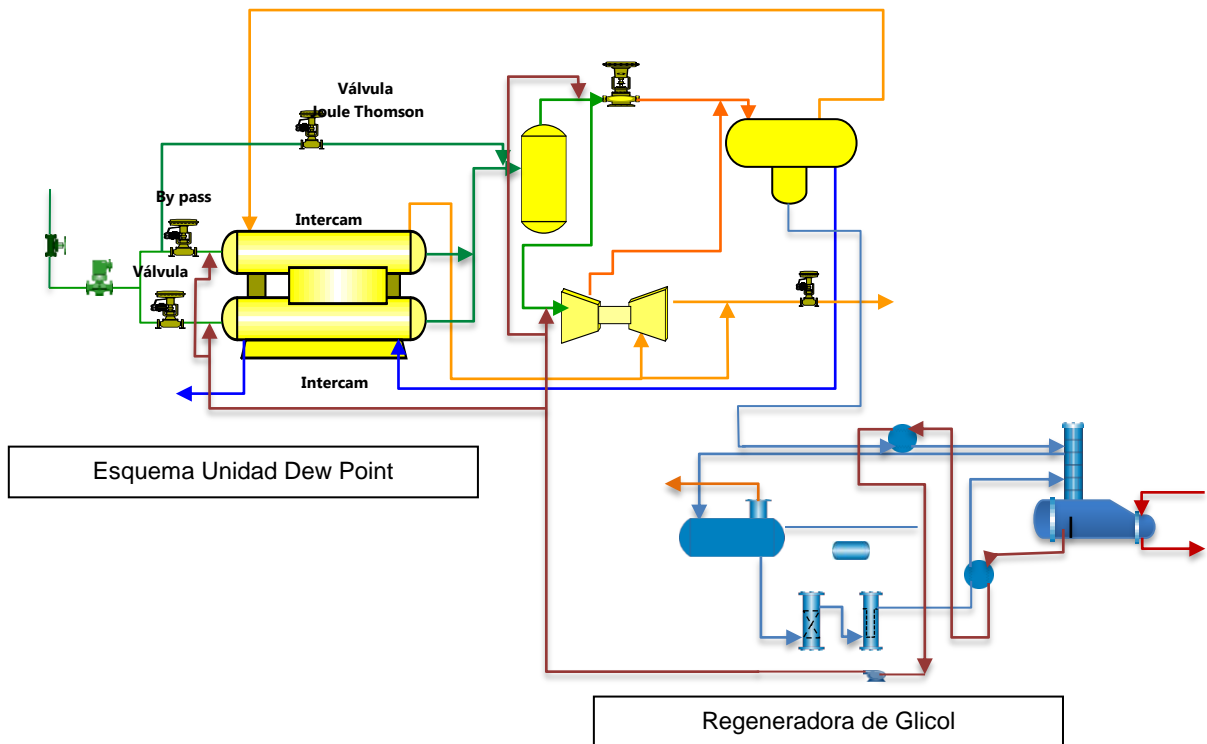
**5.2.3 Plan de acción Operacional.** Se establece un plan para proceder a retirar o disminuir la corriente de aceite en los procesos de las unidades de Dew Point y la unidad regeneradora de glicol.

1. Instalar válvula y facilidades de drenaje en los puntos altos o venteos de procesos para retirar el aceite.
2. Disciplina operacional para realizar drenaje diario y con frecuencia de 2 veces

al día de los puntos establecidos.

3. Se verificó la tabla límite de operación de los controles y se decide subir de 50% a 80%, el control de nivel de la vasija fría. Esta condición permite que la interface de glicol aceite quedara lejos de la salida inferior de monoetilenbicol.
4. El grupo de mantenimiento operaciones revisa el volumen inyectado del aceite de lubricación forzada y se realiza el manejo del cambio para la reducción de volumen a inyectar.

