

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE
HIDROCARBUROS Y COSTOS DE OPERACIÓN DE LA FACILIDAD RECETOR**

WILSON SERRANO GODOY

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2010**

**EVALUACION DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCION DE
HIDROCARBUROS Y COSTOS DE OPERACIÓN DE LA FACILIDAD RECETOR**

WILSON SERRANO GODOY

**Tesis de Grado para optar al título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

Director

**M.S. MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS
Master en Ingenieria Quimica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2010**

Con todo amor y aprecio:

A Dios quien me guía y orienta todos los días de mi vida.

A mi esposa Yaneth, por su amor incondicional y su templanza.

A mi hija Carolina Isabel, quien al nacer me dió esperanza de vida.

A mi hijo Juan Felipe, quien me motiva a ser un mejor ser humano.

A mis padres José Vicente y María Emma por sus oraciones y por brindarme un hogar amoroso.

A mis hermanos Luz Stella y Hollman, por su apoyo permanente.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

Ing. Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Director de la tesis, por su valiosa colaboración en el desarrollo y conclusión de este trabajo.

Ing. Guillermo Herrera, Ingeniero de Proceso de BP, por haber facilitado los recursos e instalaciones para el desarrollo de este proyecto.

Ing. Orlando Rojas, Ingeniero de Maquinaria Reciprocante de WGC, por su excelente ayuda en la comprensión de los conceptos de mantenimiento.

Jairo Jiménez, Supervisor de Planta Recetor, por su valiosa colaboración para la ejecución de este trabajo.

Carlos Barón, Supervisor de Mantenimiento, por su valiosa ayuda durante la ejecución de este trabajo.

Julio Nolfer Carranza, Operador de Sala de control Recetor, por su valiosa colaboración en las diferentes fases de este trabajo.

Jesús Alberto Silva, Operador de Sala de control Recetor, por su valiosa contribución en las diferentes fases de este trabajo.

Gildardo Ríos, Técnico contra incendio y de Seguridad Industrial Recetor, por su excelente apoyo durante la ejecución de este trabajo.

A la compañía Brithis Petroleum Company - BP., por el financiamiento de las actividades que permitieron concluir exitosamente este trabajo.

A mi familia por sus oraciones, su tiempo, su comprensión y apoyo incondicional.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. MARCO TEÓRICO	15
1.1 DESCRIPCION DE PROCESO	17
1.1.1 Cabezal de entrada	18
1.1.2 Procesamiento y exportación de crudo	19
1.1.3 Sistema de Gas Boosting	21
1.1.4 Sistema de Re-inyección de gas	23
1.2 MARCO LEGAL	24
1.3 PARADAS NO PROGRAMADAS	25
1.4 IMPACTO A LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS	26
1.5 IMPACTO A LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO	29
2. IDENTIFICACION DE LAS CAUSAS DE PARADAS NO PROGRAMADAS	30
2.1 ANALISIS DE LOS DATOS DE CAMPO	31
2.2 FORMULACION DE HIPOTESIS	33
2.3 VALIDACION DE HIPOTESIS	36
3. REQUERIMIENTOS DE LOS MOTORES A GAS	39
3.1 ESPECIFICACIONES DEL FABRICANTE	39
3.2 TRATAMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE	40
3.2.1 Principios fisicoquímicos	40
3.2.2 Proceso de tratamiento de gas combustible en EPF Recetor	41
CONCLUSIONES	43
RECOMENDACIONES	44
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	45

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa geográfico de Casanare	15
Figura 2. Facilidades Procesamiento de hidrocarburos EPF Recetor	16
Figura 3. Diagrama general de proceso EPF Recetor	17
Figura 4. Cabezal de entrada	18
Figura 5. Separador de producción V-1001	20
Figura 6. Bombas de transferencia de crudo	21
Figura 7. Compresor "boosting" o de reforzamiento	22
Figura 8. Compresor de reinyección de gas	23
Figura 9. Control remoto de cabeza de pozo	28
Figura 10. Arbol de falla por detonación de los motores a gas	38
Figura 11. Planta de tratamiento de gas combustible	42

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Descripción de equipos mayores de proceso	24
TABLA 2. Clasificación de pozos productores por GOR	27
TABLA 3. Pérdidas no programadas primer semestre año 2009	31
TABLA 4. Cromatografía de gas saturado entrada a planta de gas Combustible	34
TABLA 5. Cromatografía de gas saturado salida planta de gas combustible	35

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Fuel Usage Guide for CAT G3612LE @ 800 RPM	48
ANEXO B. PERMISO_DE_QUEMA_2010 a 2011	52
ANEXO C. Recetor Fuel Gas (02-sep-09)	53

RESUMEN

TITULO: Evaluación de alternativas para optimizar la producción de hidrocarburos y costos de operación de la facilidad Recetor *.

AUTOR: WILSON SERRANO GODOY**.

PALABRAS CLAVES: Paradas no planeadas, gas combustible, compresores reforzadores de presión, formación de hidratos, especificaciones del fabricante, monoetilen glicol, consumo de químico, principio Joule Thompson.

El objetivo principal de este trabajo consiste en la interpretación de los datos de campo de la facilidad Recetor, el entendimiento de los impactos de producción y costos, la formulación de hipótesis de las posibles causas, validación de postulados y elaboración de recomendaciones a partir de las especificaciones de diseño del fabricante de los motores a gas, la normatividad vigente para tratamiento de gas combustible y las tecnologías disponibles en el mercado de la industria petrolera.

La aplicación práctica de esta evaluación de opciones radica en la implementación de las alternativas que permitan optimizar la producción y los costos de operación de la facilidad Recetor.

La evaluación se desarrolló con base en los datos de campo disponibles que muestran el gran número de paradas no planeadas de los compresores reforzadores de presión o “boosting” por problemas de detonación en los motores a gas, su alto impacto en la producción de hidrocarburos asociados, el alto costo del tratamiento de gas combustible y de repuestos de la facilidad y la baja eficiencia de planta.

La buena calidad del tratamiento del gas combustible es fundamental para garantizar un alto desempeño de los motores a gas, un costo beneficio de dicho tratamiento competitivo y como consecuencia una reducción de las pérdidas de producción y de los costos de mantenimiento.

* EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y COSTOS DE OPERACIÓN DE LA FACILIDAD RECETOR
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS.
M.S. MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS.

ABSTRACT

TITLE: Evaluation of alternatives to optimize hydrocarbon production and operational costs in Recetor Facilities *.

AUTHOR: WILSON SERRANO GODOY**.

KEY WORDS: Downtime not planning, fuel gas treatment, boosting compresor, hydrates formation, building especifications, monoetylen glicol, chemical consumption, Joule Thompson principle, production and costs losses.

The principal aim of this work consists in the interpretation of the field data at the Recetor facility, the understanding of the impacts of production and costs, the formulation of hypothesis of the possible reasons, validation of postulates and make the recommendations from the design specifications of the gas engines manufacturer, reinforce standards for fuel gas treatment and the available technologies on the market of the petroleum industry.

The practical application of this evaluation of options takes root in the implementation of the alternatives that allow to optimize the production and the cost operation at the Recetor facility.

The evaluation developed with base in the available field data that show the great number of stops not planned of the boosting compressors for problems of detonation in the gas engines, his high impact that affect the production of associate hydrocarbons, the high cost of the fuel gas treatment and supplies of the facility and the low plant efficiency.

The good quality of the fuel gas treatment is essential to guarantee a high performance of the gas engines, a competitive cost benefit of the above mentioned and as consequence a reduction of production losses and the costs of maintenance.

* EVALUATION OF ALTERNATIVE TO OPTIMIZE THE PRODUCTION OF OIL AND COSTS OF OPERATION OF THE FACILITY RECETOR
PHYSICO-CHEMICAL SCHOOL OF ENGINEERING. PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL. M.S. MANUEL ENRIQUE CABARCAS SIMANCAS.

INTRODUCCIÓN

El crudo liviano es una mezcla de hidrocarburos con características muy particulares como baja viscosidad y alta gravedad API, su apariencia puede ser líquida o gaseosa y pueden presentar un alto contenido de elementos tales como H₂S, CO₂, H₂O entre otros. La gravedad API de este tipo de crudos puede variar entre 31.2 y 45° y su viscosidad varía entre 1 y 100 cP a temperatura de yacimiento.

Los yacimientos de crudo liviano son preferidos por las grandes empresas energéticas del mundo entero, debido a que en éstos el crudo fluye a superficie de forma natural, son ideales para la producción de gasolina, tienen menores costos de producción y son los mejor pagos en el mercado.

En la etapa de producción de un yacimiento de crudo liviano, la mayor parte del gas producido es reinyectado al mismo yacimiento para darle sostenimiento de presión y garantizar así el mayor recobro de hidrocarburos bajo los mecanismos de producción natural por expansión de la capa de gas o por gas en solución.

Una parte del gas producido es usado como combustible en las plantas de procesamiento de crudo, necesario para mover los motores que impulsan bombas, generadores y compresores requeridos para el tratamiento de los hidrocarburos provenientes del yacimiento. El tratamiento del gas combustible se constituye así en uno de los procesos industriales más importantes que afecta el desempeño y eficiencia de los equipos de bombeo, generación y compresión.

El tratamiento del gas combustible tiene por objeto la separación y retiro de los hidrocarburos pesados de los livianos y de impurezas tales como el agua presentes en el gas producido de los pozos productores de crudo para entregarlo dentro de especificaciones requeridas por los fabricantes de los motores a gas. Los métodos convencionales usados para lograr este objetivo son la aplicación del principio Joule Thompson y la temperatura de formación de hidratos en el gas a las condiciones de separación primaria de los hidrocarburos pesados y livianos.

Con el desarrollo de la ciencia y la tecnología se han desarrollado motores que requieren un gas combustible con ciertas características de poder calorífico y contenido de butano óptimo para lograr su mayor potencia y confiabilidad, como es el caso de los motores Caterpillar instalados en Recetor-Casanare.

El tratamiento del gas combustible mejorado es una alternativa para aquellos motores a gas con unas condiciones especiales de operación en donde aplicar

las técnicas convencionales de tratamiento es inaceptable o poco atractivo desde el punto de vista técnico y económico.

Aunque la tecnología del tratamiento convencional de gas combustible en la industria de los hidrocarburos data desde finales de los años sesenta, es ampliamente conocida y usada, su aplicación en motores a gas con requerimientos especiales ha sido limitada debido a factores tales como las paradas no planeadas de equipos, las pérdidas de producción asociadas y el precio del crudo. La baja confiabilidad de los motores a gas debido al uso de un gas combustible de calidad inferior a la requerida por el fabricante, ha estimulado la investigación y el desarrollo de tecnologías avanzadas que permitan corregir y optimizar las desviaciones encontradas.

