

ADECUACIÓN DE LA PLANTA DE GAS DEL CAMPO ABANICO

**JUAN ANTONIO RIVERA MULETT
EDITH RODRIGUEZ DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA**

2011

ADECUACIÓN DE LA PLANTA DE GAS DEL CAMPO ABANICO

JUAN ANTONIO RIVERA MULETT

EDITH RODRIGUEZ DÍAZ

**Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en
Ingeniería de Gas**

DIRECTOR

AGUSTIN VILLAMIL CAÑÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A los campesinos de Colombia...
Juan Antonio Rivera Mulett

A Dios, a mis Padres Marco y Mercilia, y a mi esposo Eduardo.
Por su amor, cariño, por ser ellos la razón y la motivación.

Edith Rodríguez Díaz

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

A Pacific Rubiales Energy, por apoyar mediante sus políticas la capacitación y entrenamiento de sus empleados, por el acceso a la información y recursos que hicieron posible la realización de este proyecto.

A nuestros jefes: Antonio Jimenez, Juan Carlos Quintero, Eduardo Gutierrez, por permitirnos cursar esta especialización.

A los profesionales docentes que compartieron sus amplios conocimientos y experiencia en la Industria del Gas.

A nuestros compañeros, a nuestro director de proyecto Ing. Agustin Villamil Cañón, y al Ing. Nicolás Santos por sus enseñanzas y motivación.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
 1. GENERALIDADES	 18
1.1 ALCANCE	18
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
1.3. OBJETIVOS	19
1.3.1 Objetivo General	19
1.3.2 Objetivos Específicos	19
1.4 JUSTIFICACION	20
1.5. MARCO DE REFERENCIA	20
1.5.1 Marco Teórico	20
1.5.2 Marco Conceptual	21
1.5.3 Marco Espacial	23
 2. IMPLEMENTACION DE LOS OBJETIVOS	 24
2.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DEL TRATAMIENTO DE GAS EN EL CAMPO ABANICO.	 24
2.1.1 Propiedades del Gas Natural	29
2.1.2 Instalaciones De Producción Del Campo Abanico	36
2.1.3 Procesamiento Y Tratamiento Del Gas Natural	38
2.1.3.1 Separación.	38
2.1.3.2 Compresión.	40
2.1.3.3 Endulzamiento.	43
2.1.3.4 Deshidratación.	51
2.1.3.5 Refrigeración.	59

2.1.4 Transferencia De Custodia	60
2.2 OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO DEL GAS EN EL CAMPO ABANICO	62
2.3 VALIDACIÓN DE DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL PROCESO	66
2.3.1 Validez de la Simulación	73
2.4 ANÁLISIS FINANCIERO	84
2.4.1 Flujo De Caja	88
2.4.2 Calculo De Los Indicadores De Rentabilidad.	90
2.5 ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRATAMIENTO DE GAS	91
3. CONCLUSIONES	95
BIBLIOGRAFÍA	96

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama de fases de un gas húmedo.	30
Figura 2. Esquema General de las instalaciones del Campo Abanico.	37
Figura 3. Procesamiento y tratamiento del gas.	38
Figura 4. Componentes internos de un separador horizontal bifásico y trifásico.	40
Figura 5. Compresor primera etapa	42
Figura 6. Compresor segunda etapa	42
Figura 7. Selección del proceso de endulzamiento del gas.	46
Figura 8. Fórmula estructural de las aminas usadas para el tratamiento del gas natural.	49
Figura 9. Proceso típico de amina.	51
Figura 10. Recorrido del gas en la torre de glicol.	53
Figura 11. Recorrido del glicol en el proceso de deshidratación.	54
Figura 12. Torre deshidratadora de glicol del Campo Abanico.	56
Figura 13. Interrelación entre el punto de rocío de agua y punto de rocío de hidrocarburos.	57
Figura 14. Regenerador de glicol del Campo Abanico.	58
Figura 15. Ubicación de los tubos del intercambiador de calor.	59
Figura 16. Chiller de refrigeración.	60
Figura 17. Características generales de los procesos de endulzamiento	65
Figura 18. Selección de componentes en Hysys.	75
Figura 19. Especificación de la corriente inicial del proceso en Hysys.	76
Figura 20. Especificación de la Torre Contactora en Hysys.	76
Figura 21. Especificación de la válvula VLV-100 en Hysys.	77
Figura 22. Especificación del Intercambiador de Calor.	77
Figura 23. Especificación de la columna de regeneración de Amina.	78

Figura 24. Especificación de la Bomba de Amina.	79
Figura 25. Especificación del sistema de refrigeración de Amina.	79
Figura 26. Simulación en HYSYS de la Planta de Amina en Campo Abanico	80
Figura 27. Esquema de la planta de amina Campo Abanico.	81
Figura 28. Efecto del incremento en la tasa de circulación	83
Figura 29. Desmonte y cargue de equipos hacia el taller.	92
Figura 30. Desmontaje de instrumentación.	92
Figura 31. Internos de la torre contactora.	93
Figura 32. Fabricación de Intercambiador de Calor.	94
Figura 33. Planta de Amina Campo Abanico.	94

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características del gas del Campo Abanico, separador general.	31
Tabla 2. Características del gas del Campo Abanico, gas de anulares.	32
Tabla 3. Características del gas del Campo Abanico, gas de Abanico 20.	33
Tabla 4. Propiedades fisicoquímicas del gas	35
Tabla 5. Riesgos para la salud del H ₂ S	43
Tabla 6. Comparación entre aminas.	47
Tabla 7. Especificaciones de calidad del gas natural.	61
Tabla 8. Características del proceso.	66
Tabla 9. Requerimientos del intercambiador de calor	68
Tabla 10. Requerimientos estimados de energía	69
Tabla 11. Resultados Intercambiador de Calor para una amina DEA.	71
Tabla 12. Resultados de energía estimada usando Amina DEA.	71
Tabla 13. Principales parámetros de los sistemas de aminas.	72
Tabla 14. Composición del Gas usado en el modelo de simulación.	74
Tabla 15. Producción estimada de gas a cuatro años.	85
Tabla 16. Índices financieros	86
Tabla 17. Inversiones	86
Tabla 18. Producción neta estimada	87
Tabla 19. Inversiones Detalladas	88
Tabla 20. Indicadores Financieros del flujo de caja.	89
Tabla 21. Indicadores de rentabilidad.	91

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Pronóstico de producción del pozo Abanico 20.	26
Gráfica 2. Pronóstico de producción de gas Abanico Norte.	27
Gráfica 3. Pronóstico de producción de gas del Campo Abanico, Gas de separadores y anulares	28
Gráfica 4. Pronóstico de producción de gas disponible del Campo Abanico	28
Gráfica 5. Diagrama de fases del separador general del Campo Abanico	34
Gráfica 6. Diagrama de fases del gas de anulares del Campo Abanico.	34
Gráfica 7. Diagrama de fases del gas de Abanico Norte del Campo Abanico.	35
Grafica 8. Producción estimada de gas a cuatro años.	85
Gráfica 9. Ingresos Vs. Egresos (Flujo de Caja).	90

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Endulzamiento de Gas con MEA	67
Ecuación 2. Endulzamiento de Gas con DEA (Convencional)	67
Ecuación 3. Endulzamiento de Gas con DEA (Carga alta)	67
Ecuación 4. Endulzamiento de Gas con DGA	68
Ecuación 5. Diámetro de un contactor	69
Ecuación 6. Diámetro del regenerador	69
Ecuación 7. Procedimiento	70
Ecuación 8. Procedimiento	71
Ecuación 9. Procedimiento	72
Ecuación 10. Procedimiento (Punto encima del alimentador)	72

RESUMEN

TITULO: ADECUACIÓN DE LA PLANTA DE GAS DEL CAMPO ABANICO*

AUTORES: JUAN ANTONIO RIVERA MULETT
EDITH RODRIGUEZ DÍAZ**

PALABRAS CLAVES: Tratamiento Del Gas, Endulzamiento, Aminas, Reglamento Único De Transporte “RUT”.

Actualmente, la demanda y consumo de gas natural se han incrementado a nivel nacional, no sólo por ser un combustible económico y ambientalmente limpio, sino además porque aporta estratégicamente al desarrollo de la industria, lo cual hace necesario encontrar más yacimientos que brinden este recurso.

El propósito de este trabajo es adecuar la Planta de Gas del Campo Abanico para el tratamiento de gas ácido, en él se presenta una descripción de las propiedades de los fluidos producidos (gas), y las instalaciones de gas existentes en el Campo, el lector podrá identificar los procesos que requiere el gas de acuerdo a los parámetros de calidad estipulados en el Reglamento Único de Transporte (RUT) para su uso, comercialización y distribución, para posteriormente establecer las alternativas para la optimización de esta planta, encontrando que la mejor alternativa es incorporando un proceso de endulzamiento por aminas.

Se realiza un diseño de una planta de endulzamiento por aminas, teniendo en cuenta las características y la cantidad del gas producido. Finalmente se evaluaron las ventajas de las instalaciones mediante el uso del simulador para establecer la viabilidad técnica y económica del tratamiento, en donde se obtuvo un análisis financiero donde se concluye que es un proyecto económicamente viable debido a que su flujo de caja representa una relación costo beneficio alto.

* Trabajo de Grado, Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Ingeniería de Gas. Director: Agustín Villamil Cañón.

ABSTRACT

TITLE: ADAPTATION OF THE GAS PLANT IN THE ABANICO FIELD^{*}

AUTHORS: JUAN ANTONIO RIVERA MULETT
EDITH RODRIGUEZ DÍAZ^{**}

KEY WORDS: Gas Process, Amine Sweetening, Reglamento Único De Transporte “Rut”.

Actually the demand of Natural gas has increase significantly and is believed by many to be the most important energy source for the future. The abundance of natural gas, worldwide as well as domestically, coupled with its environmental soundness and multiple applications across all sectors, means that natural gas will continue to play an increasingly important role in meeting demand for energy in Colombia and around the world. Exploration is the key to find more resources helping to develop the natural gas industry.

This document will address the process of an existing gas plant in the Abanico field, the reader will find witch steps are needed to treat the raw gas so can comply with the Colombian regulation and the “Reglamento Unico de Transporte” – RUT, so can be use domestically and industrially. At the end this document shows alternatives to optimize the process finding that the best option is sweetening by amine.

Simulations using Hysys helped to dimension an amine sweetening skid, where the two most important variables for the final choice where: the gas composition and the volume. Finally the financial evaluation shows that the project is viable with an interesting return of capital even for a small gas project, showing that marginal fields around the country have the possibility of finding an important source of income on the flare gas.

^{*} Thesis, Monograph

^{**} Faculty of Physical – Chemical, Petroleum Engineering Department, Specialization in Gas Engineering.
Director: Agustin Villamil Cañón.

INTRODUCCIÓN

El gas natural es la fuente de energía fósil que ha conocido el mayor avance desde los últimos años, además actualmente representa la quinta parte del consumo energético mundial, ya que este se utiliza como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y de transporte terrestre.

Este proyecto hace parte del propósito que tienen actualmente las compañías operadoras de los campos de Petróleo y Gas, en el mayor aprovechamiento del Gas Natural.

El propósito es optimizar las instalaciones de la planta de gas del Campo Abanico para el tratamiento de gas ácido, a fin de cumplir los parámetros de calidad establecidos por el Reglamento Único de Transporte (RUT) para hacer posible su comercialización y distribución.

1. GENERALIDADES

1.1 ALCANCE

Adecuar la Planta de Gas del Campo Abanico para el tratamiento de gas ácido, con el fin de cumplir los parámetros de calidad establecidos por el Reglamento Único de Transporte (RUT) para su comercialización y distribución.

La finalidad de este trabajo de monografía es entregar el gas producido bajo los parámetros de calidad estipulados en el Reglamento Único de Transporte RUT, para su respectiva comercialización y distribución.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

A partir de diciembre de 1999, mediante la resolución 071, la Comisión Reguladora de Energía y Gas de Colombia (CREG) estableció el Reglamento Único de Transporte (RUT). Una serie de normas expedidas por la CREG que reglamentan la actividad de las empresas que prestan el Servicio de Transporte de Gas Natural y su interrelación con los demás Agentes.

La planta de gas del Campo Abanico no cumple con las características para manejar gas con CO₂ y gases con fracciones pesadas, por lo anterior se hace necesario adecuar la planta existente incorporando un proceso de endulzamiento de gas y un proceso de refrigeración.

El propósito de este trabajo consiste en optimizar las instalaciones de la planta de gas del Campo Abanico para el tratamiento de gas, con el fin de cumplir los parámetros de calidad establecidos por el Reglamento Único de Transporte (RUT).

1.3. OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Adecuar la planta de Gas de Campo Abanico para llevar el gas a especificaciones de venta.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Identificar las condiciones actuales del tratamiento de gas en el Campo Abanico.
- Definir la mejor alternativa para optimizar el tratamiento del gas en el Campo Abanico.
- Realizar una simulación para verificar el funcionamiento de la alternativa seleccionada.
- Evaluar la viabilidad técnica y financiera de la alternativa seleccionada.
- Adecuar las instalaciones de tratamiento de gas ácido en superficie para remover condensados, contenidos de CO₂ y agua.

1.4 JUSTIFICACION

La demanda de gas natural está creciendo a nivel nacional, no sólo por ser un combustible económico y ambientalmente limpio, sino además porque aporta estratégicamente al desarrollo de la industria nacional.

El desarrollo de este trabajo de Monografía permitirá mayor aprovechamiento del Gas Asociado que se produce en Campo Abanico, logrando incrementar las ventas del gas producido bajo los parámetros de calidad estipulados en el Reglamento Único de Transporte RUT.

1.5. MARCO DE REFERENCIA

1.5.1 Marco Teórico

En los primeros tiempos de la exploración del petróleo, el gas natural era frecuentemente considerado como un subproducto sin interés que impedía el trabajo. Hoy en día, en particular a partir de las crisis petroleras de los años 70, el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo. Gracias a numerosos avances tecnológicos se facilitó la extracción y el transporte de gas natural hasta los consumidores, estas innovaciones permitieron también que el gas natural sea cada vez más utilizado para la generación eléctrica.

A nivel mundial como consecuencia del continuo avance de la tecnología aplicada para la exploración, producción y transporte del gas natural, con el tiempo se han creado y modificado ciertos parámetros referentes a la calidad para que se pueda efectuar la transferencia de custodia del gas a lo largo de los sistemas de transporte de gas (gasoductos). En el caso particular de Colombia, estos parámetros de calidad son establecidos por el Reglamento Único de Transporte

(RUT), que fue creado por la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), mediante la resolución 071 de 1999.

1.5.2 Marco Conceptual

El RUT es un conjunto de normas de carácter general que reglamentan la actividad de las empresas que presten el servicio de transporte de gas natural y su interrelación con los demás agentes. Este reglamento ha sido modificado en diferentes ocasiones desde su creación, la última fue realizada mediante la resolución CREG 054 de 2007, donde se llevaron a cabo ciertos ajustes, para especificar más, ciertos parámetros que ayudan a mejorar la calidad del gas.

Para lograr obtener esta calidad con la cual se cumplan las especificaciones del Reglamento Único de Transporte (RUT), es necesario llevar a cabo una secuencia en donde se realice el tratamiento del gas, desde el momento en que el gas sale de la cabeza de pozo, hasta el momento en que se realiza la transferencia de custodia a los transportadores del mismo.

Según el Artículo 1 del Reglamento Único de Transporte, el punto de rocío de hidrocarburos, es la temperatura a la cual empieza a aparecer líquido condensado de hidrocarburos. No hay condensación a temperaturas superiores al punto de rocío. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, cada vez se forma más líquido condensado. Los puntos de rocío de los hidrocarburos dependen de la composición del gas natural y de la presión a la cual esté sometido dicho gas.

El punto de rocío de hidrocarburos para cualquier presión no debe superar el valor de 45 °F (7.2 °C). El proceso de Acondicionamiento del Punto de rocío del gas, consiste en el enfriamiento del mismo mediante refrigeración para prevenir la formación de hidratos.

El gas natural bajo las condiciones de presión y temperatura normalmente utilizadas para su manipulación siempre está en estado gaseoso. Ello limita la cantidad de energía por unidad de volumen que se puede obtener en un espacio dado para un gas determinado.

Debido a que el gas puede contener H_2S , CO_2 y agua, es necesario someterlo a unos procesos de endulzamiento y deshidratación. El endulzamiento del gas natural se define como el proceso de remover el H_2S y el CO_2 que está asociado al mismo ya que estos gases se conocen como gases ácidos o agrios, que en presencia de agua forman ácidos, y son gases que pueden en algunos casos, especialmente el H_2S , ocasionar problemas en el manejo y procesamiento del gas. La deshidratación del gas, disminuye la corrosión en tuberías y mejora la eficiencia en las mismas, ya que se reduce la acumulación de líquidos en las partes bajas de la línea, la razón más común para realizar este proceso es para prevenir la formación de hidratos en los gasoductos y la formación de ácidos por el contacto de H_2S y CO_2 que puede contener el gas.

Los procesos que se emplean para remover H_2S y CO_2 se pueden categorizar de acuerdo a su tipo y uso. El proceso con aminas es el más antiguo y conocido, este se caracteriza porque el gas agrio se pone en contacto en contracorriente con una solución en la cual hay una sustancia que reacciona con los gases ácidos conocida como alcanolaminas, este tipo de procedimiento es aplicable cuando los gases ácidos tienen baja presión parcial y se requieren bajas concentraciones del gas ácido en el gas de salida, además los procesos con aminas son los más usados por su buena capacidad de remoción, bajo costo y flexibilidad en el diseño y operación.

El propósito del tratamiento de una mezcla de gas de producción es asegurar que cumpla las especificaciones de calidad requeridas para poder ser comercializadas. El usuario final del gas de ventas, antes de firmar cualquier contrato para uso del

gas natural en su casa o industria, desea que se le garantice tanto una calidad consistente del gas como un suministro confiable de gas a la tasa de flujo contratada. Por lo anterior, las facilidades para tratamiento tienen que ser adecuadas para convertir el gas de producción, en gas de venta de forma tal que cumpla con las especificaciones de calidad, y que dichas facilidades operen sin interrupción, por ello esta investigación es importante.

1.5.3 Marco Espacial

Este trabajo de monografía se desarrolla en las instalaciones de gas del Campo Abanico ubicado en el departamento del Tolima, y corresponde al Bloque Abanico en la cuenca sedimentaria del Valle Superior del Magdalena. Incluye específicamente las áreas de Producción e Instalaciones de Superficie.

El alcance de este proyecto será adecuar las instalaciones de tratamiento de gas, para remover el contenido de CO₂, agua y gases con fracciones pesadas.

Para lograr los objetivos propuestos, se cuenta con la información suministrada por Pacific Rubiales Energy, quien proporcionó el soporte técnico y económico necesario para el desarrollo del proyecto.

2. IMPLEMENTACION DE LOS OBJETIVOS

2.1 IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DEL TRATAMIENTO DE GAS EN EL CAMPO ABANICO.

El Campo Abanico se encuentra localizado en el municipio del Espinal, en el departamento del Tolima, al sur occidente de Bogotá, a una distancia de siete kilómetros por la vía que conduce a Coello. Geográficamente, dentro de la jurisdicción del municipio del Espinal, el Campo se encuentra limitado al Norte por la vereda Aguablanca Baja, al Sur por las veredas Aguabalanca Alta y Santa Ana, y por la quebrada La Dulce; hacia el Oriente se encuentra una línea férrea paralela a la carretera principal (Espinal – Flandes); y hacia el occidente el Rio Coello.

El campo Abanico fue descubierto por EXPLOTACIONES CMS NOMEKO INC. (CMS Oil& Gas), con la perforación del pozo Abanico-1 en 1999, el cual fue ubicado con base en información sísmica 2D y obtuvo producción de intervalos arenosos de la formación Guadalupe.

Posteriormente se perforaron los pozos Abanico-2 (productor) y 3 (actual inyector de agua). En el año 2003. CMS Oil& Gas cedió los derechos del contrato de asociación y KAPPA RESOURCES COLOMBIA LTD., paso a ser la compañía operadora del campo. Inmediatamente emprendió una campaña de perforación, iniciando con el pozo Abanico 4 en ese mismo año. Posteriormente, en 2004 se perforaron los pozos Abanico 5,6 y 7.

