ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

“Optimización y ampliación de la Utilización del Gas de Producción de la Planta CPF, para Generación Eléctrica”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERA EN PETRÓLEO.

Presentada por:

Carla Jeannette Echeverría Neira

Mariela Obdulia Murillo Castro

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2008

AGRADECIMIENTO

Ante todo quiero agradecer a Yahvéh Dios, puesto que él me dio la vida y ha guiado mi camino dándome fortaleza para emprender y finalizar cada etapa de mí vida.

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo y especialmente a mi tutor dentro de la compañía Ing. Byron Guachamin y al Ing. Ernesto Hurtado por su apoyo y amistad.

A todo el personal de la compañía UB-15, de manera especial al Ing. José Trujillo, Ing. Carlos Blum y Sra. Cristina Montalvo, por la oportunidad y apoyo brindado.

A mis profesores al Ing. Heinz Terán Director de nuestra tesis, al Ing. Alberto Galarza y al Ing. Daniel Tapia por su valiosa ayuda y colaboración. A todos aquellos que han intervenido en mi formación ¡MUCHAS GRACIAS!

Mariela Obdulia Murillo Castro

AGRADECIMIENTO

Mi gratitud total y ferviente a Jehová Dios, ya que sin ti no hay vida, no hay futuro, sin ti no hay sendero que caminar. Has sabido poner en mi vida hasta ahora las personas indicadas, en los momentos justos con las situaciones específicas ganando así la recompensa del aprendizaje y la experiencia. Te agradezco no solo por ser Dios, también mi padre, mi juez, mi luz y mi oscuridad. Por nunca hacerme las cosas fáciles, por enseñarme el camino y poner piedras en el, y ya que en todos esos momentos duros te quedaste conmigo siendo solo mi amigo. Por sentir tu mano lo volviera a pasar todo otra vez. Mi amor y mi vida siempre para ti.

En UB-15, al Ing. Byron Guachamin, Ing. José Trujillo, Ing. Ernesto Hurtado, Sra. Cristina Montalvo, Ing. Carlos Blum y Econ. Wilson Pastor, gracias por su dirección, guía y enseñanza, pero sobre todo por su gratitud y amistad.

En la ESPOL a mis queridos profesores como el Ing. Heinz Terán Director de esta tesis, Ing. Daniel Tapia y al Ing. Alberto Galarza, gracias a ambos por su guía y amistad. En si a la FICT dirigida por el Ing. Ricardo Gallegos Decano de la Facultad.

Carla Jeannette Echeverría Neira

DEDICATORIA

A mis amados padres, Sr. Javier Murillo P. y Sra. Azucena Castro de Murillo en agradecimiento por su gran apoyo y compresión que supieron brindarme para ser una persona útil a ellos y ante la sociedad.

A mis hermanos que me brindaron su apoyo, fortaleza y ánimo, cuando pensaba que iba a sucumbir.

A mis amigos que con el día a día me enseñaron que la amistad es un don y una bendición y se que nada hubiera sido igual sin ellos pues compartimos la misma meta, salir adelante.

Mariela Murillo Castro

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a todos aquellos quienes su vida es un reto, a quienes le dijeron que no podían, que no lo lograrían y aun así van hasta el final, por la emoción de la aventura, por la emoción del deber cumplido, por el éxito, por demostrarse ellos y a todos que eso no llega ni a la mitad de lo que son capaces, porque saben de que están hechos. Solo puedo decir sigan aunque el mundo se les caiga, aunque no haya salida porque no hay nada mejor que llegar al final.

A mis padres, mi mamá con su tesón de trabajo, de ir hasta el final no importa lo que haya en el camino y mi papá por su temple y tenacidad.

A todos los integrantes de la familia Neira y ramificaciones, mi única y verdadera familia, gracias por su cariño.

A mis amigos, Álvaro (mi hermano, en las buenas, malas y peores), Ricardo (por tus consejos, afecto, dedicación y constancia), Cristina, Verito, Carlitos (por tu apoyo), a Julio (tu presencia dio paso a lo que soy ahora), Oswaldo y a Mariela (sin ti nada de esto hubiese pasado!).

A la Dra. Elfa Haro (SOLCA) y Tecnóloga Arif Bey Espinosa (SERLI).

Carla Jeannette Echeverría Neira

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Ricardo Gallegos O.
DECANO DE LA FICT.
PRESIDENTE

Ing. Heinz Terán M.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Alberto Galarza R.
VOCAL.

Ing. Daniel Tapia F.
VOCAL.

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

Carla Jeannette Echeverría Neira

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL".

Mariela Obdulia Murillo Castro

RESUMEN

El presente trabajo evalúa tanto técnica y económicamente la optimización y ampliación de la reingeniería del sistema de tratamiento de gas de la Planta central de facilidades de producción (CPF) del Complejo ILYP (nombre dado por cada una de las iniciales de los campos que comprenden el lugar de estudio) del Bloque CM (Carla Mariela), administrado por la Unidad y Operación Temporal Bloque 15 en el Ecuador dentro de los años 2007 al 2010.

El problema en el 2006 radicaba en el acarreamiento de condensados tanto de hidrocarburos líquidos como agua líquida a los equipos de generación, esto se debe a las pérdidas de presión y temperatura en las líneas de distribución de gas a cada una de las locaciones y obviamente al tratamiento no tan eficiente del gas tomando en cuenta las condiciones necesarias para generación eléctrica. Además con el programa de desarrollo de perforación en el Bloque CM dentro de los años 2007 al 2010, las necesidades de consumo de energía eléctrica aumentaran por ende el caudal de gas (MMSCFD) para cubrirlas.

Tras la simulación de procesos de facilidades de gas con las nuevas condiciones requeridas para el flujo, se indicaran cambios en el proceso de tratamiento y modificaciones de equipos dentro del sistema de tratamiento de gas. Al final esto nos permitirá utilizar al máximo el gas de producción y así minimizar o mantener constante la actual generación a diesel o la quema de este.

Al final compara el ahorro económico con la nueva configuración de procesos en la planta de tratamiento de gas, tomando en cuenta la mejora de la eficiencia de los generadores con la nueva condición del gas.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

CAPÍTULO 1

CAPÍTULO 2

CAPÍTULO 3

CAPÍTULO 4

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS

°API	Grados API
AMP	Amperio
BAPD	Barriles de agua diarios
BPPD	Barriles de petróleo por día
Bbl	Barril
BTU	British Termal Unit
C	Compresor
CM	Carla-Mariela
cm	Centímetro
COM	Compresor
cp	Centipoise
CPF	Central Production Facilities
ESP	Bomba electrosumergible
ft	Pies
FWKO	Separador de agua libre
g	Gas
GOR	Relación gas petróleo
hr	Hora
HP	Horsepower
HT	Heater Treated (Calentador en linea)
inch	Pulgadas
JT	Joule Thompson
Km	kilómetros
KVA	Potencia Aparente
KW	Killowatt
l	Líquido
lb	Libras

ABREVIATURAS

m^3	Metros cúbicos
m^2	Metros cuadrados
MB	Membranas
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar por día.
MW	Megavatios
MW - PM	Peso Molecular
o	Petróleo
Pc	Presión crítica
psi	Libra por pulgada cuadrada
psia	Libra por pulgada cuadrada absoluta
psig	Libra por pulgada cuadrada manométrica
PSV	Pressue Security Valve
pulg	Pulgadas
PV	Pressure Vessel
R	Refrigerante
Re	Número de Reynolds
s	Segundo
SCF	Pies cúbicos estándar
SG - GE	Gravedad específica
Skid	Grupo de equipos
SK	Skid
Tamb	Temperatura de ambiente
Tc	Temperatura crítica
V	Vessel
VOLT	Voltio
Pt. Crt.	Punto Crítico

SIMBOLOGÍA.