Dentro de las tecnologías de tratamiento de gas combustible mejorado, está el uso de mayores presiones de trabajo a la entrada de la planta de tratamiento lo que permite mayores caídas de presión y separación de mayores cantidades de hidrocarburos pesados y de agua presentes en el gas que le proporcionan al gas unas especificaciones de poder calorífico y contenido de butanos dentro de las características requeridas.

Con el fin de dar consistencia al modelamiento y cálculo de las pérdidas de producción no planeadas que impactan la confiabilidad y disponibilidad de los motores a gas, se han tomado los datos de campo de los motores a gas de Recetor-Casanare del año 2009 para establecer la causa que genera mayor cantidad de paradas imprevistas de equipos. Una vez entendido el problema se entra a postular las hipótesis que expliquen las posibles causas del mismo y a validar cada hipótesis hasta encontrar la que mejor explique la causalidad del problema.

El primer capítulo describe brevemente el marco teórico y legal de la operación de la planta Recetor – Casanare, los impactos a la producción y los costos de mantenimiento debidos a la parada no programada de los motores a gas.

El segundo capítulo presenta los datos de campo, el análisis de los mismos, la postulación de hipótesis y la validación de las mismas para identificar la que mejor explica la causa del problema.

En el capítulo tres se explican los requerimientos del fabricante de los motores a gas y se describe la fisicoquímica del tratamiento del gas combustible y los métodos convencionales y mejorados que existen en la industria del petróleo

Por último, se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio para la implementación de las mejoras propuestas.

1. MARCO TEÓRICO

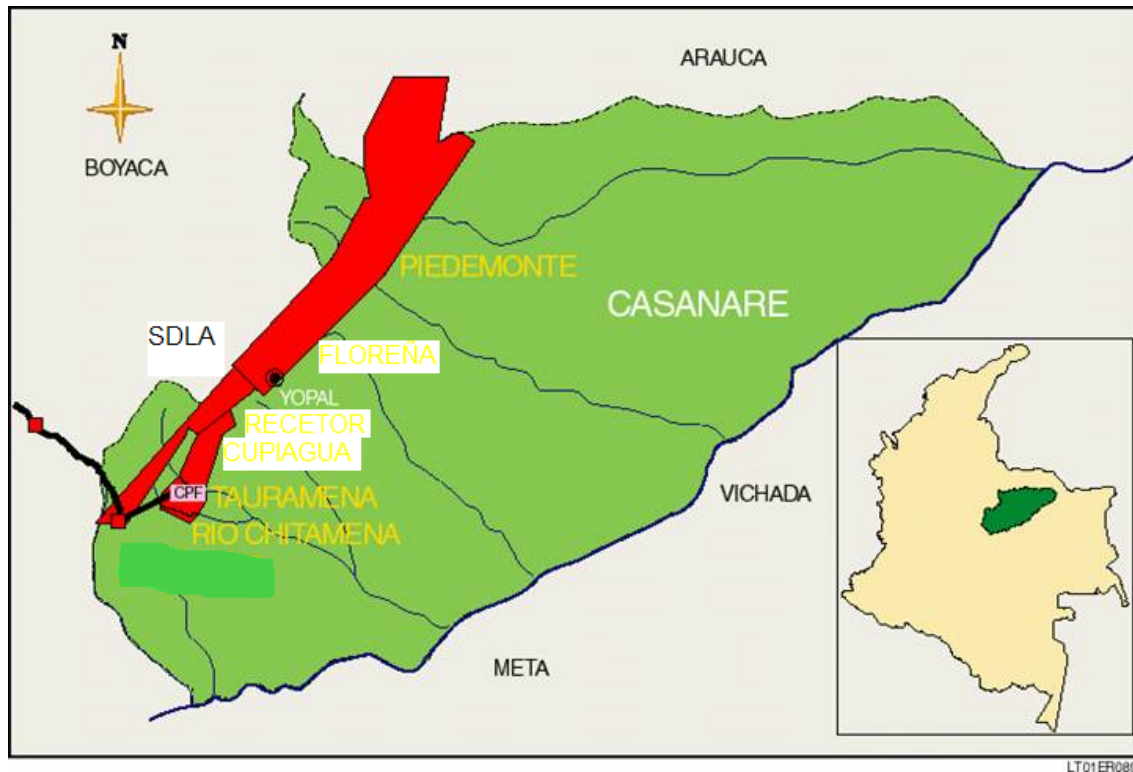
En 1987 bp adquirió la participación y operación del contrato **Santiago de las Atalayas SDLA** y en 1989 firmó el contrato **Recetor**, cuya producción inicial se dió en marzo del 2000.

En 1991 bp descubrió **Cusiana** y en 1992 es declarado comercial.

En 1992 se firma el contrato **Piedemonte** y se perforan nueve (9) pozos de gran profundidad y complejidad pero no se continúa el desarrollo del campo.

En 1993 bp descubre **Cupiagua** y en 1994 es declarado comercial para iniciar la producción hasta el año de 2010 donde termina el contrato SDLA y es retornado a ECOPETROL.

Fig. 1 Mapa geográfico Casanare



El campo Recetor esta ubicado al noroeste del departamento del Casanare sobre el Piedemonte Llanero, se caracteriza por ser un yacimiento de crudo liviano de gravedad API entre 38 y 43° API que produce por un mecanismo combinado de gas en solución y capa de gas y tiene en la actualidad 7 pozos productores y 3 pozos inyectores de gas. Recibe la producción de los pozos de la troncal norte que incluye: Volcanera C2, Dele B1, Liria YZ11 y Liria-YT8. También recibe la producción de los pozos LR-YR4 y LR-YR6 que están ubicados en la tercera plataforma de las Facilidades de procesamiento de hidrocarburos. En la primera plataforma de las Facilidades de procesamiento de hidrocarburos se ubican los equipos de proceso que tienen una capacidad de 120 MMscfd de gas con tres (3) compresores de refuerzo o “boosting” y cinco (5) compresores de reinyección de gas al yacimiento y 30,000 bls crudo/día con tres (3) bombas de transferencia de crudo. En el año 2009 producía 120 mmscfd de gas saturado y 10,000 bls líquidos/día.

Fig. 2 Facilidades de Procesamiento de hidrocarburos EPF Recetor



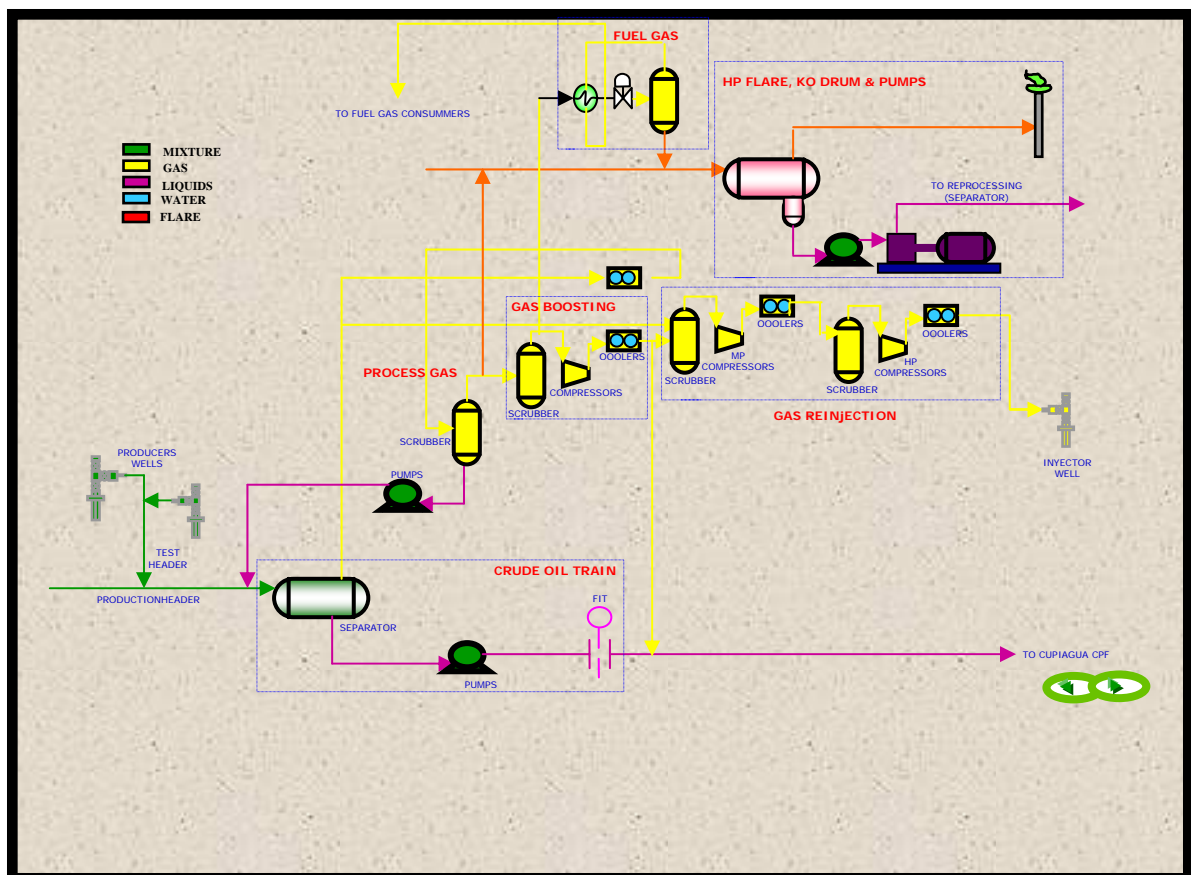
Cortesía de BP Andina

1.1 Descripción del proceso de tratamiento de hidrocarburos en EPF Recetor

El proceso general de los Servicios de Procesamiento de Hidrocarburos EPF Recetor; cuenta con los siguientes sistemas:

- Cabezal de Entrada.
- Procesamiento y Exportación de Crudo.
- Gas Boosting.
- Inyección de Gas.

