

Aseguramiento de la Filosofía de Operación y Calidad del Gas Natural de Carga a  
Unidades de Producción de Hidrogeno y Usuarios de 600psia Mediante Uso de Gas  
Residual de Turboexpander

Alexander Domínguez Vargas

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Procesos de Refinación y  
Petroquímicos

Director

Carlos Augusto Godoy Ruiz  
Especialista en Ingeniería del Gas

Codirector

Hernando Guerrero Amaya  
PhD. Electroquímica, Ciencia y Tecnología

Tutor ECP

Jorge Ernesto Rodríguez Gerena  
Ingeniero Químico

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas  
Escuela de Ingeniería Química  
Ingeniería de Procesos de Refinación y Petroquímicos  
Bucaramanga

2022

## Contenido

1. Planteamiento del problema.....	8
2. Justificación. ....	11
3. Marco conceptual.....	12
4. Objetivos.....	15
4.1. OBJETIVO GENERAL .....	15
4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	15
5. Metodología del proyecto de tesis de grado.....	15
6. Descripción del gas natural que llega a turboexpander. ....	18
7. Proceso de tratamiento del gas en turboexpander.....	25
8. Propuesta para recibo de gas cusiana en turboexpander .....	32
9. Monitoreo de la calidad del gas que viene de los campos de producción hacia la planta de turboexpander.....	36
10. Conclusiones .....	39
Referencias Bibliográficas .....	42

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Cromatográfica del gas cusiana y gas ballena (guajira) .....	8
Tabla 2. Metodología del trabajo de tesis de grado. ....	15
Tabla 3. Cromatografía de los diferentes gases que se tratan en turboexpander .....	32
Tabla 4. Comparativo de parámetros de calidad del gas dados en ntc 4826 contra rut. ....	36
Tabla 5. Calidad de gas natural en diferentes países .....	38

**Lista de Figuras**

Figura 1. Mapa de abastecimiento y distribución de gas natural en colombia .....	14
Figura 2. Mapa de colombia donde están los yacimientos del gas cusiana .....	19
Figura 3. Mapa de colombia donde están los yacimientos del payoa y provincia.....	20
Figura 4. Mapa de los yacimientos de gas de chuchupa y ballena en la guajira.....	21
Figura 5. Mapa de los yacimientos de gas de Gibraltar .....	22
Figura 6. Mapa de los yacimientos de gas de llanito, el centro, cantagallo, opón.....	24
Figura 7. Fotografía de la planta turboexpander .....	25
Figura 8. Esquema actual recibo de gas en turboexpander .....	27
Figura 9. Etapas del proceso de retiro de contaminantes del gas que ingresa a turboexpander .....	31
Figura 10. Propuesta de recibo de gas cusiana en turboexpander.....	32
Figura 11. Esquema de la propuesta de recibo de gas de cusiana por turboexpander .....	34
Figura 12. Control de calidad del gas de cusiana entrando a la planta de turboexpander. ...	35

### Glosario

**GRB:** gerencia refinería barranca

**HDT:** planta de hidro tratamiento

**MPCPD:** millones de pies cúbicos estándar por día.

**ECG:** estación de compresión de gas.

**DCS:** sistema de control distribuido. (distribution control system).

**TGI S.A. ESP:** transportadora de gas internacional s.a. esp.

**CCP:** centro de control de potencia

**COR:** centro operacional de refinería

**ACPM:** diesel o aceite combustible para motores

**Fire and Gas:** sistema detector de llama

**DGI:** detector indicador de gas

**Unidad 5100:** planta generadora de energía

**HCM:** hidro cracking media

**PSI:** libras por pulgada cuadrada

**GLP:** gas propano licuado

**LBH:** libras por hora.

**Cusiana:** campo productor de gas.

**P&ID:** diagrama que muestra el flujo del proceso en las tuberías

**HOCOL:** empresa filial del grupo ecopetrol

**Drun:** vasija para separación de fases de gas e hidrocarburos

**CREG:** comisión de regulación de energía y gas

**BTU:** “british thermal unit”. unidad británica de temperatura

**Turboexpander:** planta de proceso de la refinería de barrancabermeja, encargada de recuperar etano y distribuir el gas natural.