**Figura 13. Esquema del proceso de la unidad de Dew Point y unidad regeneradora de glicol en la planta de gas cusiana.**



Fuente. Autores del Proyecto

## **6. IMPACTOS ECONÓMICOS**

El problema detectado con la cera acumulada dentro del filtro, trae como consecuencia la siguiente afectación económica y de procesos:

- Impacto en pérdida de ventas de gas.( 35 mmsfcd cada 15 días)
- Disminución en Producción de condensados NGL, 500 bbls de NGIs
- Incremento en el costo de mantenimiento (limpieza del Filtro)
- Daño y disminución de vida útil de los cojinetes magnéticos.
- Afectación a la integridad de las válvulas. Daño de válvulas de aislamiento de la unidad.
- Incremento de costos por consumo de Mono Etilenglicol.

### **6.1 IMPACTO POR DISMINUCIÓN DE VENTAS DE GAS Y PRODUCCIÓN DE NGLS**

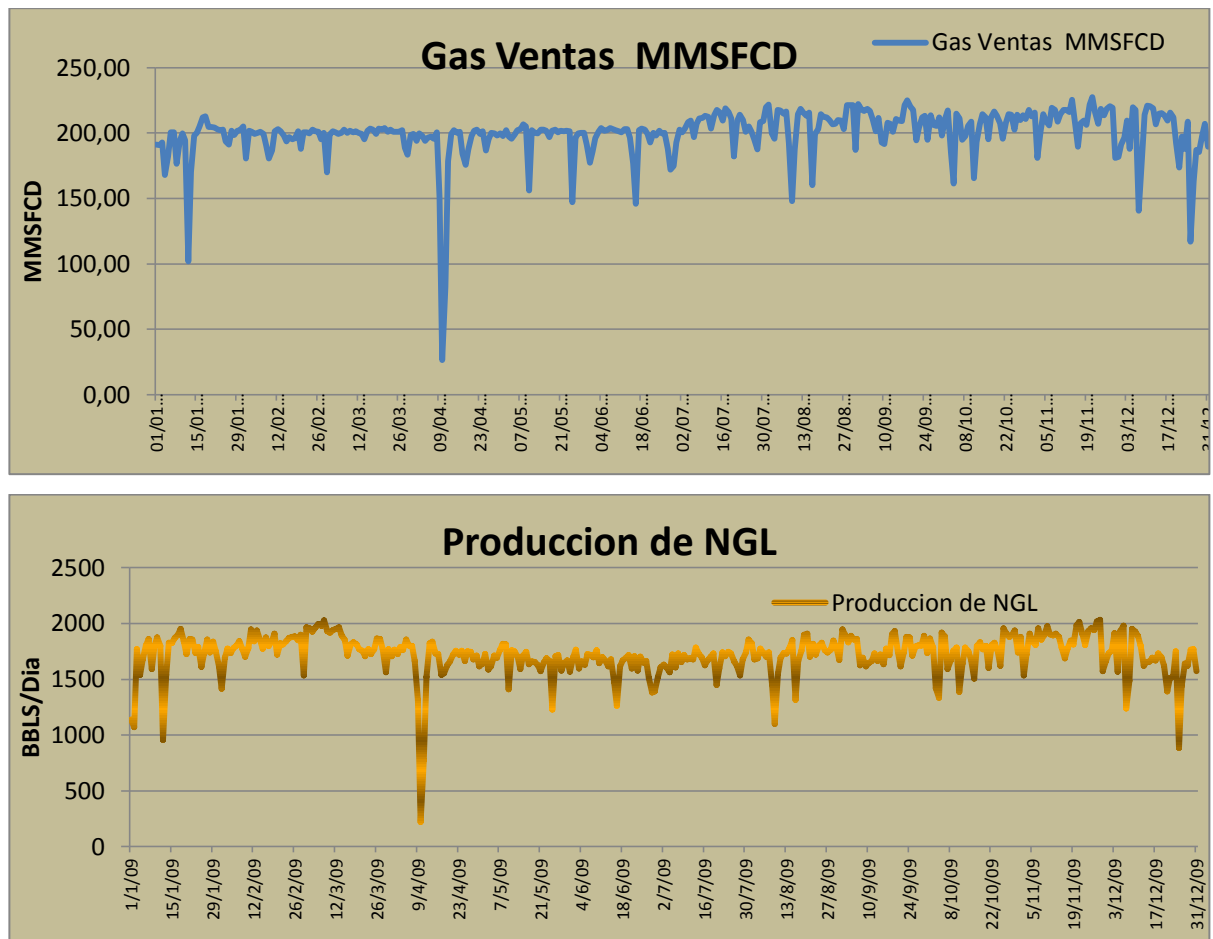
La condición de taponamiento cada día fue más frecuente y cada semana se incrementaba la presión diferencial del filtro hasta llegar a los valores de disparo. Operaciones toma como opción, realizar mantenimiento de limpieza del filtro, los días festivos y domingos, en donde el consumo del gas disminuye considerablemente.