A	Área del separador
D	Diámetro Interno requerido del separador (pulgadas)
°F	Grado Fahrenheit
L	Longitud (ft)
M_i	Peso Molecular del componente
Q_g	Tasa de gas, caudal (ft3/min)
U_g	Viscosidad gas (cp)
V_t	Velocidad Terminal del fluido (ft/sec)
Y_i	Fracción Molar
Pb	Punto de burbuja
Pt	Punto de rocío
Hyd	Hidrocarburos
ρ_l	Densidad del liquido (lb/ft^3)
ψ	Factor de inclinación
γ_g	Gravedad Específica del gas

ÍNDICE DE FIGURAS.

(Ver Anexo 5)

ÍNDICE DE TABLAS.

(Ver Anexo 6)

ÍNDICE DE GRÁFICAS.

(Ver Anexo 7)

INTRODUCCIÓN.

La Compañía Operadora del Bloque CM (nombre definido para el campo de explotación de hidrocarburos, ubicado en el Oriente Ecuatoriano) tiene proyectado el desarrollo del Complejo ILYP (siendo ILYP el nombre dado al conjunto de campos contenidos cuyas iniciales están representadas en su nombre) con una campaña agresiva de perforación de pozos programada dentro del periodo 2007-2010. Para lo cual busca mediante la optimización y ampliación del sistema de tratamiento, para la utilización de gas como combustible para los generadores en base a la proyecciones de los requerimientos futuros de energía eléctrica, tomando en cuenta la calidad actual y las condiciones necesarias requeridas del gas para la generación eléctrica. La situación actual radica en la utilización como combustible para generacion de un 70% de diesel y tan solo 30% de gas, trayendo como consecuencia que el resto del gas producido sea quemado en los mecheros.

Este trabajo plantea además la simulación de procesos de tratamiento de gas en base a la definición del ajuste de punto de rocío tanto de agua como de hidrocarburo del gas, ya que por medio de la obtención de las cromatografías, propiedades físicas y diagramas de fases por cada etapa dentro del proceso se puede definir la fase del gas en cada una de estas. Como herramienta de simulación se usa las ecuaciones de Peng-Robinson y el cálculo de la separación flas, las que calcula las características del fluido en cada uno de los sistemas dentro del procesamiento en el sistema de tratamiento de gas.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES DEL BLOQUE CM.

EL Bloque CM (siglas representativas de Carla y Mariela, nombre asignado por la compañía auspiciante por políticas de seguridad de manejo de información) campo de explotación de hidrocarburos operado actualmente por la compañía Bloque 15, .Se encuentra ubicado en la República del Ecuador, Región Amazónica en las provincias de Orellana y Sucumbíos. En el área del Bloque se encuentran: La Reserva Biológica Limoncocha, un sector de la Reserva de Producción Faunística Cuyabeno, del Parque Nacional Yasuní y del bosque Protector Pañacocha. Mapa Bloque CM (Ver Figura 1.1).

1.1 Descripción de los campos que conforman el Bloque CM.

El Bloque CM están distribuidos en cinco campos de producción: Complejo “I”, el Complejo “Y” y los Campos EY, L y P.

Este proyecto está enfocado en el estudio del Complejo “I”, el Complejo “Y”, el Campo P y el Campo L, conjuntamente se los conoce como el Complejo ILYP. Mapa Complejo ILYP (Ver Figura 1.2).

1.1.1 Complejo I.

El Complejo “I” está conformado por los campos J, Lx, N, Ix, C, It-A y It-B. Mapa Complejo I (Ver Figura 1.3).

1.1.2 Complejo Y.

El Complejo “Y “se encuentra formado por dos campos YO y YE. Mapa Complejo Y (Ver Figura 1.4).

1.1.3 Campo P.

El Campo P se encuentra formado por dos islas PN y PS. Mapa Campo P (Ver Figura 1.5).

1.1.4 Campo L.

EL Campo L localizado a 10 Km. al Sur del Campo Shushufindi-Aguarico. Mapa Campo L (Ver Figura 1.6). La producción de este campo es tratada en la estación central del mismo.

1.2 Descripción de los fluidos que ingresan a la planta central de facilidades de producción (CPF).

La producción del Complejo IYP (Complejo I, Complejo Y y Campo P), por medio de las redes de transporte de fluidos, llega a la Planta central de facilidades de producción (CPF), la cual comprende de tres ramales de separación de fluido (Ver Figura 1.7).

1. Sistema de tratamiento de agua

2. Sistema de tratamiento de crudo
3. Sistema de tratamiento de gas

1.2.1 Sistema de tratamiento de petróleo.

Consta con un sistema de tratamiento de petróleo que sirve para tratar el crudo que ingresa a la planta con una presión 50 psig a 185°F. El volumen total de producción de petróleo tratado dentro de CPF es 113340 BPPD.

1.2.2 Sistema de tratamiento de agua.

Consta de un sistema de tratamiento de agua que sirve para tratar el agua de producción que entra a la planta con una presión de 50 psig a 185°F. El volumen total de agua de producción tratado en CPF es 140,458 BAPD.

1.2.2.1 Sistema de inyección de agua de producción.

La distribución del sistema de reinyección de agua se indica en un resumen en la Tabla I (Ver Tabla 1).

1.2.3 Sistema de tratamiento de gas.

Consta con un sistema de tratamiento de gas de capacidad de 3 MMSCFD aproximadamente que sirve para tratar el gas natural que ingresa a la planta con una presión 50 psig a 185°F. El volumen total de gas tratado dentro del CPF es 1224 MSCFD aproximadamente.

El gas combustible es utilizado para Generación Eléctrica y es enviado a 3 diferentes frentes de trabajo estos son:

1. **Gas seco para la Estación del Campo L**

    - Distancia: 0.3 Km.
    - Flujo de gas: 570 MSCFD

Este gas seco enviado es mezclado con el gas seco proveniente de la Planta de Petro-Industrial (Shushufindi) y además con el gas producido en la Estación del Campo L.

2. Islas

- Red CPF – Isla Lx
    - Distancia: 11.8 Km.
    - Flujo de gas: 140 MSCFD

- Red CPF – Isla JA
    - Distancia: 5.7 Km.
    - Flujo de Gas: 84 MSCFD

- Red CPF – Isla JC
    - Distancia: 7.4 Km.
    - Flujo de Gas: 68 MSCFD

3. CPF

- Distancia: 0.11 Km.
- Flujo de gas: 641 MSCFD

El gas separado de CO_2 es enviado al mechero.

CAPÍTULO 2

2. ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES Y NECESIDADES DE GAS EN LA PLANTA CENTRAL DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN.

Dentro del reconocimiento actual de las condiciones manejadas por el sistema de tratamiento de gas dentro de la Planta CPF, tenemos:

1. Condiciones del gas (químicas y físicas)

2. Condiciones del proceso de la planta y equipos existentes.

3. Caudales de producción de fluido, y

4. Capacidad de generación eléctrica del Complejo ILYP.

2.1 Características del gas de producción.

La caracterización del gas de producción es uno de los parámetros más importantes siendo estos los indicadores principales de la condición de tratamiento del sistema de gas.

2.1.1 Propiedades químicas del gas de producción.

Por medio de la cromatografía de gases, se puede especificar los componentes del gas, como la fracción molar de agua y de CO_2 (principales problemas que se observan en las cromatografías del gas). (Ver Tabla 2 y Tabla 3).

2.1.2 Propiedades físicas del gas de producción.

Las propiedades físicas (Ver Tabla 4) que se tomaron en cuenta dentro de este estudio son:

- Peso Molecular.
- Gravedad Específica.
- Poder Calorífico Superior e Inferior.
- Calor Especifico Cv, Cp.
- Coeficiente Adiabático para compresión.
- Punto de Rocío.
- Contenido de Vapor de agua.