## Resumen

**Título:** Aseguramiento de la Filosofía de Operación y Calidad del Gas Natural de Carga a Unidades de Producción de Hidrogeno y Usuarios de 600psia Mediante Uso de Gas Residual de Turboexpander\*

**Autor:** Alexander Domínguez Vargas\*\*

**Palabras Clave:** Carga , Producción,Calidad

## Descripción

Con la aplicación de la propuesta y gracias a los datos y corridas de la unidad al recibir el gas de cusiana en la planta de Turboexpander, es factible una filosofía de operación para asegurar y mantener el balance de la unidad con respecto al recibo y suministro del gas a todos los usuarios, alcanzando beneficios importantes para la refinería de Barrancabermeja, como el aumento de la recuperación de etano, el etileno, el aumento en la recuperación de C2+, el aumento de la producción de hidrogeno, el mejoramiento en la calidad del gas combustible disminuyendo así la huella de carbono. Son valores agregados que aumentara el flujo de caja de la GRB.

También queda demostrado que es asegurable el control de calidad del gas para usuarios de 600 psia, para lo cual procesaremos el gas cusiana en la planta de Turboexpander y entregaremos un gas de alta confiabilidad y de la mejor calidad aumentando la vida útil de los equipos al consumir un gas de altísima calidad. Realizado todo esto con los equipos y procesos dispuestos para tal fin y ya existentes de manera que garantice suministro, es necesario participar en el aseguramiento del proyecto de compra e instalación de la unidad compresora para reforzar gas residual a usuarios de 600 psig consiste en el cambio de la unidad compresora ya existente por una de mayor compresión y capacidad de flujo.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Ingeniería de Procesos de Refinación y Petroquímicos. Director: Carlos Augusto Godoy Ruiz. Especialista en Ingeniería del Gas. Codirector: Hernando Guerrero Amaya. PhD. Electroquímica, Ciencia y Tecnología

### Abstract

**Title:** Assurance of the operating philosophy and quality of natural gas charging to hydrogen production units and 600psia users by use of residual turboexpander gas\*

**Author:** Alexander Domínguez Vargas \*\*

**Key Words:** Load, Production, Quality.

**Description:** With the application of the proposal and thanks to the data and runs of the unit when receiving the cusiana gas at the Turboexpander plant, an operating philosophy is feasible to ensure and maintain the balance of the unit with respect to the receipt and supply of gas to all users, achieving important benefits for the Barrancabermeja refinery, such as increased ethane recovery, ethylene, increased recovery of C2+, increased production of hydrogen, improved quality of fuel gas thereby decreasing carbon footprint. These are aggregated values that will increase the GRB's cash flow. It is also proven that gas quality control is insurable for users of 600 psia, for which we will process the Cusian gas in the plant Turboexpander we will deliver a gas of high reliability and the best quality increasing the life of the equipment by consuming a gas of high quality. All this is done with the equipment and processes available for this purpose and already existing in a way that guarantees supply, it is necessary to participate in the assurance of the purchase project and installation of the compressor unit to reinforce waste gas to users of 600 psig consists in the change of the already existing compressor unit for a higher compression and flow capacity

---

\* Degree work

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Ingeniería de Procesos de Refinación y Petroquímicos. Director: Carlos Augusto Godoy Ruiz. Especialista en Ingeniería del Gas. Codirector: Hernando Guerrero Amaya. PhD. Electroquímica, Ciencia y Tecnología

## 1. planteamiento del problema

Desde hace algunos años el gas natural proveniente de la fuente guajira no llega a la refinera de barrancabermeja (también denominada como grb) como carga de alimentación a las unidades de hidrogeno, principalmente las unidades hcm, parafinas y hdt entre otras. las características relevantes de este gas para estas unidades de proceso son el alto porcentaje de metano, las bajas concentraciones de hidrocarburos pesados como también la mínima presencia de gases ácidos. en su reemplazo, la grb recibe gas proveniente de la fuente cusiana, el cual se caracteriza por tener una mayor proporción de hidrocarburo pesados como también de componentes ácidos, lo cual desfavorece el desempeño y los porcentajes de conversión/eficiencia de las unidades anteriormente mencionadas. en la tabla 1 se relaciona composiciones típicas de las fuentes de gas mencionados.