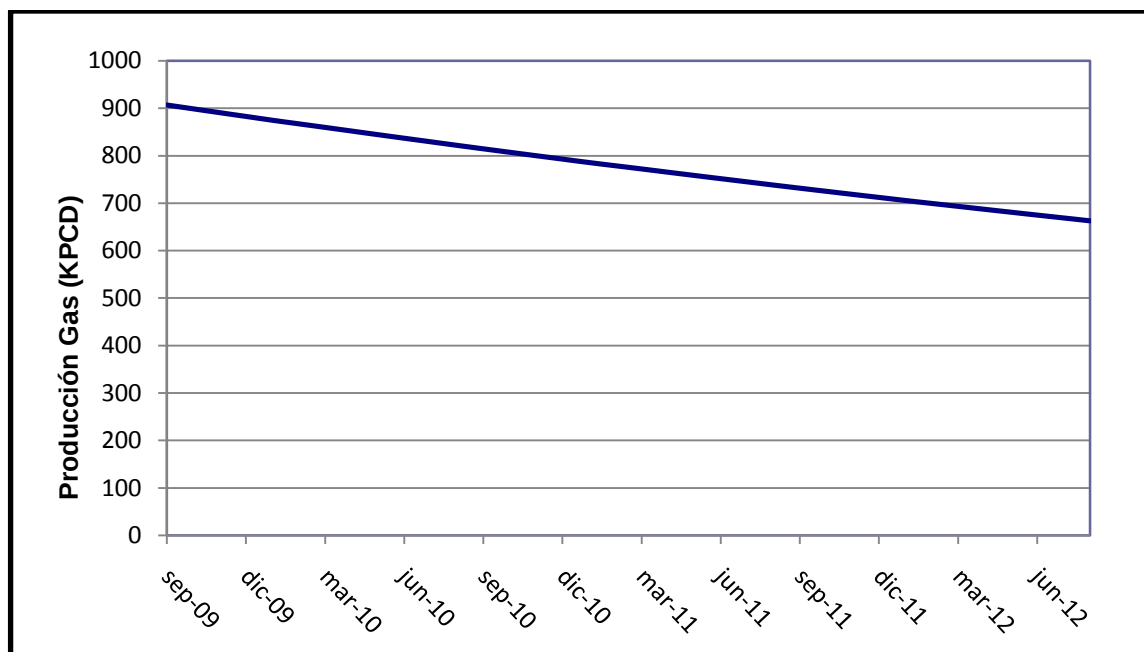
Entre 2004 se realizaron varias cesiones del contrato hasta quedar este como propiedad de Pacific Stratus Energy Corp. (PSE), actualmente Pacific Rubiales Energy (PRE). En diciembre de 2004 ECOPETROL S.A declaró la comercialidad

del campo Abanico en un área de 172.32 Acres. En noviembre de 2006 ECOPETROL S.A aceptó la extensión del área comercial del campo Abanico (Pozos Abanico-8, Abanico-21, Abanico-22 y Abanico-23) en 104.65 Acres adicionales, para un área total comercial de 276.97 Acres.

Durante el 2009 se adelantó la perforación de los pozos Abanico-20, Abanico-33 y Abanico-34, y 35, cuyas pruebas extensas fueron aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía. El pozo Abanico 35 (AB-35) es el tercer delineador exitoso consecutivo (los anteriores fueron ABA-20 y ABA-34) perforado como parte del esfuerzo de la Compañía para extender el Campo Abanico hacia el norte. Actualmente existen 31 pozos en el campo, 27 de ellos productores activos, 3 inyectoros y 1 temporalmente suspendido.

La producción promedio de gas a la fecha en el Campo Abanico es de 2.9 MMSCFD/día de gas húmedo, de los cuales 1.5 MMSCFD/día de gas contiene CO₂ pero está disponible para la venta. El gas es proveniente de los pozos norte de Campo Abanico (AB 35, AB 34 y AB 20), el pozo con mayor productividad de gas, es el pozo AB 20, con una producción inicial de 900 KSCFD. En la Gráfica 1, se observa el pronóstico de producción del pozo Abanico 20.

Gráfica 1. Pronóstico de producción del pozo Abanico 20.

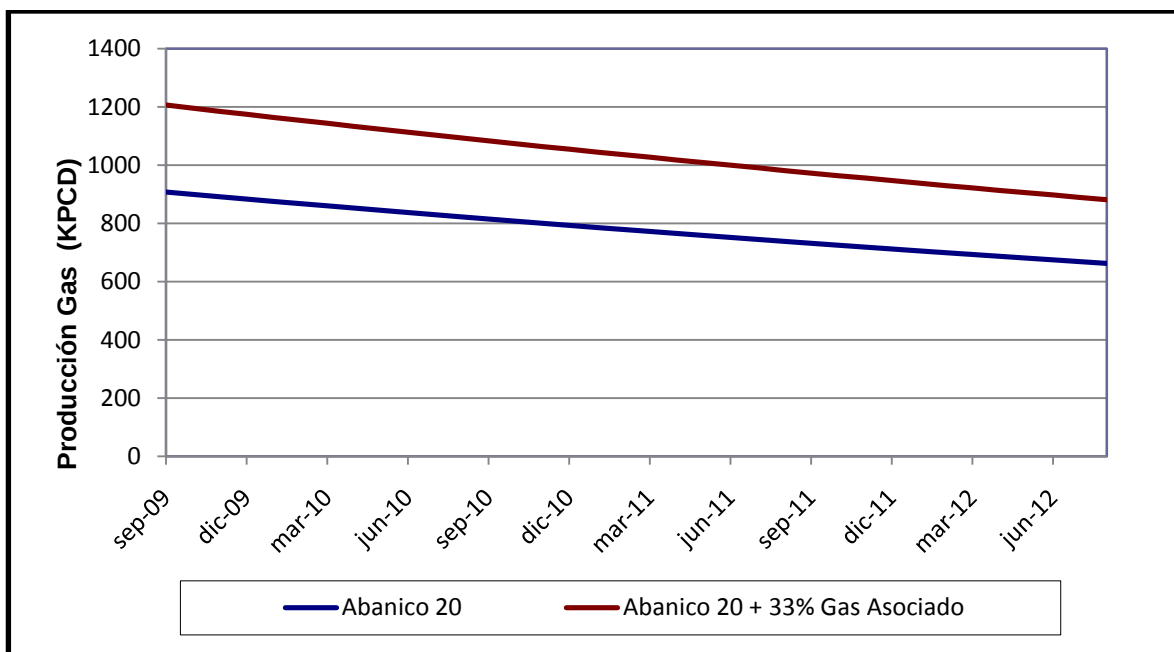


Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

La composición promedio de gas producido es de 89% metano, es un gas con oportunidad de venta. Los gases pertenecientes a los pozos de Campo Abanico, es una mezcla de gas de anulares y de gas de separadores, estos gases se queman debido al alto porcentaje de CO_2 que contienen. En la Gráfica 2 se muestra una producción de gas disponible de Abanico Norte con bajo contenido de CO_2 mezclado con un 33% del gas asociado, es decir el gas proveniente de anulares y separadores, esta mezcla se hace para incrementar la cantidad de gas para ser vendido en porcentaje de CO_2 menor al 2%.

De acuerdo a la cantidad de gas que es producido en el campo esta ofrece una ventaja de comercialidad alta, generando una oportunidad para endulzar el gas para su total aprovechamiento.

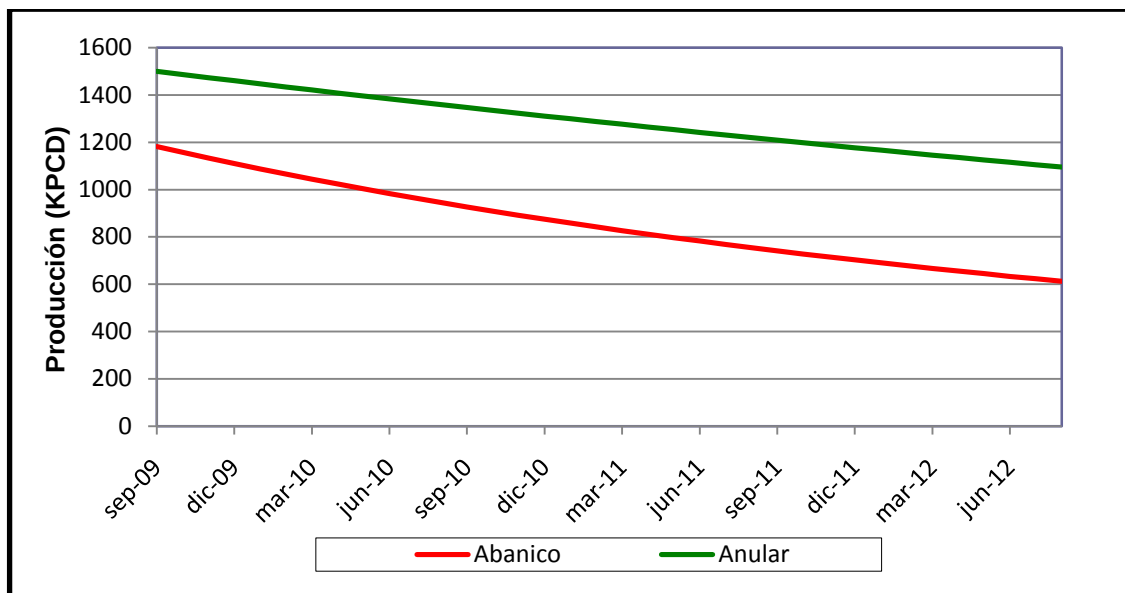
Gráfica 2. Pronóstico de producción de gas Abanico Norte.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

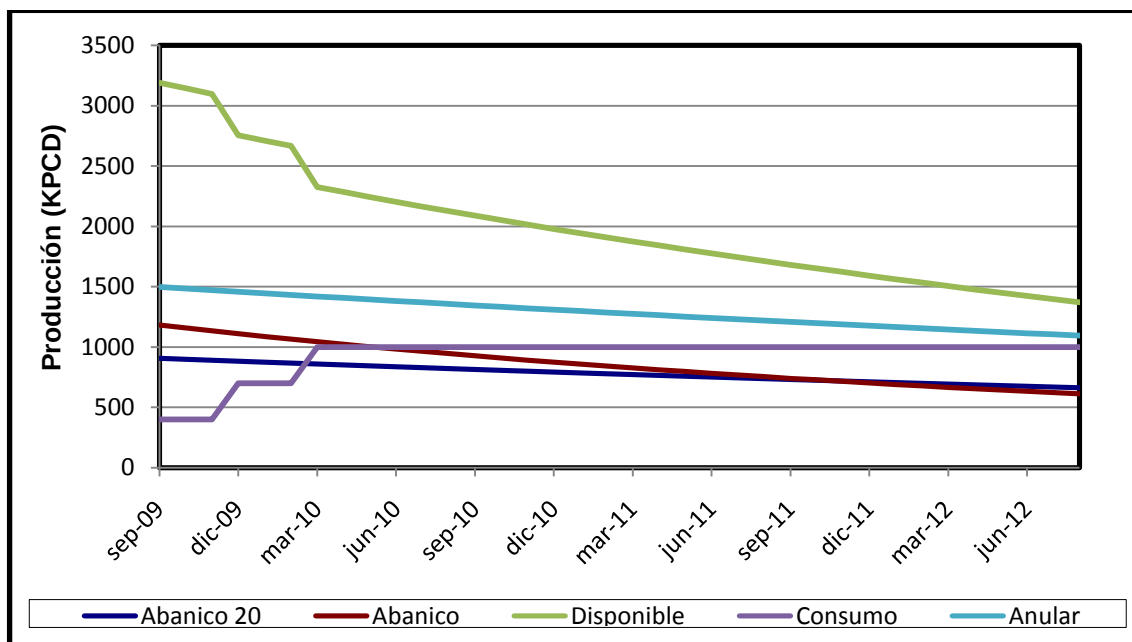
En la Gráfica 3 se observa el pronóstico de producción de gas del Campo Abanico, esta corresponde a gas de anulares y separadores (gases con alto contenido de CO₂), para apreciar la cantidad de gas disponible para comercialidad se observa la Grafica 4, donde muestra la producción de gas de Abanico norte, separadores, anulares, consumo y disponibilidad para venta.

Gráfica 3. Pronóstico de producción de gas del Campo Abanico, Gas de separadores y anulares



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010

Gráfica 4. Pronóstico de producción de gas disponible del Campo Abanico



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010

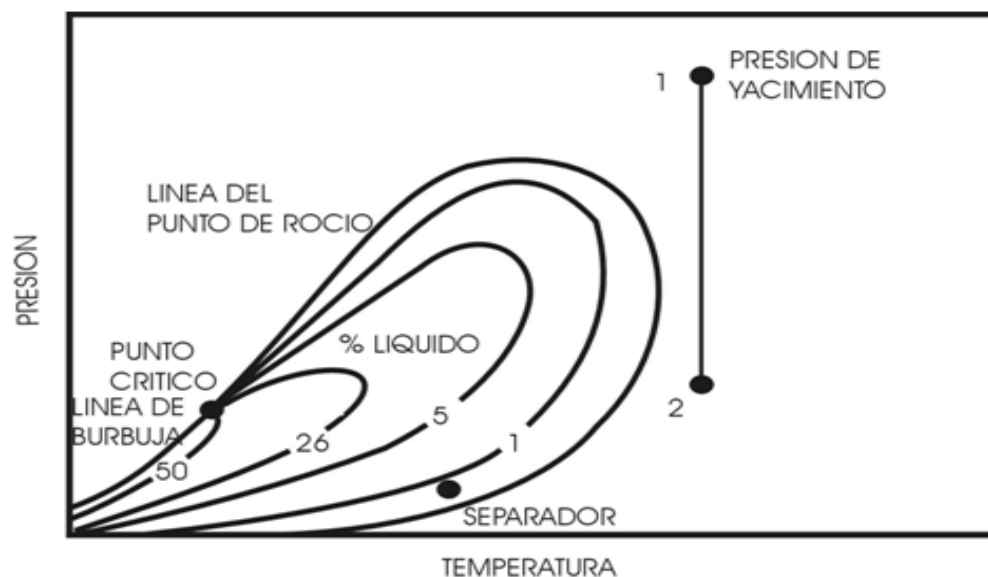
2.1.1 Propiedades del Gas Natural

El gas natural está formado por una mezcla de gases ligeros que se encuentra frecuentemente en yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con el petróleo o en depósitos de carbón. El comportamiento de fases de fluidos es importante a la hora de la descripción y determinación de las propiedades de los mismos. El gas proveniente del Campo Abanico es húmedo, la característica principal de este tipo de gas es que producen líquidos en superficie con el mismo rango de gravedades API provenientes de los gases retrógrados. Sin embargo, la gravedad API del líquido en superficie no cambia durante la vida del yacimiento de Gas Húmedo. El líquido en superficie es normalmente transparente. Los gases húmedos tienen relaciones gas-aceite de producciones muy altas, y estas permanecerán constantes durante la vida productiva del yacimiento.

El diagrama de fases completo de un Gas Húmedo es el hidrocarburo líquido el cual se condensa a condiciones de superficie, es decir el gas del yacimiento está normalmente saturado con agua. (Figura 1).

La trayectoria de la presión a lo largo de la línea 1-2, no entra dentro de la envolvente, ocasionando que ningún líquido sea formado en el yacimiento. Sin embargo, las condiciones de separador caen dentro de la envolvente causando la formación de líquido en superficie.

Figura 1. Diagrama de fases de un gas húmedo.



Fuente: VELANDIA GALEANO Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Bogotá D.C. 2002.

En el Campo Abanico el porcentaje de metano producido es aproximadamente del 85%; en las Tablas 1, 2 y 3 presentan las características del gas producido.

Los datos mostrados se obtuvieron por medio de un análisis de cromatografía, que determina los componentes procedentes del pozo. El componente predominante del gas de este campo es Dióxido de Carbono, ya que cuenta con una concentración equivalente al 9% del total producido en el campo.

Tabla 1. Características del gas del Campo Abanico, separador general.

Ubicación de la muestra	Campo Abanico
Descripción de la muestra	Separador General
Condiciones de la muestra	38.0 psig @ 117.0°F

	Componente	% Molar	Peso
H ₂	Hidrogeno	0,00	0,00
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,00	0,00
CO ₂	Dióxido de Carbono	8,71	18,30
N ₂	Nitrógeno	0,61	0,82
C ₁	Metano	84,18	64,44
C ₂	Etano	2,10	3,02
C ₃	Propano	1,41	2,96
iC ₄	i-Butano	0,58	1,60
nC ₄	n-Butano	0,85	2,35
iC ₅	i-Pentano	0,31	1,06
nC ₅	n-Pentano	0,27	0,95
C ₆	Hexano	0,29	1,16
C ₇	Heptano	0,37	1,62
C ₈	Octano	0,20	1,01
C ₉	Nonano	0,09	0,52
C ₁₀	Decano	0,03	0,16
C ₁₁	Undecano	0,00	0,03
C ₁₂ ⁺	Dodecano (plus)	0,00	0,00
TOTAL		100,00	100,00

Fuente: Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C, 2010.

Tabla 2. Características del gas del Campo Abanico, gas de anulares.

Ubicación de la muestra	Campo Abanico
Descripción de la muestra	Gas Anulares
Condiciones de la muestra	47.0 psig @ 100.0°F

	Componente	% Molar	Peso
H ₂	Hidrogeno	0,00	0,00
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,00	0,00
CO ₂	Dióxido de Carbono	5,64	12,47
N ₂	Nitrógeno	1,27	1,78
C ₁	Metano	86,42	69,77
C ₂	Etano	2,88	4,36
C ₃	Propano	1,55	3,44
iC ₄	i-Butano	0,44	1,28
nC ₄	n-Butano	0,66	1,92
iC ₅	i-Pentano	0,21	0,78
nC ₅	n-Pentano	0,20	0,73
C ₆	Hexano	0,22	0,91
C ₇	Heptano	0,29	1,31
C ₈	Octano	0,15	0,82
C ₉	Nonano	0,06	0,37
C ₁₀	Decano	0,01	0,06
C ₁₁	Undecano	0,00	0,00
C ₁₂ ⁺	Dodecano (plus)	0,00	0,00
TOTAL		100,00	100,00

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C, 2010.

Tabla 3. Características del gas del Campo Abanico, gas de Abanico 20.

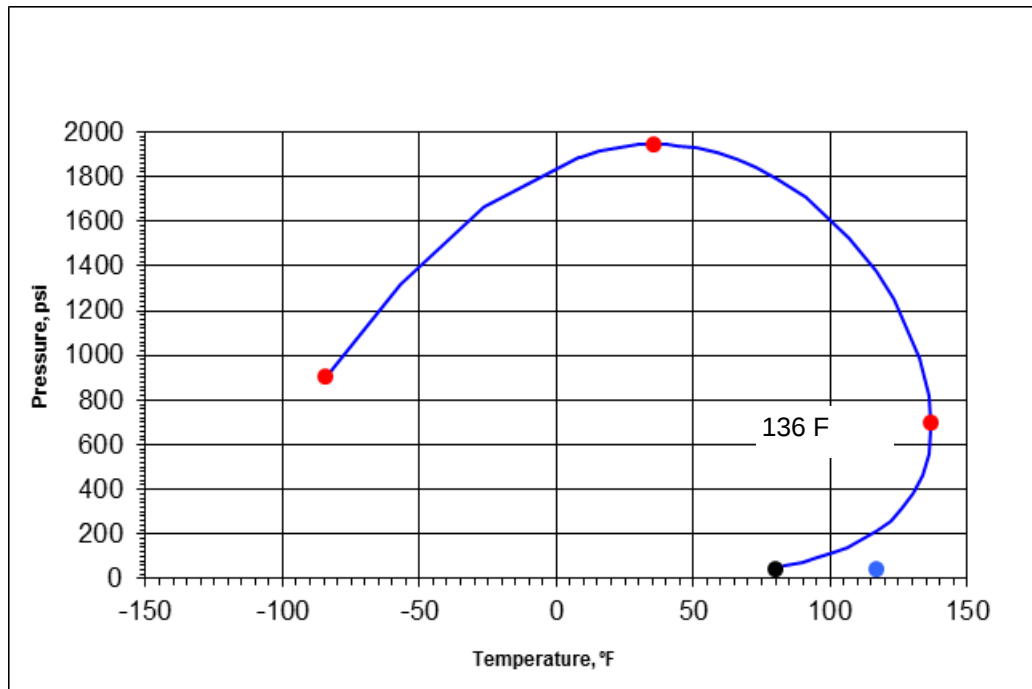
Ubicación de la muestra	ABANICO 20
Descripción de la muestra	Salida separador Abanico Norte
Condiciones de la muestra	38.0 psig @ 117.0°F

	Componente	% Molar	Peso
H ₂	Hidrogeno	0,00	0,00
H ₂ S	Sulfuro de Hidrogeno	0,00	0,00
CO ₂	Dióxido de Carbono	0,83	2,03
N ₂	Nitrógeno	1,25	1,94
C ₁	Metano	93,35	83,39
C ₂	Etano	2,07	3,46
C ₃	Propano	0,76	1,87
iC ₄	i-Butano	0,33	1,08
nC ₄	n-Butano	0,45	1,46
iC ₅	i-Pentano	0,16	0,63
nC ₅	n-Pentano	0,14	0,58
C ₆	Hexano	0,16	0,77
C ₇	Heptano	0,28	1,47
C ₈	Octano	0,14	0,83
C ₉	Nonano	0,05	0,31
C ₁₀	Decano	0,02	0,14
C ₁₁	Undecano	0,01	0,04
C ₁₂ ⁺	Dodecano (plus)	0,00	0,00
TOTAL		100,0000	100,0000

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C., 2010.