La importancia de las propiedades físicas son las siguientes:

- El coeficiente adiabático es necesario conocer para cálculos del sistema de compresión.

- El contenido de vapor de gas natural es la cantidad de agua en estado de vapor que puede permitir dicho gas bajo condiciones de presión y temperatura.

El desarrollo de los cálculos de estos parámetros se presenta en el Anexo 1.

2.2 Descripción detallada del Sistema de tratamiento de gas existente en la Planta central de facilidades de producción.

Luego que el flujo de gas sale de los separadores de producción aproximadamente 7.2 MMSCFD ingresa aproximadamente 3 MMSCFD al sistema de tratamiento de gas el cual permite secar el gas producido mediante un sistema de refrigeración mecánica hasta obtener un gas con punto de rocío de agua e hidrocarburo de aproximadamente 86 °F a 50 psig. Además el CO_2 contenido en el mismo gas es reducido mediante un sistema de membranas desde un 53% en la entrada, hasta aproximadamente un 33% molar en la salida. Este sistema de membranas trabaja a aproximadamente 420 psig, para lo cual el sistema cuenta con equipos de compresión para elevar la presión a la entrada a las membranas. Para lo cual pasa por los siguientes sistemas (Ver figura 2.1):

1. Sistema de refrigeración aire/aire.

2. Sistema de recolección de líquidos condensados a baja presión.

3. Sistema de refrigeración.

4. Sistema de compresión de dos etapas.

5. Sistema de pre-tratamiento para membranas.

6. Sistema de remoción de CO_2.

7. Sistema de recolección de líquidos condensados a alta presión.

2.2.1 Sistema de Refrigeración Aire/Aire.

El aero-enfriador (E-103) (Ver Figura 2.2) utiliza un sistema de refrigeración aire/aire donde con la temperatura ambiente del aire enfría por convección al flujo de gas de producción. Los datos de diseño y operación se presentan en la tabla 5 (Ver Tabla 5).

2.2.2 Sistema de recolección de agua líquida e hidrocarburos condensados de baja presión.

El separador (V-102) (Ver Figura 2.3) se recolectan los condensados tanto de hidrocarburo y agua líquida que se obtienen tras la refrigeración. Es de baja presión ya que su presión operativa es de 50 psig antes de ingresar al sistema de compresión de dos etapas, (Ver Tabla 6).

2.2.3 Sistema de refrigeración.

El sistema de refrigeración (Ver Figura 2.4) tiene por objetivo el de ajustar el punto de rocío para así evitar que se condensen líquidos tales como agua e hidrocarburos en las líneas de distribución a las locaciones acarreándolos a los equipos de generación. En este caso se obtiene el punto de rocío de agua e hidrocarburo a 86 °F a una presión de 50 psig (Ver Tabla 7) lo que genera que en el sistema de distribución de gas haya arrastre de condensados hacia los equipos de generación debido a las variaciones de temperatura en las líneas de distribución a las locaciones.

2.2.4 Sistema de compresión de dos etapas.

Se eleva la presión en 2 etapas para así alcanzar los 400 psig requeridos para que el flujo ingrese a las membranas y remover el CO_2.

Consta de (Ver Figura 2.5):

1. Separador de Entrada (Ver Tabla 8): Donde se recolectan los condensados líquidos tanto de agua como de hidrocarburo luego el enfriamiento en el SKID A/B.

2. Primera etapa de compresión (Ver Tabla 9).

3. Aero-enfriador inter-etapa (Ver Tabla 10): Al haber un aumento de presión se incrementa la temperatura, se enfría al gas para que ingrese a la segunda etapa de compresión a una temperatura apta para el compresor.

4. Separador inter-etapa (Ver Tabla11): Al haber una disminución de temperatura habrá una condensación de las fases gaseosas tanto de hidrocarburo como de agua, se recolectan estas evitando que dañe el desempeño del compresor.

5. Segunda etapa de compresión (Ver Tabla 12): Se eleva la presión hasta la requerida para la remoción de CO_2 en las membranas.

6. Aero-enfriador de descarga (Ver Tabla 13): Se enfría el gas para que continúe con la condensación de las fases gaseosas de hidrocarburos y agua.

7. Separador de salida (Ver Tabla 14): Se recolectan los condensados líquidos de agua e hidrocarburo.

2.2.5 Sistema de pre-tratamiento de membranas.

El sistema de filtros asegura la remoción de gotas de aceite, hidrocarburo líquido, o partículas sólidas que pudieran haber sido arrastradas con el gas.

Consta de:

1. Filtro coalescedor (PV-17.01)(Ver Figura 2.6 y Tabla 15): Este separador tiene como función remover sólidos del gas o retirar gotas de líquido muy pequeñas, a través de la coalescencia

2. Filtro poalescedor (PV-17.02) (Ver Figura 2.7 y Tabla 16): Estos filtros utilizan un medio poroso para recuperar partículas más finas como sólidos.

3. Calentador en línea (HT-10.01) (Ver Figura 2.8 y Tabla 17) : Eleva la temperatura del gas hasta aproximadamente 135 °F que está por encima del punto de rocío de agua e hidrocarburo a 86°F a 50 psig y por encima de la temperatura de formación de hidratos de 50° F, esto evita que el flujo de gas ingrese acarreando condensados de líquidos de hidrocarburos y agua hacia las membranas.

4. Guard bed (PV-17.05) (Ver Figura 2.9 y Tabla 18): Asegura en última instancia que no van a entrar condensados de hidrocarburos y agua a las membranas.

2.2.6 Sistema de remoción de CO_2.

Compuesto por dos bancos de 3 tubos de membranas cada uno. El sistema membranas (MB-11) (Ver Figura 2.10) es el encargado de remover el CO_2 del gas de producción que es un gas húmedo y acido obteniendo el gas residual para el uso en los generadores a gas (Ver Tabla 19).

2.2.7 Sistema de recolección de líquidos condensados a alta presión.

El separador de alta presión (Ver Figura 2.11) es el último equipo de recolección de condensados de agua líquida e hidrocarburos. Es de alta presión ya que el flujo de gas viene con 400 psig aproximadamente (Ver Tabla 20). Tras esta etapa el flujo de gas pasa al sistema de distribución a las locaciones.

2.3 Capacidad de tratamiento del sistema de gas dentro de la planta central de facilidades de producción.

La capacidad de producción en el año 2006 de gas del Complejo IYP es de 7 MMSCFD aproximadamente (Ver Figura 2.1) que llegan a la planta central de facilidades de producción y el sistema de tratamiento de gas tiene una capacidad de 3 MMSCFD aproximadamente, se tiene un sub-dimensionamiento de la capacidad de tratamiento por lo cual se quema 60% del gas sin tratar disponible (Ver Tabla 21 y Tabla 22). Al final el caudal de gas tratado es de 1.5 MMSCFD aproximadamente.

2.4 Descripción del sistema eléctrico en el Complejo ILYP.

Dentro del Bloque CM, tanto como en el Complejo ILYP la generación de energía eléctrica usa diesel y gas de producción como combustible.

El Campo L desde su estación central, distribuye la energía eléctrica hacia cada una de las locaciones y sus respectivos pozos, de la cual el 70% utiliza gas y apenas el 20% requiere de diesel.

Por el contrario, en el Complejo IYP (Complejo I, Complejo Y y Campo P), la generación se realiza localmente en las islas con el equipo de generación instalado, de la cual aproximadamente 86% utiliza diesel como combustible y 14% para el caso del gas. (Ver Tabla 23).