**Tabla 1**

*Cromatográfica del gas cusiana y gas ballena (guajira)*

Gas Cusiana – cupiagua		Gas Ballena - Chuchupa	
compuesto	% mol	compuesto	% mol
nitrogeno	0,60079	nitrogeno	1,40863
co2	1,86851	co2	0,23147
metano	82,58303	metano	97,98933
etano	10,15486	etano	0,24648
propano	3,5759	propano	0,0484
i-butano	0,51531	i-butano	0,02663
propiedades		propiedades	
poder calorífico	1,14334btu	poder calorífico	0,99663 btu
grav. especifica	0,67663	grav. especifica	0,56602

peso molecular	19,622 lb/lbmol	peso molecular	16,4145 lb/lbmol
densidad	0,05166 lbm/ft3	densidad	0,04308 lbm/ft3

Fuente: TGI S.A. ESP.

Por otro lado, la distribución del gas natural en la refinería de barrancabermeja comprende una serie de cabezales de distribución los cuales se denominan de acuerdo con la presión nominal de trabajo, como usuarios de 75 psi, 130 psi, 200 psi, 350 psi y 600 psi. parte del gas natural que llega a la refinería de las diferentes fuentes para su consumo, ingresan a la unidad de turboexpander, donde por su principio de operación se logra la licuefacción de los hidrocarburos licuables, permitiendo la obtención de un gas natural con un porcentaje predominante de metano como también condiciones adecuadas para su uso. posteriormente, el gas residual de la turboexpander pasa a través de una unidad de compresión para enviar el gas tratado a casi todos los sistemas de distribución de gas, excepto el sistema de 600 psi, debido a que la unidad compresora asociada a la turboexpander solo logra llevar el gas hasta presiones del sistema de 350 psi. el sistema de 600 psi es alimentado por gas natural de la fuente cusiana. este hecho trae consigo una serie de limitaciones para la unidad turboexpander, ya que no es posible usar la turboexpander al 100% de capacidad, como también el usar un gas rico con presencia de trazas de hidrocarburos pesados y gases ácidos que impactan principalmente las tasas de producción de productos de valor en unidades posteriores.

En la actualidad, la unidad turboexpander alcanza hasta un 75% de su máxima capacidad nominal de operación, la cual esta estipulada en 100 mpcsd (millones de pies cúbicos estándar día), lo que permite evidenciar la disponibilidad de carga en la

turboexpander para incorporar el gas rico proveniente de la fuente cusiana, ser tratado, removerle los hidrocarburos más pesados o hidrocarburos licuables, además de trazas de gases ácidos, logrando obtener un gas en mejores condiciones para su uso, además de la obtención de una mezcla de líquidos del gas natural; tales como; etano, propano, butanos y gasolina natural, productos de valor que son carga de otras unidades de la refinería, como la planta de etileno en la cual se toma el etano y por pirolisis en presencia de vapor de agua y altas temperaturas, se obtiene etileno e hidrogeno.

El no aprovechamiento del total de la capacidad de procesamiento de gas para la remoción de hidrocarburos pesados disponible en la unidad turboexpander, el cual traería beneficios tangibles como la entrega de un gas en mejores condiciones a las actuales a unidades de producción de hidrogeno, por la remoción/obtención de productos de valor (mezcla de líquidos del gas natural), radica en la no disponibilidad de una unidad de compresión que permita elevar la presión de entrega del gas residual hasta la presión de operación del cabezal de usuarios de 600 psi.

Desde el punto de vista de proceso, la incorporación de una unidad de compresión que permita alcanzar el nivel de alta presión y el flujo volumétrico requerido para los usuarios del cabezal de 600psig, demanda aspectos operacionales importantes tales como la filosofía de operación, es decir cuál sería el esquema de operación al ingresar el gas de la fuente de cusiana a la planta turboexpander y su entrega al cabezal de usuarios de 600 psi, además de establecer las posibles características de la calidad del gas que se obtendrá para este sistema de distribución.