Económicamente el impacto en ventas de gas se hace bastante visible y afecta la reputación, confiabilidad y disponibilidad de gas al mercado nacional. Cada fin de semana se ponía la unidad fuera de servicio por un espacio de 12 horas para poder realizar limpieza al filtro.

Así se comprobó que el impacto estaba dado por dos unidades de procesamiento

de gas que eran las afectadas y correspondían a las unidades de Dew Point. Las otras plantas de modo de operación de Joule - Thompson, no eran afectadas debido a que el aceite identificado no incidía en el desempeño de la válvula Joule Thompson. Situación diferente se presentaba en la unidad Dew Point, con afectación directa al Turbo expander.

**Figura 14. Afectación de impacto de ventas de gas.**



En las gráficas se evidencia el impacto de paradas de las plantas de gas con el impacto en la afectación en la producción de condensados.

Unidad de Procesamiento de Gas Dew Point:

Capacidad de procesamiento de gas 70 mmsfcd

Producción de condensado estabilizado 500 bbls / Dia

Tecnología Turbo Expander / Joule Thompson

<b>Impacto Gas Ventas</b>	<b>Costos</b>	<b>Impacto en GNL</b>	<b>costos</b>
34 MMSFCD	\$ 313 millones	250 bbls	\$ 36 millones

El condensado natural que se produce en las vasijas frías producto de la expansión en la rueda del turbo Expander y en las válvulas de Joule - Thompson se envía por un cabezal a un proceso de estabilización. El volumen producido de condensado estabilizado en la operación de las plantas de gas es de 1500 bbls. La parada de un unidad de Dew Point afecta la producción de condensados estabilizados en un volumen aproximado de 250 bbls/d.

El costo aproximado por parada de unidad en condensado natural, es aproximadamente de USD 20.000 semanalmente y al año el impacto en USD es de 960.000. Si se toma como referencia de conversión el precio de 1 barril de crudo, el condensado se mezcla con la producción total del campo Cusiana.

El impacto en ventas de gas se traduce en 34 millones de pies/ día. Lo cual significa en USD 174.000 dólares /día durante un fin de semana y anualmente es de USD 8'352.000

## **6.2 INCREMENTO EN EL COSTO DE MANTENIMIENTO**

La actividad de limpieza al filtro generó la necesidad de creación de un grupo de mantenimiento y de servicios logísticos para atender el cambio y limpieza de filtros en el turbo expander. La actividad comprende el proceso y despresurización a “0” psi, aislamiento de proceso de unidad, y entrega a mantenimiento.

Esta actividad se realizaba durante los fines de semana, generando incremento en horas hombre, riesgos propios de ejecución de la actividad, y generó diferentes casi accidentes, dada la presión que se ejercía en tener el sistema en operación y así poder cumplir con los compromisos de ventas en gas que se tenían con los proveedores.

El incremento de los costos de mantenimiento se ven reflejados en las diferentes actividades que se realizaban donde se tiene que presupuestar el recurso humano y logístico, al igual que el presupuesto de un costo adicional aproximado durante el año de US 300.000:

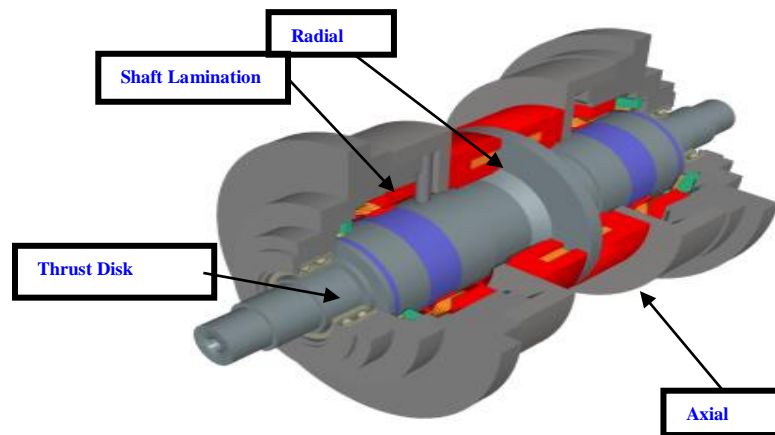
- Servicio de grúa, (señalero- Operador)
- Modificación del sitio de intervención de la actividad.
- Cuadrilla de ayudantes mecánicos.
- Supervisor mecánico.
- Compra de filtros de succión Turbo Expander.

Operacionalmente, se vio la necesidad de comprar un filtro *spare*, para realizar el cambio y hacer más corta la tarea del mantenimiento.

## **6.3 DAÑO EN COJINETES MAGNÉTICOS/ AUXILIARES.**

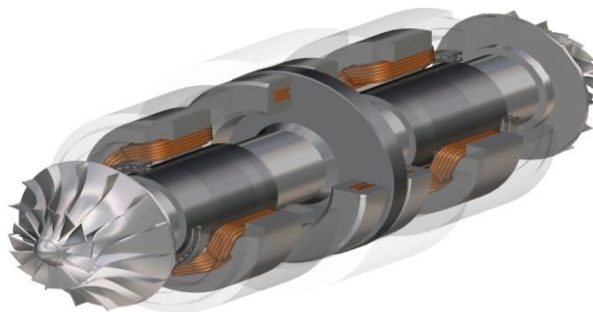
Las continuas paradas de los Turbo expander traía como consecuencia el daño de

los cojinetes auxiliares. Estos son de material blando y cada vez que el turbo expander entraba en parada, los cojinetes auxiliares tenían que soportar el eje, lo cual traía como consecuencia que, durante cada parada del equipo, estos se desgastaban.



Fuente S2M.Active Magnetic Bearing. Instruction Manual. Magnetic Bearing training Program For E300/30 control Cabinet. Project N 8355A.2004 p 8.

En los diferentes eventos de parada de Turbo expander, se presentaron daños de cojinetes magnéticos. El daño fue identificado como la pérdida del recubrimiento eléctrico de las bobinas de los cojinetes por el condensado natural, producto de la expansión del turbo-expander



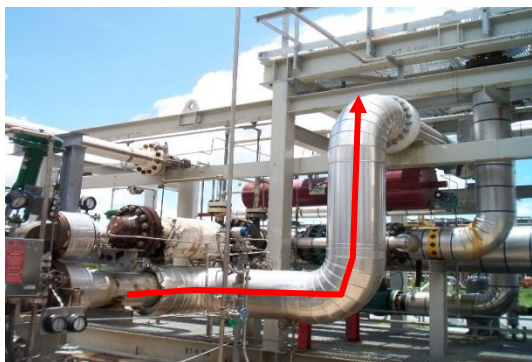
Fuente S2M.Active Magnetic Bearing. Instruction Manual. Magnetic Bearing training Program For E300/30 control Cabinet. Project N 8355A.2004 p 9.

Durante el arranque de una de las unidades, el turbo expander dio falla de “landing”, condición que significaba que las bobinas de los cojinetes magnéticos estaban aterrizados y el equipo no daba permiso de arranque. El grupo de mantenimiento y operaciones decidió inspeccionar el equipo, situación que significó parar la unidad, despresurizar, aislar e inertizar hasta los límites de aislamiento del turbo expander. En el desmontaje, se identificó daño del aislamiento de las bobinas de los cojinetes magnéticos, radiales, axiales, y se encontraron residuos de glicol y condensado natural.

El vendor (General Electric) manifiesta que el recubrimiento o aislamiento de las bobinas no es resistente al condensado natural y que las bobinas no soportan el contacto con el condensado natural.