Fig. 3 Diagrama general de proceso EPF Recetor



Cortesía de BP Andina

1.1.1 Cabezal de Entrada

Las instalaciones fueron diseñadas para recibir fluidos (líquidos y gases) desde dos (2) líneas de flujo, la primera recoge la producción de los pozos productores dentro del EPF Recetor (pozos YR4 - YR6) ubicados en la plataforma Liria YR y la segunda recoge la producción de los pozos desde la locación Volcanera hasta la locación YZ (pozos VCL - Dele - Ph3a - YZ11). El flujo normal a las facilidades se realiza por la línea de producción mientras que la línea de prueba se utiliza para el arranque de la facilidad.

Adicionalmente se cuenta con un by-pass entre las líneas de producción (entrada a la planta) y la línea de flujo YR (línea de despacho) aguas arriba de las ESDV de entrada de la planta con el fin de enviar la producción directamente de los pozos al CPF Cupiagua vía línea troncal YR en caso que las facilidades se encuentren fuera de servicio.

Con el fin de proteger la línea de flujo se ha previsto una PSV en la línea de producción con descarga al sistema de tea de alta presión de la planta. Se ha provisto un by-pass entre el cabezal de prueba (aguas arriba de la ESDV e arrancada) y la línea troncal YR; con el fin de enviar la producción de pozos futuros directamente hacia el CPF Cupiagua sin procesamiento por la planta.

Fig. 4 Cabezal de entrada



Cortesía de BP Andina

1.1.2 Procesamiento y Exportación de Crudo

Los fluidos provenientes de los pozos entran al sistema de separación que consta inicialmente de una vasija de separación V-1001 con el fin de separar los líquidos (agua + crudo) y del gas. Este separador V-1001 opera normalmente a 510 psig. El diseño ha contemplado flexibilidad para operarlo a presiones entre 410 y 610 psig lo que permitirá adaptarse a diferentes condiciones que puedan requerir los pozos durante su vida productiva. Este separador es horizontal bifásico (no separa agua) y contiene internos tipo "vanes" para reducir al mínimo el arrastre de partículas líquidas en el gas lo que permite simultáneamente: a) reducir problemas potenciales de corrosión evitando presencia de cloruros en el sistema aguas abajo (enfriadores y separadores) y b) permitir mayores velocidades de gas en el separador obteniendo como resultado un menor tamaño del recipiente pero manteniendo una alta eficiencia en cuanto a eliminación de líquidos.

No se han contemplado separadores adicionales de presión media y baja ya que no se requiere estabilizar el crudo para ser enviado al CPF de Cupiagua.

El separador de alta presión (V-1001) cumple simultáneamente varias funciones tales como:

- Estabilización del flujo de líquidos y gases aguas abajo de estas instalaciones.
- Operar a diferentes presiones en la cabeza de los pozos lo cual permitirá a estos fluir bajo condiciones mas o menos favorables y obtener ratas de producción a voluntad del Operador.
- Separación de las fases líquida y gas. La mayor parte del gas asociado al crudo que viene de los pozos se liberará en este separador.

El gas separado es enviado a los enfriadores de gas de proceso HE-1001A/B con el fin de enfriar el gas que va a la succión de los compresores de gas de Boosting. Este enfriamiento se realiza con aire como medio enfriante y se obtiene una temperatura de gas de 120 °F lo que produce condensación parcial de hidrocarburos livianos y agua. Estos enfriadores HE-1001A/B están localizados en la misma estructura junto con los enfriadores de descarga HE-1201A/B de los compresores de gas Boosting. Los condensados producidos debido al enfriamiento son eliminados de la corriente de gas en el Separador de Gas de Proceso V-1002. Este separador es de tipo vertical, bifásico (solo separa gas y líquidos); los condensados recuperados son recirculados y enviados hacia el separador de alta presión V-1001 mediante las bombas P-1001A/B (Bombas de Recirculación de Condensados).

Sobre la línea de gas que sale del V-1002 hacia la succión de los compresores de Boosting se encuentra el medidor (FI-1003) que indica el volumen de gas que esta cargando la planta y que va hacia compresión. También sobre esta línea se encuentra una válvula de control de presión (PV-1004) que descarga hacia la tea cualquier exceso de gas que no pueda ser manejado por los compresores de Boosting, protege de esta manera contra el exceso de presión a todo el sistema aguas arriba y aguas abajo del V-1002., hasta la succión de los compresores de Boosting. Los líquidos que se acumulan en el fondo del separador de alta presión (V-1001) van hacia la succión de las bombas de transferencia P-5001 A/B/C (normalmente operan las tres); el flujo es controlado por una válvula que recibe señal del nivel de liquido existente en el separador V-1001. Esta válvula evita que el nivel en el Separador de Alta Presión (V-1001) baje tanto que pueda pasar gas hacia la succión de las bombas y también evita que el nivel de líquido en el Separador de Alta Presión (V-1001) suba tanto que pueda pasar líquido hacia la línea de gas que va hacia los compresores de Boosting.

Fig. 5 Separador de producción V-1001



Cortesía de BP Andina

Fig. 6 Bombas de transferencia de crudo



Cortesía de BP Andina

1.1.3 Sistema de Gas Boosting

En esta operación, el gas segregado en el separador de gas de proceso (V-1002) va hacia los tambores separadores V-1201 A/B y V-2201 para asegurar que no vayan líquidos en la corriente que entra a la succión de los compresores de Boosting K-1201 A/B y K-2201. Estos compresores descargan a una presión de 1300 psig aproximadamente y el gas continúa hacia los enfriadores HE-1201 A/B y HE-2201 que reducen la temperatura hasta 120 °F; a continuación, en caso de no disponerse del sistema de compresión de inyección, el gas puede ser enviado hacia el CPF de Cupiagua mezclándose con el crudo bombeado por la bombas P-5001 A/B/C.

En este esquema la totalidad de gases y líquidos recuperados en esta planta son mezclados y enviados hacia el CPF de Cupiagua mediante el uso de la línea que normalmente llevará los líquidos. La presión de descarga de los compresores de Boosting se ha contemplado que podrá fluctuar entre 1200 y 1400 psig.

La operación Boosting permite la producción normal de los pozos de Recetor aún cuando no se disponga del sistema de compresores de re-inyección y se efectúa cuando algún compresor de re-inyección esté fuera de servicio por razones de mantenimiento, por fallas operacionales y/o mecánicas. El sistema de gas Boosting tiene una capacidad de manejo de gas de 120 MMscfd.

Fig. 7 Compresor “boosting” o de reforzamiento



Cortesía de BP Andina

1.1.4 Sistema de Re-inyección de Gas

El gas descargado por los compresores de Boosting es reinyectado al reservorio mediante un sistema de compresión adicional que se efectúa en dos etapas. El gas proveniente de la descarga de los compresores de Boosting es enviado a los enfriadores HE-1201 A/B y K-2201 donde el gas alcanza una temperatura de 120 °F y pasa luego hacia los tambores separadores V-1801 A/B/C y V-2801A/B que aseguran la remoción de líquidos que puedan ir en la corriente como consecuencia del enfriamiento anterior. Esta primera etapa elevará la presión del gas hasta un nivel de 3610 psig aproximadamente por medio de los compresores K-1801 A/B/C y K-2801A/B. A continuación el gas se dirige a los enfriadores HE-1801 A/B/C y HE-2801 A/B donde alcanza un a temperatura de 120 °F y va entonces hacia los tambores separadores V-1802 A/B/C y V-2802 A/B que aseguran la remoción de líquidos que se hayan podido condensar al enfriar el gas hasta 120 °F. Una vez libre de líquidos el gas va a la siguiente etapa de compresión en los K-1802 A/B/C y K-2802 A/B que elevan la presión hasta 5810 psig aproximadamente y a continuación el gas es enfriado en el HE-1802A/B/C y HE-2802 A/B hasta una temperatura de 150°F. Finalmente el gas es enviado a reinyección a los pozos LR-YR5, YR7 y YZ10. El sistema de compresión de re-inyección maneja 120 MMscfd.

Fig. 8 Compresor de reinyección de gas



Cortesía de BP Andina

TABLA 1. Descripción de equipos mayores de proceso

Descripción	Capacidad	Fluido manejado	Cantidad
Manifold de entrada	130 MMscfd y 40 Kbopd	Multifásico (Gas, crudo y agua)	1
Separador bifásico	130 MMscfd y 30 Kbopd	Multifásico (Gas, crudo y agua)	1
Vasija vertical de separación de gas	120 MMscfd y 500 bopd	Gas y condensado	1
Bomba de transferencia de crudo y agua	10,400 bopd	Crudo y agua	3
Compresor "boosting"	40 MMscfd	Gas húmedo	3
Compresor de inyección	27 MMscfd	Gas húmedo	5
Generador a gas	1MW	Energía eléctrica	3
Planta de gas combustible	4.9 MMscfd	Gas	1
Sistema de teas	134 MMscfd	Gas	1

1.2 MARCO LEGAL

La operación de las Facilidades de procesamiento de hidrocarburos EPF Recetor está regida bajo un permiso de quema de gas autorizado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y una Licencia ambiental aprobada por el Ministerio del Medio Ambiente y auditada por Corporinoquia quien regula el buen uso que el Operador del campo hace de los recursos naturales que administra: agua, aire y suelo.

El permiso de quema de gas tiene una vigencia de un (1) año y se acuerda entre el Director de hidrocarburos del MME y el Vicepresidente de Operaciones de la compañía Operadora teniendo en cuenta las paradas programadas por mantenimiento de los equipos, el comportamiento de las quemas de gas normales y anormales del último año, las bases de diseño de la facilidad y las bases de cálculo que soportan la solicitud del permiso. Es revalidado anualmente por el MME quien le exige al Operador cumplir con los acuerdos realizados y le solicita acciones de mejoramiento continuo para disminuir al mínimo las quemas de gas según el diseño de los equipos. Mensualmente se realiza una revisión de las cifras y los acuerdos entre el representante del MME y el representante del Operador para confirmar su cumplimiento, detectar posibles desviaciones y establecer planes de solución. Para el año 2010 el MME autorizó al Operador del EPF Recetor un permiso de quema de gas de 0.25% del gas total producido promedio diariamente, es decir 30,000 scfd.

El incumplimiento de los acuerdos establecidos en el permiso de quema de gas con el MME, genera cuantiosas multas en dinero a la compañía Operadora del campo y pérdida de reputación e imagen para la misma.

1.3 PARADAS NO PROGRAMADAS

En caso de presentarse una parada no programada de un compresor "boosting" el gas que maneja la máquina, 40 MMscfd, será enviado en forma súbita y automática a través de las válvulas de control de presión y de alivio a la tea ajustadas a 525 psig, evitando una sobrepresión del sistema de entrada a la planta y generando a su vez una quema puntual de gas de 1.67 MMscf/hora.