## 2. Justificación.

En la actualidad el gas natural de campos que llega a turboexpander no sobrepasa los 70 mpcsd (millones de pies cúbicos estándar día), para una planta que tiene una capacidad instalada de 100 mpcsd (millones de pies cúbicos estándar día). la propuesta de incorporar gas del campo cusiana a la corriente de alimentación del sistema turboexpander permitirá recuperar etano y productos valiosos, además parte del gas residual producido de más, alimentara el cabezal de usuarios de 600 psi para producción de hidrogeno y la generación eléctrica, esto trae consigo una serie de beneficios para la grb, dentro de los cuales están la recuperación de los hidrocarburos licuables (etano,propano,butanos) presentes en este gas, que como materia prima al interior de la refinería, representa un valor agregado; teniendo en cuenta el aprovechamiento de los mismos para productos petroquímicos, de igual manera, el uso de un gas tratado/seco, conlleva a un mejor desempeño en el proceso de combustión al interior de calderas y hornos lo que trae consigo un aspecto medioambiental positivo y significativo para la ciudad de barrancabermeja como para la refinería.

Con esta visión del mediano plazo, lo que queda es trabajar en algunas limitaciones del presente, como son las restricciones operativas que existe en la planta de turboexpander para elevar el gas a alta presión (600 psig) provenientes de los campos de cupiagua y cusiana, ya que no se cuenta con una unidad compresora adecuada para la presión de descarga requerida.

Se estableció como escenario la planta de Turboexpander la instalación de una unidad compresora, que garantice la rentabilidad del proyecto acorde con lo establecido en la planeación estratégica de la grb, cuyo objetivo principal es de generar mayor rentabilidad

por aumento de la producción interna de gas natural de alta presión, así como la recuperación de etano para la producción de etileno. actualmente, el análisis de viabilidad de recibir el gas de alta presión en una nueva unidad compresora, tiene el visto bueno y la aprobación de la gerencia de la GRB.

### **3. Marco conceptual.**

El gas natural es un hidrocarburo gaseoso que se encuentra desde hace millones de años en las profundidades de la tierra. usualmente se encuentra acompañado del petróleo (gas asociado), pero puede también encontrarse en forma aislada (gas no asociado).

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está compuesta por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es alto se le denomina gas rico, de lo contrario se conoce como gas seco. las principales impurezas que puede contener la mezcla son vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros.

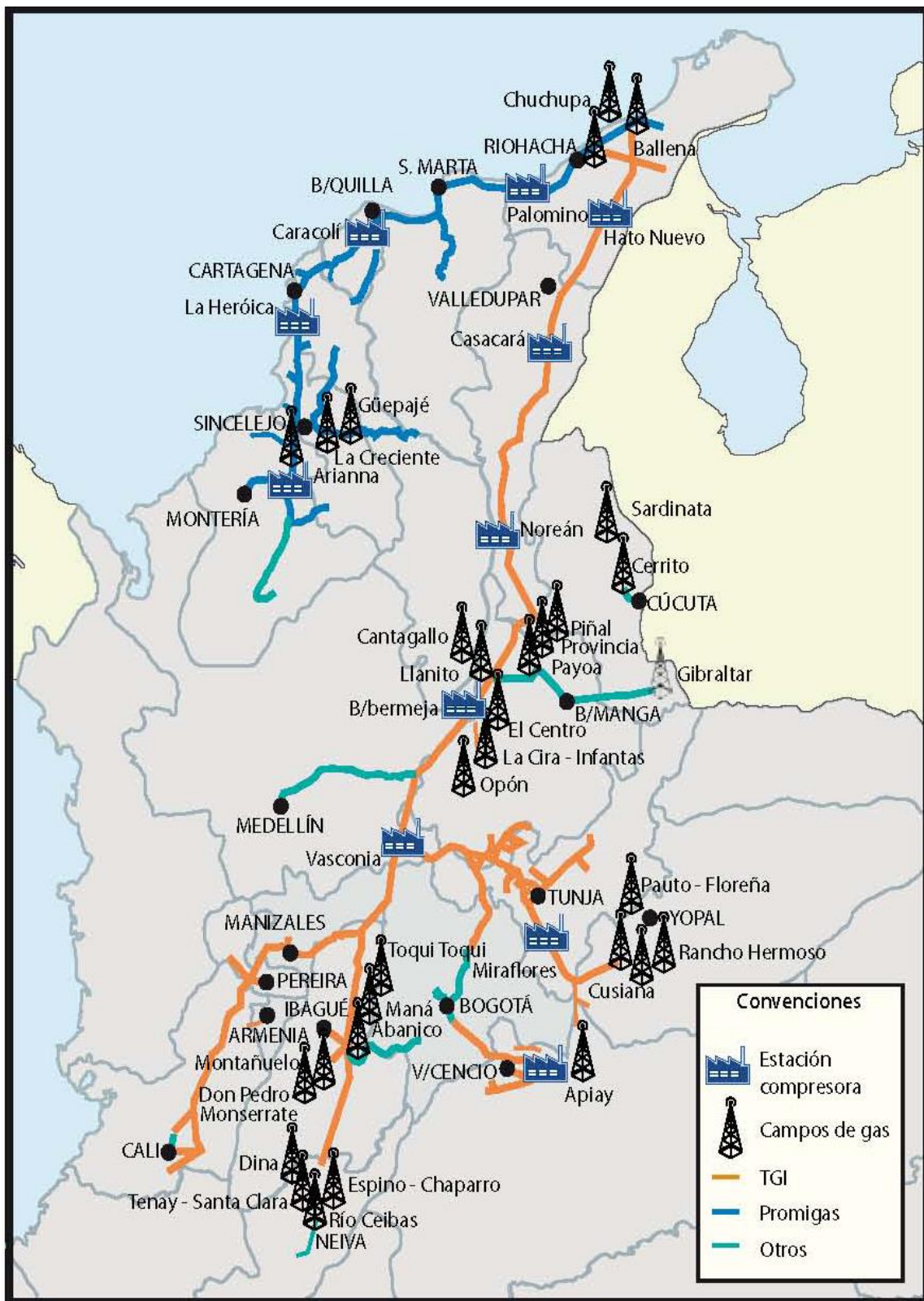
El gas natural en Colombia proviene principalmente de los campos de chuchupa y ballenas en la guajira, cupiagua y cusiana en el casanare; gibraltar en norte de santander; payoa y provincia en santander; opón, llanito, el centro, en el magdalena medio, entre otros yacimientos a lo largo y ancho de colombia como se muestra en la figura 1. y entran a suplir parte de las necesidades energéticas del país; de igual manera parte de estos gases se reciben en la refinería de barrancabermeja (grb) para suplir sus necesidades internas de consumo de