La fabrica proveedora de los generadores a gas es la Wuakesha, los cuales tienen una potencia nominal de 1500 kw en el Complejo IYP y 750 KW en el Campo L y en ambos se registra una eficiencia operativa promedio de trabajo del 65%.

En las Tabla 24, se describe la capacidad instalada y la capacidad de generación de los equipos en cada locación, aparte del número de unidades operando a diesel y a gas en cada área.

CAPÍTULO 3

3. MODIFICACIONES NECESARIAS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE GAS EN CPF.

3.1 Justificación de la proyección de las necesidades energéticas en el Complejo ILYP

Dentro de los objetivos para la ejecución del proyecto no esta tan solo analizar la situación actual del sistema de tratamiento de gas en CPF sino proyectarla las necesidades futuras de esta pudiendo así optimizar el proceso de tratamiento involucrado con el gas y utilizándolo para generación eléctrica.

Las necesidades futuras responden al proyecto de desarrollo del Complejo ILYP (Complejo I, Complejo Y, Campo P y Campo L) dentro del Bloque CM. Este proyecto contempla la perforación desarrollada de los campos y como consecuencia de esto el caudal de flujo de los fluidos aumentara y las necesidad de mayor capacidad de generación eléctrica, enfocándose en el gas como fluido combustible para los generación a gas.

La proyección de perforación de pozos se tiene estimada con la perforación de 43 nuevos pozos, se detalla en la Tabla 25 (Ver Gráfica 3.1).

En base a la perforación de los nuevos pozos se tiene proyectado el caudal de fluidos que llegaran a la planta, no estará considerado la producción de agua, petróleo y gas del Campo L ya que la producción de este no ingresa a la Planta central de facilidades de producción (CPF) más si la producción de agua necesaria para los cálculos de proyección de generación eléctrica (Ver Tabla 26). En la Gráfica 3.2 se puede observar la tendencia de la producción de gas.

3.2 Determinación de la demanda de generación extra a gas dentro del Complejo ILYP.

Los cálculos para determinar la demanda de generación extra a gas dentro del Complejo ILYP dependen de las siguientes variables:

1. La capacidad actual de generación a diesel se consideró constante.
2. Las locaciones a las que se envia el flujo de gas.
3. La configuración de las bombas de producción ESP.
4. La cantidad de pozos a perforarse por locación y por año.
5. Proyección de fluidos de agua de producción para reinyección.

3.2.1. La capacidad actual de generación a diesel en el Complejo ILYP se consideró constante.

Los nuevos equipos de generación eléctrica necesarios para satisfacer las necesidades proyectadas serán de configuración a gas

<u>Generación Instalada a Diesel al 2006 </u>(Ver Tabla 23):

- Complejo IYP = 13.73 MW
- Campo L = 1.3 MW

3.2.2. Las locaciones a las que se envia el flujo de gas.

Como consecuencia de que no habrá cambios en los equipos instalados de generación eléctrica que utilizan como combustible el diesel en las locaciones de los campos del complejo ILYP y esto pues evitara instalar gaseoductos que trasladen el fluido a cada una de ellas, se mantendrá la configuración inicial:

- Complejo I: Campo Lx: Isla Lx
  Campo J: Isla JA
  Isla JC
- Campo L

3.2.3. La configuración de las bombas ESP para los pozos proyectados.

En base a los reportes de bombas instaladas hasta el año 2006 presentados en la Tabla 27 y Tabla 28, se pudo concluir y con la experiencia de campo de los ingenieros de operaciones que la bomba más común dentro de la configuración de las ESP es la que requiere 400 KW para su operación, habiendo de esta capacidad diferentes modelos tales como:

- La SN 3600
- La SN 2600, etc.

Cada una levanta diferentes ratas de flujo y consumen la misma cantidad de energía (400 Kw).

3.2.4. La cantidad de pozos a perforarse por locación y por año.

Dentro del cronograma de desarrollo y basándose solo en las locaciones a donde se envia el flujo de gas, se tomó en cuenta (Ver Tabla 29):

Complejo I

- Isla JA = 2 pozos

Campo L:

- Plataforma LY = 6 pozos probables
- Plataforma L8 = 5 pozos nuevos

Considerando que:

- El consumo promedio de una bomba ESP es de 400 KW.
- Una bomba por completación bajada en cada pozo.

La carga extra necesaria (Kw) para cubrir la demanda por locación, se detallara en la Tabla 30 y Tabla 31.

3.2.5. Proyección de reinyección de agua de producción.

En orden de poder proyectar las necesidades extras de consumo de energía eléctrica por el aumento de caudal del agua de producción de los nuevos pozos perforados y como consecuencia la reinyección de esta agua una vez tratada. Para determinar esta necesidad utilizamos:

$$\mathrm{Potencia(MW)} = \mathrm{Presion(pascales)} * \mathrm{Caudal}(m^3/s) \quad (1)$$

De las variables utilizadas en esta ecuación, tenemos que se utiliza:

1. Una presión de inyección máxima, obtenida de los reportes diarios de reinyección de agua que asumiremos constante anualmente.

    - Campo L: 2200 psi

    - Complejo IYP: 2600 psi

2. Caudales máximos de agua de producción por año de la proyección de fluidos para los años 2007 al 2010.

Los resultados de la carga extra de energía eléctrica por consumo de reinyección de agua de producción, se presentan en la Tabla 32.

De este análisis se obtuvo que para las necesidades eléctricas dentro del Complejo ILYP al año 2010 (Ver Tabla 33), (Ver Tabla 34), (Ver Tabla 35), se necesitara:

12.08 MW que representan 8.076 MMSCFD

Las adecuaciones de las facilidades de la Planta de Tratamiento de Gas en la Planta de Facilidades Central de Producción (CPF) se realizaran en base a la simulación de procesos con el programa HYSIS 3.2, tomando en cuenta el nuevo caudal de gas proyectado y las condiciones químicas del gas requerido en base a lo que se especifica para generación:

- **Punto de rocío de agua e hidrocarburo no mayor a 8° F a una presión 400 psig.**

- **Fracción molar de CO2 no mayor al 20% a la salida de las membranas.**

Condiciones Exigidas por el UB-15

3.3 Necesidades de equipos adicionales y modificaciones en el sistema de tratamiento de gas en la Planta CPF.

3.3.1 Bases Teóricas

L a simulación de procesos no es más que reproducir la realidad a partir de la resolución numérica mediante un ordenador y formulando un modelo de optimización correcto se podrá identificar las mejores condiciones de operación de acuerdo a una serie de restricciones de tipo técnico y/o económico.

Dentro de una planta de procesos intervienen las operaciones unitarias a través de las cuales se acondiciona al gas al resultado esperado en este caso el gas residual a condiciones de generación. Entre las opciones de procesamiento explicadas en el Anexo 2, se escogió para la remoción de condensados, la refrigeración mecánica para el control del punto de rocío, el cual es un objetivo principal del proyecto, además que es la de más bajo recobro de componentes claves sean estos el $C_{2,}$ C_3. Por otro lado la remoción de CO_2 no es recomendable por debajo del 20% ya que por debajo de esto se comienza a filtrar con el metano quitándole así el poder calorífico siendo esto un efecto indeseable.

El simulador de procesos de facilidades HYSIS 3.2 para facilidades de sistema de gas, basa los cálculos de simulación en la calculación de la separación flash y en la ecuación de estado de Peng Robinson, ambas predicen la cantidad de fluido ya sean estos condensados de agua e/o hidrocarburo en la fase gaseosa. Con mayor detalle se explicara en el Anexo 2 “Ecuación de Peng Robinson”, “Separación Flash”

3.3.2 Simulación del Proceso de enfriamiento y condensación de agua líquida y de hidrocarburos.

Tras la simulación de procesos de enfriamiento y condensación tanto de agua líquida como de hidrocarburos en base a un sistema de enfriamiento de ajuste de punto de rocío con el nuevo caudal de 8.076 MMSCFD, se presenta los resultados como las propiedades físicas, cromatografía y diagrama de fases por cada etapa de tratamiento. Adicionalmente se presentan gráficas donde se presenta la variación de los parámetros con respecto a la presión y temperatura de cada una de las etapas.