En esta situación se hace necesario restringir la producción e inclusive en algunos casos cerrar uno o dos pozos productores de crudo para no impactar el aire del planeta con emisiones de gas incontroladas y para evitar exceder el permiso de quema de gas autorizado por el MME.

Si ocurre una parada no programada de un compresor de reinyección de gas se dejarán de inyectar 27 mmscfd de gas al yacimiento y automáticamente se abrirá una válvula de control de presión que está ajustada a 1350 psig para enviar este volumen de gas al CPF Cupiagua a través de la troncal Recetor – Cupiagua y evitar así una sobrepresión al sistema. En este caso no se generan quemas de gas al medio ambiente debido a que el gas dejado de inyectar al yacimiento se desvía hacia el CPF Cupiagua en forma automática e inmediata.

Estos eventos inesperados generan inestabilidad en el proceso de tratamiento de los hidrocarburos que deben ser bien manejados por personal competente como son los Operadores de la sala de control y de campo para evitar que se escale a un evento mayor de parada total de planta. Una vez superada la situación que originó la parada del equipo se debe colocar en servicio nuevamente, lo que requiere la coordinación de varias actividades en la planta entre los Operadores de cuarto de control y de campo sin que éste afecte el normal funcionamiento de los equipos restantes.

1.4 IMPACTO A LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS

La producción de hidrocarburos se impacta de manera directa cuando ocurre una parada no planeada de un compresor “boosting” o de manera indirecta cuando ocurre una parada no planeada de un compresor de inyección de gas.

Cuando ocurre una parada no planeada de un compresor “boosting” es necesario restringir un pozo productor de mayor relación gas/aceite (GOR). Los pozos productores del campo Recetor se clasifican de mayor a menor relación gas/aceite o (GOR) como de menos a mas competitivos en términos de producción. De acuerdo a esta clasificación se realiza el orden de reducción o cierre de producción cuando se presenta un evento no programado de parada de compresores “Boosting”. La tabla 2 muestra los datos de las pruebas de producción de los pozos que fluyen a EPF Recetor actualizados a Julio de 2010.

TABLA 2. Clasificación de pozos productores por GOR

Pozo	GOR (MMscf/stb)	Gas (MMscfd)	Crudo (bopd)	Agua (bwpd)
LR-YR6	30,200	36	1,180	230
LR-YR4	25,600	31	1,200	250
LR-YZ11	22,000	31	1,400	180
LR-YT8	19,500	31	1,570	1,250
VOLC-C2	18,300	26	1,200	530
DELE-B1	17,400	15	850	160
LR-YD2	15,600	28	1,800	200
TOTALES		120	9,200	2,800

El control oportuno de las quemas de gas depende del tiempo de respuesta del Operador de la sala de control a un evento no programado de parada de un compresor “boosting” y de la disponibilidad inmediata de los equipos de control. En algunas locaciones se han instalado chokes remotos para realizar acción de control o de cierre de emergencia a distancia y en otros se cuenta con chokes ajustables manuales para que el Operador de campo los ajuste de acuerdo a la situación.

Figura 9. Control remoto de cabeza de pozo



Cortesía de BP Andina

Cuando ocurre una parada no planeada de un compresor de inyección de gas se deja de hacer soporte de presión de fondo al yacimiento. En este caso el efecto es un aumento del perfil de depletamiento de producción del pozo productor que esta siendo soportado por el inyector de gas, al no recibir el gas de reemplazo suficiente 1/1 que mantenga las condiciones estables en el yacimiento. En este caso se debe suplementar el faltante con gas traído de la trocal de inyección Cupiagua – Recetor a una presión de 5200 psig para lo cual el Operador de campo cuenta con un choke ajustable para hacer el ajuste de flujo correspondiente.

1.5 IMPACTO A LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO

El costo de mantenimiento es una medida directa de la eficacia del programa de mantenimiento en el control de mano de obra y los costos de reparación parcial de componentes.

Costo Anual de Mantenimiento = CAM (*)

$$\text{CAM} = \frac{\text{MLC} + \text{MEC} + \text{PLC} + \text{OEMPC} + \text{OPC} + \text{ECFC} + \text{FMC}}{\text{ERV}} \times 100\% \quad (1)$$

Meta: 1.5% del ERV de acuerdo a la estrategia de mantenimiento de bp.

ERV: Valor de reemplazo del equipo

MLC: Costo de la labor de mantenimiento externa - Incluyendo todas las fuentes externas. Ej.: fabricación de equipo original, labor contratada, labor de compra de equipos.

MEC: Costo de mantenimiento de los equipos – Equipos como grúas, camiones de vacío, elevadores, herramientas mayores, etc. que son arrendados o alquilados para realizar el mantenimiento y cargados al presupuesto de mantenimiento.

PLC: Costo de la labor de mantenimiento en sitio, incluido el costo de la Supervisión.

OEMPC: Costo de partes y de suministro de equipos del fabricante original para realizar el mantenimiento.

OPC = Costo de suministro y de las partes relacionadas fuera del OEM, incluye compra de herramientas y consumibles para realizar el mantenimiento.

ECFC = Costo de los fluidos relacionados con el mantenimiento tales como fluidos para el motor y el compresor – incluye costos de aceite lubricante, glicol usado como refrigerante y cualquier otro aditivo requerido.

FMC = (Pro-rateado) Costos de mantenimiento futuro – incluye costos de overhaul/cero horas del equipo pro rateado por periodos de tiempo cubiertos. (Ej.: si el costo de un overhaul para el motor de un compresor boosting se estima en U\$100,000 cada 5 años, el costo anual pro rateado sería de U\$20,000)

**BP, Estrategia común de mantenimiento, EPTG Operations Efficiency - Field and Plant Maintenance Group, Abril 1 de 2003.*

Los costos normales de mantenimiento anual asociados al motor de un compresor boosting son los siguientes (valores en miles de dólares):

$$\text{CAM} = \frac{(2 + 2 + 2 + 6.5 + 2 + 3 + 20) \times 100\%}{500}$$

$$\text{CAM} = 7.500 \text{ U\$/año}$$

Los costos que se han afectado en mayor medida por las fallas del motor en los compresores boosting y de reinyección de gas son: OEMPC que corresponde al reemplazo de partes originales del motor a gas, el OPC que tiene que ver con los consumibles utilizados para el cambio de las partes y el PLC que se relaciona con el número de horas y el costo de la mano de obra calificada para realizar el mantenimiento correctivo.

$$\text{CAM real} = \frac{(2 + 2 + 3 + 7.5 + 3 + 3 + 20) \times 100\%}{500}$$

$$\text{CAM real} = 8.700 \text{ U\$/año por motor}$$

CAM real = 8700*8 = U\$69,600 para los 8 motores a gas de los compresores boosting y de reinyección.

2. IDENTIFICACION DE LAS CAUSAS DE PARADAS NO PROGRAMADAS

Para el desarrollo de esta parte del trabajo se identificaron y se clasificaron las causas por la cuales se detienen con mayor frecuencia los compresores "boosting" y de inyección de gas.

Se escogieron las causas por las cuales paran continuamente las máquinas debido a que son las que afectan la continuidad y estabilidad del proceso de producción de crudo y de inyección de gas al yacimiento lo cual impacta en mayor medida la producción del campo.

A continuación se presenta el listado de las causas de parada mas frecuentes de los compresores "boosting" y de reinyección de gas:

- a. Alta temperatura de cilindros compresores
- b. Daño en cubículo de motor aeroenfriador
- c. Detonación del motor
- d. Falla en módulo AFR
- e. Fugas de gas en cilindros compresores.

- f. Falla de lubricación forzada
- g. Mantenimiento programado
- h. Falla en sistema hidráulico hydrax
- i. Baja presión en bomba prelubricadora
- j. Detección del sistema de gas y fuego
- k. Falla en RTD de cilindros compresores
- l. Bajo nivel de agua sistema principal de enfriamiento
- m. Taponamiento tubería salida de condensados del compresor
- n. Bajo nivel de aceite motor
- o. Falla sensor de temperatura agua de camisas

2.1 ANALISIS DE LOS DATOS DE CAMPO

Los datos que se presentan a continuación corresponden al registro oficial de los tiempos de parada no programado y los impactos en producción de los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de 2009 de los compresores de gas boosting K-1201A/B K-2201 y compresores de reinyección K-1801A/B/C y K2801A y B en la facilidad EPF Recetor. Se escogieron las primeras cinco (5) causas que generan el mayor número de tiempos de parada no programado de los equipos.

TABLA 3. Pérdidas no programadas primer semestre año 2009

Compresores "boosting"			
No. Equipo	Tiempo fuera de servicio (horas)	Causa	Pérdida de producción (bls oil)
K-1201A	181.4	Detonación del motor	10,191
	10.8	Falla en sistema hidráulico hydrax	607
	9.7	Alta temperatura cilindro compresor	545
	8.8	Fuga de gas en cilindro compresor	494
	6.3	Baja presión bomba prelubricadora	354
K-1201B	150.6	Detonación del motor	8,461
	5.3	Falla en sistema hidráulico hydrax	298
	2.7	Alta temperatura cilindro compresor	152
	1.3	Fuga de gas en cilindro compresor	73
	0.5	Baja presión bomba prelubricadora	28
K-2201	123.2	Detonación del motor	6,922
	7.9	Falla en sistema hidráulico hydrax	444
	8.5	Alta temperatura cilindro compresor	477
	0.6	Fuga de gas en cilindro compresor	34
	0.8	Baja presión bomba prelubricadora	45

Compresores de reinyección			
No. Equipo	Tiempo fuera de servicio (horas)	Causa	Pérdida de producción (bopd)
K-1801A	145.4	Detonación del motor	Impacto al yacimiento por falta de soporte de presión
	8.7	Falla en sistema hidráulico hydrax	
	10.6	Alta temperatura cilindro compresor	
	1.7	Fuga de gas en cilindro compresor	
	2.8	Baja presión bomba prelubricadora	
K-1801B	118.8	Detonación del motor	
	7.4	Falla en sistema hidráulico hydrax	
	11.5	Alta temperatura cilindro compresor	
	0.4	Fuga de gas en cilindro compresor	
	0.3	Baja presión bomba prelubricadora	
K-1801C	119.5	Detonación del motor	
	6.9	Falla en sistema hidráulico hydrax	
	11.7	Alta temperatura cilindro compresor	
	0.7	Fuga de gas en cilindro compresor	
	0.8	Baja presión bomba prelubricadora	
K-2801A	105.7	Detonación del motor	
	10.2	Falla en sistema hidráulico hydrax	
	9.6	Alta temperatura cilindro compresor	
	2.7	Fuga de gas en cilindro compresor	
	1.5	Baja presión bomba prelubricadora	
K-2801B	110.6	Detonación del motor	
	12.8	Falla en sistema hidráulico hydrax	
	8.7	Alta temperatura cilindro compresor	
	0.8	Fuga de gas en cilindro compresor	
	0.4	Baja presión bomba prelubricadora	

Cortesía de BP Andina

A partir de los datos presentados se puede deducir que la detonación del motor es la principal causa de parada no programada de los compresores en EPF Recetor lo que genera pérdidas de producción, impacto a los costos de mantenimiento de los equipos, inestabilidad del proceso e impactos al recobro de crudo del yacimiento en el caso de parada de los compresores de reinyección de gas.