gas en calderas y hornos para generación de vapor, craqueo de crudo y refinación de productos terminados.

El gas natural que llega a la grb se recibe en la unidad de turboexpander donde se le retiraran los productos valiosos, y por efecto de del proceso de refrigeración se logra el retiro de fracciones de gases ácidos como el co<sub>2</sub>, h<sub>2</sub>s y la humedad; esto permite entregar a los usuarios de la refinería un gas metano en concentración del 98% de pureza, limpio y seco sin humedad, para ser quemado en nuestras calderas y hornos, disminuyendo así la huella de carbono y aumentando también la vida útil de los equipos.

**Figura 1**

*Mapa de abastecimiento y distribución de gas natural en Colombia*



**Fuente:** ANIF [9]

## 4. Objetivos

### 4.1. Objetivo general

Plantear la filosofía de operación y calidad del gas natural de carga a unidades de producción de hidrogeno y usuarios de 600psia para generación eléctrica, así como el aumento de la producción de eteno carga a etileno ii mediante el uso de gas cusiana que ingresara a la planta turboexpander.

### 4.2. Objetivos específicos

4.2.1. Realizar levantamiento de información asociada a la operación de la planta turboexpander y la calidad del gas de cargas en la grb, mediante la revisión de registros de campo para establecer una línea base de la actual operación.