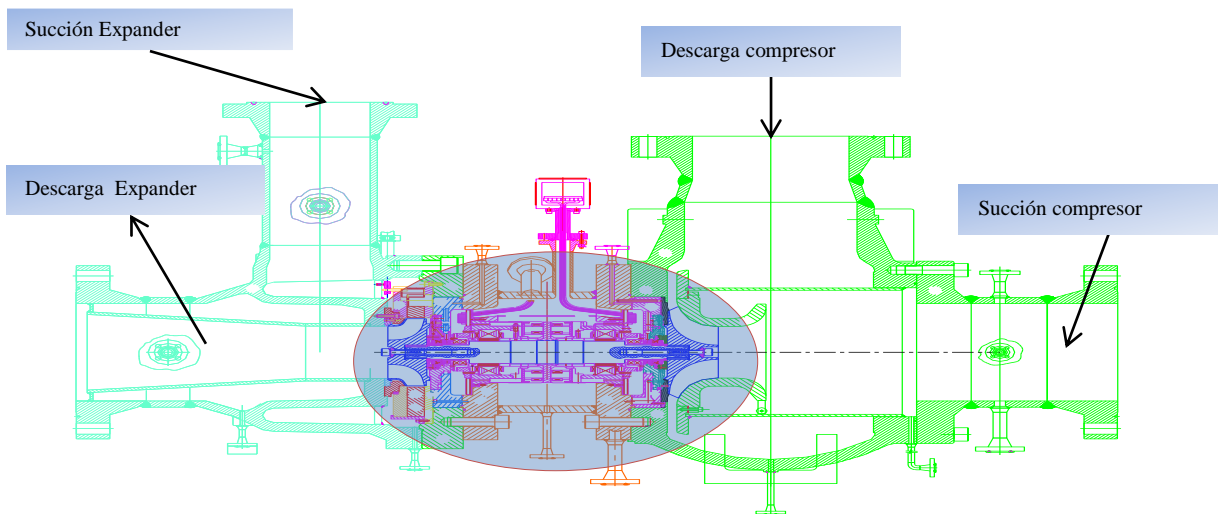
Durante el evento de parada del turbo expander, los líquidos producidos por la expansión se acumulaban en la descarga (ver foto) y el condensado acumulado en la descarga se introducía dentro de la sección central, entraba en contacto directo con las bobinas de los cojinetes, provocando el daño del aislamiento de las bobinas.

**Figura 15. Registro fotográfico de la línea de descarga del turboexpander # 1, en planta de gas Cusiana.**



Fuente: Autores del proyecto

Este evento trae como consecuencia costos bastante significativos, lo que implicó realizar la compra de una unidad completa de turbo-expander, set de cojinetes magnéticos y un eje completo para tener en stock y utilizarlo cada vez que se presentara el problema. La compra del set significó una afectación al capex de USD 300.000



Fuente Instruction Manual. GE Rotoflow turboexpander. cusiana sales gas plant project. Gardena California 90248.2004.P14

El caso de daño del turbo expander, es uno de las situaciones de más afectación a los compromisos de venta de gas e impacto en la producción de condensados natural estabilizado.

#### 6.4 DAÑO DE VÁLVULAS DE CORTE DE LA UNIDAD DEW POINT.

**Figura 16. Registro fotográfico de la válvula de corte y aislamiento entrada a la unidad de Dew Point # 1 planta de gas Cusiana.**



Fuente: Autores del proyecto

Para realizar el proceso de limpieza del filtro, se procede con el aislamiento previo de la unidad de Dew Point bajo las normas de BP. Como la presión de alimentación al Skid era de 5000 psig, esta presión es disminuida a través de la válvula Let Down a 1700 psig; condición esta que obliga a tener doble aislamiento y venteo para realizar el trabajo. La unidad se despresuriza a "0" psig, para luego proceder a realizar la energización con N<sub>2</sub>, aislamiento de proceso, aislamiento de mecánica y, luego, realizar el cambio del filtro de succión del Turbo expander.

Esta situación de altos diferenciales de presión en los cuerpos de las válvulas desencadenó problemas adicionales afectando la integridad de las válvulas de aislamiento, lo cual generó situaciones de emergencia en la planta por las fugas de gas que se presentaban por el cuerpo de la válvula; una acción que desencadenó parada general de la planta para controlar la emergencia y realizar cambio de válvulas que perdieron integridad.