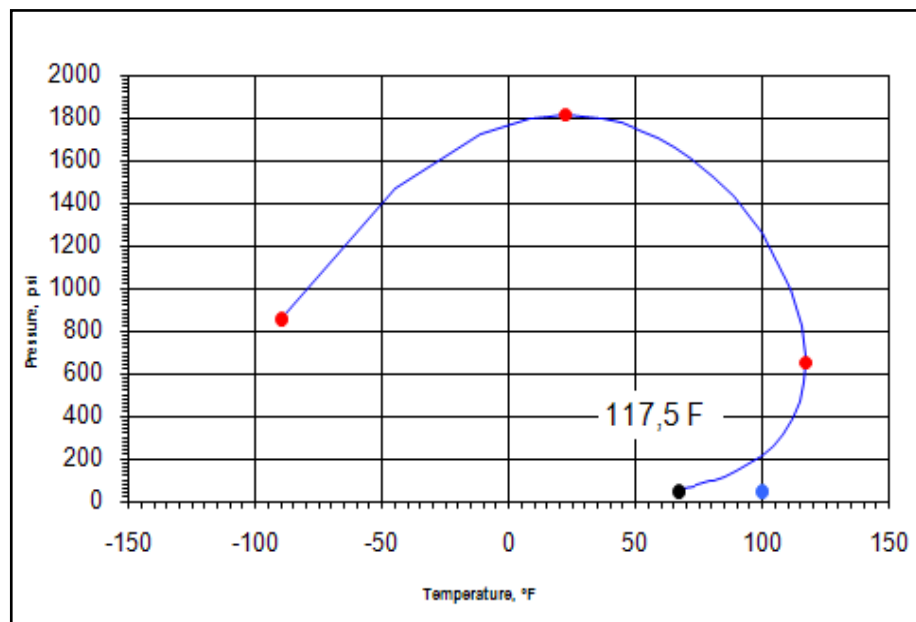
En la industria petrolera, el estudio del comportamiento de fases de fluidos es importante para realizar la descripción y determinación de las propiedades de los mismos. Este yacimiento de gas húmedo y con contenido de fracciones pesadas tiene una temperatura cricondentérmica de aproximadamente 137.0°F, está es la máxima temperatura en la cual coexisten equilibradamente la fase líquida y la gaseosa, como se puede observar en las Gráficas 5, 6 y 7.

Gráfica 5. Diagrama de fases del separador general del Campo Abanico



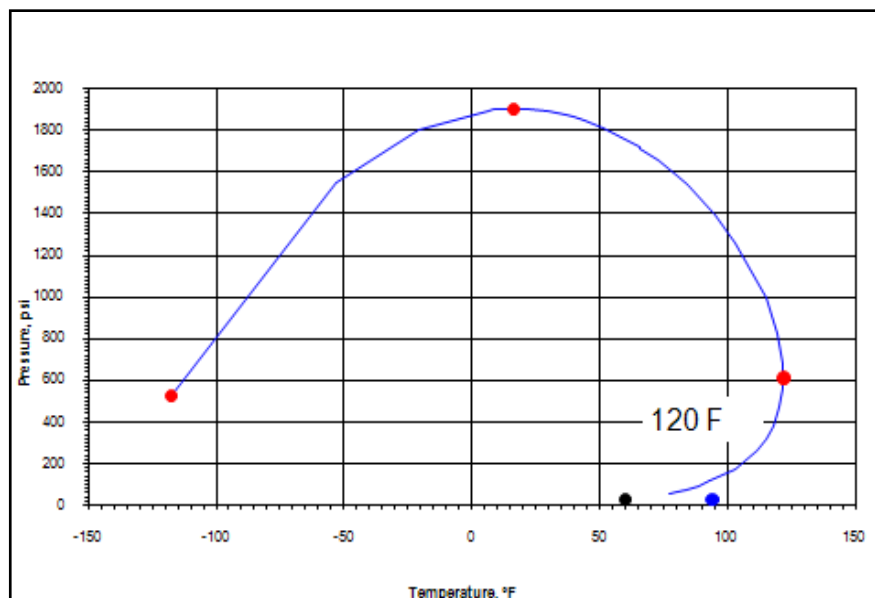
Fuente: Pacific Rubiales Energy, Yacimientos, Bogotá D. C. 2010.

Gráfica 6. Diagrama de fases del gas de anulares del Campo Abanico.



Fuente: Pacific Rubiales Energy., Yacimientos, Bogotá D. C. 2010.

Gráfica 7. Diagrama de fases del gas de Abanico Norte del Campo Abanico.



Fuente: Pacific Rubiales Energy., Yacimientos, Bogotá D. C. 2010.

Por medio de una cromatografía tomada en el separador general a una presión de 47 psig y 100 °F de temperatura, mostrada anteriormente en la Tabla 1, se obtuvieron las propiedades del gas listadas en la Tabla 4.

Tabla 4. Propiedades fisicoquímicas del gas

Propiedades Fisicoquímicas		
Poder Calorífico(neto)	966,0	BTU.ft-3 @ 14.65 Psia, 60°F
Capacidad calorífica ideal(gross)	1070,2	BTU.ft-3 @ 14.65 Psia, 60°F
Punto de rocío	117 - 120 °F	
Humedad	900 - 500	(Air=1 @ 14.73 Psia& 60°F)
Gravedad específica	0,6216	g mol ⁻¹
Peso molecular	17.95	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Densidad gas ideal	0,7576	
Presión Pseudocrítica	665.3	Rankine
Temperatura Pseudocrítica	358.8	@ 14.65 Psia& 60°F
Factor de compresibilidad	0,997621	
GPM (C2+)	1,40	
GPM (C3+)	0,85	

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

2.1.2 Instalaciones De Producción Del Campo Abanico

El Campo Abanico cuenta con una serie de equipos destinados para la separación y tratamiento de la mezcla de los fluidos producidos por los pozos Abanico (crudo, gas asociado y agua de producción). Los equipos destinados para la separación primaria de las fases en el campo son los separadores. En la estación principal existen cuatro separadores: separador de producción general, separador de prueba, separador de producción y prueba y separador de gas de anulares.

El separador de producción general, es el equipo que recibe la producción de los pozos productores, recolectada por el múltiple de producción (manifold), este es un separador trifásico horizontal, con una capacidad de 7500 a 10000 BFPD. El separador de prueba permite ejecutar las pruebas de producción a cada uno de los pozos; el separador de producción y prueba, cumple la función del separador principal y de prueba cuando estos están en mantenimiento.

El gas proveniente de los separadores del Campo Abanico, pasa a la planta para el tratamiento de gas, que se compone a su vez de:

- Scrubber
- Compresor
- Torre deshidratadora de Glicol

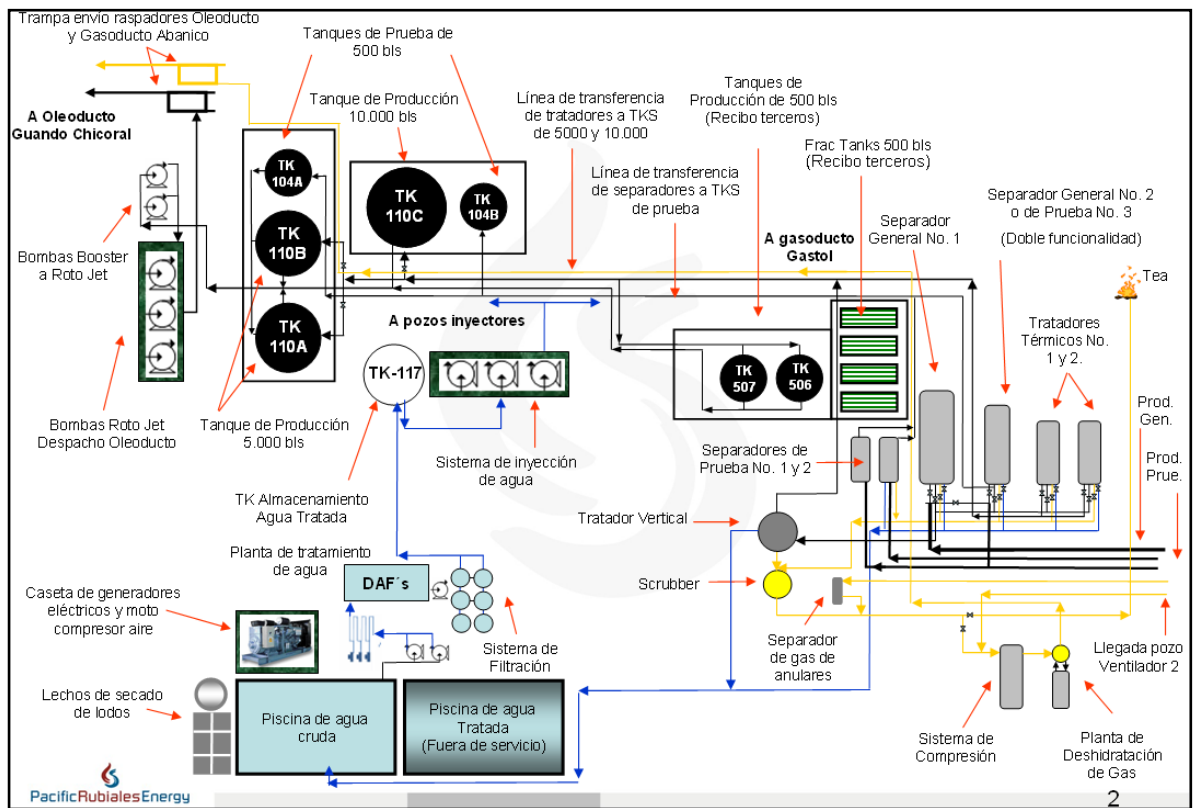
El **Scrubber** es un separador bifásico, que recibe el flujo de gas asociado proveniente de los separadores (incluyendo el gas de la línea de anulares). Posteriormente, el gas destinado para la venta es conducido hacia la unidad de compresión para que su presión sea aumentada para circularlo hacia la torre deshidratadora de glicol, porque la torre contactora no puede trabajar a baja presión, además mejora el proceso de absorción debido a que el vapor de agua en

el gas disminuye a presiones altas. Posteriormente este gas es destinado a la línea de ventas.

El gas producido por los pozos Abanico, es mezclado con la corriente de gas producida por los pozos de la zona norte del Campo (Abanico Norte) ya que contienen bajo contenido molecular de CO₂, esta operación se realiza para reducir el porcentaje de CO₂ en el gas asociado. El gas que no se puede mezclar con el gas producido por los pozos de Abanico Norte, es conducido hacia el sistema de teas donde es quemado.

La Figura 2 ilustra brevemente la ubicación de las instalaciones de superficie del la estación del Campo Abanico, y el recorrido de gas, crudo y agua.

Figura 2. Esquema General de las instalaciones del Campo Abanico.



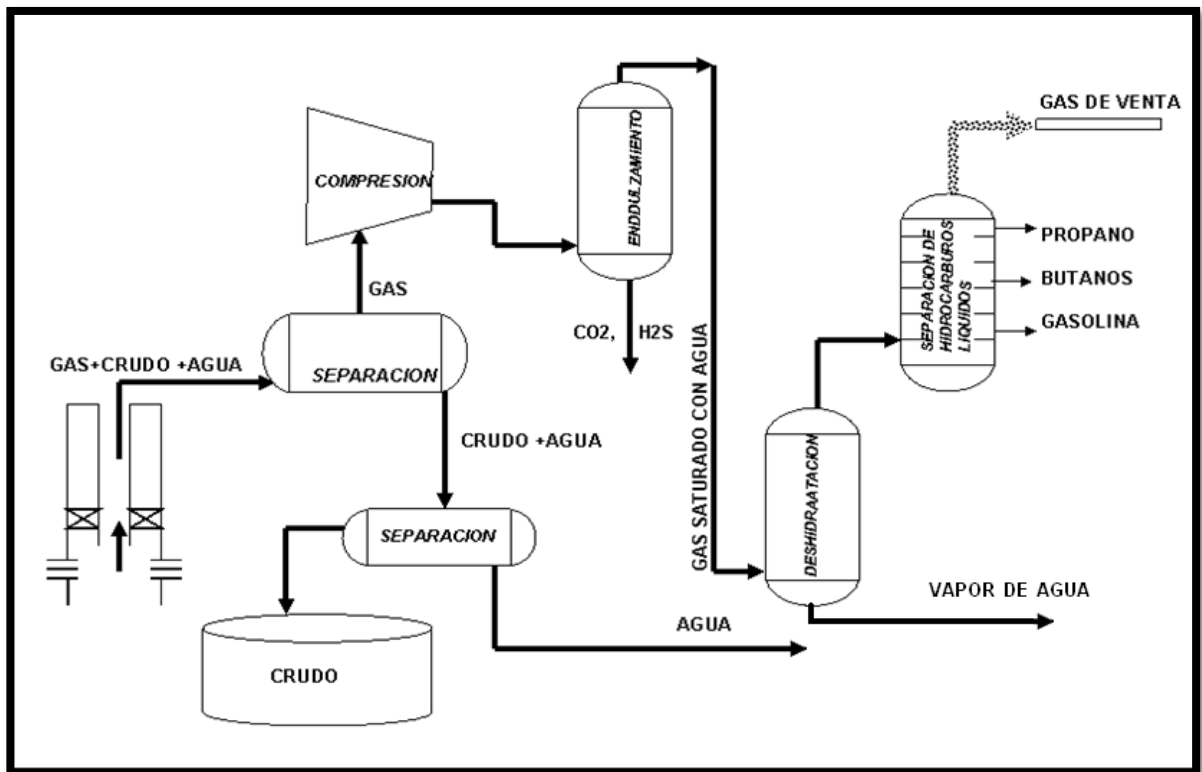
Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C, 2010.

2.1.3 Procesamiento Y Tratamiento Del Gas Natural

A continuación se describirá las etapas de tratamiento del gas natural conforme a las especificaciones de calidad exigidas por el Reglamento Único de Transporte (RUT).

El procesamiento y tratamiento del gas natural principalmente consta de las etapas de separación, compresión, endulzamiento, deshidratación y refrigeración. (Ver Figura 3).

Figura 3. Procesamiento y tratamiento del gas.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

2.1.3.1 Separación. Los fluidos provenientes del pozo están compuestos de una mezcla de gases y líquidos, que a medida que fluye el pozo, las temperaturas y las presiones varían generando velocidades en las cuales el gas asociado al líquido

se va liberando y separando, arrastrando gotas de líquido y este a su vez burbujas de gas¹. La función principal de los separadores es separar el agua, el gas y los sedimentos de petróleo.

Los separadores se pueden clasificar de varias maneras, dependiendo de las fases que separan, de la forma, de la posición, de la utilización, condiciones de trabajo, etc.

En el Campo Abanico los separadores son horizontales trifásicos, es decir que separan gas, petróleo y agua. La característica de este tipo de separador es que los fluidos entran por un extremo del cilindro, al momento choca contra una placa ayudando a que se separen las fases, el líquido cae por gravedad hacia la parte inferior del separador. La zona donde se presenta esta separación inicial de fluidos se puede considerar como la sección primaria de separación.

Para retirarle los vapores de agua al gas, este se pasa por una serie de placas, llamadas enderezadores donde las gotas de líquido aumentan en tamaño para luego caer a la sección de acumulación del separador; además que ayudan a normalizar el flujo de gas que sube; esta parte se sección secundaria de separación.

Cuando el gas sale de los enderezadores, este pasa hacia la extractora de humedad que acumula la cantidad de líquido que todavía tenga el gas, y luego el gas sale por la línea de gas².

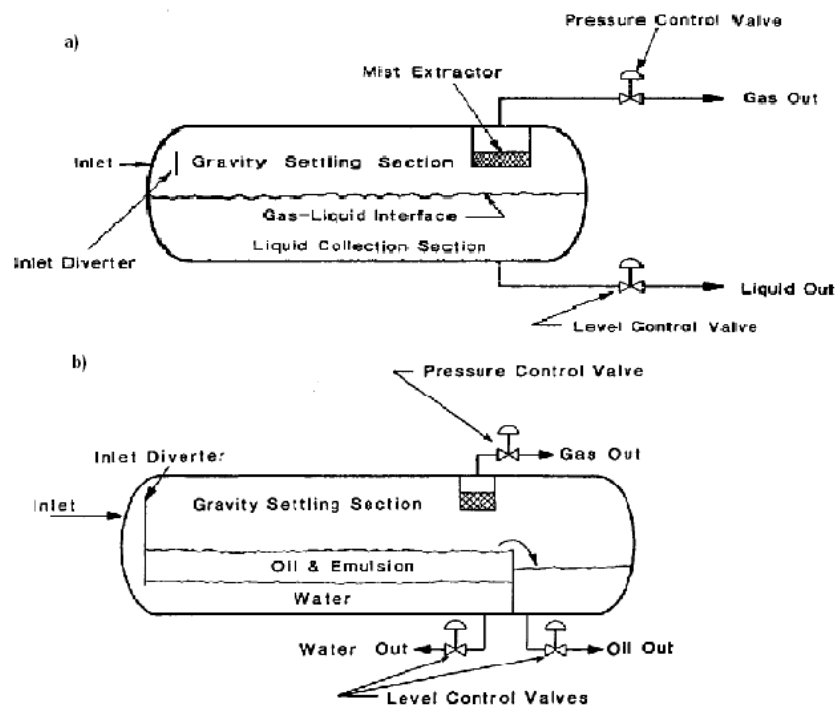
La diferencia entre un separador bifásico y trifásico es el tiempo de asentamiento de líquido-líquido ya que se tiene en cuenta la interfase agua-aceite. En la Figura 4 se muestra dos tipos de separadores horizontal, bifásico y trifásico.

¹ VELANDIA GALEANO Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Bogotá D.C. 2002. p. 23.

² BEGGS, H Dale. Gas Production Operations. Tulsa, Oklahoma, 1984. p. 214.

El separador de producción general del Campo Abanico, cuenta con una capacidad de 30000 BFPD, a este separador llega la producción total del campo, posteriormente está el separador de prueba, el cual recibe la producción de un pozo, con el fin de determinar sus características de producción y llevar un seguimiento a su comportamiento productivo, este procedimiento es exigido por el ministerio de minas y energía. Por último se encuentra el separador de anulares, este es un separador bifásico que recibe la producción de gas recolectada por la línea de descarga de anulares.

Figura 4. Componentes internos de un separador horizontal bifásico y trifásico.



Fuente: ARNOLD Ken, STEWART Maurice - Surface Production Operations: Design of Gas-Handling Systems and Facilities. Volumen 2, 2 Ed. p 103. 1989.

2.1.3.2 Compresión. La compresión implica forzar al flujo de gases de un sistema de baja presión a sistemas de alta presión por medios mecánicos. El insumo

energético requerido dependerá de las características del gas y las condiciones de servicio.

Los compresores son usados para superar las pérdidas de presión que se presentan en largas distancias del transporte de gas natural a través de líneas de transferencia. Esto puede requerir máquinas de altas capacidades de operación en condiciones esencialmente constantes.

Los compresores pueden ser clasificados como compresores de desplazamiento positivo y compresores dinámicos. En los compresores de desplazamiento positivo o reciprocantes el gas que es transportado a baja presión pasa a una alta presión gracias a un dispositivo que reduce el volumen haciendo que se aumente la presión. Para el tratamiento del gas el Campo Abanico cuenta con un compresor de gas de desplazamiento positivo de dos etapas con presiones de succión de 50 psi y presiones de descarga de hasta 700 psi.

En la Figura 5, se observa el compresor primera etapa que opera a una presión máxima de hasta 200 PSI, y en la Figura 6, el compresor segunda etapa que opera a una presión máxima de 900 PSI.

Figura 5. Compresor primera etapa



Fuente: Fichas técnicas facilidades de gas Campo Abanico, Facilidades para entrega por gasoducto, Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C, 2010.

Figura 6. Compresor segunda etapa



Fuente: Fichas técnicas facilidades de gas Campo Abanico, Facilidades para entrega por gasoducto, Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C, 2010.

2.1.3.3 Endulzamiento. El gas natural a menudo contiene contaminantes que deben ser eliminados, tales como el dióxido de carbono CO₂, sulfuro de hidrogeno H₂S, mercaptanos, entre otros, estos compuestos son conocidos como “gases ácidos”, los gases como el H₂S en combinación con el agua forma ácido sulfúrico, mientras que el CO₂ forma ácido carbónico.

El H₂S es altamente inflamable y se encuentran en el aire en concentraciones de 4,3 a 46,0 porcentajes en volumen. Los vapores de H₂S son más pesados que el aire y pueden migrar considerables distancias hasta una fuente de ignición.

El H₂S es extremadamente tóxico aún en concentraciones relativamente bajas y a medida que aumenta en el aire, el sentido del olfato se fatiga hasta el punto que su olor característico no puede ser detectado; en la Tabla 5 se muestran algunos de los efectos tóxicos del H₂S en las personas expuestas a este compuesto.

Tabla 5. Riesgos para la salud del H₂S

Concentración (ppm)	Efecto
0.13	Puede ser detectado por el olfato
4.6	El olor es bastante fuerte
200	Sentido de olfato se fatiga y el gas no puede ser detectado por el olor.
500	Se presentan problemas pulmonares y la muerte puede esperarse en minutos.
1000	La muerte ocurre inmediatamente.

Fuente: VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros.

El Dióxido de carbono gaseoso es un gas natural que es 50% más pesado que el aire además es incoloro e inodoro, también un principal subproducto de la combustión. El CO₂ es inactivo y por lo tanto no inflamable. Cuando el oxígeno es

desplazado por el CO_2 , puede crear una atmósfera deficiente produciendo asfixia. El peligro principal del CO_2 es la exposición a concentraciones elevadas³.