Los parámetros principales que se han tomado en cuenta:

1. Caudal de gas (MMSCFD).
2. Caudal de agua (barriles/día).
3. Caudal de hidrocarburo (barriles/día).

4. Fracción molar de CO_2.

5. Fracción molar de H_2O.

Se considera despreciables las pérdidas por fricción en las uniones entre los equipos en el sistema de tratamiento.

Etapas del gas a través del proceso (Ver Figura 3.1):

1. **Etapa I: Entrada al Aero-enfriador (E-103) (Gep)**

   Tras la salida del gas del separador de agua de producción (donde se separan las fases del flujo) a las condiciones de presión y temperatura se encuentra en la zona de estado gaseoso. Las propiedades físicas como su cromatografía se observan en la Tabla 36 y el diagrama de fases en la Gráfica 3.3.

2. Etapa 2: Etapa de Enfriamiento y Condensación en el Separador V-102. (Gas 2)

En el aero-enfriador se baja la temperatura de 185 °F a 110 °F se observa condensación de fase acuosa, en este caso de agua, en la mayoría de las condensaciones después de enfriadores, condensa esencialmente agua y la curva de desarrollo de fases no cambia debido a que esta se ve afectada por el contenido de hidrocarburos y no por el contenido de agua. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 37 y el diagrama de fases en la Gráfica 3.4.

3. Etapa 3: Sistema de Compresión del Gas, Tren A, Tren B y Tren C

El flujo se divide en dos A/B debido a que se cuenta con dos trenes de compresión.

- **Primera Etapa de Compresión**

Gas 2 A/B = Gas de Entrada al Separador V-107-A/B - 1

En el separador V-102 se condensa la fase acuosa (agua) para ingresar al sistema de compresión lo que asegura que a esas condiciones de presión y temperatura no haya dos fases presentes en el flujo de gas. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 38 y el diagrama de fases en la Gráfica 3.5.

Gas 3 / 3-2= Gas de Entrada al Compresor C-107A/B-1

Nuevamente pasa por otro recipiente (V1071-A/B) en caso de algún tipo de condensado se haya generado por los cambios de presión y temperatura y se debe asegurar una calidad de 100% gas para entrar al compresor. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 39 y el diagrama de fases en la Gráfica 3.6

Gas 4 / 4-2: Gas de Salida del Compresor C-107A/B-1

En su primera etapa de compresión alcanza 150 psig y como consecuencia la temperatura aumenta, esto hará que el fluido permanezca en estado gaseoso evitando condensación de líquidos. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 40 y el diagrama de fases en la Gráfica 3.7

Gas 5 / 5-2: Gas de Salida del Aero-enfriador GC-C107A/B-1

Se baja la temperatura manteniendo la presión constante para que condense agua del flujo antes de ingresar a la segunda etapa de compresión.

El gas tal como lo muestra la Gráfica 3.8 se encuentra en una zona de una fase debido a que en la mayoría de las condensaciones después de enfriadores, condensa esencialmente agua y la curva de desarrollo de fases no cambia debido a que esta se ve afectada por el contenido de hidrocarburos y no por el contenido de agua. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 41.

- Segunda Etapa de Compresión

Gas 6 / 6-2: Gas de Entrada al Compresor C-107A/B-2

Los condensados del agua líquida se retienen en el separador de inter-etapa asegurando la calidad del fluido en un 100% estado gaseoso. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 42 y el diagrama de fases en la Gráfica 3.9.

Gas 7 / 7-2: Gas de Salida del Compresor C-107A/B-2.

En la segunda etapa de compresión el gas alcanza una presión de 435 psig y la temperatura aumenta a 286.5°F, a estas condiciones de presión y temperatura el gas presenta una sola fase según la Gráfica 3.10.

Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 43.

Gas 8 / 8-2: Gas Salida del Aero-enfriador GC-C107A/B-2

El gas nuevamente se lo enfría para condensar fases acuosas, en este caso fue el agua líquida a una temperatura de 130 °F y presión constante de 435 psig.

El gas tal como lo muestra la Gráfica 3.11 se encuentra en una zona de una fase debido a que en la mayoría de las condensaciones después de enfriadores, condensa esencialmente agua y la curva de desarrollo de fases no cambia debido a que esta se ve afectada por el contenido de hidrocarburos y no por el contenido de agua. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 44.

Gas 9 / 9-2: Gas de Salida del Separador de Salida V-1073A/B - 2

Una vez recolectado los condensados de agua líquida en el separador se asegura un gas con calidad 100% gas a las condiciones de presión y temperatura según la Gráfica 3.12. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 45.

4. Etapa 4: Primer Ajuste del Punto de Rocío.

Para cumplir con las especificaciones de generación se plantea el primer ajuste de punto de rocío a una temperatura de 55°F ya que si se baja más la temperatura podría condensar líquidos en las membranas.

Gas 10: Gas de Entrada al Intercambiador Gas-Gas

Previamente para ingresar al Intercambiador Gas-Gas el flujo que estaba divido en 2 vuelve a unirse y continua con las mismas características (130 °F a 430 psig) de calidad 100% de gas (Ver Gráfica 3.13), propiedades físicas y cromatografía (Ver Tabla 46).

Gas 10 A: Gas de Salida del Intercambiador Gas-Gas

En el Intercambiador gas-gas, se baja la temperatura al flujo del gas (112°F a 430 psig) por convección con el flujo de gas (94°F) a una menor temperatura que sale ya de esta etapa de ajuste de punto de rocío (separador V-1001). En esta etapa se condensa tanto agua como hidrocarburo líquido tal como se ve en la Gráfica 3.14, aunque como se explico antes esta se ve afectada por el contenido de hidrocarburos y no por el contenido de agua. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 47.

Gas 11: Gas de Salida del Chiller.

En el Chiller con el refrigerante R22, enfría al gas por debajo del punto de rocío (85°F a 50 psig) llegando a una temperatura de 55 °F a 420 psig. Esto hace que el gas saque la mayor cantidad de condensados de agua líquida y de hidrocarburos líquidos, tal como lo muestra la Gráfica 3.15, aunque como se explico antes esta se ve afectada por el contenido de hidrocarburos y no por el contenido de agua. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 48.

Gas 12: Gas de Salida del Separador Trifásico.

Una vez que ha recolectado los condensados tanto de agua líquida como hidrocarburo liquido en el separador V-1001, el flujo que se obtiene tiene una sola fase siendo 100% calidad gas tal como lo muestra la Gráfica 3.16 a una temperatura de 55 °F sobre la temperatura de formación de hidratos. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 49.

5. Etapa 5: Sistema de Pre-Tratamiento de Membrana.

Gas 13: Gas de Entrada al Sistema de Pre-tratamiento de Membranas.

El gas entonces para entrar al Sistema de Pre-Tratamiento de Membranas debe tener una temperatura mayor de 112 °F por lo cual se hace pasar por el intercambiador Gas – Gas donde el flujo (Gas 13) recupera la temperatura que le cede el gas que entra al sistema, siendo entonces el Gas 12 el gas enfriador de este equipo. Al aumentar la temperatura del flujo se asegura que se mantenga en una sola fase Gráfica 3.17. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 50.

Gas 14: Gas de Entrada al Guard Bed.