La causa de falla identificada inicialmente de las válvulas obedeció al daño de los sellos internos al someter la válvula a la alta presión diferencial durante el aislamiento de la unidad de Dew Point , pues por un lado la válvula soportaba 5000 psig y por el otro lado “0” psig.

## **7. PROPUESTAS DE MANEJO EN EL PROCESO**

### **7.1 COMPRESORES**

Se observó que durante la dinámica de arranque y parada de compresores por diferentes razones se generaba variación en la velocidad de gas en el proceso. Esta condición provocaba el arrastre de aceite de lubricación hacia las plantas de gas y generaban problemas adicionales como las pérdidas de fluido por arrastre de amina y trietilenglicol. Bajo este escenario se procedió a colocar, lentamente, carga en los compresores que alimentaban las plantas de gas. Este cambio en el procedimiento de arranque y parada de las unidades de compresión se oficializa actualizando los procedimientos de operación.

Otra oportunidad de mejoramiento continuo estuvo a cargo de grupo de Mantenimiento, en donde se realizaron diferentes ajustes en las máquinas compresoras, reduciendo a su mínima expresión la inyección de aceite de lubricación forzada, acción que se tradujo en disminución de costos de aceite lubricante.

### **7.2 ALTA PRESIÓN FILTRO**

Se realizaron ajustes operacionales tratando de mitigar las paradas continuas que se tenían por taponamiento del filtro en la entrada al turbo Expander, con el manejo de temperaturas en el proceso. El aprendizaje se fue obteniendo de las condiciones de operación y variables de proceso observadas y tomadas en las distintas horas del día de la operación.

Por medio del seguimiento del proceso y de los datos adquiridos en la operación diaria se resaltó, como factor importante, la temperatura ambiente. Allí se visualizó que durante la noche, la presión diferencial en el filtro se incrementaba, y ésta cambiaba conforme la temperatura ambiente disminuía.

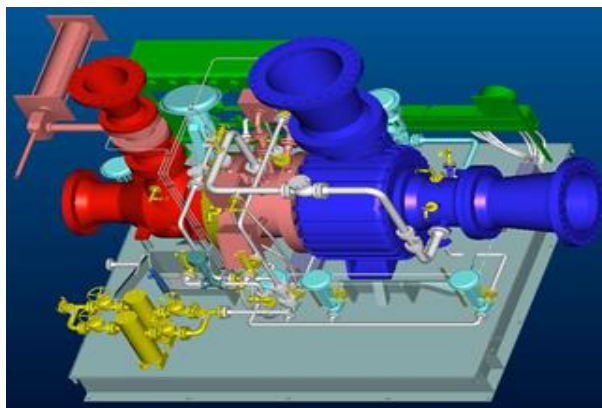
Operacionalmente se decidió parar Aero enfriadores en la descarga de compresores e incrementar la temperatura en 20 oF, condición que cambió todo el perfil de temperatura de las plantas de gas haciendo que el aceite de lubricación de las unidades compresora mejorara su fluidez precipitando y capturando el aceite en la unidad de procesamiento de gas.

Este procedimiento se realizó llevando las vasijas frías a temperaturas positivas, aproximadamente 12 oF (calentamiento) en una unidad de procesamiento de gas Dew Point, mientras que, en las otras dos plantas, se mantenían las condiciones de operación normal. Este procedimiento de calentamiento se realizó normalmente durante las horas del día en los fines de semana, días donde normalmente las ventas de gas disminuyen.

Como parte logística se decidió comprar otros filtros de las mismas especificaciones con el objetivo de cambiar el alcance de su mantenimiento y limpieza. De este modo se logró disminuir en un 50% los tiempos de puesta en fuera de servicio de la planta y costos de mantenimiento.