Como el CO_2 es más pesado que el aire, su riesgo potencial es mayor, especialmente cuando el CO_2 comienza a tener un efecto notable sobre las funciones normales del cuerpo, cerca de 2 a 3 %, además la concentración de CO_2 en la sangre afecta a la tasa de respiración.

Es necesario eliminar estos contaminantes (CO_2 y H_2S) por: razones de seguridad, control de la corrosión, especificaciones del gas, para prevenir la congelación a bajas temperaturas, para disminuir los costos de compresión, para prevenir el envenenamiento de los catalizadores aguas abajo de las instalaciones y cumplir con los requisitos ambientales.

En la Figura 7, se muestra un ejemplo gráfico de proceso de selección para la eliminación de H_2S y/o CO_2 de la corriente de gas. Esta es una versión modificada de un gráfico tomado de Tennyson y Schaaf quienes también presentaron los casos para la remoción de solo el H_2S , sólo el CO_2 , y la eliminación selectiva de H_2S ⁴.

Las decisiones en la selección de un proceso de tratamiento de gas puede en varias ocasiones simplificar la composición del gas y las condiciones de funcionamiento. Las altas presiones parciales de los gases ácidos, aumentan las posibilidades de utilizar un disolvente físico; no es recomendable el uso de este tipo de disolventes cuando se encuentra la presencia de importantes cantidades de hidrocarburos pesados en la alimentación. Cuando las presiones parciales de gases ácidos son bajas y requiere de bajas especificaciones en la salida, por lo general se usan aminas para el tratamiento, además es el proceso más usado en

³Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

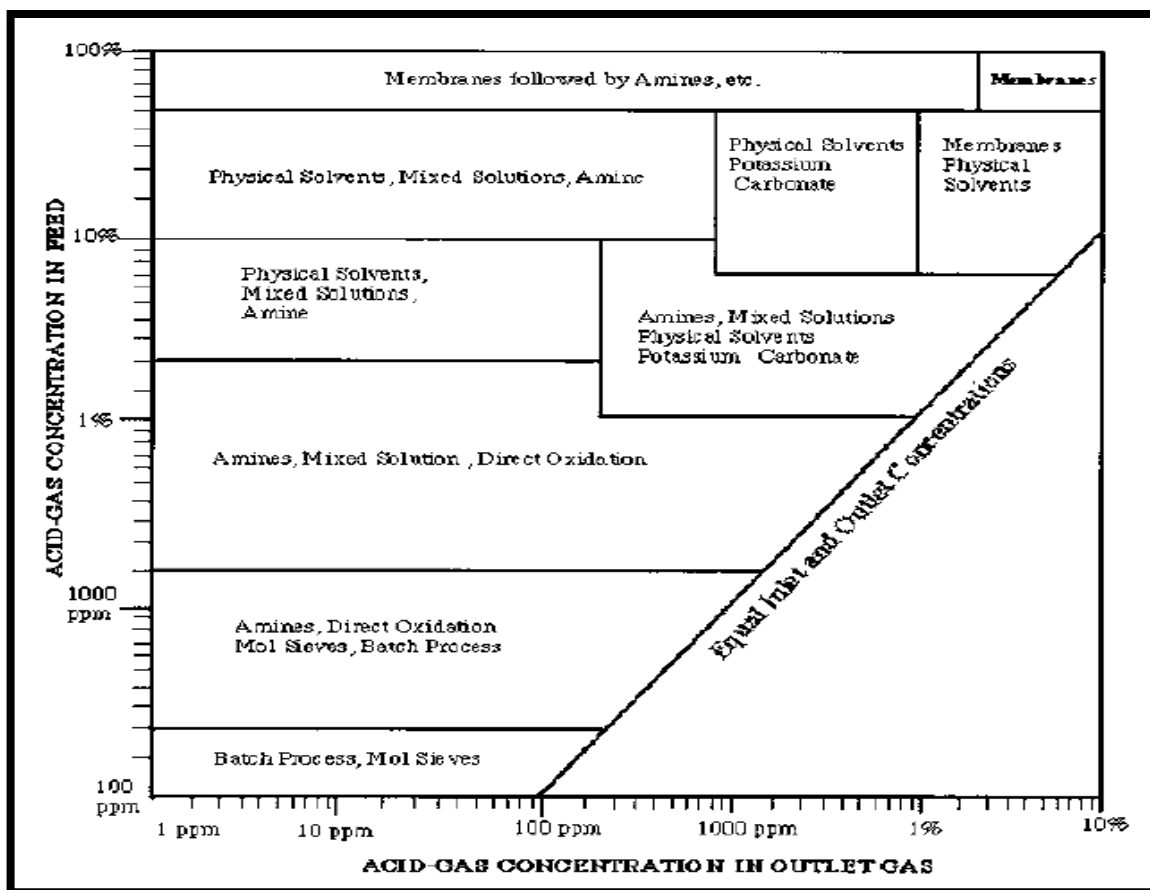
⁴ KIDNAY, Arthur J., PARRISH, William R., Fundamentals of Natural Gas Processing. Taylor & Francis Group, 2006.p, 95.

el endulzamiento de gas natural, debido al bajo costo de operación y la flexibilidad de formar una composición de solvente para una composición del gas dada.

Actualmente existen otros tipos de procesos de endulzamiento, pero el más rentable es el uso de aminas. Los factores que se consideran más importantes en la selección de un proceso son:

- Regulaciones de contaminantes en el ambiente, referidas a H_2S , CO_2 , COS , RSH , etc.
- Tipo y concentración de las impurezas en el gas ácido.
- Especificaciones del gas residual (gas dulce)
- Temperatura y presión del gas ácido y del endulzado
- Volumen del gas a ser procesado
- Corrosión
- Fracción molar de los hidrocarburos en el gas.
- Costos de capital y de operación
- Regalías
- Especificaciones de los productos líquidos

Figura 7. Selección del proceso de endulzamiento del gas.



Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Algunos procesos son realmente efectivos para la remoción de CO₂, solamente con pequeñas cantidades de dióxido de carbono. Por ejemplo las mallas moleculares, presentan una economía de escala pobre ya que para la absorción de cantidades adicionales de CO₂, requiere de un mayor número de mallas.

Las mallas moleculares están restringidas a contenidos pequeños de CO₂, por lo tanto, a medida que descende la cantidad de CO₂ a ser eliminado, menos impacto tiene la separación del CO₂ sobre las ganancias. Esto hace que la utilización de procesos con solventes químicos se haga más competitiva. En estos casos, cuando se reduce la cantidad de CO₂ que se va a tratar el incremento calórico

requerido para la regeneración se hace menos importante, así se balancean los costos del capital vs. los operacionales.

En los procesos con solventes químicos las condiciones del proceso dependen del tipo de amina usada. Las aminas primarias son las más fuertes para reaccionar con gases ácidos, pero los enlaces estables formados hace difícil recuperarlo en la regeneradora además de ser muy corrosivas.

Las aminas secundarias tienen una capacidad razonable de absorción de gases ácidos y son fácilmente recuperables. Las aminas terciarias tienen baja capacidad, pero son más selectivas para la absorción de H₂S. En la Tabla 6 se muestra una comparación entre las aminas más usadas en el proceso.

Tabla 6. Comparación entre aminas.

Solvente	MEA	DEA	DGA	MDEA
Formula química	RNH ₂	R ₂ NH	RO(CH ₂) ₂ NH ₂	R ₂ CH ₃ N
Peso molecular	61	105	105	119
Tipo de amina	Primaria	Secundaria	Primaria	Terciaria
Presión de vapor 100°F (mmHg)	1,5	0,058	0,16	0,0061
Punto de congelamiento (°F)	15	20	-40	-25
Capacidad relativa (%)	100	58	58	51
Peso de la solución (%)	20	30	60	50
Selectividad de H ₂ S / CO ₂	1	1	1	3
Concentración del solvente (wt%)	15-20	20-35	45-65	40-55
CO ₂	660	630	850	600
Calor de reacción (BTU/Lb, AG, H ₂ S)	620	550	675	500

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Las alcanos aminas son particularmente aplicables en caso de procesos con presiones parciales de gases ácidos. Debido a que el contenido de agua de la

solución, minimiza la absorción de los hidrocarburos pesados, estos procesos son adecuados para gases ricos en hidrocarburos pesados. Algunas aminas se pueden utilizar para eliminar de forma selectiva el H_2S en presencia del CO_2 ⁵.

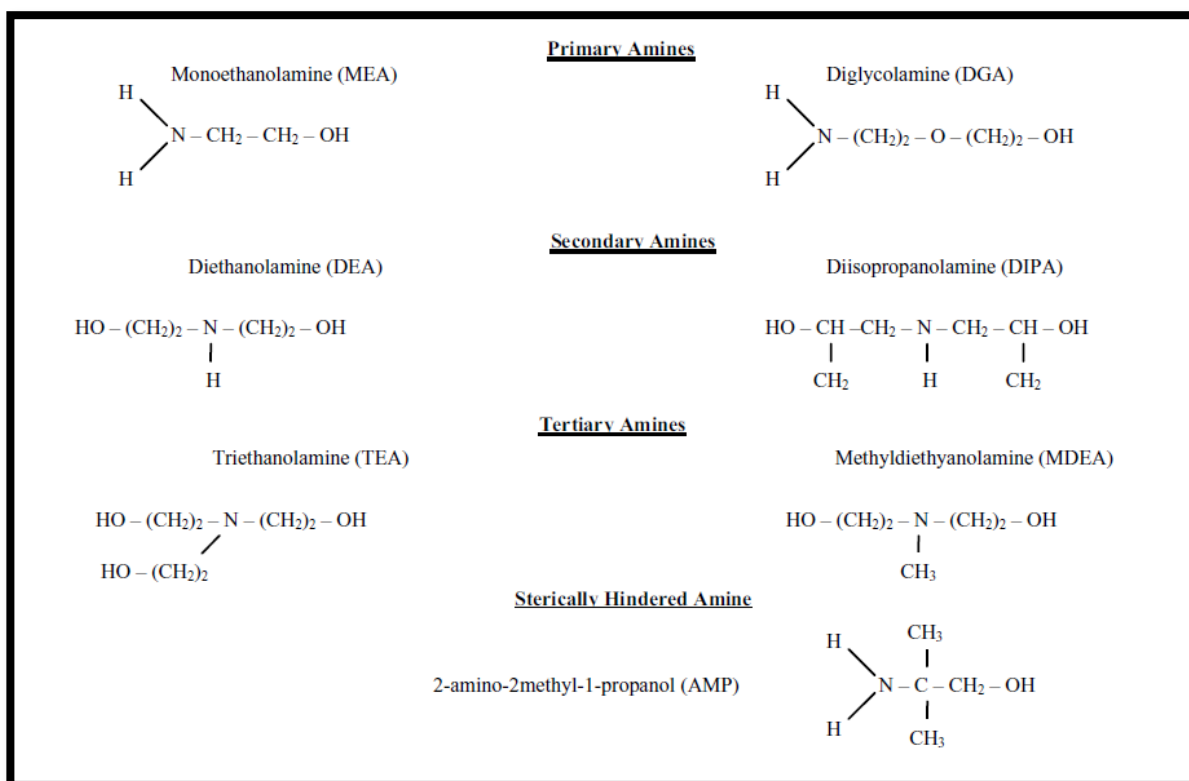
Las aminas se clasifican de acuerdo con el número de átomos de hidrógeno del amoníaco que se sustituyen por grupos orgánicos. Los que tienen un solo grupo se llaman aminas primarias, los que tienen dos se llaman aminas secundarias y los que tienen tres, aminas terciarias. Las aminas son compuestos muy polares. Las primarias y secundarias pueden formar puentes de hidrógeno, las terciarias puras no los pueden formar, sin embargo pueden aceptar enlaces de hidrógeno con moléculas que tengan enlaces O-H o N-H, en la Figura 8 se aprecia la formula estructural de las aminas.

MDEA (Metildietanolamina) es una amina terciaria la cual es menos básica y se puede utilizar en concentraciones un poco más altas. Esta ventaja se complementa con el hecho de que es selectiva, reaccionando con todo el H_2S y solamente parte del CO_2 . La MEA (Metiletilamina) Y DEA (Dietilamina) reaccionan con todo el CO_2 presente en el gas ácido.

Entre MEA, DEA y MDEA, la MEA tiene el peor desempeño relacionada con los problemas de corrosión; ya que la MEA al regenerarla, retiene una cantidad de gases ácidos relativamente alta. Cuando la solución pobre regresa al absorbedor tiene una capacidad de retención limitada. Este problema se corrige usando otros productos como la MDEA o la MDEA.

⁵Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Figura 8. Fórmula estructural de las aminas usadas para el tratamiento del gas natural.



Fuente: Fundamentals of Natural Gas Processing. Taylor & Francis Group, 2006.⁶

La DEA se usa para endulzar corrientes de gas natural que contengan un total de un 10 %, o más, de gases ácidos (H_2S y/o CO_2) a presiones de operación de 500.38 PSI o mayores. En cambio la TEA no se recomienda debido a su baja capacidad para la absorción de CO_2 (resultante de un valor equivalente más alto), su baja reactividad (como una amina terciaria) y su estabilidad, muy pobre. Sin embargo, las aminas terciarias se usan cuando se requiere alta selectividad hacia el H_2S .

Un proceso típico con aminas se puede observar en la Figura 9, donde el gas ácido entra a través de un separador de entrada para la eliminación de líquidos y /

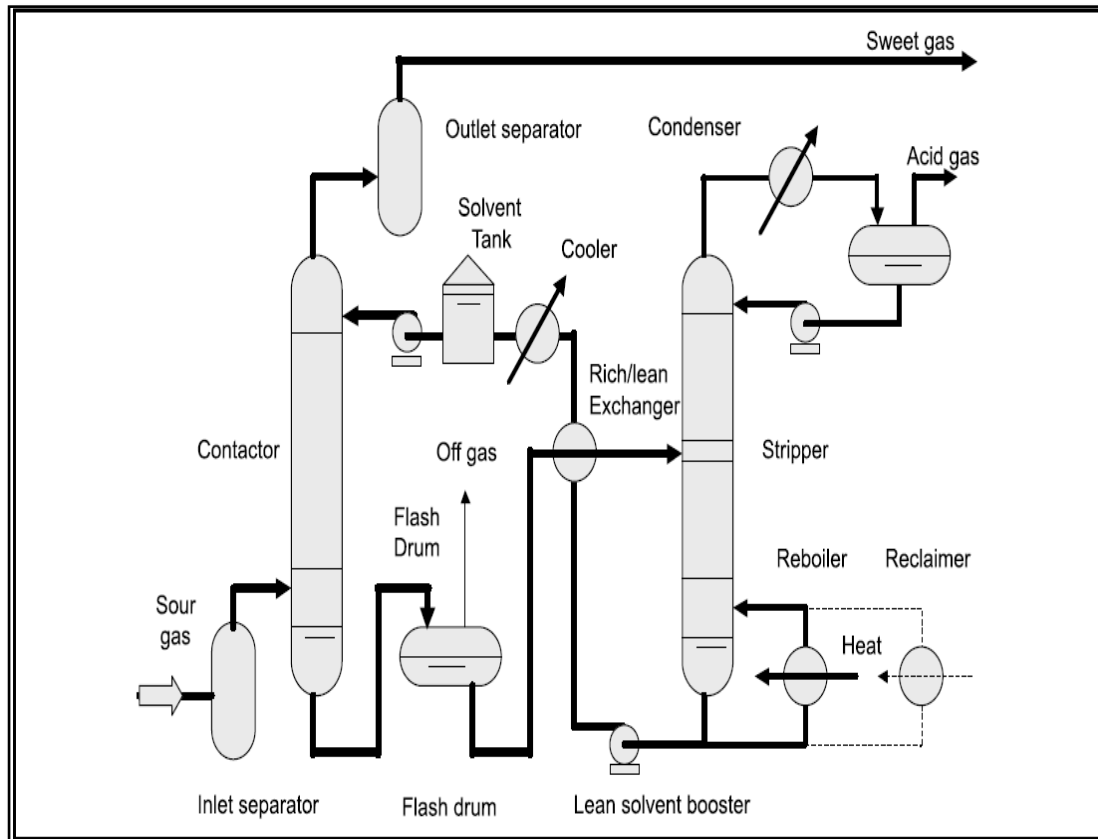
⁶ KIDNAY, Arthur J., PARRISH, William R., Fundamentals of Natural Gas Processing. Taylor & Francis Group, 2006. p, 101

o sólidos. Desde el separador, la corriente de gas entra en la parte inferior del contactor donde entra en contacto con la amina que fluye hacia abajo desde la parte superior de la columna. Los componentes de los gases ácidos en el gas reaccionan con la amina para formar una sal regenerable. A medida que el gas continúa fluyendo hacia arriba por el contactor, más gases ácidos reaccionan químicamente con la amina. El gas endulzado deja el contactor por la parte superior y pasa a través de un separador de salida para la captura de cualquier solución que podrían ser arrastrados. El gas dulce que sale del contactor está saturado con agua, posteriormente para la deshidratación⁷.

Si el agente endulzante es MEA o el contactor está funcionando a una temperatura inusualmente alta, un lavado con agua se puede utilizar para intentar recuperar algunos de las amina vaporizadas y / o arrastradas del gas que sale del contactor.

⁷Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Figura 9. Proceso típico de amina.



Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

2.1.3.4 Deshidratación. El gas producido de los pozos generalmente viene saturado con vapor de agua, el cual puede causar problemas cuando se presenta en forma líquida o sólida. En forma líquida, acelera el proceso de corrosión en las líneas de transporte; en forma de hidrato puede taponar válvulas, accesorios y las líneas de transporte, reduciendo la capacidad del gasoducto.

Para prevenir o eliminar cualquiera de estos problemas, es necesario remover el vapor de agua o humedad presente en el caudal de gas. La deshidratación del gas

es el proceso en el cual se remueve la humedad del gas, bajando la temperatura a la cual el vapor se condensa; esta temperatura es llamada “*punto de rocío*”⁸.

La deshidratación del gas previene la corrosión, especialmente en los casos donde hay presencia de CO₂ y/o H₂S en el caudal de gas, puesto que estos forman ácidos corrosivos cuando se mezclan con el agua condensada. Por otro lado el Reglamento Único de Transporte (RUT), especifica un valor máximo de vapor de agua permitido de 6 Lb/MPCS.

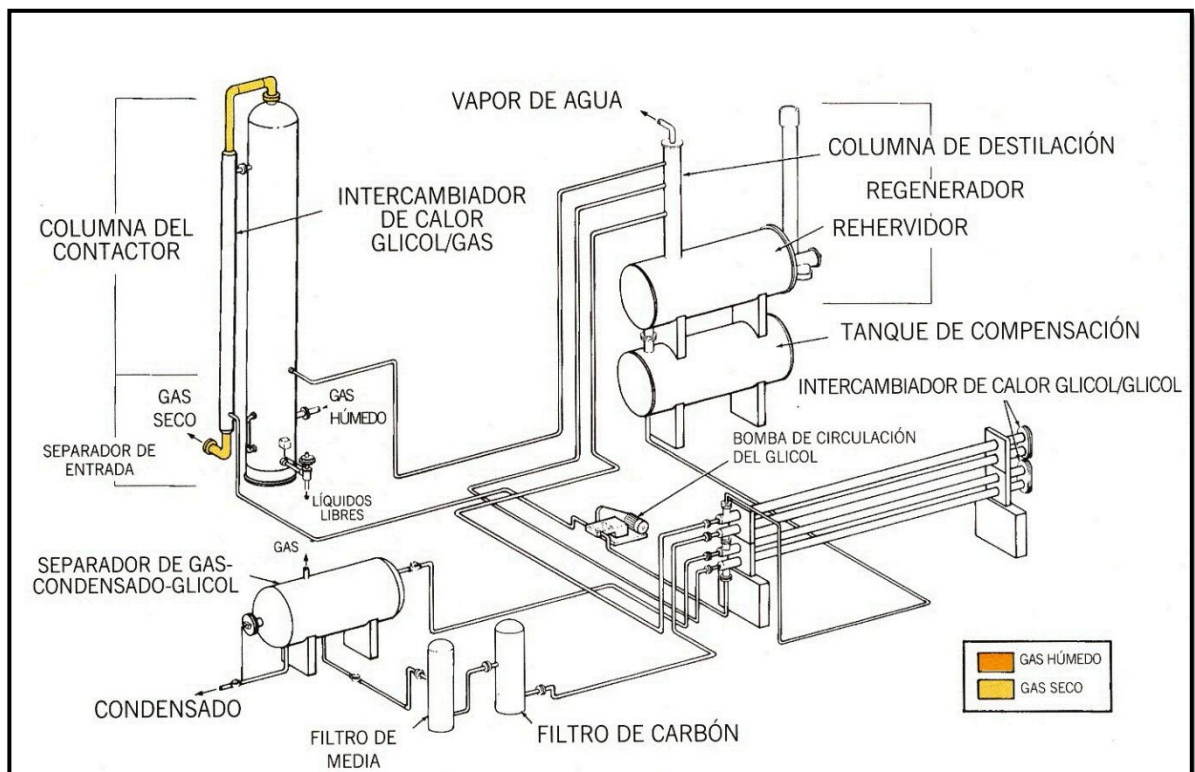
Actualmente existen varios métodos para deshidratar el gas, dependiendo de las condiciones exigidas por el gas, las necesidades del campo y los fluidos producidos, se puede realizar un enfriamiento del sistema, que consiste en enfriar el gas hasta una temperatura en la cual se forme una masa para luego remover, por otro lado estaría la utilización de un intercambiador de calor a baja temperatura, este método no es muy usado, debido a la inhabilidad para operar a bajas presiones; también se puede realizar por medio de un desecante sólido, este usa el gel de sílice o alúmina sólida para el tratamiento, pero este método es relativamente costoso, aunque puede reducir el contenido de agua a niveles bastante bajos, normalmente tiende a ser usados en plantas procesadoras de gas a bajas temperaturas, pero su utilización en campos petroleros no es común.