En el Filtro Coalescedor seguirá su tratamiento, reteniendo partículas y gotas de líquido. Luego pasa al filtro poalescedor y luego al calentador. Manteniendo la temperatura de este gas (calidad 100 % gas) (Ver Gráfica 3.18). Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 51.

6. Etapa 6: Sistemas de Membranas

Gas 15: Gas de Entrada al Sistema de Membranas X-100.

El gas tras el Guard Bed asegura el no ingreso de fracción de líquido es decir totalmente en estado gaseoso (Ver Gráfica 3.19). Esto es importante recalcar ya que en caso de que se formaran líquidos en la membrana esto podría afectar en el rendimiento de esta y provocar daños a estos equipos. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 52.

Gas CO_2 de Salida al Flare

Este gas tiene más del 90% de fracción molar de CO_2 y a las condiciones de temperatura y presión se mantiene gaseoso. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 53 y el diagrama de fases Gráfica 3.20.

Residuo: Gas residuo de Salida del Sistema de Membranas

Gas removido aproximadamente 30% de fracción molar de CO_2. Por las condiciones de presión y temperatura se mantiene en estado gaseoso. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 54 y el diagrama de fases Gráfica 3.21.

7. Etapa 7: Segundo Ajuste de Punto de Rocío.

El gas residuo proveniente del sistema de membranas (MB-11), ingresará en primer lugar a los intercambiadores E-112(gas-gas) y E-113 (gas – líquido) dividiendo el flujo total en forma equivalente (385 psig y 123 °F), donde se pre-enfriará hasta una temperatura cercana a los 39 °F aprovechando las corrientes de gas e hidrocarburo líquido frío del separador V-1002 respectivamente.

19: Gas de Entrada al Intercambiador Gas-Gas.

Este flujo de gas se mantiene en estado gaseoso ya que no ha sufrido ningún cambio de condiciones físicas sean estas presión y temperatura. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 55 y el diagrama de fases Gráfica 3.22.

21: Gas de Entrada al Intercambiador Gas-Liquido

Este flujo de gas se mantiene en estado gaseoso ya que no ha sufrido ningún cambio de condiciones físicas sean estas presión y temperatura. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 56 y el diagrama de fases Gráfica 3.23.

10: Gas de Salida del Intercambiador Gas- Gas

Este gas ya enfriado a 33.97 °F por debajo de la temperatura de formación de hidratos 50 °F nos muestra que condensa mayores fracciones de agua como de hidrocarburos líquidos. Esto nos indica que se está moviendo la curva de punto de rocío a una temperatura más baja, que luego alcanza los 4 °F, aunque como se explico antes esta se ve afectada por el contenido de hidrocarburos y no por el contenido de agua. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 57 y el diagrama de fases (Gráfica 3.24).

22: Gas de Salida del Intercambiador Gas-Liquido.

Este gas ya enfriado a 33.97 °F por debajo de la temperatura de formación de hidratos 50 °F muestra que condensa mayores fracciones de agua como de hidrocarburos líquidos. Esto nos indica que se está moviendo la curva de punto de rocío a una temperatura más baja, que alcanza los 4 °F. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 58 y el diagrama de fases (Gráfica 3.25).

Gas 16: Gas de Entrada al Chiller

El flujo de gas divido en 2 se unen para el ingreso al chiller**.** Luego del enfriamiento en los intercambiadores el gas llega con una temperatura de 33°F obviamente arrastrando condensados de agua e hidrocarburo liquido. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 59 y el diagrama de fases, el cual se ve afectada por el contenido de hidrocarburos y no por el contenido de agua. (Gráfica 3.26). Previo al ingreso se inyecta metanol a la linea para asi evite la formación de hidratos del flujo de gas y se tapone la línea.

Gas 17: Gas de Salida del Chiller.

En el chiller se baja la temperatura hasta 4°F a 400 psig, muy por debajo de la temperatura de formación de hidratos señalada como 55°F razón por la cual se forman condensados de agua líquida e hidrocarburo líquido (Ajuste del Punto de rocío). Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 60 y el diagrama de fases el cual se ve afectado por el contenido de hidrocarburos y no por el contenido de agua. (Gráfica 3.27).

Gas 18: Gas de Salida del Separador Trifásico

El flujo de gas a una temperatura de 4°F a 400 psig (Punto de rocío), es liberado de todos los condensados tanto de agua líquida como de hidrocarburo liquido en el separador V-1002, dejando un gas seco a esas condiciones, esto asegura una calidad 100% de gas (Gráfica 3.28) y evitara que a temperaturas más altas que se condense algún liquido. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 61.

8. Etapa 8: Sistema de distribución a las locaciones

Gsd: Gas al Sistema de Distribución.

El gas ya que se elevo la temperatura a 80°F de los 4°F a 400 psig aproximadamente, se entiende estará por encima de la zona de dos fases y tendrá calidad

100% de gas según la Gráfica 3.29. Las propiedades físicas y la cromatografía del gas se observan en la Tabla 62.

Se obtiene como caudal final de gas tratado 3.301 MMSCFD

La representación de los parámetros más importante se podrá visualizar en las Gráfica 3.30 y Gráfica 3.31.

De los gráficos se puede indicar lo siguiente:

Gráfico 3.30:

- En la primera etapa de enfriamiento (E-103) se condensa agua líquida (barriles/día).

- En cada etapa de enfriamiento, tras la compresión (COM-107 A/B/C) se condensa agua líquida (barriles/día).

- En la primera etapa de ajuste de punto de rocío se condensa tanto agua líquida como hidrocarburos debido al ajuste de la temperatura a la temperatura de formación de hidratos (55°F @ 420 psig).

- En la segunda etapa donde se ajusta el punto de rocío a 4°F @ 400 psig, se condensa tanto agua líquida como hidrocarburos del flujo de gas.

<u>Gráfico 3.31:</u>

- En la etapa de remoción de CO_2, en el sistema de membranas se observa claramente que baja a aproximadamente 20%.

- La fracción de H_2O baja desde la etapa de enfriamiento, compresión y ajuste de punto de rocío donde cae notablemente, sin embargo es en la segunda etapa de ajuste donde elimina totalmente la fracción de agua de la composición química del gas. Esto evitara condensación por encima de esta temperatura 4 °F a 420 psig.

3.3.3 Modificaciones requeridas dentro del proceso del Sistema de tratamiento.

El sistema estará compuesto por los siguientes sistemas:

- Sistema de Refrigeración Aire/Aire – (Aero-enfriador E-103).
- Sistema de recolección de líquidos condensados a baja presión – (Separador V-102).
- Sistema de compresión de dos etapas - (COM-107 A/B/C).
- Sistema de ajuste de punto de rocío (Etapa 1).
- Sistema de pre-tratamiento para membranas.
- Sistema de remoción de CO_2 -membranas (MB-11).

- Sistema de ajuste de punto de rocío (Etapa 2).
- Sistema de recolección de líquidos condensados a alta presión - (Separador V-112).
- **Aero - enfriador de entrada (E-103).**

Teniendo en cuenta la capacidad aproximada del diseño requerida para el nuevo sistema del tratamiento del gas de 8076 MSCFD, se recomienda el reemplazo del equipo existente, por un nuevo aero-enfriador de mayor capacidad.

- **Separador de entrada (V-102).**

Tras desarrollar el criterio de verificación del separador, explicado en el Anexo 3, se concluye lo siguiente:

- No habrá cambio de equipo.

- Se recomienda adaptar un demister en el equipo

- **Sistema de enfriamiento existente (SK-2 A/B).**

El rango de enfriamiento de este equipo no es suficiente ya que tan solo alcanza 5 o 6 º F y por su ubicación aguas arriba del sistema de compresión es decir a baja presión no condensa líquidos, es recomendable colocar este sistema en alta presión de forma tal de lograr mayor separación de pesados posible. Teniendo en cuenta esto, se recomienda remover el sistema de refrigeración actual e instalar un nuevo sistema de enfriamiento aguas abajo del sistema de compresión para ajuste de punto de rocío.