### **7.3 COJINETES MAGNÉTICOS**

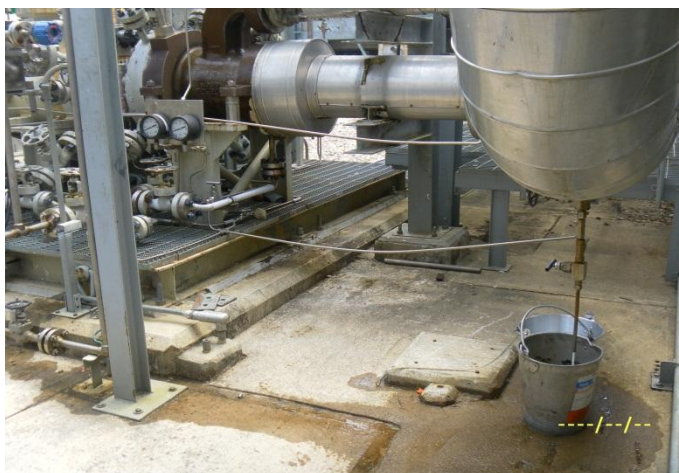
Luego del daño de los cojinetes magnéticos del turbo expander, y entender la causa raíz del problema, se procedió a realizar cambios operacionales durante la parada de las máquinas.



Fuente Instruction Manual. GE Rotoflow turboexpander. cusiana sales gas plant project. Gardena California 90248.2004.P15

Operacionalmente cada vez que entrara en parada un Turbo Expander, el operador tenía que desplazarse hacia el equipo y aplicar el procedimiento operativo de drenaje de la sección central y descarga del Turbo Expander. El drenaje de condensados se realizaba hacia la tea de baja temperatura, acto que disminuía la probabilidad de entrada de condensado natural y glicol a la sección central del equipo. Cabe recordar que allí se encuentran las bobinas de los cojinetes magnéticos.

**Figura 17. Registro fotográfico de drenaje de condensado y glicol en la línea de descarga del turboexpander #1, planta de gas Cusiana.**



Fuente: Autor del proyecto.

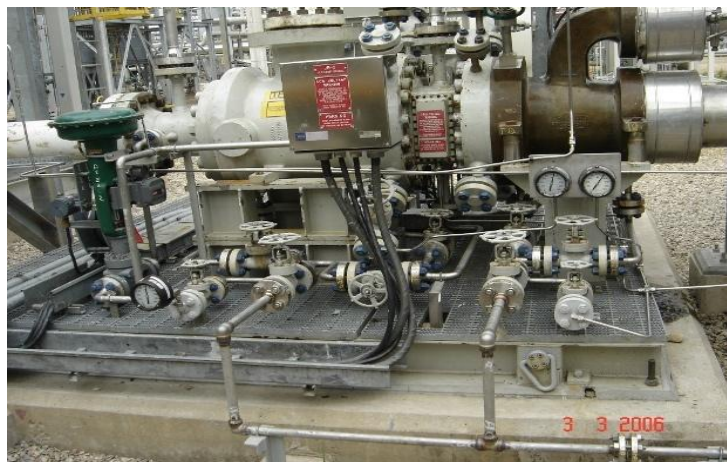
**Figura 18. Registro fotográfico de drenaje de condensado y glicol en la línea de descarga del turboexpander #1, planta de gas Cusiana**



Fuente: Autor del proyecto.

El departamento de Ingeniería mecánica solicita a General Electric diseñar un recubrimiento resistente al condensado natural, de tal forma que permitiera alargar la vida útil de las bobinas de los cojinetes.

**Figura 19. Registro fotográfico de vista de facilidades de drenaje del turboexpander # 1.**



Fuente: Autores del proyecto.

Finalmente; esta lección aprendida se ha tenido en cuenta para el diseño de la

nueva unidad de Dew Point pues, en esta unidad, el turbo expander no tiene bolsillo a la descarga. Igualmente se solicitó que para la nueva planta se colocaran drenajes automáticos con temporizados durante la operación y parada de la unidad.

#### **7.4 VÁLVULA DE CORTE UNIDAD DEW POINT**

Desde el punto de vista operacional, el grupo de operaciones identifica que la válvula se daña cuando se mueve para ser abierta. Este movimiento hace que los sellos internos se destruyan y genere fuga por el cuerpo de la válvula.

Se genera manejo del cambio para presurizar en reversa la unidad de Dew Point con gas de ventas. Esta operación permitía presurizar la unidad hasta 1150 psig y, luego, proceder a abrir la válvula de bloqueo de la unidad. A su vez, este procedimiento disminuía la presión diferencial a la cual era sometida la válvula de aislamiento de la unidad.