En el campo se utiliza el método de deshidratación de gas por medio de torre de glicol, ya que el desecante se regenera durante el mismo proceso. Es el método que generalmente se aplica para la deshidratación en campos productores de gas, donde el contenido de vapor de agua requiere niveles bajos para su comercialización.

⁸ VELANDIA GALEANO Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Bogotá D.C. 2002. p. 185.

El proceso consiste en el que el gas natural húmedo entra a la columna de absorción (torre contactora de glicol) por la parte inferior y fluye corriente arriba por medio de los platos y sale por la parte superior de la torre, usualmente se emplean de 6 a 8 platos. El glicol pobre es alimentado en la parte superior de la columna y fluye hacia abajo pasando plato por plato, absorbiendo el vapor de agua del gas natural. El glicol rico sale por el fondo de la torre hacia la unidad de regeneración. Por último dentro de la torre el gas natural pasa por medio de una malla de niebla con el fin de remover trazas de glicol. (Ver Figura 10).

Figura 10. Recorrido del gas en la torre de glicol.

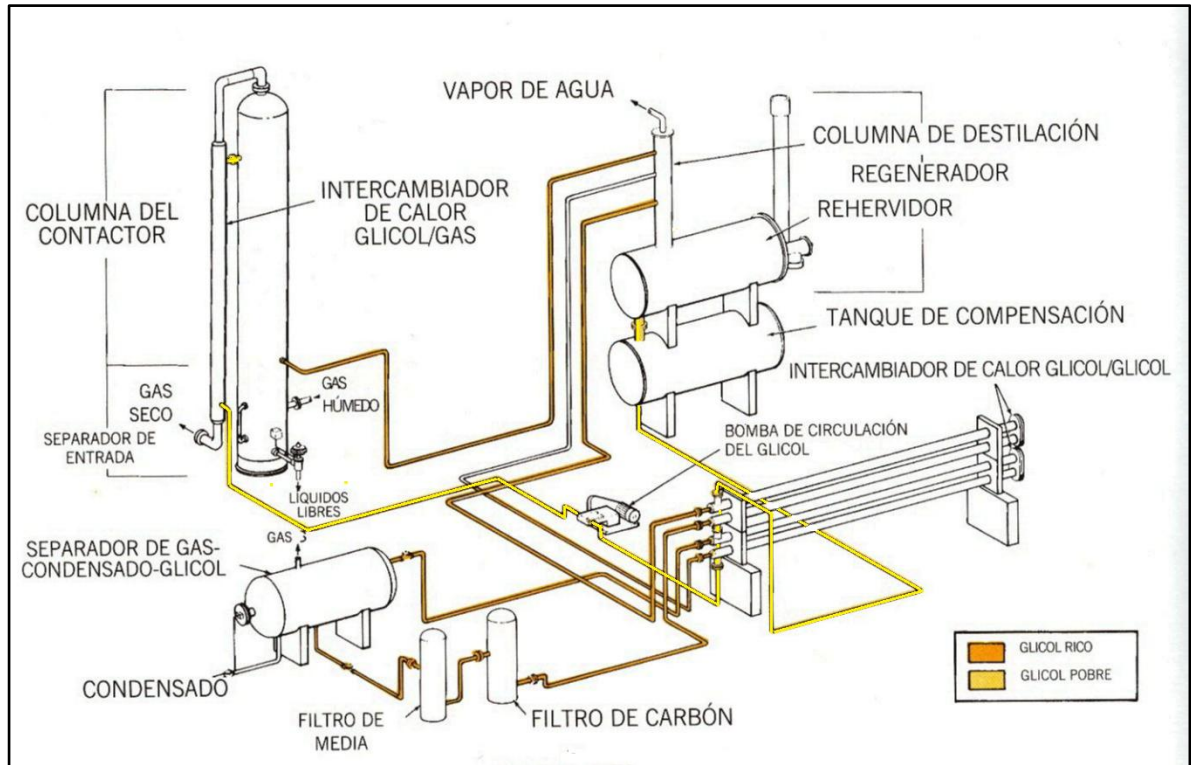


Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

La unidad de regeneración de glicol está compuesta de un rehervidor donde el vapor es generado del agua contenida en el glicol. El agua despojada y cualquier pérdida de hidrocarburos son venteados por la parte superior de la columna despojadora. (Ver Figura 11).

Se aprovecha el recurso energético precalentando el glicol rico por medio de un intercambiador de calor con el glicol pobre, antes de entrarlo a la columna rehervidora de glicol. Este procedimiento enfría el glicol pobre a la temperatura deseada y ahorra energía calentando el glicol rico en el intercambiador.

Figura 11. Recorrido del glicol en el proceso de deshidratación.



Fuente: Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

Normalmente muchas operaciones son diseñadas a presiones entre 1000 y 1200 psi. El proceso de absorción mejora a altas presiones, ya que un gas altamente presurizado contiene menor cantidad de vapor de agua comparado con uno de baja presión a la misma temperatura. Sin embargo una presión exagerada se traduce a incrementos de costos en la operación y se requiere una alta potencia de bombeo de glicol. Por otro lado si la presión es muy baja, el tamaño de la columna debe ser muy larga; la regeneración de glicol se alcanza de mejor manera a bajas presiones, normalmente a presión atmosférica.

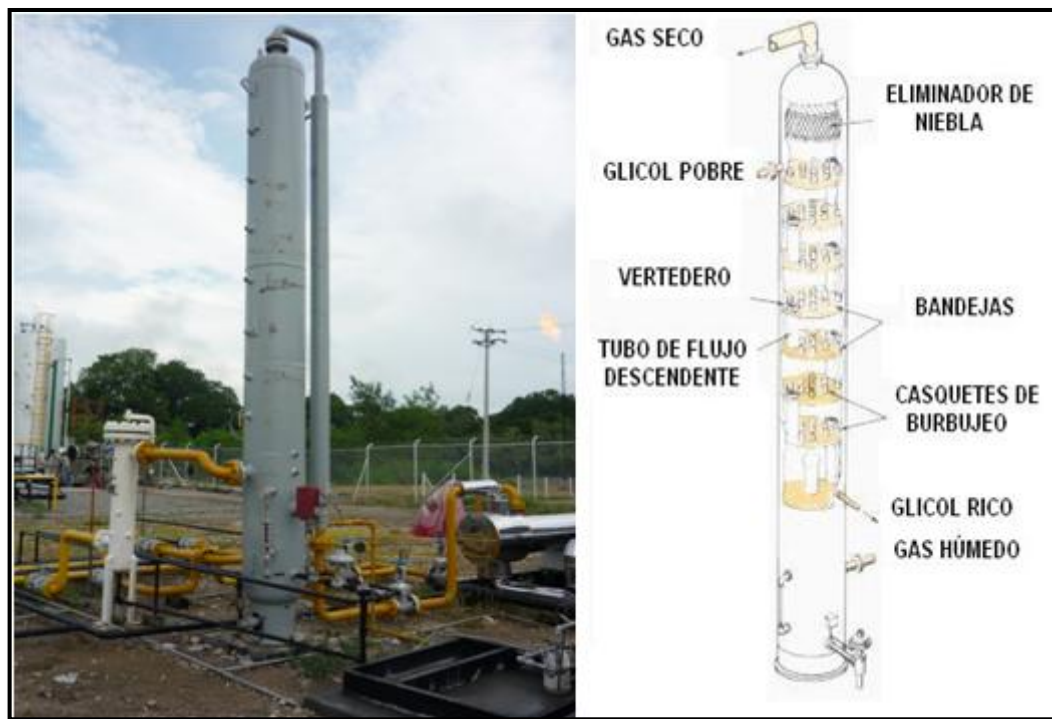
Normalmente, la temperatura de gas es mantenida entre los 80 y 110°F ya que no debe ser muy baja con el fin de evitar condensaciones de vapor de agua e hidrocarburos, y la temperatura de entrada del glicol es mantenida cerca de 10°F por encima de la temperatura de gas de salida, debido a que es posible a menos de 60-70°F el glicol forme una emulsión estable con el hidrocarburo en el gas y pueda también formar espuma.

En el regenerador de glicol, la temperatura del glicol es normalmente llevada hasta los 370- 390°F. Esto resulta en concentraciones de glicol pobre alrededor de 98.5-98.9%. Un exceso de temperatura puede causar la degradación del glicol.

La torre contactora es una vasija a presión diseñada para satisfacer especificaciones rígidas y usualmente contiene de cuatro a doce platos sobre los cuales el gas asciende burbujas a través del glicol que desciende. Estas son de un diámetro de 18 pulgadas o menos y pueden contener material de empaques en lugar de platos. (Ver Figura 12).

El **punto de rocío** es la temperatura a la cual el hidrocarburo comienza a condensarse cuando el gas natural es enfriado a presión constante y en consecuencia deja de ser totalmente gaseoso. Es importante realizar el monitoreo de esta temperatura en el gas natural, para mantener la calidad y la integridad del gas, y también cumpliendo con la normatividad.

Figura 12. Torre deshidratadora de glicol del Campo Abanico.



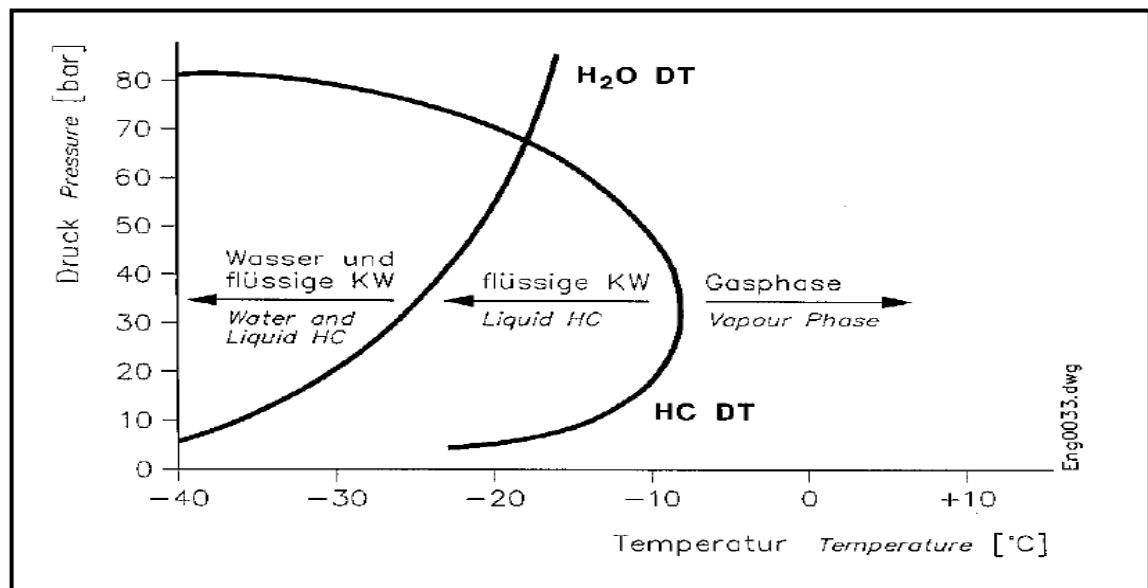
Fuente: Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

En muchos casos el evitar la formación de tales líquidos en gas natural es muy importante, ya que en las líneas de transporte de gas la presencia de hidrocarburos líquidos en combinación con el vapor de agua llevan a la formación de hidratos, en condiciones de operación pueden ocasionar daños en los compresores y restringir y aún bloquear las líneas.

Para evitar la formación de líquidos en el sistema, es necesario controlar el punto de rocío de hidrocarburos por debajo de las condiciones de operación de los gasoductos. Dado que las condiciones de operación de los gasoductos están normalmente fijadas por el diseño y las consideraciones medioambientales, de un flujo monofásico, esto sólo puede garantizarse mediante la eliminación de los hidrocarburos más pesados del gas.

Para la determinación de la temperatura del punto de rocío de hidrocarburos, el Campo Abanico aplica el método de referencia fundamental de principio de espejo en frío. Este principio, se basa en el enfriamiento de una superficie de espejo por donde fluye el gas, y cuando se ha alcanzado la temperatura del punto de rocío, el condensado se deposita en la superficie del espejo. En la Figura 13, se observa la relación entre el punto de rocío del agua y del hidrocarburo.

Figura 13. Interrelación entre el punto de rocío de agua y punto de rocío de hidrocarburos.



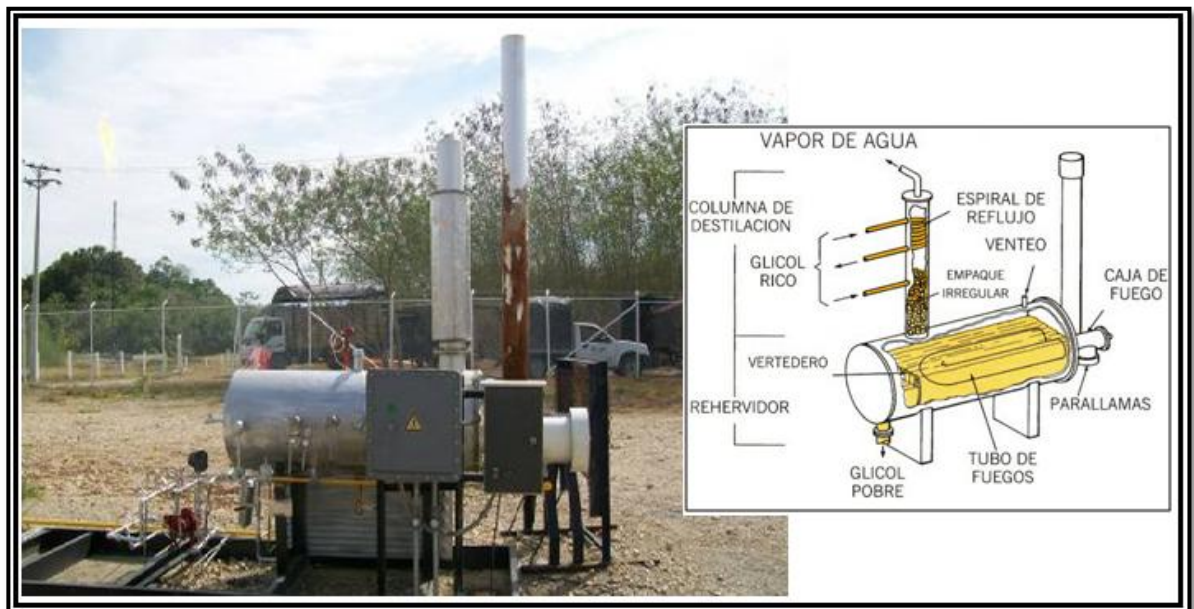
Fuente: Hydrocarbon dew point measuring system, Physical principal and calibration procedure.
BARTEC. 2010

En el **rehervidor**, que también es llamado regenerador, o deshidratador de glicol, se remueve la humedad que el glicol absorbió del gas en la torre contactora. Su funcionamiento consiste en donde un fluido caliente fluye a través del mismo espacio seguido de uno frío en forma alternada, con tan poca mezcla física como sea posible entre las dos corrientes. La torre despojadora es una columna de aproximadamente 6 pies de altura que contiene de dos a tres platos o material de empaque si el diámetro es inferior a 18 pulgadas. En la Figura 14, se aprecia un

esquema de funcionamiento del rehervidor. Para una buena eficiencia la regeneración de glicol se alcanza de mejor manera a bajas presiones, normalmente a presión atmosférica.

En el rehervidor en el cual el fluido hierve en forma continua es útil en las plantas para regenerar la solución que ha sido usada como absorbente, además este equipo por el cual se introduce la energía a la planta, suple las deficiencias energéticas y se encarga de balancear termodinámicamente el sistema.

Figura 14. Regenerador de glicol del Campo Abanico.



Fuente: Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

En el **intercambiador de calor** un fluido caliente fluye ya sea en paralelo o en contra corriente por diferentes tubos ubicados en el mismo espacio, calentando el líquido que se encuentra afuera de este. Todos estos tubos reposan sobre una malla dentro de una coraza para que no choquen entre si y no obstaculicen el flujo del otro fluido, que viene con una temperatura distinta a la del primer tubo; el método de transferencia de calor es por convección, ya que el contacto se hace

fluido –metal – fluido. En la Figura 15 muestra la configuración interna de un intercambiador de coraza y tubos.

Figura 15. Ubicación de los tubos del intercambiador de calor.



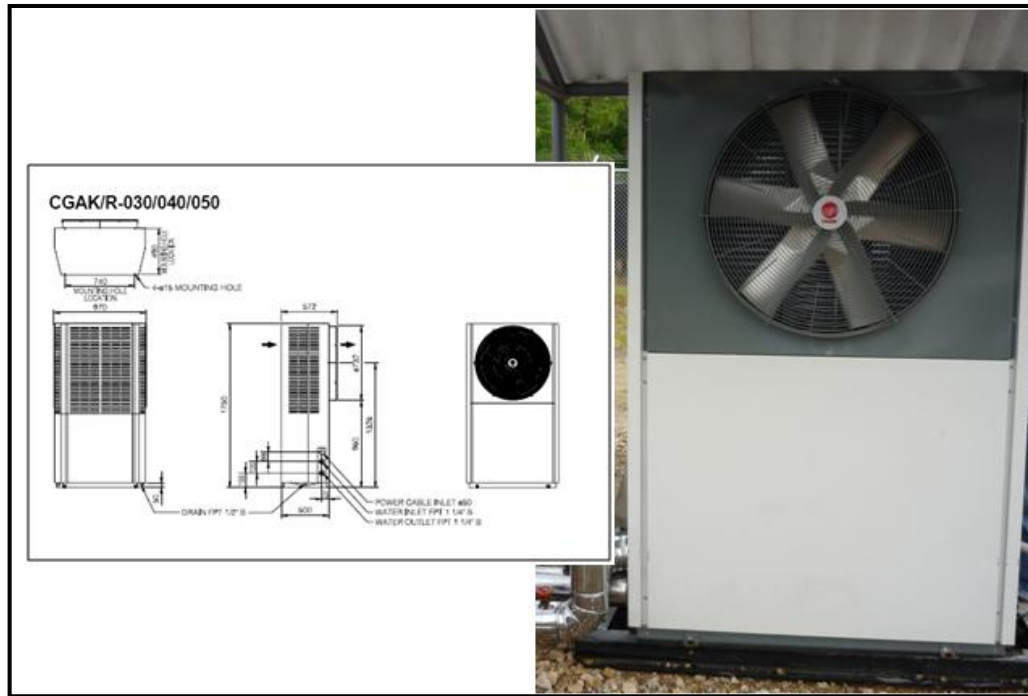
Fuente: Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

2.1.3.5 Refrigeración. Es el proceso de reducción y mantenimiento de la temperatura (a un valor menor a la del medio ambiente) de un objeto, espacio y/o fluido. La reducción de temperatura se realiza extrayendo energía del cuerpo, generalmente reduciendo su energía térmica, lo que contribuye a reducir la temperatura de este cuerpo.

En el Campo la refrigeración se hace por medio de un Chiller que es una unidad enfriadora de líquidos, este utiliza la misma operación de refrigeración de los aires acondicionados y los deshumidificadores, pero enfriando agua, aceite o gas. Su principal función es mantener el HCDP bajo para no generar liquido.

En la Figura 16 se observan las dimensiones del Chiller utilizado en la planta de gas del campo.

Figura 16. Chiller de refrigeración.



Fuente: Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

2.1.4 Transferencia De Custodia

Una vez el gas ha sido totalmente tratado, es transportado a un lugar llamado punto de transferencia de custodia, que es definido como el sitio donde se transfiere la custodia del gas entre un productor – comercializador y un Transportador; o entre un Transportador y un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Almacenador Independiente, un Usuario Regulado atendido por un Comercializador (no localizado en áreas de servicio exclusivo), una Interconexión Internacional, entre dos transportadores, y a partir del cual el Agente que recibe el gas asume la custodia del mismo⁹.

⁹ COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 071 (16 de agosto de 2007) Por la cual se complementan las especificaciones del Reglamento Único de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999. Publicado: CREG, 2007. p. 40

Los productores le aseguran a los transportadores que entregan el gas con la calidad que exige el RUT, por medio de un sistema de medición en el punto de transferencia de custodia. En dicho reglamento se establecieron las especificaciones de calidad que los diferentes agentes deben cumplir, para que el gas no forme líquido a las condiciones críticas de operación y con el fin de efectuar la transferencia de custodia del gas a lo largo del sistema nacional de transporte.