El análisis de la información se enfoca entonces en determinar las causas por las cuales se presenta este patrón de comportamiento generalizado de detonación en el motor.

2.2 FORMULACION DE HIPOTESIS

Las causas por las cuales se puede llegar a presentar detonación del motor se detallan a continuación:

- Presencia de hidrocarburos líquidos condensados del gas en el sistema de combustible.
- Condensación de agua en el motor o en las líneas de gas combustible a baja temperatura de operación.
- Gas combustible tratado con poder calorífico LHV y número de metano fuera de la especificación dada por el fabricante Caterpillar para los motores G3612.
- Mala calidad de partes del motor que se usan en el mantenimiento del motor.
- Falta de competencia del personal de operaciones para realizar el tratamiento del gas combustible
- Falta de conocimiento y competencia del personal técnico para realizar el mantenimiento del motor.

La validación de hipótesis se realizó con la recolección de evidencias en campo, análisis de laboratorio en campo y con entrevistas al personal de Ingenieros de maquinaria recíproca, Ingenieros de Proceso, Supervisores de planta, Supervisores de Mantenimiento, Operadores Técnicos de Producción y Técnicos de mantenimiento de las disciplinas: mecánica, eléctrica e instrumentación.

Las cromatografías mostradas a continuación muestran la calidad del tratamiento de gas combustible frente a los requerimientos del fabricante de los motores a gas Caterpillar.

TABLA 4. Cromatografía de gas saturado entrada a planta de gas combustible



GAS ANALYSIS

Date 04-sep-09
Time 14:25
Sample Description REC Succión cabezal boosting
Sample Number 3638LAB
Sample Temperature 95 °F
Sample Pressure 476 psi
Analysed by Intertek CB
Analist Name Luis Guillermo Martínez C

COMPONENT	FORMULA	MOLE PERCENT Mol %
Nitrógeno	N2	1,10
Carbón Dioxide	CO2	3,76
Methane	CH4	77,05
Ethane	C2H6	9,62
Propane	C3H8	4,79
I-Butane	C4H10	1,20
N-Butane	C4H10	1,41
I-Pentane	C5H12	0,53
N-Pentane	C5H12	0,35
Hexanes Plus	C6+	0,19
TOTAL	TOTAL	100,00

Metane Number: 71,65
Real Net Heating Value: 1087,23 Btu/scft (14.65psia, 60°F)
Real Gas Gravity 0,7497
Molecular Weight: 21,64
Wobbe Index: 1388,98
Real Gross Heating Value 1198,86 Btu/scft (14.65psia, 60°F)
N.B.N. 8,29

Cortesía de BP Andina

TABLA 5. Cromatografía de gas saturado salida planta de gas combustible



GAS ANALYSIS

Date 04-sep-09
Time 4:00
Sample Description REC Descarga Fuel Gas
Sample Number 3637LAB
Sample Temperature 47 °F
Sample Pressure 104 psi
Analysed by Intertek CB
Analyst Name Luis Guillermo Martínez
 C

COMPONENT	FORMULA	MOLE PERCENT Mol %
Nitrógeno	N2	0,44
Carbón Dioxide	CO2	4,09
Methane	CH4	78,41
Ethane	C2H6	9,92
Propane	C3H8	4,63
I-Butane	C4H10	0,96
N-Butane	C4H10	1,01
I-Pentane	C5H12	0,30
N-Pentane	C5H12	0,17
Hexanes Plus	C6+	0,06
TOTAL	TOTAL	100,00

Metane Number: 62,80
Real Net Heating Value: 1060,66 Btu/scft (14.65psia, 60°F)
Real Gas Gravity 0,7297
Molecular Weight: 21,07
Wobbe Index: 1374,56
Real Gross Heating Value 1170,48 Btu/scft (14.65psia, 60°F)
N.B.N. 6,42

Cortesía de BP Andina

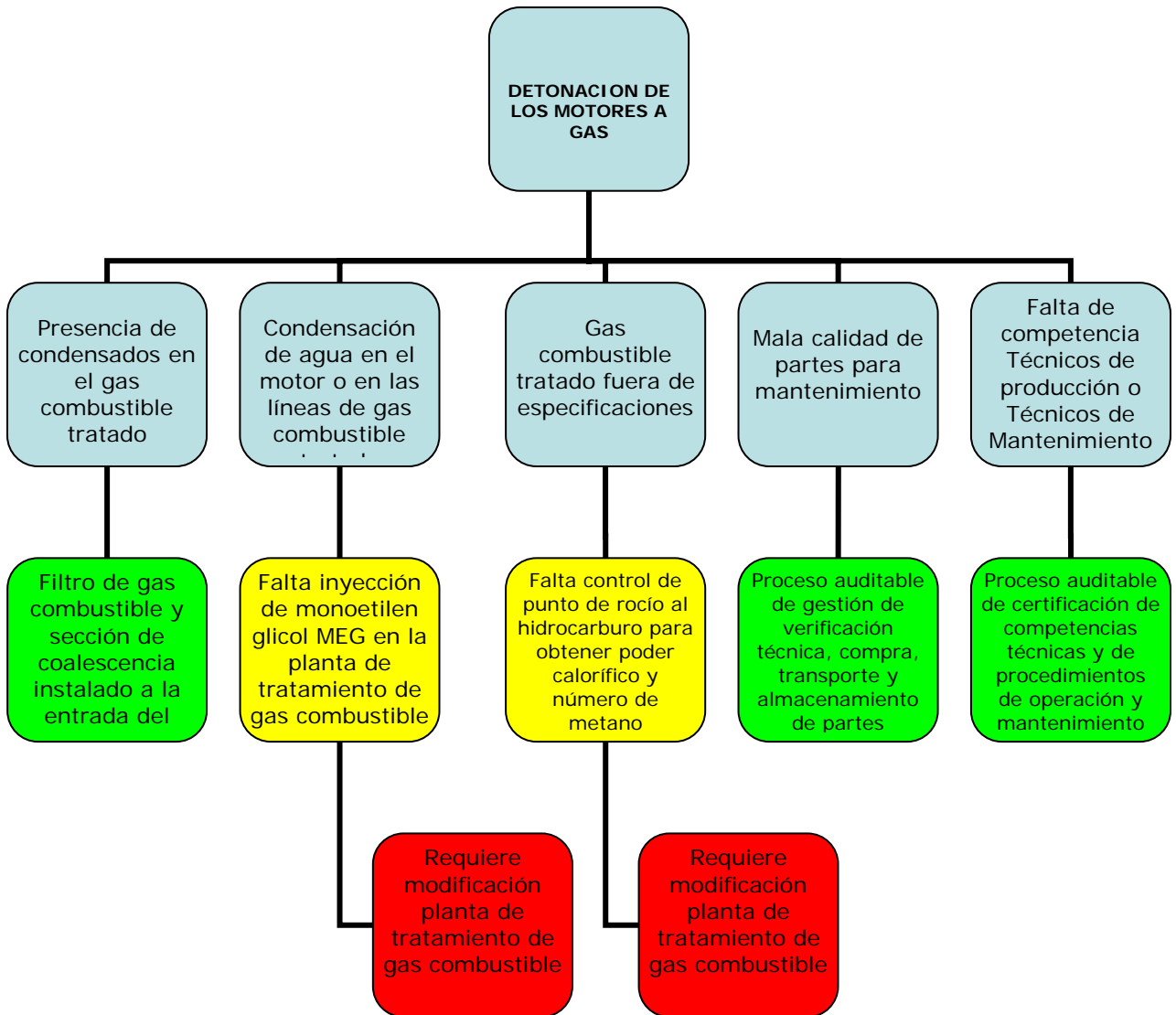
2.3 VALIDACION DE HIPOTESIS

- Presencia de hidrocarburos líquidos condensados del gas en el sistema de combustible:
Se tomaron muestras de gas a la entrada y salida de la planta de gas combustible y se enviaron al laboratorio para realizar análisis cromatográficos al gas y determinar la composición del gas y su contenido de hidrocarburos líquidos condensados. Los resultados mostraron que la concentración de hidrocarburos pesados en el gas combustible tratado es mayor a lo requerido por el fabricante de los motores a gas de acuerdo a las especificaciones requeridas. [Ver especificaciones de gas combustible requerido por Caterpillar.](#)
- Condensación de agua en el motor o en las líneas de gas combustible a baja temperatura de operación:
Se tomaron muestras de gas a la entrada y salida del filtro de gas combustible del motor a varias condiciones de temperatura y se enviaron a laboratorio para analizar si a condiciones de baja temperatura de operación o ante cambios de la temperatura ambiente se presentaba condensación de agua en las líneas de gas combustible de entrada al motor. Se observó que en época de invierno a temperaturas inferiores de 50 F se presenta condensación de agua en la línea de gas combustible al motor.
- Gas combustible tratado con poder calorífico LHV y número de metano fuera de la especificación dada por el fabricante Caterpillar para los motores G3612:
Con ayuda del personal especialista de laboratorio se analizaron las muestras de gas combustible tratado para determinar el número de metano y el poder calorífico LHV a varias condiciones de temperatura ambiente y de proceso para determinar si el gas cumple con las especificaciones recomendadas por el fabricante de los motores a gas. Se evidencia que el gas combustible tratado no cumple las especificaciones de poder calorífico LHV= 1041 BTU/scf, HHV= 1150 BTU/scf, WOBBE Index =1241 BTU/scf, Gravedad específica= 0.704, Numero de Metano=58.8.
- Mala calidad de partes del motor que se usan en el mantenimiento del motor:
Se revisó con los Profesionales de gestión de compra, los Ingenieros de maquinaria reciprocante, el Supervisor de mantenimiento y el personal técnico de bodega el proceso de cotización, verificación de especificaciones técnicas, adquisición, transporte y almacenamiento en bodega de los materiales usados en el mantenimiento de los motores a gas para

determinar la calidad, la trazabilidad y la conservación de los repuestos usados dentro del mantenimiento de los motores a gas.