Luego de la aplicación de este procediendo de arranque en las unidades de Dew point, la condición de fuga de estas válvulas desapareció, aunque se mantenía la condición de presión diferencial durante el aislamiento de la unidad. En consulta con el fabricante, este manifiesta que la válvula de bola en esa posición no garantizaba integridad y sugiere que esta válvula funciona muy bien cuando se instala en posición horizontal y no en condición vertical, dado esta posición generaba esfuerzos sobre los internos y sellos, además del peso de la válvula cuando se sometía a alta presión diferencial.

Finalmente se procedió al cambio del tipo de válvula y fue remplazada por una de doble tapón y purga de tipo. Este evento de pérdida de integridad no se ha vuelto a presentar. Igualmente estas operaciones generaron procedimientos operativos y

facilidades para presurizar la unidad, en reversa, llevando la presión de la unidad a 1100 psig y de ese modo se procedía a abrir la válvula.

**Figura 20. Registro fotográfico de nueva válvula de aislamiento en la unidad de Dew Point, que garantizan doble bloqueo y purga.**



Fuente. Autores del proyecto.

Como parte de la solución a este problema surgieron los siguientes cambios.

- Construcción de facilidad para presurización en reversa de la unidad.
- Cambio de tipo de válvula, válvula de bola por tipo globo.
- Procedimientos operativos

## CONCLUSIONES

- Con la implementación de cambios en las variables de proceso, se optimiza y mejora la confiabilidad de la planta.
- Las recomendaciones técnicas del grupo de mantenimiento y de proceso lograron identificar causas y soluciones puntuales, las cuales se implementaron de forma inmediata dando resultados de aseguramiento en el proceso y operatividad de las plantas de gas.
- Los aportes dados por un equipo de trabajo integral, en el cual se daban ideas de mejoramiento y de conciencia del negocio, lograron corregir los ciclos de fuera de servicio en las plantas. Se pasó de tener paradas semanales a paradas programadas por mantenimientos preventivos.
- Identificadas las causas raíces y realizando los correctivos en tiempos cortos, se alcanzó a reducir los costos y pérdidas en ventas de gas y condensados en un 90%, lo que permitió en tiempo record recuperar flujo de caja y confianza en los proveedores.
- Buenas prácticas de diseño, partiendo de una completa caracterización del gas de alimentación, y buenas prácticas operacionales a partir del entrenamiento de personal, constituyen factores claves para asegurar la disponibilidad de las plantas.
- Es imperativo que los operadores conozcan y entiendan los factores claves que mantienen alta disponibilidad en las plantas de manera tal que puedan generar soluciones oportunas y efectivas, reduciendo impactos económicos y de reputación.
- La filosofía del mejoramiento continuo garantiza que, a través de equipos multidisciplinarios, se puedan tomar decisiones efectivas minimizando costos y maximizando los beneficios.

## BIBLIOGRAFÍA

COLLAZO, JAVIER L.S. Encyclopedic Dictionary Of Technical Terms. MacGraw-Hill. 1997. Colombia. p.1786. ISBN 0-07-079162-7.

ENERGETICOS. Manual general de Operaciones. Planta de Gas Cus-Cup 180 MMSFCD. Ingeniería de detalle. Proyecto N P53-03. Documento N SGP/F-PRU-035. 2005

Engineering Data Book. GPSA .11th edition electronic FPS volume I&II

HOWE-BAKER ENGINEERS LTDA. Instruction Manual. GE Rotoflow turboexpander. Cusiana sales gas plant project. Gardena California 90248.

Marcías, J. Martínez. Ingeniería del Gas, principios y aplicaciones, en edición de 500 ejemplares, se termino de imprimir en los talleres gráficos de ediciones ASTRO DATA, S.A. INGENIEROS CONSULTORES Y ASOCIADOS, C.A. SEPTIEMBRE 2005. MMaracaibo Venezuela ISBN 980-296-420-4.

S2M.Active Magnetic Bearing. Instruction Manual. Magnetic Bearing training Program For E300/30 control Cabinet. Project N 8355A.