- **Sistema de compresión (COM-107 A/B/C).**

Este sistema será modificado (independizando los separadores de succión, inter-etapa y descarga; y los aero-enfriadores de inter-etapa y descarga) de forma tal que los compresores A y B puedan operar en paralelo llevando la capacidad total a aproximadamente 6760 MSCFD. Adicionalmente, se instalará una tercera unidad (C) con las mismas características de los equipos existentes. Este equipo permanecerá en stand-by como unidad de back up.

- **Sistema de ajuste de punto de rocío (Etapa 1)**

Se incorporará la primera etapa de ajuste de punto de rocío a 55 °F a 425 psig. El objetivo de esta primera etapa de ajuste es de evitar formación de líquidos (condensación) en el Sistema de Membranas.

Está formado por un intercambiador gas-gas (E-111), un chiller (E-110) y un separador trifásico (V-1001). El fluido refrigerante utilizado en el Chiller (E-110) es el R-22, teniendo en cuenta su disponibilidad en Ecuador, el sistema del refrigerante se detallara con mayor descripción en el Anexo 4.

El hidrocarburo líquido será enviado al sistema de estabilización detallado en el Anexo 4.

- **Sistema de Pre-tratamiento de membranas**

De acuerdo a las recomendaciones del fabricante, el sistema de filtros existentes (coalescedor, polishing y guard bed) tienen capacidad suficiente para manejar el nuevo caudal de ingreso a las membranas y la verificación del calentador en línea (HT-10.01) detallado en el Anexo 4, se considera que esta dentro del rango de operación de temperatura.

- **Sistema de membranas (MB-11).**

El sistema de membranas actual está compuesto por dos bancos de 3 tubos cada uno.

Basado en las recomendaciones de Prosep, los 6 tubos existentes deberán ser recargados completamente con 36 nuevos módulos (Tipo CA-0840LXe). Adicionalmente, un nuevo skid de 4 tubos con 24 módulos deberá incorporarse para alcanzar la capacidad de 8 MMSCFD.

1. El gas residuo (385 psig y 123°F) con un contenido molar de CO_2 inferior al 20% será dirigido al sistema final de ajuste de punto de rocío (2da etapa).

2. El permeato (6 psig y 85°F) será enviado al sistema de flare de la planta.

- **Sistema de ajuste de punto de rocío (2da etapa).**

Este sistema estará formado por:

- Intercambiador Gas-Gas (E-112).
- Intercambiador Gas-Líquido (E-113).
- Chiller (E-114) (con refrigerante R-22).

- Separador Trifásico (V-1002)

Con este sistema el gas quedará finalmente acondicionado con un punto de rocío aproximado de 4°F @ 400 psig.

En este caso, la temperatura del gas de salida (4 °F) se encuentra por debajo de la temperatura de formación de hidratos en las condiciones de operación. Para desplazar la temperatura de formación de hidratos por debajo de la operativa, se requiere la inyección de metanol, este sistema esta detallado en el Anexo 4. Para ello se han previsto boquillas de inyección en el ingreso del gas al chiller.

El hidrocarburo líquido será enviado al sistema de estabilización (Ver Anexo 4).

.

- **Separador V-112A**

  En este equipo no se espera formación de condesados teniendo en cuenta el ajuste de punto de rocío, por lo tanto, se mantiene el mismo separador.

- **<u>Sistema de distribución de gas</u>**

  Con el punto de rocío alcanzado en el gas tratado, no se espera condensación en las líneas de transporte, teniendo en cuenta la temperatura ambiente mínima registrada de 70°F.

3.4 Características del gas obtenido del Sistema de tratamiento para generación eléctrica.

Tras la simulación de procesos de facilidades de gas, se obtuvo el flujo de gas presentado en la Tabla 63.

El gas de salida simulado cumple con los rangos y características del gas necesario para la generación eléctrica, ya que:

- Tiene un menor porcentaje en la fracción molar de CO_2 que es aproximadamente 21%.

- La fracción molar del agua cumple totalmente ya que se reduce en un 100%, bajando el punto de rocío para agua e hidrocarburo de 86 °F a 50 psig a 4 °F a 420 psig, evitando que condense hidrocarburos o agua líquida por las líneas de distribución a las locaciones dañando los equipos de generación, debido a caídas de presión o temperatura.

En base a esta descripción se decidió comprar el generador Wuakesha detallado en la Tabla 64.

Tras la simulación se proyecta una mejora en la eficiencia operativa de trabajo promedio de los generadores Wuakesha debido al acondicionamiento del gas de un 85%, siendo esta inicialmente de un

65%, este dato fue proporcionado por el técnico a cargo de estos equipos.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez finalizado la optimización y ampliación del sistema de tratamiento de gas se realiza el análisis comparativo de ganancia económica con respecto a la mejora de la eficiencia operativa de trabajo. Para esto se elabora una lista de los equipos nuevos que son necesarios en el nuevo sistema con sus respectivos accesorios. Además se detalla en forma referencial un presupuesto de gastos y al finalizar se realiza una justificación de la inversión.

4.1 Listado de los Equipos del Nuevo Sistema

Los equipos totales a usarse dentro de la ampliación están detallados en la Tabla 65.

4.2 Presupuesto de Gastos.

En la Tabla 66 muestra los costos del desarrollo del estudio del sistema de tratamiento de gas, adicional contiene los costos de los materiales y equipos requeridos para este nuevo sistema, este presupuesto fue hecho a partir del 2007 antes de empezar su funcionamiento.

En la Tabla 67, contiene los costos de la instalación del mejoramiento del nuevo sistema de tratamiento de gas y rubros adicionales necesarios para la inversión de esta, este presupuesto fue elaborado a partir del año 2008 donde inicia la instalación del nuevo sistema de gas.

En la Tabla 68 se muestra un presupuesto del costo de inversión total del Mejoramiento de Sistema de Tratamiento de Gas CPF. El funcionamiento del nuevo sistema de tratamiento de gas inicia su funcionamiento a finales del 2008, con un costo de inversión de $5’310.000 (Ver en la Tabla 68).

El Capitulo 2 muestra que la capacidad de generación (KW) instalada en cada una de las locaciones es mayor que la que se genera y requerirá (KW), evitando así una compra desmedida de generadores.

Solo se incorporará nuevos generados a gas para el sistema de reinyección en la planta CPF. Utilizando un generador con una potencia de 1100 KW trabajando a una eficiencia de 0.85 % que sería 935 Kw., se puede observar en la Tabla 69 el número de generadores que necesitamos por año.

4.3 Justificación de la Inversión

La inversión se ve justificada en la reducción del costo de generación a gas con una mayor vida útil.

En la Tabla 70 se obtiene que a una mayor eficiencia de 85% se genera mayor capacidad de kw en un menor tiempo, alcanzando lo requerido en los primeros meses del 2009, podiendo asi evitar la compra de los generadores extras del 2009 y 2010.

Los costos anuales de operación de los Generadores a gas funcionando con una eficiencia de aproximadamente 65%, teniendo en cuenta que el costo promedio anual de mantenimiento de un generador a gas es aproximadamente $12111.36.

Se proyectó con la incorporación de la nueva planta de tratamiento la eficiencia de los generadores mejorará a un 85%, entonces el costo de generación a partir del 2008 por 1 KW generado disminuirá.

La diferencia entre los costos por cada KW/hr generado a las diferentes eficiencias dará un ahorro en USD, de 0.017 USD por día. (Ver tabla 71).