- Falta de competencia del personal de operaciones para realizar el tratamiento del gas combustible:
Con el soporte del Supervisor de Planta y los Técnicos de Producción se revisó el proceso de aseguramiento de competencias técnicas al cual deben someterse todos los Técnicos antes de operar la planta de tratamiento de gas combustible para verificar si el personal conoce los principios de operación normal, el arranque y parada seguro, el aislamiento y desaislamiento del equipo y el manejo de emergencias y situaciones críticas de la planta de tratamiento de gas combustible. De igual manera se revisaron los procedimientos operacionales aprobados con los que cuentan los Operadores para realizar sus actividades diarias de trabajo.
- Falta de conocimiento y competencia del personal técnico para realizar el mantenimiento del motor.
De la misma forma con la ayuda del Supervisor de Mantenimiento y los Técnicos de mantenimiento se revisó el proceso de certificación de competencias técnicas que deben aprobar los Técnicos de mantenimiento antes de realizar cualquier actividad en los motores a gas y el proceso de elaboración y aprobación de los procedimientos de mantenimiento que ellos siguen en su actividad diaria.

Figura 10. Arbol de falla por Detonación de los motores a gas



3. REQUERIMIENTOS DE LOS MOTORES A GAS

3.1 ESPECIFICACIONES DEL FABRICANTE.

Los motores a gas de los compresores “boosting” y reinyección de EPF Recetor son marca CATERPILLAR Modelo 3612 y requieren como mínimo un gas combustible tratado con un número de metano de 58.8 y un poder calorífico inferior de 1,041 BTU/scf para entregar una potencia nominal de 2,694 bhp a una velocidad de 800 revoluciones por minuto (rpm), una altitud de 1,600 pies sobre el nivel del mar (snm) y una temperatura de admisión de aire máxima de 104°F. ([Ver Especificación de gas combustible requerida por Caterpillar](#)).

El número de metano representa la resistencia al golpeteo de un combustible gaseoso y es un parámetro dado por la composición del gas combustible tratado que influye sustancialmente en el desempeño del motor.

Una desviación importante en la calidad del gas combustible ocasionará problemas de detonación en el motor, daño prematuro de partes como bujías, cámaras de combustión, culatas y válvulas motrices del motor a gas. Las partes anteriormente mencionadas vienen diseñadas para un tiempo de vida útil acorde con la calidad del gas combustible y las características de la combustión interna del motor.

3.2 TRATAMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE

Todo gas natural de producción está totalmente saturado con agua en su fase de vapor, porque proviene de un yacimiento saturado (en equilibrio) con agua. Además generalmente el gas contiene CO₂ y H₂S que se remueven con soluciones acuosas tales como aminas, carbonato de potasio, etc., que saturan el gas con agua. 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 venta.
3. Minimizar corrosión.

Normalmente el gas está saturado cuando llega a la planta o cuando sale de una unidad de endulzamiento. Sin embargo, 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 formación de hidratos 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. La cantidad de agua a ser removida del gas húmedo o el contenido de agua en el gas seco, depende de cual de las razones 1 o 2 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.

El sistema de gas combustible cumple la función de tratar el gas saturado proveniente de los pozos para entregarlo en condiciones requeridas por el fabricante de los motores a gas a fin de que estos puedan operar dentro de sus valores de diseño y puedan entregar su potencia nominal.

En EPF Recetor no se tienen procesos de deshidratación ni de secado del gas saturado debido a que no se maneja un proceso de venta de gas. En consecuencia se opera con gas húmedo en todas las etapas del proceso a condiciones de presión y temperatura por encima del punto de formación de hidratos de la mezcla de gases para evitar taponamiento de las válvulas y tuberías. Las tuberías y los equipos de proceso están diseñados con un factor de sobre diseño por corrosión para garantizar una vida útil de los equipos de 15 años.

3.2.1 PRINCIPIOS FISICOQUIMICOS

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 principio de Joule Thompson es usado para encontrar la especificación del punto de rocío al

hidrocarburo de una mezcla de gases de tal manera que se puedan condensar los hidrocarburos pesados del gas para ser posteriormente retirados de la corriente gaseosa.

El hidrato es un sólido complejo cristalino estable, con apariencia de hielo pero posee una estructura diferente. Se forma en sistemas de gas o de líquidos recuperados del gas natural (NGL), cuando el gas o el líquido está en o por debajo del punto de rocío del agua, normalmente cuando hay presencia de agua líquida sin embargo; no necesariamente tiene que darse esta condición, pues una vez que el gas este saturado, el agua libre puede pasar directamente de vapor a sólido sin formar líquido. La temperatura de formación de hidrato a una presión dada depende de la composición del gas.

Cuando se forman hidratos éstos tienden a bloquear tuberías, equipos e instrumentos, restringiendo o interrumpiendo el flujo. En tomas de presión de medidores e indicadores, producen falsas lecturas de presión y errores de medición. Una vez que se forman los hidratos su remoción es bastante difícil y se requiere aumentar la temperatura del fluido para romperlos y normalizar el proceso. (Ref. 7)

3.2.2 PROCESO DE TRATAMIENTO DE GAS COMBUSTIBLE EN EPF RECETOR

El sistema de tratamiento de gas combustible recibe el flujo de la línea de gas del separador de gas de proceso V-1002 a 500 psig y 120F, consta de un intercambiador de calor gas/gas (HE-6001), una válvula de expansión Joule-Thompson y un tambor separador de líquidos (V-6001). El intercambiador HE-6001 enfría el gas entrante con el mismo gas producido en la expansión después de separarle los líquidos producidos.

La expansión Joule Thompson que ocurre de 500 a 125 psig, hace bajar la temperatura del gas hasta el punto que se forma alguna cantidad de hidrocarburo condensado que se separa en el tambor V-6001 localizado aguas abajo de la válvula de expansión. Este efecto de condensación hace que el gas que queda sea más liviano que el que entró y por lo tanto tiene menor posibilidad de formación de condensados más adelante cuando la presión se reduzca nuevamente para entrar como combustible a los motores que accionan los compresores y generadores. El calentamiento del gas que sale del tambor V-6001 lo coloca en un punto algo alejado del punto de condensación (Dew Point) y garantiza que no habrá problemas de formación de condensados aguas abajo a la llegada a los motores de combustión interna.

Los condensados producidos durante el acondicionamiento del gas combustible salen por el fondo del separador V-6001, se envían al sistema de tea y de allí

se recirculan al separador de alta presión V-1001. El sistema de gas combustible se divide en dos cabezales, uno de 125 psig que supe combustible a los motores de los compresores de gas y generadores eléctricos y el otro cabezal a una presión de 50 psig que supe las necesidades de los consumidores de baja presión: purga de tea y pilotos de tea.

[Ver diagrama de flujo general de la planta de tratamiento de gas combustible de Recetor.](#)

Figura 10. Planta de tratamiento de gas combustible



Vasija de recolección de condensados

Intercambiador gas-líquido

Válvula Joule Thompson

Cortesía de BP Andina

CONCLUSIONES

- La mayor causa de paradas no programadas de las máquinas de Recetor obedece a problemas de detonación en los motores a gas.
- El gas combustible tratado en EPF Recetor no reúne, de manera continua y sostenible, las características solicitadas por el fabricante de los motores a gas Caterpillar 3612, lo que ocasiona paradas no programadas de las máquinas e impacto a la producción de hidrocarburos y sobrecostos de mantenimiento.
- Los hidrocarburos líquidos condensados del gas no deben entrar en el sistema de combustible para evitar la detonación y daños graves al motor.
- Se debe limitar la humedad relativa del agua en el gas combustible a un 80% a su mínima temperatura de funcionamiento para evitar la condensación de agua en el motor o en las líneas de gas combustible.
- Los motores a gas Caterpillar instalados en EPF Recetor no entregan su potencia nominal de 2,694 bhp a una velocidad de 800 revoluciones por minuto (rpm), bajo unas condiciones de altitud de 1,600 pies sobre el nivel del mar (snm) y una temperatura de admisión de aire máxima de 104°F, debido a que el gas combustible tratado no reúne las características de número de metano inferior a 58.8 y poder calorífico inferior de 1,041 BTU/scf.
- El aumento de los costos de mantenimiento de cada motor es de U\$1200 debido a la falla y cambio continuo de repuestos del motor por la mala calidad del gas combustible que afecta el desempeño de los mismos.
- Las pérdidas acumuladas de producción de crudo debidas a las paradas no planeadas de los compresores "boosting" fue de 25574 bls en seis meses de operación de la facilidad Recetor.