Luego mediante la resolución CREG 054 del 21 de junio de 2007 se complementaron las especificaciones ya existentes de calidad del gas natural inyectado al sistema nacional de transporte, con la inclusión del parámetro punto de rocío de hidrocarburos, el cual para cualquier presión de operación no deberá superar el valor de 45 °F (7,2°C).

El gas natural entregado al transportador por el agente, en el punto de entrada del sistema de transporte y por el transportador en el punto de salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en la Tabla 7.

Tabla 7. Especificaciones de calidad del gas natural.

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Máximo Poder Calorífico Bruto (Ghv) *	42,8 MJ/M3	1,150 BTU/Ft3
Mínimo Poder Calorífico Bruto (Ghv)**	35,4 MJ/M3	950 BTU/Ft3
Contenido de Liquido***	Libre de Líquidos	Libre de Líquidos
Contenido Total de H2s Máximo	6 Mg/M3	0,25 Grano/100pcs
Contenido Total de Azufre Máximo	23 Mg/M3	1,0 Grano/100pcs
Contenido CO2 Máximo en % Volumen	2%	2%
Contenido de N2 Máximo en % Volumen	3%	3%

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Contenido de Inertes Máximo en % Volumen****	5%	5%
Contenido de Oxígeno Máximo en % Volumen	0,10%	0,10%
Contenido Máximo de Vapor de Agua	97 Mg/M3	6,0 Lb/Mpcs
Temperatura de entrega Máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega Mínima	7,2°C	45°F
Contenido Máximo de Material en Suspensión	1,65 Mg/M3	0,7 Grano/100pc

Fuente: Resolución CREG 054 de 2007.

2.2 OPTIMIZACIÓN DEL TRATAMIENTO DEL GAS EN EL CAMPO ABANICO

A continuación se describirán las adecuaciones que se requieren para el mejoramiento de la planta y las ecuaciones que se utilizarán para realizar el diseño de la planta de endulzamiento para tratar el gas del Campo Abanico, teniendo en cuenta el pronóstico de producción, consumo y comercialidad.

Para determinar las condiciones de operación de la torre deshidratadora, se hizo un análisis físico y de ingeniería obteniendo como resultado que el estado de la columna tiene excesiva acumulación de sólidos sobre las caperuzas y los platos haciendo que haya presencia anormal de humo.

La planta solo funciona cuando hay cabeza de succión para la bomba porque el glicol ha descendido de los platos después de más de 2 horas de estar apagado, esta situación evidencia que el tiempo de retención del glicol en la columna es muy alto porque existen obstrucciones en los platos y/o en el recuperador de calor. Se realizó la simulación de todo el proceso, porque no existe documentación inicial sobre la construcción de la columna esto con el fin de establecer las dimensiones

básicas del scrubber de alimentación a la planta, de manera que si es posible comprimir hasta 600 psig, el contenido de agua que hay que retirar es inferior a 60lbde agua por millón tratado,

Para la adecuación del HCD se realizará mediante el uso de un intercambiador de calor de coraza y tubos el cual disminuirá la temperatura del gas hasta 60°F con el uso de un reciclo de gas que sale del separador frío después de haber pasado por el chiller, como criterio de diseño se utilizó una aproximación de 10 °F para el intercambiador GAS /GAS y 10 °F por debajo del Dewpoint de 45 °F a 550 psig (Condiciones RUT), es decir el intercambiador enfriará a 35°F el gas. De acuerdo con lo anterior es un chiller de agua/glicol que nos da la carga requerida. Se requieren para este sistema mínimo 3 Ton de refrigeración y se sugiere un sobre diseño del 25%.¹⁰

Si la presión de operación de la torre es de 600 psig el sistema tendrá al final del proceso aproximadamente 550 psig disponibles con un HCD de 36°F, justo para la aplicación dada.

No se justifica refrigerar y luego deshidratar, la refrigeración inicial puede requerir el uso de glicol para inhibir hidratos adicionar una mayor cantidad de lo requerido permitiría que el gas que salga del separador frío estuviera en condiciones RUT de esta manera la planta no se utilizaría a expensas de un consumo constante de glicol.

Debido al estado de la columna y a la dificultad para retirar los platos, se procedió a cortar la torre en 3 partes, con el fin de facilitar la recuperación de los platos, no se utilizó ningún tipo de empaque debido a la diferencia de diámetro interno de la torre y a la falta de espacio interno, mejorando así la actual configuración para

¹⁰ Informe Planta de Gas Campo Abanico, *PACIFIC RUBIALES ENERGY*. 2010.

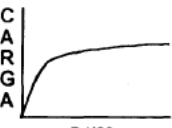
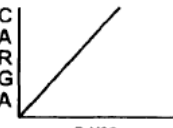
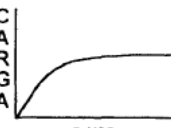
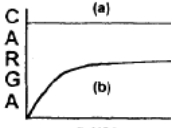
manejar hasta 1,2 MMSCFD; la configuración actual de los platos (cinco platos en total) se modificara puesto que estaban mal ubicados (todos del mismo lado).

Posteriormente Pacific Rubiales Energy tiene disponibles 1.5 MMSCFD en la estación de gas de Abanico con opción de comercialización que no ha podido ser vendido debido a que cuentan con una concentración de CO₂ equivalente al 8%. Es necesario entonces implementar un sistema de remoción de dicho compuesto con el fin de lograr la comercialización de estos hidrocarburos.

A continuación se mostrará una alternativa para el tratamiento de éstos gases basado en un proceso típico de endulzamiento con aminas y haciendo una evaluación por medio del simulador.

La Figura 17 presenta un cuadro comparativo de los procesos más usados para el endulzamiento de gases. En este caso en particular, hay una cantidad de CO₂ considerable de manera que se requiere un proceso con alta selectividad que reduzca la cantidad de gas de proceso perdido; igualmente es necesaria la remoción continua de gas ya que se estima venta del mismo durante las 24 horas.

Figura 17. Características generales de los procesos de endulzamiento

	SOLVENTES QUÍMICOS	SOLVENTES FÍSICOS	CONVERSIÓN DIRECTA	LECHO SECO
PRINCIPIOS DE REMOCIÓN DE H ₂ S	REACCIÓN QUÍMICA	ABSORCIÓN FÍSICA	CONVERSIÓN QUÍMICA A AZUFRE	A) ADSORCIÓN QUÍMICA B) ADSORCIÓN FÍSICA
CARGA O REMOCIÓN DE H ₂ S	 P H₂S LIMITADA POR ESTEQUIOMETRÍA	 P H₂S PROPORCIONAL A LA PRESIÓN PARCIAL DE H₂S	 P H₂S LIMITADA POR ESTEQUIOMETRÍA	 (a) (b) P H₂S LIMITADA: a) ESTEQUIOMETRÍA b) ÁREA SUPERFICIAL
CANTIDAD DE H ₂ S	GRANDE	MUY GRANDE	BAJA	MUY BAJA
PUREZA REQUERIDA	MODERADA / ALTA	ALTA	MODERADA / ALTA	a) MUY ALTA b) ALTA
ENERGÍA EN EL REGENERADOR	GRANDE	BAJA	MODERADA	MODERADA
APLICACIÓN TÍPICA	REMOCIÓN CONTÍNUA GRAN VARIEDAD DE APLICACIONES	REMOCIÓN EN MASA Y REMOCIONES CONTINUAS	PROCESOS CONTINUOS	A) LECHOS PROTECT. B) OPERAC. CÍCLICAS

Fuente: MARTÍNEZ, M.J. Endulzamiento del Gas Natural (ICONSA). 2003

Se requiere entonces, un proceso de fácil operación y cuya tecnología se encuentre en funcionamiento en el país ya que esto garantiza de cierta forma la disponibilidad de personal calificado para su mantenimiento y reparación.

Para este caso en particular se ha seleccionado un proceso mediante un solvente químico en el cual los componentes ácidos del gas natural reaccionan con un componente activo, para formar compuestos inestables en un solvente que circula dentro de la planta. La solución rica e inestable, se puede separar mediante la aplicación de calor y/o por reducción de la presión de operación, para liberar los gases ácidos y regenerar el solvente.

De acuerdo a las Tablas 1 y 2 de las características del gas, para llevarlo a condiciones de venta se requiere remover el CO₂, a una fracción menor al 2%. Este proceso afecta directamente la capacidad calorífica del fluido (se incrementa

con la disminución de la concentración del CO₂). Para este caso en particular la remoción total del CO₂, permite obtener un gas cuya capacidad calorífica se encuentra justo en los valores permitidos por el R.U.T. (Ver Tabla 7).

En el Campo Abanico se tomará como patrón de diseño la mayor concentración de CO₂ registrada, es decir 9% para la especificación de la recirculación de amina.

La instalación de la planta de endulzamiento debe realizarse aguas arriba del sistema de deshidratación. En la Tabla No 8 se resumen las condiciones de proceso disponibles y requeridas para cada una de las estaciones.

Tabla 8. Características del proceso.

Parámetro	Campo Abanico
Caudal a tratar (MMSCFD)	1,5
Caudal de CO ₂ a remover (SCFD)	130,65
Presiones de trabajo Max/Min (Psig)	650/700
Temperatura de trabajo Max/Min (°F)	150/120
Recirculación de amina (GPM)	13,4
Cantidad de calor a transferir (BTU/h)	970000
Concentración de la solución de amina (%p/p) DGA	50

Fuente. Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

2.3 VALIDACIÓN DE DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL PROCESO

A continuación se presenta un diseño de un sistema con Dietilamina y agua (DEA), en el cual se comparan de manera progresiva los resultados que se obtiene con el simulador HYSYS, apoyándose en la información de la literatura publicada.

A continuación se indica un procedimiento simplificado para hacer cálculos aproximados de los parámetros principales para el tratamiento del gas con MEA, DEA y la DGA en instalaciones de gas cuando este produce H_2S y/o CO_2 .

Ecuación 1. Endulzamiento de Gas con MEA

$$GPM = 41 * \left(\frac{Qy}{x}\right)$$

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Para el uso de MEA se asume 0.33 molde gas ácido recogido por mol.

Ecuación 2. Endulzamiento de Gas con DEA (Convencional)

$$GPM = 45 * \left(\frac{Qy}{x}\right)$$

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Para el uso de DEA convencional se asume 0.5 molde gas ácido recogido por mol.

Ecuación 3. Endulzamiento de Gas con DEA (Carga alta)

$$GPM = 32 * \left(\frac{Qy}{x}\right)$$

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Para el uso de DEA de carga alta se asume 0.7 molde gas ácido recogido por mol.

Ecuación 41. Endulzamiento de Gas con DGA

$$GPM = 55.8 * \left(\frac{Qy}{x}\right)$$

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Para el uso de DGA se asume 0.39 molde gas ácido recogido por mol, teniendo en cuenta que las concentraciones de DGA son normalmente de 50-60% en peso.

Q = Gas ácido para ser procesado, MMSCFD

y = Concentración de gas ácido en el gas, % mol

x = Concentración de aminas en solución líquida, % en peso

Las Ecuaciones 1 a 4 muestran solo la tasa de circulación necesaria. Estas ecuaciones no deben utilizarse si el H₂S combinado con el CO₂ se encuentra por encima del 5% molar; también se limitan a un máximo de concentración de la amina de alrededor de 30% en peso. El gas producido en el Campo solo tiene concentración de CO₂, por tanto no hay limitaciones para este tipo de gas.

Después de calcular la tasa de circulación de amina, se puede estimar el calor y los requisitos del intercambiador de calor a partir de la Tabla 8; y los requisitos de la bomba de alimentación pueden ser estimados de la Tabla 9.

Tabla 9. Requerimientos del intercambiador de calor

	Entrada, BTU/Hr	Área, Pies cuadrados
Rehervidor	72000 * GPM	11,30 * GPM
Entrada de amina rica	45000 * GPM	11,25 * GPM
Refrigerador de amina (refrigerado por aire)	15000 * GPM	10,20 * GPM
Condensador de reflujo	30000 * GPM	5,20 * GPM

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Tabla 10. Requerimientos estimados de energía

Requerimientos		
Bomba principal de amina	GPM * PSIG * 0,00065	= HP
Bombas BOOSTER de aminas	GPM * 0,06	= HP
Bombas de contraflujo	GPM * 0,06	= HP
Refrigerador aéreo	GPM * 0,36	= HP

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

El diámetro de un contactor de la planta de aminas, se puede estimar utilizando la Ecuación 5.

Ecuación 52. Diámetro de un contactor

$$Dc = 44 * \sqrt{Q / \sqrt{p}}$$

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Donde:

Q = Gas para contactor, MMSCFD

P = Presión del contactor, Psia

Dc = Contactor de diámetro en pulgadas antes de redondeo y redondeado 6 pulgadas por encima.

Del mismo modo el diámetro del regenerador debajo del punto de alimentación se puede estimar utilizando la Ecuación 6:

Ecuación 6. Diámetro del regenerador

$$Dr = 3.0 * \sqrt{GPM}$$

Fuente: Gas Processor Suppliers Association (GPSA), Engineering data book, 2004

Donde:

GPM = Tasa de circulación de amina, Galones por minuto (GPM)

Dr = Regenerador inferior, Diámetro en pulgadas

El diámetro de la sección que se ubica por encima del punto de alimentación puede estimarse en 0,67 veces el diámetro inferior.

Para realizar la validación del diseño se realizara a partir del uso de una amina DEA, puesto que es menos corrosiva que la MEA, se necesitaría menos cantidad para en la circulación del endulzamiento y debido a la estructura se molecular la cantidad que se perdereria en el rehervidor es despreciable. Usando la ecuación 2, y de acuerdo a los datos suministrados en la Tabla 6, se tiene:

Ecuación 7. Procedimiento

$$GPM = 45 * \left(\frac{(1.5) * (9)}{50} \right) \rightarrow 12.15$$

GPM equivale a 12.15 galones de solución DEA al 50% por minuto.

De acuerdo a la Tabla 8 se obtiene lo siguiente:

Tabla 11. Resultados Intercambiador de Calor para una amina DEA.

	Entrada, BTU/Hr	Resultado BTU/Hr	Área, Pies cuadrados	Resultado Pies cuadrados
Rehervidor	72000 * GPM	874800	11,30 * GPM	137,295
Entrada de amina rica	45000 * GPM	546750	11,25 * GPM	136,6875
Refrigerador de amina (refrigerado por aire)	15000 * GPM	182250	10,20 * GPM	123,93
Condensador de reflujo	30000 * GPM	364500	5,20 * GPM	63,18
GPM = 12,15				

Fuente: Autores del Proyecto

De acuerdo a la Tabla 9 se obtiene lo siguiente:

Tabla 12. Resultados de energía estimada usando Amina DEA.

Requerimientos		Resultado, HP
Bomba principal de amina	GPM * PSIG * 0,00065	6,712875
Bombas BOOSTER de aminas	GPM * 0,06	0,729
Bombas de contraflujo	GPM * 0,06	0,729
Refrigerador aéreo	GPM * 0,36	4,374

Fuente: Autores del Proyecto

Usando la Ecuación 5, y de acuerdo a los datos suministrados en la Tabla 6, tenemos:

Ecuación 8. Procedimiento

$$Dc = 44 * \sqrt{1.5 / \sqrt{700}} \rightarrow 277.1 \text{ in}$$

Dc equivale a 277.1 pulgadas ó 283 redondeado

Usando la ecuación 6, tenemos:

Ecuación 9. Procedimiento

$$Dr = 3.0 * \sqrt{12.15} \rightarrow 10.45$$

El diámetro del regenerador sería 10.45 pulgadas o 16 redondeado a 6 pulgadas por debajo del punto de alimentación.

Y por último se calcula el diámetro del regenerador por encima del punto de alimentación.

Ecuación 10. Procedimiento (Punto encima del alimentador)

$$Dra = 0.67 * 43 \rightarrow 28.81$$

Obteniendo como resultado un diámetro de regenerador por encima del punto de alimentación de 28.8 pulgadas o de 38 pulgadas redondeándolo a 6 pulgadas

Comparando los datos obtenidos anteriormente con la Tabla 13 se estima que la planta de aminas sería de un tamaño pequeño, es decir una planta cuya capacidad sea de 15 GPM.

Tabla 13. Principales parámetros de los sistemas de aminas.

Amina	Regenerador	Recipientes		Acum. de reflujo	
GPM	Día"	Día"	Alt"	Día"	Alt"
15	18	24	72	18	36
25	24	42	96	24	48
50	30	48	144	30	96
75	36	-	-	36	120
100	42	60	180	-	-
150	48	72	240	48	144
200	60	84	240	60	168
300	72	84	360	72	180

Fuente: MARTÍNEZ, M.J. Endulzamiento del Gas Natural (ICONSA). 2003.

2.3.1 Validez de la Simulación

Es necesario aclarar que los datos obtenidos en la simulación no son fácilmente reproducibles en la práctica debido a que los modelos empleados para el cálculo están restringidos tanto en la concentración de CO₂ como en la de la solución de amina. El paquete de aminas de HYSYS no puede llevar a cabo los cálculos con distintas clases de aminas razón por la cual la selección de ésta está basada en la literatura especializada y en la experiencia de los fabricantes, dadas las condiciones de proceso y los parámetros ambientales a las que estará sometida.

Otra situación que se observa es que las temperaturas son más altas de lo observado en la práctica debido a que el paquete de aminas de HYSYS estima valores mayores de los calores de reacción propios de la absorción química que se produce. Por esta razón los cálculos de la recirculación de amina y de las cargas de calor requeridas por el proceso fueron calculados en virtud de los datos disponibles en la literatura especializada así como en la experiencia.

Para la remoción de CO₂ del gas del campo Abanico se realizó la simulación de un proceso típico de absorción y desorción con una solución acuosa de MEA (Monoetanolamina). Las características del gas que se alimenta del modelo se relacionan en la Tabla No. 14.

Tabla 14. Composición del Gas usado en el modelo de simulación.

Component		Mole %	Weight %
H ₂	Hydrogen	0.00	0.00
H ₂ S	Hydrogen Sulphide	0.00	0.00
CO ₂	Carbon Dioxide	8.71	18.30
N ₂	Nitrogen	0.61	0.82
C ₁	Methane	84.18	64.44
C ₂	Ethane	2.10	3.02
C ₃	Propane	1.41	2.96
iC ₄	i-Butane	0.58	1.60
nC ₄	n-Butane	0.85	2.35
iC ₅	i-Pentane	0.31	1.06
nC ₅	n-Pentane	0.27	0.95
C ₆	Hexanes	0.29	1.16
C ₇	Heptanes	0.37	1.62
C ₈	Octanes	0.20	1.01
C ₉	Nonanes	0.09	0.52
C ₁₀	Decanes	0.03	0.16
C ₁₁	Undecanes	0.00	0.03
C ₁₂ ⁺	Dodecanes plus	0.00	0.00
Totals :		100.0000	100.0000
Note: 0.00 means less than 0.005.			

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Por otra parte, a continuación se listan los parámetros típicos para la especificación de los componentes del modelo.

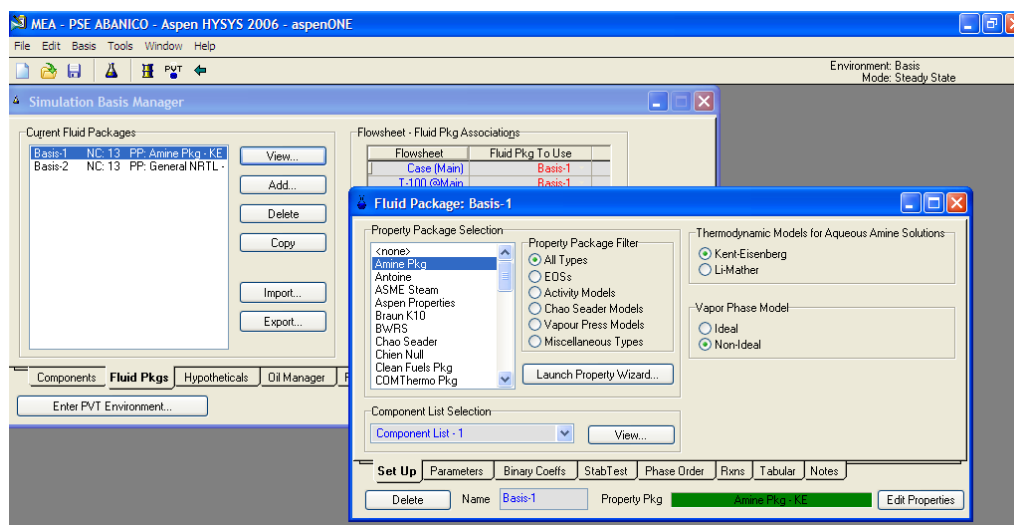
1. Presión de Operación: 650-690 psig.
2. Temperatura de Operación: 120 °F
3. Flujo de gas: 1.5 MMSCFD
4. La columna de absorción se especifica con 20 etapas reales.
5. La columna de regeneración de amina también se inicia con 20 etapas reales.
6. Las presiones, temperaturas y concentraciones se utilizan en la simulación del caso base se encuentran dentro de los límites válidos del paquete de aminas disponible en HYSYS. Éste paquete está basado en el modelo de D.B. Robinson que permite predecir el comportamiento de los sistemas de amina- agua e hidrocarburos.
7. En el intercambiador de calor de amina pobre/amina rica, la amina rica es calentada a la temperatura del regenerador la cual se especifica en 200°F.
8. El gas ácido rechazado desde el regenerador está a 120°F, mientras que la

temperatura de amina pobre será de 255°F.
9. Aproximación Min en el intercambiador de calor 15°F.
10. Relación de reflujo inicial en la columna de desorción: 0,3.
11. Se fijan como set point tres parámetros para el retorno de amina pobre hacia la contactora a saber: Temperatura de entrada 100°F, Presión de alimentación a la torre: 690 psig. Caudal el cual se referirá en términos de recirculación: Mínimo 15 GPM.