Con el mejoramiento de la eficiencia en los nuevos generadores a gas trabajando a 85%, se obtendrá como beneficio evitar que los generadores se dañen, obteniendo así un mayor tiempo de vida útil.

Se realizará menos mantenimientos correctivos (overhaul) en los generadores a gas aproximadamente cada 5 años. Cabe recalcar que actualmente se están realizando de 2 a 3 mantenimientos correctivos al año en cada generador a gas. El costo promedio de cada mantenimiento correctivo de un generador a gas es $170000 aproximadamente.

Posterior al ahorro que obtenemos por el mejoramiento de la eficiencia y el ahorro en los mantenimientos a los generadores a gas, tenemos otros beneficios como el ahorro por disminución de costo operativo del costo de barril de petróleo, además que a causa de esta mejor se podría recuperar condesados estables los cuales aproximadamente serían 100 BPD y con el precio actual del crudo la inversión se pagaría rápidamente, sin embargo estos puntos no los cubre el presente proyecto.

CONCLUSIONES

Tras la realización del proyecto evaluado tanto técnico y económico se llego a las siguientes aseveraciones:

1) El proceso tal como estaba estructurado no cumple con las característica del gas requeridas para generación ya que el punto de rocío es de 86 ° F @ 50 psig teniendo arrastre de hidrocarburos líquidos y agua líquida. Por estas razones el sistema de tratamiento de gas es mejorado.

2) El sistema de proceso más idóneo para el tratamiento de gas para la optimización es el sistema de refrigeración mecánica.

3) Con el mejoramiento del sistema del tratamiento del gas, el gas requerido tiene un Punto de Rocío de agua e hidrocarburo de 4 ° F @ 400 psig y su fracción molar de CO_2 aproximadamente del 20% a la salida de las membranas, teniendo en cuenta los requerimientos de los motores de generación eléctrica instalados en el campo.

4) Las modificaciones del nuevo sistema de tratamiento del gas son las siguiente:

   - Reemplazar el Aero-Enfriador de Entrada actual y colocar uno de mayor capacidad (8.076 MMSCFD).

   - Colocar un demister al Separador V-102 para evitar el arrastre de líquido en el gas de salida.

   - Remover el sistema de refrigeración actual Sk-2 A/B e instalar un nuevo sistema de enfriamiento aguas abajo del sistema de compresión para ajuste de punto de rocío con un circuito de refrigeración en dos etapas, donde el primer ajuste se realizó aguas arriba de la membrana hasta una temperatura tal que asegure que no exista condensación en estas; y el ajuste final se realizó aguas debajo de esta hasta alcanzar las condiciones requeridas.

- Independizar el sistema de compresión COM-107A/B de forma tal que los compresores A y B puedan operar en paralelo.
- Instalar una tercera unidad (C) con las mismas características de los equipos existentes, de forma tal que el sistema de compresión cuente con un back up.
- Recargar completamente los 6 tubos existentes en el sistema de membrana con 36 nuevos módulos (Tipo CA-0840 LXe).
- Adicionar un nuevo skid de 4 tubos con 24 módulos para alcanzar la capacidad del diseño.

5) Con el punto de rocío alcanzado en el gas tratado, no se espera condensación en las líneas de transporte, teniendo en cuenta la temperatura ambiente mínima registrada de 70 ° F.

6) Sastiface los requerimientos de demanda eléctrica del Complejo ILYP 2007-2010.

7) Los costos de inversión anuales fueron los siguientes:

   - $ 3’285.898 en el año 2007.
   - $ 1’915.000 en el año 2008.

8) Con la incorporación de la nueva planta de tratamiento obtenemos los siguientes beneficios mencionado a continuación:

   - Mejora la eficiencia de los generadores aproximadamente a 85%.
   - Se reducirá el número de mantenimientos correctivos en los equipos a cada 5 años.
   - El ahorro por disminución de costo operativo del barril de petróleo

9) Cabe recalcar que análisis económico que se realizo fue realizado en base de proyecciones dentro de los años 2007 hasta el 2010.

10) Los sistemas adicionales tratados en los anexos 3, no están dentro del estudio del presente trabajo sin embargo por su conexión con el mismo se los menciona detallándolos brevemente.

11) El ahorro del costo operativo del barril del petróleo y la recuperación por la estabilización de condensados se menciona como posibles beneficios sin detallarlos dentro del proyecto.

RECOMENDACIONES

Asimismo se determinó recomendaciones correctivas y preventivas a tomarse según el diagnóstico realizado como se indica a continuación:

1) El presente análisis está contemplado en función del desarrollo del Complejo ILYP con la perforación de nuevos pozos (2007-2010), se estimaría hacer la revisión periódica del proceso, cabe recalcar que el presente estudio utilizó datos de predicciones de fluidos y conjetura la no condensación a lo largo de las líneas de distribución.

2) Verificar las instalaciones de la batería de producción para asegurar primordialmente que se tenga la capacidad para procesar el petróleo, se debe verificar detalladamente la capacidad en todos los trenes de separación en CPF, desde los separadores de producción FWKO's, en caso de detectarse deficiencias en tratamiento se debe tomar las medidas correspondientes para ampliar su capacidad.

3) En el caso del agua, su incremento es muy significativo y se recomienda empezar análisis de optimización del tratamiento y distribución del agua para inyección, recuperar al máximo el aceite en agua contenido y eliminar en la medida de lo posible los sólidos contenidos, asimismo se debe verificar la capacidad de inyección tanto en facilidades como en recepción de pozos, en caso de no tener capacidad suficiente , de manera urgente debe ampliarse la capacidad de inyección y/o buscar nuevos objetivos en la inyección.

5) El proveedor de cada equipo del sistema de tratamiento de gas podrá recomendar el uso de revestimiento interno, de acuerdo a su experiencia y a las características del gas.

6) Para cada una de las locaciones existente en el Bloque CM, tratar de evitar que el fluido que llega a los equipos de generación este al contacto de la temperatura ambiente, colocando protecciones alrededor de las líneas de distribución en los puntos de mayor perdidas de presión y temperatura, sean estos techos o cubiertas evitando así la formación de condensados.

7) Para el caso de la generación en el Campo L, evitar al máximo la mezcla del gas con el residual de PetroIndustrial y el de la misma locación. Se podría contemplar un estudio e implementación igual de un sistema de tratamiento en la estación principal.

8) Esta información adecuadamente manejada permitirá una mejor planificación de los mantenimientos y de la operación de los equipos tanto como los del sistema de tratamiento como los equipos de generación.

9) Adicional este sistema debido a su facilidad de expansión, puede abarcar otros procesos anexos al sistema de enfriamiento que aquí no se han tenido en cuenta.

BIBLIOGRAFÍA

1. B. CRAFT Y M. F HWAKINS, INGENIERÍA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS.

2. CAMPBELL JOHN, PETROLEUM FLUID FLOW SYSTEMS, FIRST EDITION, 1983, CAMPELL PETROLEUM SERIES.

3. HIMMELBLAU, D. M., BISCHOFF, K.B., “ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE PROCESOS”, ED.REVERTE (1976).

4. HYPROTECH LTD. “HYSIS REFERENCE MANUAL” (2001).

5. KATZ, DONALD, HANDOBOOK OF NATURAL GAS ENGINEERING.

6. SIVALSS C. RICHARD, PRODUCTION FACILITIES DESGN MANUAL

7. TEUSACA, CURSO TEÓRICO PRÁCTICO HYSIS CON ENFÁSIS EN DISEŇO EN PLANTA DE GAS NATURAL.

8. TECNA, MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS CPF Y SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (ENERO 2007).

9. THE GPSA ENGINEERING DATA BOOK TWELTH EDITION (Electronic).

10. WIKIPEDIA – 2007 “ECUACIÓN DE PENG ROBINSON”.