RECOMENDACIONES

- Para eliminar líquidos en el gas combustible del motor, se recomienda verificar periódicamente el correcto drenaje del separador de líquido y el filtro de coalescencia existente con drenaje automático.
- Para limitar la humedad relativa del agua en el gas combustible del motor a un 80% se debe retirar del gas con ayuda de inyección de monoetilen glicol el cual por sus propiedades higroscópicas permite una remoción efectiva y sostenible del agua.
- Con el fin de obtener las especificaciones del fabricante del motor Caterpillar se recomienda cambiar la planta de gas combustible por una que ajuste la operación por debajo del punto de rocío de los hidrocarburos pesados para condensarlos y recuperarlos y de esa forma prevenir la presencia de líquidos en el gas combustible.
- Para inhibir la formación de hidratos en el gas se recomienda inyectar monoetilen glicol (MEG) a la corriente de proceso donde se combina con la fase condensada acuosa para bajar la temperatura de formación de hidratos a una presión dada. El MEG puede ser recuperado con la fase acuosa para ser regenerado y reinyectado al proceso mediante una planta regeneradora. Se recomienda usar el MEG debido a que es un producto de bajo costo, baja viscosidad y baja solubilidad en hidrocarburos líquidos comparado con otros glicoles disponibles en el mercado.
- La reducción estimada en los costos de mantenimiento de los motores a gas Caterpillar G3612 es de U\$1200 por cada motor, lo que equivale a U\$9600/año.
- Se estima una reducción de las pérdidas de producción de 51148 bls/año por la implementación de las recomendaciones anteriores, al obtener el máximo de potencia disponible de los motores a gas y reducir el número de horas de parada no planeada.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. BP Andina, Datos de campo de la operación de las facilidades de producción de Recetor: pérdidas de producción no planeadas año 2009 y costos de tratamiento de hidrocarburos. Wilson Serrano – Supervisor de Planta Recetor.
2. CATERPILLAR Motor, Especificaciones de gas combustible requerido por los motores a gas 3608 y 3612 usados en las facilidades de producción de Recetor para impulsar los compresores “boosting”. Orlando Rojas, Ingeniero de Maquinaria Reciprocante WGC Colombia. <http://www.cat.com/cda/layout?m=37532&x=9>
3. BP Andina, Diseño y Operación de la planta de gas combustible de las facilidades de Recetor. Datos de campo de calidad de gas combustible producido y costos de operación de la unidad. Guillermo Herrera, Ingeniero de Proceso; Wilson Serrano – Supervisor de Planta Recetor.
4. BP, Estrategia común de mantenimiento, EPTG Operations Efficiency - Field and Plant Maintenance Group, Abril 1 de 2003.
5. ICONTEC-Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Normas colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá.2003. 126p.
6. ICONTEC-Instituto Colombiano de Normas Técnicas. NTC 2303 Petróleo y sus derivados. Especificaciones para gases licuados del petróleo. Descriptores: gas de petróleo licuado; producto petrolífero.
7. JARAMILLO S., ALONSO. Diseño y Operación de unidades para procesamiento de gas y aplicaciones de simulación de procesos. Especialista en Ingeniería de Gas y Economía de Procesos. Ingeniero Químico., Mayo de 2004.

8. MINMINAS-Ministerio de Minas y Energía. Petróleo y Medio Ambiente, Refinación y Principios extensivos a las industrias químicas y petroquímica /
Ciro Serrano Camacho. Bogotá, julio de 1999. 224p.
<http://www.minminas.gov.co/minminas/pagesweb.nsf>
9. MINMINAS – Ministerio de Minas y Enewrgía. Permiso de quema de gas para las facilidades de Cusiana, Cupiagua, Floreña y WPF Recetor año 2010.
- 10.SPE - Implementation of a Total System Production Optimization Model in Complex Production Operations: Case Histories. SPE Abu Dhabi Section Events Nov.28 - 2004. eProduction Solutions (Weatherford Company) & GASOS Bin Hamoodah.
<http://abudhabi.spe.org/section.cfm?id=66#281104-abs>

ANEXOS

ANEXO A. Fuel Usage Guide for CAT G3612LE @ 800 RPM

G3612

GAS COMPRESSION APPLICATION

GAS ENGINE SITE SPECIFIC TECHNICAL DATA



ENGINE SPEED (rpm):	800	FUEL SYSTEM:	GAV
COMPRESSION RATIO:	9:1		WITH AIR FUEL RATIO CONTROL
AFTERCOOLER WATER INLET (°F):	130	SITE CONDITIONS:	
JACKET WATER OUTLET (°F):	190	FUEL:	Florlea FGP Ene 010
COOLING SYSTEM:	JW, OC+AC	FUEL PRESSURE RANGE(psig):	42.8-47.0
IGNITION SYSTEM:	CIS/ADEN3	FUEL METHANE NUMBER:	58.8
EXHAUST MANIFOLD:	DRY	FUEL LHV (Btu/scf):	1041
COMBUSTION:	Low Emission	ALTITUDE(ft):	1600
NOx EMISSION LEVEL (g/bhp-hr NOx):	0.7	MAXIMUM INLET AIR TEMPERATURE(°F):	104
		NAMEPLATE RATING:	3550 bhp@1000rpm

RATING	NOTES	LOAD	SITE RATING AT MAXIMUM INLET AIR TEMPERATURE			
			MAXIMUM RATING	100%	76%	88%
ENGINE POWER	(1)	bhp	2840	2694	2021	1775
INLET AIR TEMPERATURE		°F	46	104	104	104

ENGINE DATA						
FUEL CONSUMPTION (LHV)	(2)	Btu/bhp-hr	6659	6718	7036	7240
FUEL CONSUMPTION (HHV)	(2)	Btu/bhp-hr	7352	7416	7767	7992
AIR FLOW	(3)(4)	lb/hr	31916	30386	23294	20616
AIR FLOW WET (77°F, 14.7 psia)	(3)(4)	scfm	7198	6853	5253	4649
INLET MANIFOLD PRESSURE	(5)	In Hg(abs)	65.6	62.6	48.5	43.0
EXHAUST STACK TEMPERATURE	(6)	°F	844	852	889	907
EXHAUST GAS FLOW (@ stack temp, 14.5 psia)	(7)(4)	ft ³ /min	18582	17800	14051	12608
EXHAUST GAS MASS FLOW	(7)(4)	lb/hr	32890	31317	24025	21277

EMISSIONS DATA						
NOx (as NO2)	(8)	g/bhp-hr	0.70	0.70	0.70	0.70
CO	(8)	g/bhp-hr	2.51	2.51	2.51	2.50
THC (mol. wt. of 15.84)	(8)	g/bhp-hr	8.10	8.14	8.34	8.41
NMHC (mol. wt. of 15.84)	(8)	g/bhp-hr	2.60	2.62	2.68	2.71
NMNEHC (VOCs) (mol. wt. of 15.84)	(8)(9)	g/bhp-hr	1.37	1.37	1.41	1.42
HCHO (Formaldehyde)	(8)	g/bhp-hr	0.40	0.41	0.44	0.46
CO2	(8)	g/bhp-hr	447	451	472	485
EXHAUST OXYGEN	(10)	% DRY	12.5	12.4	11.7	11.3

HEAT REJECTION						
HEAT REJ. TO JACKET WATER (JW)	(11)	Btu/min	30499	29901	26400	26351
HEAT REJ. TO ATMOSPHERE	(11)	Btu/min	11033	10992	10427	10388
HEAT REJ. TO LUBE OIL (OC)	(11)	Btu/min	14185	14194	13763	13922
HEAT REJ. TO AFTERCOOLER (AC)	(11)(12)	Btu/min	23183	23183	9282	4804

HEAT EXCHANGER SIZING CRITERIA			
TOTAL JACKET WATER CIRCUIT (JW)	(12)	Btu/min	33549
TOTAL AFTERCOOLER CIRCUIT (OC+AC)	(12)(13)	Btu/min	41376
A cooling system safety factor of 0% has been added to the heat exchanger sizing criteria.			

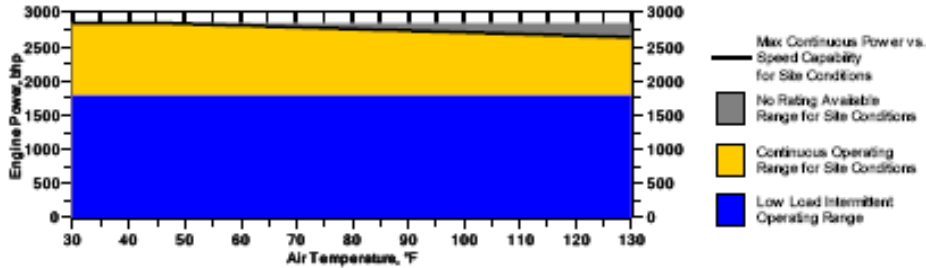
CONDITIONS AND DEFINITIONS

Engine rating obtained and presented in accordance with ISO 3046/1, adjusted for fuel, site altitude and site inlet air temperature.
 100% rating at maximum inlet air temperature is the maximum engine capability for the specified fuel at site altitude and maximum site inlet air temperature.
 Max. rating is the maximum capability for the specified fuel at site altitude and reduced inlet air temperature.
 Lowest load point is the lowest continuous duty operating load allowed. No overload permitted at rating shown.

For notes information consult page three.

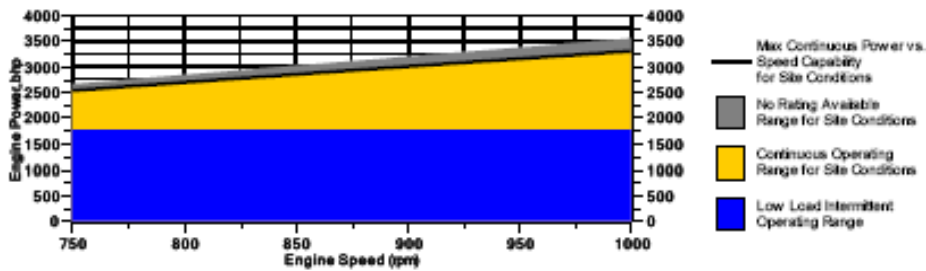
Engine Power vs. Inlet Air Temperature

Data represents temperature sweep at 1600 ft and 800 rpm



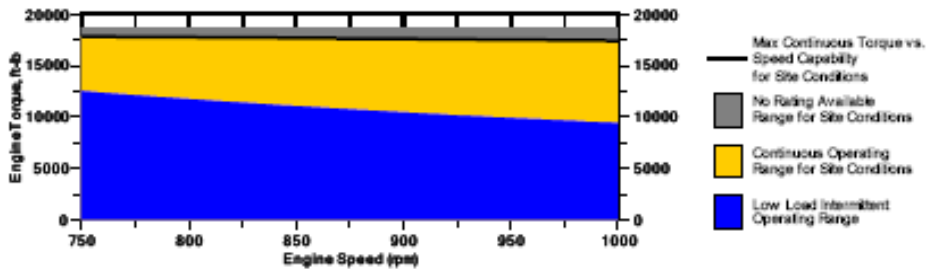
Engine Power vs. Engine Speed

Data represents speed sweep at 1600 ft and 104 °F



Engine Torque vs. Engine Speed

Data represents speed sweep at 1600 ft and 104 °F



Note: At site conditions of 1600 ft and 104°F inlet air temp., constant torque can be maintained down to 750 rpm. The minimum speed for loading at these conditions is 750 rpm.