A continuación se presentan algunos de los pantallazos del paso a paso realizado para la especificación de los equipos utilizados en el modelamiento del proceso:

A. Selección de componentes y especificación del paquete termodinámico:

Figura 18. Selección de componentes en Hysys.



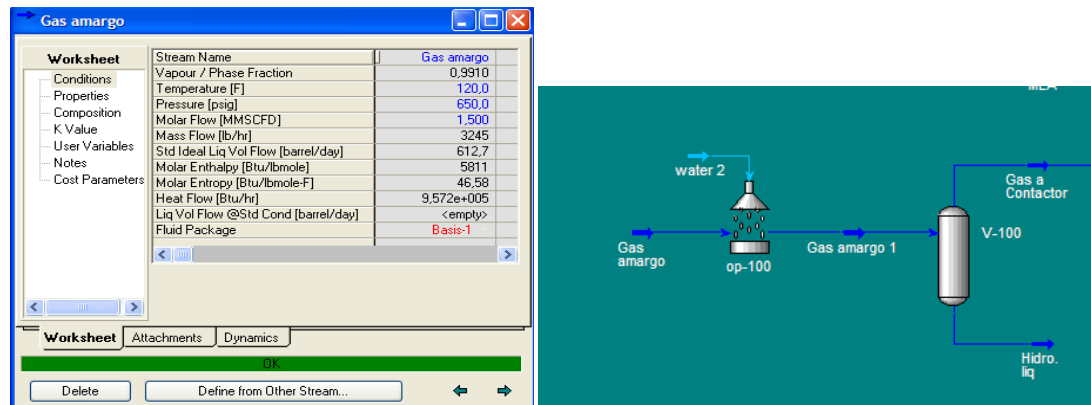
Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

B. Especificación de la corriente de inicial de proceso:

La cromatografía presentada con anterioridad indica la cantidad de agua presente en el gas de proceso, sin embargo para efectos de diseño se utilizará la operación “Saturate with Water – OP-100” de Hysys para saturar el gas, esta situación

permitirá evaluar la capacidad de proceso de los equipos siguientes como la planta de deshidratación y el sistema de ajuste de dewpoint de hidrocarburos.

Figura 19. Especificación de la corriente inicial del proceso en Hysys.



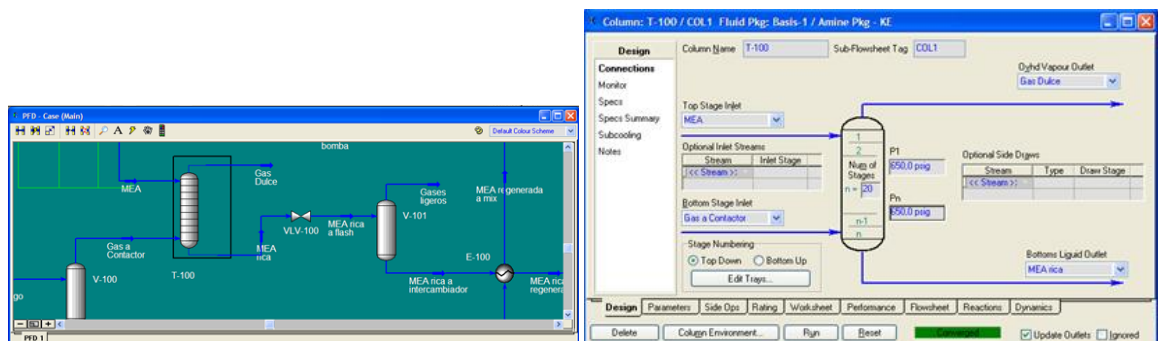
Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

C. Especificación de Torre Contactora:

La Figura 20 muestra las corrientes que se conectaron a la torre T-100, con una especificación de 650 psig como presión de operación y 20 etapas.

No se especificación condiciones en el Monitor ya que todos los grados de libertad en el conexionado inicial fueron especificados.

Figura 20. Especificación de la Torre Contactora en Hysys.

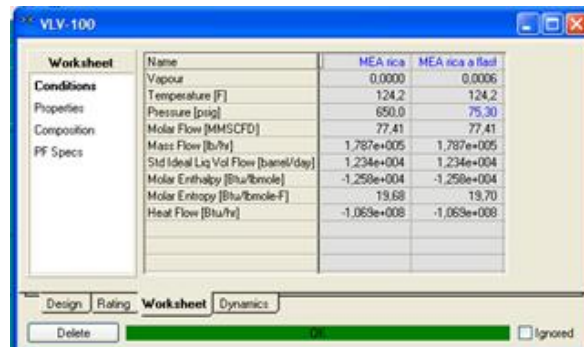


Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

D. Especificación de la válvula VLV-100.

La Figura 21 muestra las especificaciones de la válvula, cuya función es conseguir la despresurización de la amina rica para enviarla hacia el flash tank y despojarla del gas que la acompaña para enviarla a su regeneración.

Figura 21. Especificación de la válvula VLV-100 en Hysys.



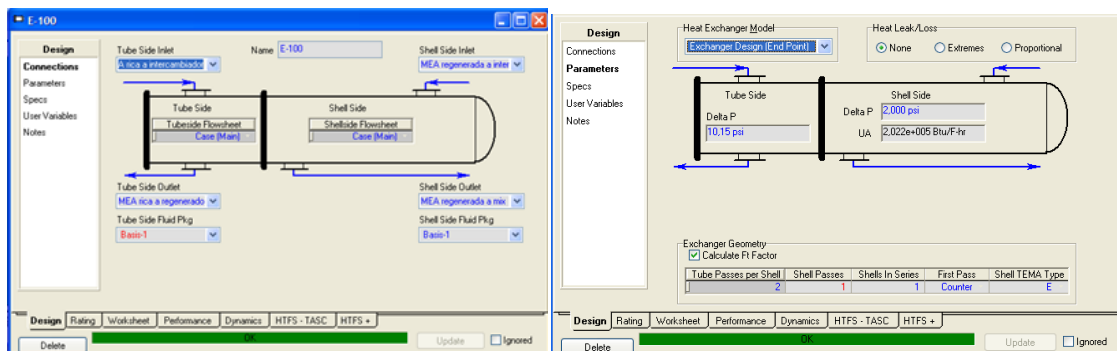
	MEA rica	MEA rica a flash
Name	MEA rica	MEA rica a flash
Vapour	0.0000	0.0006
Temperature [F]	124.2	124.2
Pressure [psig]	650.0	75.30
Composition		
PF Specs		
Molar Flow [MMSCFD]	77.41	77.41
Mass Flow [lb/hr]	1.787e+005	1.787e+005
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	1.234e+004	1.234e+004
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1.258e+004	-1.258e+004
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	19.68	19.70
Heat Flow [Btu/hr]	-1.063e+008	-1.063e+008

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

E. Especificación del intercambiador de calor AMINA RICA / AMINA REGENERADA.

Como se muestra en la Figura 22, se tiene una caída presión del lado de la coraza de 2 psi y una del lado de los tubos de 10,15 psi con dos pasos, esta es una configuración típica para este sistema.

Figura 22. Especificación del Intercambiador de Calor.



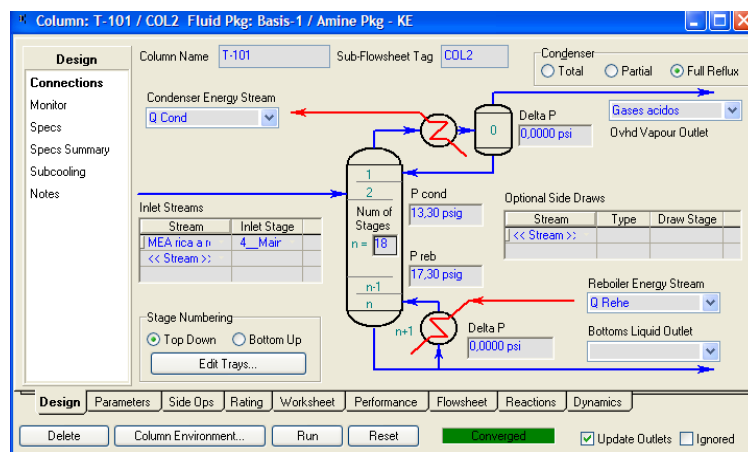
Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

F. Especificación de la columna de regeneración de Amina:

Para las especificaciones de ésta columna se utilizaron los siguientes parámetros:

- Ovhd Vap Rate: Con la cual se pretende ajustar el caudal de gases ácidos que se ventean y corroborar esta cifra con lo permitido bajo el PMA
- Reflux Rate: se ajusta para 15 gpm
- Temperature: 210 °F
- Comp Recovery -2: Permite garantizar que la corriente de salida de gases ácidos sea 100% CO₂
- Comp Recovery: Permite garantizar que la corriente “MEA regenerada a inter” sea 100% MEA.

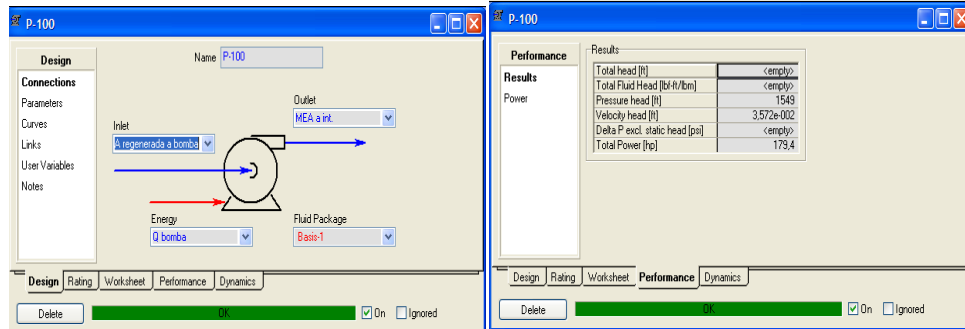
Figura 23. Especificación de la columna de regeneración de Amina.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

G. Especificación de Bomba de AMINA.

Figura 24. Especificación de la Bomba de Amina.



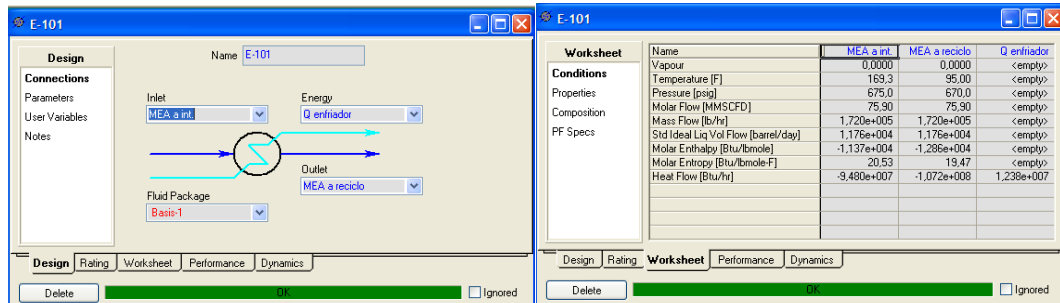
Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

H. Especificación del sistema de refrigeración de AMINA.

Este equipo permite reducir al máximo la temperatura de la amina regenerada que se alimentará a la columna principal, con lo cual se controlará la formación de espuma, el arrastre de amina (teniendo en cuenta que el principal agente que influencia este parámetro es la velocidad del gas).

Generalmente los fabricantes especifican este equipo como un aerofriador convencional debido a que la mayoría de los gases ácidos provienen de la descarga de un sistema de compresión lo que obliga a que estén a temperatura ambiente.

Figura 25. Especificación del sistema de refrigeración de Amina.

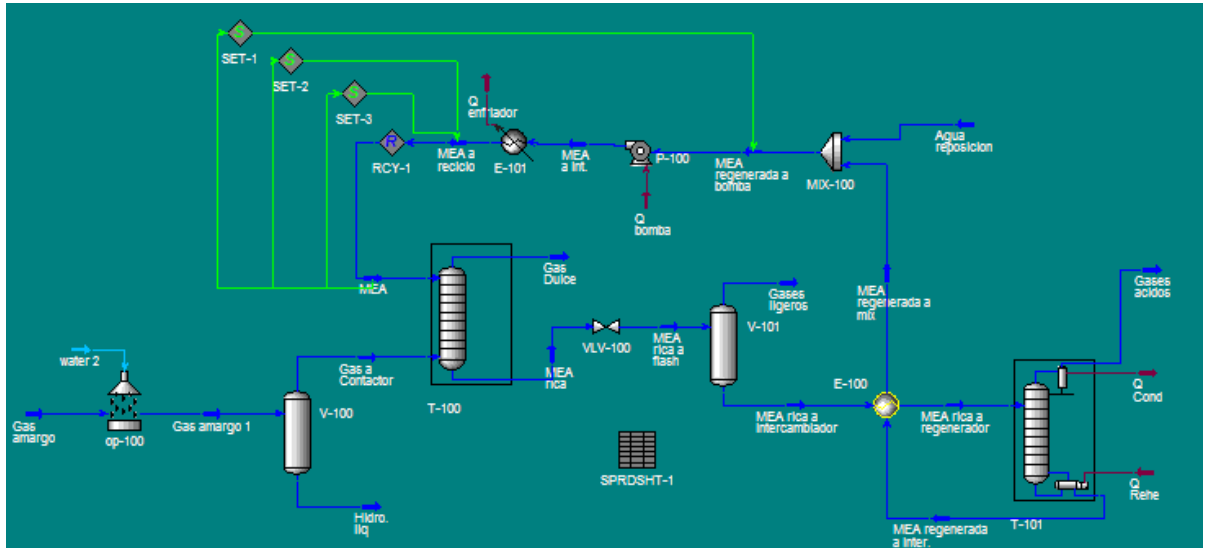


Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

I. Diseño de la planta

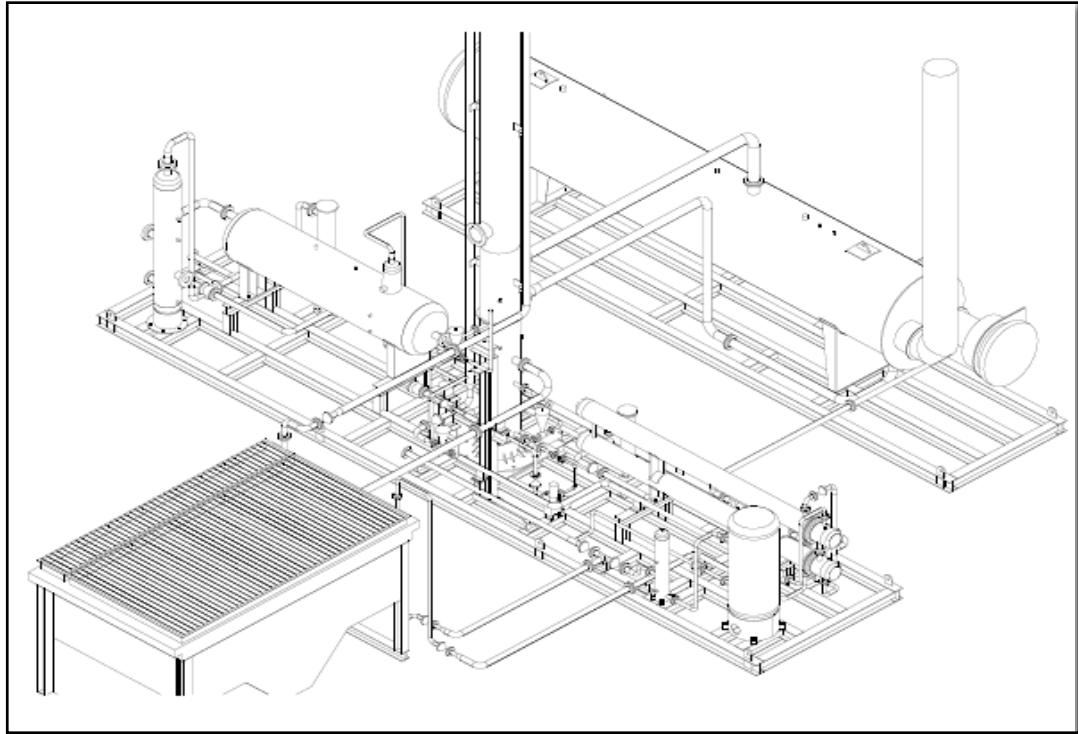
De acuerdo a los datos arrojados por el simulador el diseño en superficie de la planta de amina para el Campo Abanico se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Simulación en HYSYS de la Planta de Amina en Campo Abanico



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Figura 27. Esquema de la planta de amina Campo Abanico.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Otras especificaciones realizadas fueron:

- Los set points SET 1/2/3, que permiten ajustar el reciclo utilizado (RCY-1) para el retorno de la MEA hacia la columna principal. Las variables fijadas fueron: Temperatura (95°F), Presión (670 psig) y FLUJO (15 gpm).
- El mezclador MIX -100, que nos permite calcular el agua requerida para la reposición de la solución MEA/agua de acuerdo con el SET POINT 1.

J. Función Spreadsheet.

Mediante la función SPREADSHEET (SPRDSHT-1) se puede realizar un análisis de la simulación realizada ya que permite analizar la sensibilidad de algunas de

las variables de operación que se traducen directamente en el costo inicial y en el costo operativo de la planta básicamente por el consumo de potencia mecánica y térmica. Para el análisis realizado se mantuvieron constantes la mayoría de los parámetros enumerados en la primera parte del documento.

En este caso el parámetro más importante a analizar es que la concentración de salida de CO₂ debe mantenerse constante sin importar las variaciones en la presión de descarga del compresor o variaciones en el volumen a tratar debido a la apertura o cierre de alguno de los pozos.

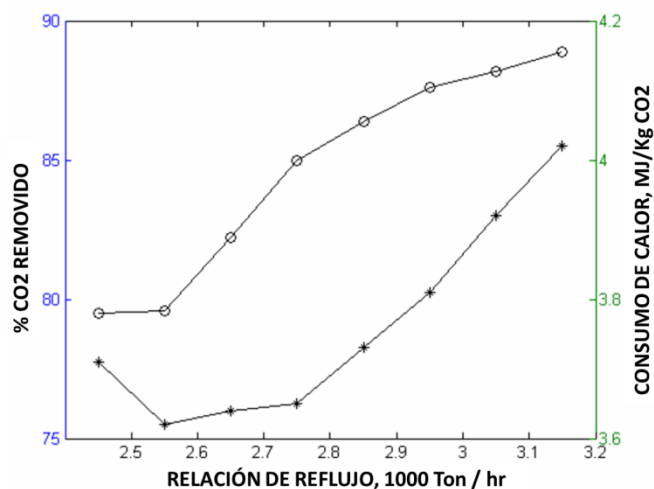
Los efectos en el cambio de estas variables se verán reflejados en el calor requerido para la regeneración de la amina, el tamaño del aro enfriador que refrigera la amina pobre que se alimenta al absorbedor y la altura de las columnas.

Este análisis ofrece la posibilidad de optimizar el equilibrio entre el costo de operación (debido al consumo de potencia) y costo de la inversión (debido a la altura de la columna).

De las sensibilidades realizadas, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- La presión de desorción se especificó a 17 psig, a una presión mayor el sistema no converge.
- El efecto del incremento en la tasa de circulación, es que aumenta el grado de eliminación de CO₂. Los resultados de las simulaciones se muestran en la Figura 28.

Figura 28. Efecto del incremento en la tasa de circulación



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

- Para nuestro caso particular es necesario que los motores de las bombas de reciclo tengan un variador de velocidad que permita ajustar la relación de reflujo de la amina pobre ya que si disminuye el caudal de gas alimentado al sistema o aumenta la concentración de CO₂, el grado de remoción será mayor y la temperatura de salida del gas será más alta, lo que puede causar problemas operativos en los procesos siguientes de deshidratación y ajuste del dewpoint de hidrocarburos.
- Otra variable analizada fue la temperatura del rehervidor, si se incrementa por encima de lo planteado en los parámetros base de simulación se obtiene un solución de amina más pura y mejor eficiencia de eliminación de CO₂. Sin embargo se corre el riesgo de la degradación de la amina por encima de 120 ° C.