PREPARED BY:
Data generated by Gas Engine Rating Pro Version 3.03.01
Ref. Data Set DM5310-05-000, Printed 13may2010

NOTES

1. Engine rating is with two engine driven water pumps. Tolerance is $\pm 3\%$ of full load.
2. Fuel consumption tolerance is $\pm 2.5\%$ of full load data.
3. Air flow value is on a "wet" basis. Flow is a nominal value with a tolerance of $\pm 5\%$.
4. Inlet and Exhaust Restrictions must not exceed A&I limits based on full load flow rates from the standard technical data sheet.
5. Inlet manifold pressure is a nominal value with a tolerance of $\pm 5\%$.
6. Exhaust stack temperature is a nominal value with a tolerance of (+)63°F, (-)54°F.
7. Exhaust flow value is on a "wet" basis. Flow is a nominal value for total flow rate with a tolerance of $\pm 6\%$. Exhaust gas vented through the wastegate flows only to the right exhaust outlet. The total flow through the wastegate may be as great as 15% of the total value for conditions under which the wastegate is open. For installations that use dual exhaust runs this difference must be taken into account when specifying any items to be connected to the exhaust outlets. The flow in the right exhaust outlet must be sized for at least 65% of the total flow to allow for the wastegate full open condition, while the left outlet must be sized for 50% of the total flow for the wastegate closed condition. Both runs must meet the allowable backpressure requirement as described in the Exhaust Systems A&I Guide.
8. Emission levels are at engine exhaust flange prior to any after treatment. Values are based on engine operating at steady state conditions, adjusted to the specified NOx level at 100% load. Fuel methane number cannot vary more than ± 3 . Values listed are higher than nominal levels to allow for instrumentation, measurement, and engine-to-engine variations. They indicate "Not to Exceed" values. THC, NMHC, and NMNEHC do not include aldehydes. An oxidation catalyst may be required to meet Federal, State or local CO or HC requirements.
9. VOCs - Volatile organic compounds as defined in US EPA 40 CFR 60, subpart JJJJ
10. Exhaust Oxygen level is the result of adjusting the engine to operate at the specified NOx level. Tolerance is ± 0.5 .
11. Heat rejection values are nominal. Tolerances, based on treated water, are $\pm 10\%$ for jacket water circuit, $\pm 50\%$ for radiation, $\pm 20\%$ for lube oil circuit, and $\pm 5\%$ for aftercooler circuit.
12. Aftercooler heat rejection includes an aftercooler heat rejection factor for the site elevation and inlet air temperature specified. Aftercooler heat rejection values at part load are for reference only. Do not use part load data for heat exchanger sizing.
13. Heat exchanger sizing criteria are maximum circuit heat rejection for the site, with applied tolerances.

Constituent	Abbrev	Mole %	Norm		
Water Vapor	H2O	0.0000	0.0000		
Methane	CH4	80.9200	80.9629	Fuel Makeup:	Flor/ea FQP Ena
Ethane	C2H6	9.1100	9.1182	Unit of Measure:	English
Propane	C3H8	3.7700	3.7734		
Isobutane	Iso-C4H10	0.7700	0.7707		
Norbutane	nor-C4H10	0.7400	0.7407	Calculated Fuel Properties	
Isopentane	Iso-C5H12	0.2100	0.2102	Caterpillar Methane Number:	58.8
Norpentane	nor-C5H12	0.1200	0.1201		
Hexane	C6H14	0.1100	0.1101	Lower Heating Value (Btu/scf):	1041
Heptane	C7H16	0.0700	0.0701	Higher Heating Value (Btu/scf):	1150
Nitrogen	N2	0.6400	0.6406	WOBBE Index (Btu/scf):	1241
Carbon Dioxide	CO2	3.4500	3.4531		
Hydrogen Sulfide	H2S	0.0000	0.0000	THC: Free Inert Ratio:	0
Carbon Monoxide	CO	0.0000	0.0000	RPC (%) (To 905 Btu/scf Fuel):	100%
Hydrogen	H2	0.0000	0.0000		
Oxygen	O2	0.0000	0.0000	Compressibility Factor:	0.997
Helium	HE	0.0000	0.0000	Stoich A/F Ratio (Vol/Vol):	10.82
Neopentane	neo-C5H12	0.0000	0.0000	Stoich A/F Ratio (Mass/Mass):	15.37
Octane	C8H18	0.0000	0.0000	Specific Gravity (Relative to Air):	0.704
Nonane	C9H20	0.0000	0.0000	Specific Heat Constant (K):	1.291
Ethylene	C2H4	0.0000	0.0000		
Propylene	C3H6	0.0000	0.0000		
TOTAL (Volume %)		99.9100	100.0000		

CONDITIONS AND DEFINITIONS

Caterpillar Methane Number: Represents the knock resistance of a gaseous fuel. It should be used with the Caterpillar Fuel Usage Guide for the engine and rating to determine the rating for the fuel specified. A Fuel Usage Guide for each rating is included on page 2 of its standard technical data sheet.

RPC always applies to naturally aspirated (NA) engines, and turbocharged (TA or TC) engines only when they are derated for altitude and ambient site conditions.

Project specific technical data sheets generated by the Caterpillar Gas Engine Rating Pro program take the Caterpillar Methane Number and RPC into account when generating a site rating.

Fuel properties for Stoich calculations are at 60F and 14.696 psia.

Caterpillar shall have no liability in law or equity, for damages, consequential or otherwise, arising from use of program and related material or any part thereof.

FUEL LIQUIDS

Hot gases, with head gases, and associated gases typically contain liquid water and heavy hydrocarbons entrained in the gas. To prevent detonation and severe damage to the engine, hydrocarbon liquids must not be allowed to enter the engine fuel system. To remove liquids, a liquid separator and collecting filter are recommended, with an automatic drain and collector tank to prevent contamination of the ground in accordance with local codes and standards.

To avoid water condensation in the engine or fuel lines, limit the relative humidity of water in the fuel to 80% at the minimum fuel operating temperature.

ANEXO B. PERMISO_DE_QUEMA_2010 a 2011



Ministerio de Minas y Energía
República de Colombia



124

Bogotá, D.C.,

Ministerio de Minas y Energía
Origen: DIRECCION DE HIDROCARBUROS
Rafé: 2010018102 14-04-2010 10:06 AM
Asesor: 0
Destino: BP EXPLORATION COMPANY (COLOMBIA) LTDA
Serie:

Doctor
ALBERTO CONSUEGRA
Vicepresidente de Operaciones
B.P. Exploration Company (Colombia) Ltd
Carrera 9 A No. 99-02 P-07
Bogotá D.C.

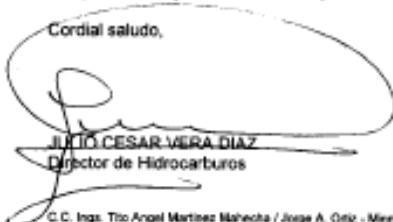
ASUNTO: Permisos de Quema de Gas CPF Cusiana, CPF Cupiagua, EPF Floreña y WPF Recetor.

En atención a la solicitud de febrero de 2010 y luego de la presentación técnica realizada el pasado mes de febrero y la evaluación de todos los aspectos inherentes tales como mantenimientos programados para el año 2010, el comportamiento de las quemas normales y anormales durante el último año, así como las bases de cálculo remitidas como soporte, esta Dirección autoriza un volumen equivalente de 0.25% para el CPF de Cusiana, 0.13% para el CPF de Cupiagua, 0.60% para el EPF de Floreña y 0.25% para el WPF de Recetor promedio mensual de quema del gas total producido respectivamente; estos valores, se deben aplicarse a partir del 21 de febrero de 2010 y hasta el 20 de Febrero/11.

Es de anotar, que se realizara el seguimiento respectivo a la ejecución de los mantenimientos programados que han sido soporte para la determinación de estos permisos y la no realización de los mismos afectara directamente la valoración del permiso del año siguiente.

De acuerdo con acordado en la presentación técnica mencionada, en el mes de Agosto de 2010, se realizara una reunión de seguimiento, en la cual se verificara el cumplimiento de los trabajos propuestos y la base de producción de gas estimada para estos permisos. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que para los próximos permisos se valorará la aptitud proactiva, frente a los procesos de optimización y minimización de quema de gas.

Cordial saludo,



JULIO CESAR VERA DIAZ
Director de Hidrocarburos

C.C. Ings. Tito Angel Martinez Mahecha / Jorge A. Ortiz - Minimas Zona 05 Gas-Cap

JADT/

TRD. 124-05-5-21

Centro Administrativo Nacional - CAN - Calle 43 No. 57 - 31
PBX: 2200300 www.minimas.gov.co Nit. No. 829.096.022-1
Bogotá, D.C. Colombia

Página 1 de 1



ANEXO C. Recetor Fuel Gas (02-sep-09)



GAS ANALYSIS

Date 04-Sep-09
Time 14:25
Sample Description REC Succión cabezal boosting
Sample Number 3638LAB
Sample Temperature 95 °F
Sample Pressure 476 psi
Analysed by Intertek CB
Analist Name Luis Guillermo Martínez C

COMPONENT	FORMULA	MOLE PERCENT Mol %
Nitrógeno	N2	1,10
Carbón Dioxide	CO2	3,76
Methane	CH4	77,05
Ethane	C2H6	9,62
Propane	C3H8	4,79
I-Butane	C4H10	1,20
N-Butane	C4H10	1,41
I-Pentane	C5H12	0,53
N-Pentane	C5H12	0,35
Hexanes Plus	C6+	0,19
TOTAL	TOTAL	100,00

Metane Number: 71,65
Real Net Heating Value: 1087,23 Btu/scft (14.65psia, 60°F)
Real Gas Gravity 0,7497
Molecular Weight: 21,64
Wobbe Index: 1388,98
Real Gross Heating Value 1198,86 Btu/scft (14.65psia, 60°F)
N.B.N. 8,29

File: Lab Cusiana20090908000002



GAS ANALYSIS

Date 04-Sep-09
Time 04:00
Sample Description REC Descarga Fuel Gas
Sample Number 3637LAB
Sample Temperature 47 °F
Sample Pressure 104 psi
Analysed by Intertek CB
Analist Name Luis Guillermo Martínez C

COMPONENT	FORMULA	MOLE PERCENT Mol %
Nitrógeno	N2	0,44
Carbón Dioxide	CO2	4,09
Methane	CH4	78,41
Ethane	C2H6	9,92
Propane	C3H8	4,63
I-Butane	C4H10	0,96
N-Butane	C4H10	1,01
I-Pentane	C5H12	0,30
N-Pentane	C5H12	0,17
Hexanes Plus	C6+	0,06
TOTAL	TOTAL	100,00

Metane Number: 62,84

Real Net Heating Value: 1060,66 Btu/scft (14.65psia, 60°F)

Real Gas Gravity 0,7297

Molecular Weight: 21,07

Wobbe Index: 1374,56

Real Gross Heating Value 1170,48 Btu/scft (14.65psia, 60°F)

N.B.N. 6,42

File: Lab Cusiana20090908000001