2.4 ANÁLISIS FINANCIERO

El gas natural es la fuente de energía de mayor crecimiento desde los años 70. Actualmente representa la quinta parte del consumo energético mundial. Gracias a sus ventajas económicas y ecológicas, el gas natural resulta cada día más atractivo para muchos países. Pacific Rubiales Energy ha desarrollado nuevas estrategias para aprovechar las características de este producto, puesto que es una fuente de energía muy segura en lo que concierne a su transporte, su almacenamiento y su utilización; por tanto el principal objetivo de la empresa es aumentar la productividad de este recurso, debido a una demanda y a un nivel de precios en aumento, para así incrementar la venta de un gas altamente competitivo en el mercado.

Para la determinar si es gas tiene oportunidad de venta, es necesario analizar el criterio financiero ya que debido a este se determinan los beneficios y los costos de inversión para el tratamiento del mismo, y así respaldar la toma de decisiones.

A continuación se presentan las consideraciones generales para evaluar desde el punto de vista financiero la aprobación o el rechazo de la optimización de las instalaciones de la planta de gas del Campo Abanico, cumpliendo con los parámetros de calidad para su transporte y venta, mediante una adecuada infraestructura la cual permitirá generar una excelente calidad del gas, cumpliendo la normatividad vigente.

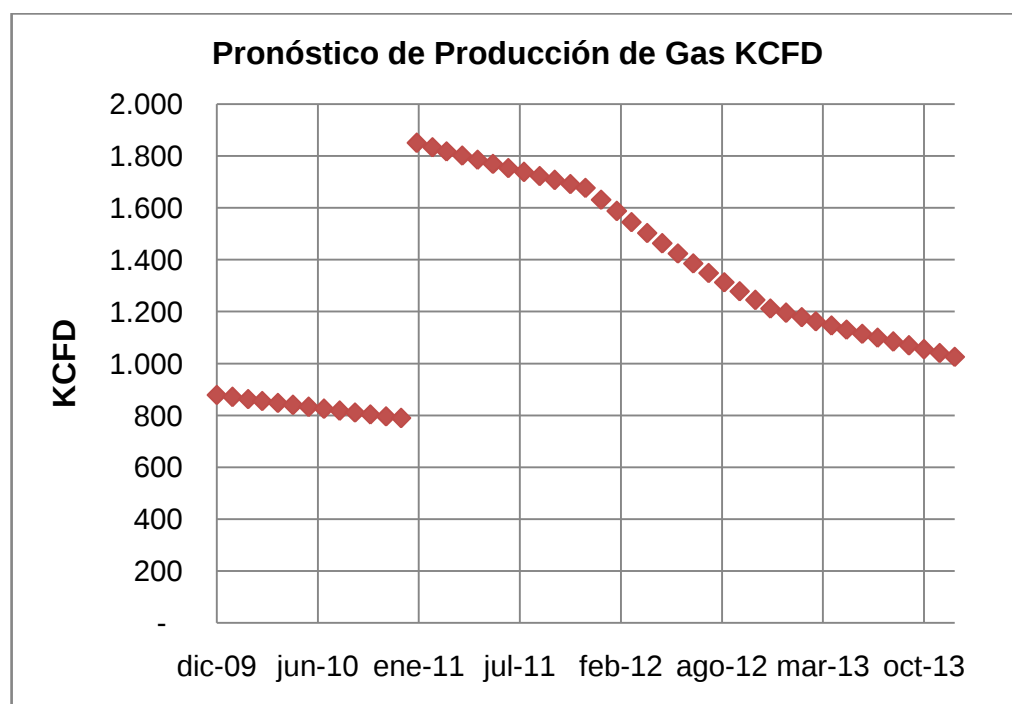
De acuerdo a los estudios realizados por la empresa, se tiene estimada la siguiente producción de gas (Ver Tabla 15 y Gráfica 8).

Tabla 15. Producción estimada de gas a cuatro años.

AÑO	Producción Promedio (KCFD) ¹¹
2010	833
2011	1.763
2012	1.412
2013	1.109

Fuente. Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

Grafica 8. Producción estimada de gas a cuatro años.



Fuente. Autores del Proyecto

De acuerdo a la tabla anterior el valor inicial del año 2010, (833 KSCFD), ya que para esa fecha la venta de gas era del gas producido de Abanico Norte mezclado con 33% de gas perteneciente a Abanico, proveniente de gas de separadores y anulares, posteriormente la producción aumenta hasta 1,713 KSCFD debido a que el gas proveniente de Abanico Norte se mezcla con la totalidad de gas disponible

¹¹ Valor de producción descontando el gas utilizado para combustible

en todo el Campo, este gas anular que inicialmente es recolectado y quemado se incluye entonces a la corriente de alimentación de la planta de gas.

Para el análisis financiero se tomara como referencia, los datos de la Tabla 16:

Tabla 16. Índices financieros

Wacc		10%
Impuesto a la renta (Tax)		33%
Regalías		8%
Precio de Venta	Us\$/KSCFD	6,08
Lifting Cost	Us\$/KSCFD	0,3
Transporte	Us\$/KSCFD	0,3
G & A		10%
Inversiones	Us\$	1.219.000
Días Festivos	Días/mes	29
Depreciación línea Recta	Años	10

Fuente. Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

Las inversiones de la tabla anterior están representadas de la siguiente manera. (Ver tabla 17).

Tabla 17. Inversiones

INVERSIONES		
	2010	2011
	us\$	us\$
Primera Fase	490.000	
Segunda Fase		729.000

Fuente: Autores del Proyecto

Para determinar la producción neta de gas, tomamos el ocho por ciento (8%), por concepto de regalías y se lo restamos a la producción bruta de gas de la Tabla 15 teniendo como resultado los datos que se observan en la Tabla 18.

Tabla 1148. Producción neta estimada

Año		2010	2011	2012	2013
Producción	kscfd	833	1.763	1.412	1.109
	kscf	299.880	634.680	508.320	399.240
Regalías	kscf	23.990	50.774	40.666	31.939
Producción Neta	kscf	275.890	583.906	467.654	367.301

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

En la Tabla 19 se discriminan los costos incurridos en equipos y servicios necesarios para poner en operación la planta de gas, así como la estación de transferencia de custodia y el tramo del gasoducto que conecta hacia Transgastol.

Vale la pena tener en cuenta que una buena parte de las inversiones corresponde a servicios y equipos que tienen que ver con la medición de propiedades de gas, es el caso de la analítica en línea requerida por el transportador y servicios de monitoreo de propiedades del gas por parte de laboratorios reconocidos. Esta aclaración tiene como fin documentar que en muchos proyectos estos servicios o actividades no se tienen en cuenta en proyecto de gas y ello puede tener un impacto significativo en el costo final para proyectos pequeños como este.

En muchos casos los tiempos de entrega de estos equipos analíticos es de meses debido a que son muchas veces fabricados de acuerdo a las características del gas a medir, en este caso particular de la planta de abanico, se utilizaron equipos que la empresa tenía en otros campos sin uso y fueron adecuados por los fabricantes a este proyecto como es el caso del medidor de dewpoint en línea, de igual forma el costo del equipo fue cargado al proyecto.

Tabla 19. Inversiones Detalladas

Inversión	Valor		Proveedor
Patín de Enfriamiento	187.000,0	USD	Weatherford - Tosin
ScrubberAnsi 300	42.000,0	USD	Weatherford - Hidrowell
ScrubberAnsi 150	32.500,0	USD	Weatherford - Hidrowell
Recuperación Torre y rehervidor	63.000,0	USD	Weatherford - Hidrowell
Ingenieria	10.500,0	USD	Weatherford
Montaje	40.000,0	USD	Weatherford
Medidor Dewpoint	83.150,0	USD	PRE - La Creciente
Montaje medidor dewpoint	8.967,0	USD	NAS
Revisión equipos analítica	3.884,0	USD	NAS
Gas Patron	5.223,5	USD	Praxair
Generador	4.862,0	USD	Bristol
Transporte	8.750,0	USD	Tescarga
Medidor H2S y S	45.000,0	USD	NAS
Sonda Muestreo	280,0	USD	NAS
Adecuación Peltier - Bartec	5.471,0	USD	NAS
Compresores	75.000,0	USD	LoonEnergy
ValvulasTie In + Instalación	20.000,0	USD	Weatherford
Válvula reguladora + Instalación	18.000,0	USD	Weatherford
Alquiler Tea Marraneo + Operador	22.000,0	USD	Weaatherford
Limpieza Línea Abanico - Tie In	15.000,0	USD	Obciten
Mediciones Especificación Gas - Corelab	35.000,0	USD	Corelab
Patín de Aminas	493.412,5	USD	Tucker Energy
Total	1.219.000,0	USD	

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

2.4.1 Flujo De Caja

Con el fin de identificar los beneficios o las pérdidas en los que se puede incidir al llevar el proceso de optimización, se realizará un flujo de caja con el que se evaluará la inversión, costos, ingresos y egresos que sustenten la rentabilidad en un periodo de tiempo 4 años, tiempo en el que se estima, la vida útil de los equipos.

Los datos para la generación del flujo de caja se muestran en la Tabla 20.

Tabla 20. Indicadores Financieros del flujo de caja.

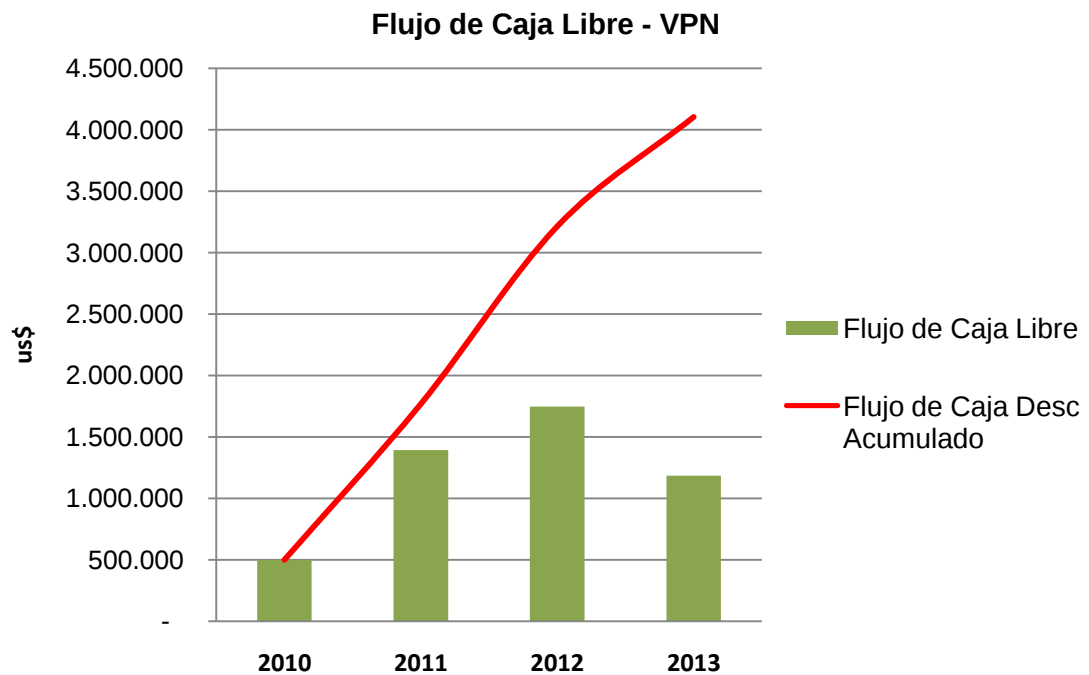
Detalle	Moneda	Total	VPN	2010	2011	2012	2013
Ingresos	us\$	10.304.082	8.932.509	1.677.409	3.550.146	2.843.339	2.233.189
Costos Operativos	us\$	508.425	440.749	82.767	175.172	140.296	110.190
Transporte	us\$	508.425	440.749	82.767	175.172	140.296	110.190
G&A	us\$	172.743	159.348	57.277	90.417	14.030	11.019
Mantenimiento	us\$	-	-				
DD&AA (Fase I)	us\$	196.000	170.856	49.000	49.000	49.000	49.000
Saldo en DD&AA	us\$	294.000	267.273				294.000
DD&AA (Fase II)	us\$	218.700	181.292		72.900	72.900	72.900
Saldo en DD&AA	us\$	510.300	463.909				510.300
Ut. Antes Tax	us\$	8.405.790	7.318.630	1.405.598	2.987.486	2.426.816	1.585.889
Impuestos	us\$	2.773.911	2.415.148	463.847	985.870	800.849	523.343
Ut. DespuesTax	us\$	1.133.202	4.903.482	941.751	2.001.615	1.625.967	1.062.546
Inversiones	us\$	1.219.000	1.152.727	490.000	729.000		
DD&AA (Fase I)	us\$	196.000	170.856	49.000	49.000	49.000	49.000
Saldo en DD&AA	us\$	294.000	267.273				294.000
DD&AA (Fase II)	us\$	218.700	181.292		72.900	72.900	72.900
Saldo en DD&AA	us\$	510.300	463.909				510.300
Flujo de Caja Libre	us\$	4.827.579		500.751	1.394.515	1.747.867	1.184.446

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Evaluando los resultados de la tabla anterior, se observa que hay un saldo en DD&AA, esto se debe a que la compañía toma en cuenta una depreciación de equipos a 10 años; y para que el valor total de la inversión cumpla con el de la depreciación se hace necesario ajustar el valor de los seis años siguientes que no están incluidos en el flujo de caja.

Una mejor forma de visualizar los datos mostrados en el flujo de caja es graficando los ingresos y los egresos en los periodos de duración del proyecto. La Gráfica 9 muestra los ingresos y los egresos del proyecto planteado.

Gráfica 9. Ingresos Vs. Egresos (Flujo de Caja).



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

2.4.2 Calculo De Los Indicadores De Rentabilidad.

Los resultados del cálculo del valor presente neto, la tasa interna de retorno y la relación beneficio – costos, para la propuesta, son los que se visualizan en la tabla 21.

Tabla 21. Indicadores de rentabilidad.

VPN	US \$	\$ 4.102.902
Pay Back	años	0
Cost & Benefit Relationship B/C ratio		4,21

Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Con base en el VPN, se observa que conviene realizar la inversión, ya que los ingresos futuros equivalen a 4.1 MMUS\$ en la actualidad, valor que supera las expectativas del inversionista. Además, para este perfil la Relación Beneficio/Costo 4.21 indica que el proyecto a dólares de hoy supera la inversión y los costos generados durante el desarrollo del mismo.

De acuerdo con los resultados dados por los indicadores financieros es factible la optimización de la planta de gas del Campo Abanico por medio de un sistema de aminas.

2.5 ADECUACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRATAMIENTO DE GAS

A continuación se describen algunas de las principales actividades realizadas para la adecuación de las instalaciones en superficie, pues adicionalmente al montaje de la planta de aminas se realizaron otras adecuaciones necesarias en los equipos de proceso y de instrumentación para dar inicio a la venta de gas en el Campo Abanico.

Desmontaje de la torre y el re-hervidor, se realiza el respectivo Blow Down de la torre contactora y cargue de los equipos.(Ver Figura 29 y 30).

Figura 29. Desmonte y cargue de equipos hacia el taller.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Figura 30. Desmontaje de instrumentación.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Se realizó el corte en el tope de la torre, tal y como puede observarse, el estado de la columna no es el mejor. La presencia excesiva de sólidos acumulados sobre las caperuzas y los platos hace que haya presencia anormal de humo. No existe distribuidor de flujo. Todos los internos tienen un grado alto de corrosión (Ver Figura 31). La capacidad de la torre es reducida en virtud que se desconoce la posición real del scrubber de gas, por ende no se ha determinado la altura real de separación disponible.

Figura 31. Internos de la torre contactora.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Se realizó la recolección de la información necesaria para la construcción del plano mecánico interno.

Se procedió a la remoción del primer plato. Sin embargo dada la posición del mismo y de sus capuchas se requiere el uso de arco (carbón con aire). Debido al estado de la columna y a la dificultad para retirar los platos, se procedió a cortar la torre en 3 partes, con el fin de facilitar la recuperación de los platos, no se utilizará ningún tipo de empaque debido a la diferencia de diámetro interno de la torre y a la falta de espacio interno, se mejorará la actual configuración para manejar hasta 1,2 MMSCFD; los platos (5) serán fabricados en el taller y las caperuzas se cambiarán por nuevas. Se modificará el arreglo de los “downcomers” pues estaban mal ubicados (todos del mismo lado). Debido a la premura del proyecto se decide recuperar la torre actual.

Se desmontó el aislamiento del calderón, se pulió la estructura y se realizó limpieza del tubo de fuego; además se verificó el estado de la porcelana del tubo de vapor y se realizó la pintura de alta temperatura. Se cambió sistema de encendido de la caldera a uno eléctrico. Se realizó prueba hidrostática a 1500 psi durante 2 horas, se procede a enviar la torre al área de sandblasting y luego continuar con la pintura. Se inició la fabricación del patín de refrigeración y la

importación del Chiller de 9 T y también se inicia la fabricación de los intercambiadores de calor. (Ver Figura 32).

Figura 32. Fabricación de Intercambiador de Calor.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

Se llevó a cabo la fabricación de los dos scrubber de gas, uno a la salida del compresor y otro del patín de refrigeración (Scrubber Frío), además de todo el conexionado del patín de refrigeración y de las líneas de recirculación de glicol.

Figura 33. Planta de Amina Campo Abanico.



Fuente: Pacific Rubiales Energy, Producción, Bogotá D. C. 2010.

3. CONCLUSIONES

Se aprovechó el gas de Campo Abanico, llevándolo a condiciones de venta generando un ingreso adicional para el campo.

Se identificó la situación actual del proceso de tratamiento del gas y se logró establecer la mejor alternativa para tratar el gas ácido en el Campo Abanico.

El Sistema de endulzamiento del gas por medio de aminas es un método eficaz en la remoción de H_2S , CO_2 y fracciones pesadas que ocasionan problemas a la hora de transportarlo y de usarlo.

La venta de gas del Campo Abanico es viable desde el punto de vista técnico y económico, teniendo en cuenta que las inversiones son relativamente bajas, por lo tanto no implican riesgos de capital.

Realizar la simulación de procesos con HYSYS, permite establecer parámetros de diseño mucho más aproximados que los obtenidos con las ecuaciones, minimizando los errores en los que se puede incurrir en un diseño, más aún cuando se tiene que hacer en función de condiciones supuestas a futuro.

El diseño presentado para la planta de aminas, asegura que el gas salga con 2% de CO_2 , con las especificaciones del RUT.

BIBLIOGRAFÍA

ARNOLD, Ken, STEWART, Maurice. Surface Production Operations: Design of Oil – Handling System and Facilities. 3 Ed., vol. 1. Houston, Texas: 2008. 722 p.

_____. Surface Production Operations: Design of Gas – Handling System and Facilities. 2 Ed, vol 2. Houston, Texas: 1999. 584 p.

BARRERO Darío; PARDO Andrés. Cuencas Sedimentarias Colombianas. Bogotá. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007. 50 p.

BEGGS, H. D. Gas Production Operations. Tulsa, Oklahoma: Oil and Gas Consultants International Inc, 1984. 303 p.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG), Resolución No. 071 de 1999. 03 de diciembre de 1999. Bogotá. 68 p.

_____. Resolución No. 119 de 2005. 7 de diciembre de 2005. Bogotá. 9 p.

_____. Resolución No. 054 de 2007. 21 de junio de 2007. Bogotá. 5 p.

El Espinal, cambio para el progreso [En línea]. [Citado Agosto 20, 2010]. Disponible en Internet: <http://elespinal-tolima.gov.co/nuestromunicipio.shtml?apc=mmxx-1-&x=2009120>

ESTUPIÑAN TRUJILLO Diego Alejandro y PEÑALOZA GONZÁLEZ José Francisco. Tesis: Análisis de las posibilidades de optimización de los parámetros

de operación de las bombas PCP para las condiciones del Campo Abanico.
Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América, 2009.

Fichas técnicas facilidades de gas Campo Abanico, Facilidades para entrega por gasoducto, Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C, Septiembre 2010.

Fundamentals of Natural Gas Processing. Taylor & Francis Group, 2006

GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION: ENGINEERING DATA BOOK.
TWELFTH EDITION .2004. 797 p.

Hydrocarbon dew point measuring system, Physical principal and calibration procedure. BARTEC. 2010

Informe Planta de Gas Campo Abanico, PACIFIC RUBIALES ENERGY. 2009.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN.
Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. Sexta actualización.
Bogotá: Icontec, 2008, 100 p.

KIDNAY, Arthur J., PARRISH, William R. Fundamentals of Natural Gas Processing. Taylor & Francis Group 2006. 429 p

LYONS, William, PLISGA, Gary. Standar Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering. 2 Ed. Jordan Hill, Oxford, Elsevier Inc. 2005. 1568 p.

MARTÍNEZ, M.J. Endulzamiento del Gas Natural (ICONSA). (2003)

Pacific Rubiales Energy., Producción, Bogotá D. C. 2010.

Pacific Rubiales Energy., Yacimientos, Bogotá D. C. 2010.

VELANDIA GALEANO Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Bogotá D.C. 2002. 221 p.

VILLAREAL, Julio. Flujo de Caja. Presentación Power Point. Universidad de los Andes. 2001. 47 p.

_____. Indicadores de Bondad Económica TIR. Presentación Power Point. Universidad de los Andes. 2001. 36 p.

_____. Indicadores de Bondad Económica. Presentación Power Point. Universidad de los Andes. 2001. 34 p.