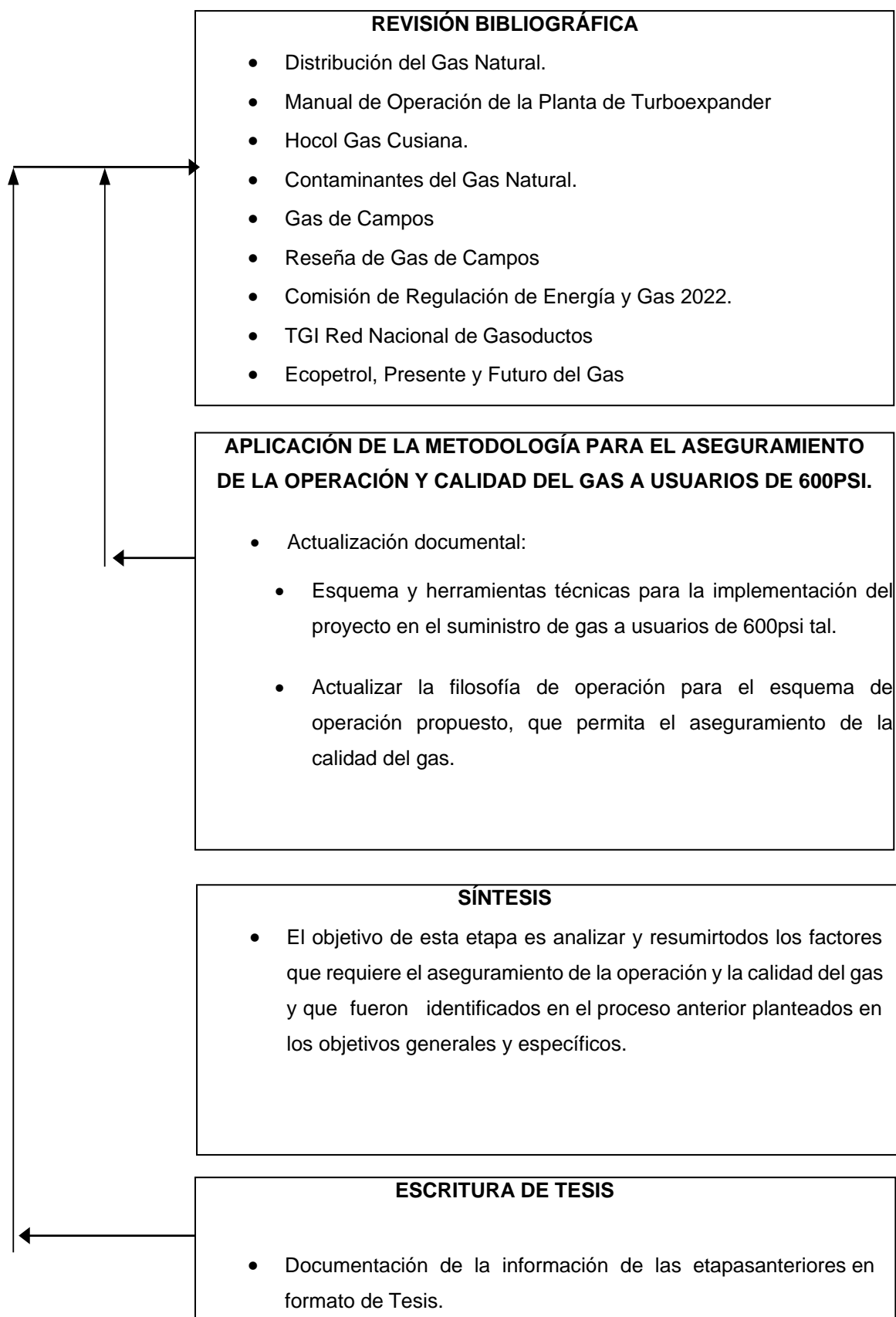
4.2.2. Plantear un esquema de operación mediante una propuesta que permitirá aumentar la carga operativa de la planta de turboexpander, mediante el desarrollo de un estudio conceptual que permita procesar el gas natural de cusiana para llevar a máxima carga la unidad, además de entregar un gas tratado a usuarios del sistema de gas de 350psi para generación de hidrogeno y 600psia para generación eléctrica,

4.2.3. Proponer una filosofía de operación para el esquema de operación propuesto, que permita el aseguramiento de la calidad del gas para los diferentes sistemas de gas para el consumo en la refinería de Barrancabermeja.

## 5. Metodología del proyecto de tesis de grado

### Tabla 2

*Metodología del trabajo de tesis de grado.*



## Descripción Metodológica

Etapas 1: actualización documental.

Actividad 1.1: garantizar con la recopilación de datos de las cargas a la unidad, las cantidades de productos producidos en ellas y los envíos de gas a usuarios en sus diferentes niveles de presión la viabilidad del proyecto en la nominación de gas comprado para refinería vs los productos y gas entregado para el consumo. haciendo evidente la necesidad y oportunidad del suministro a este nuevo usuario de 600psi.

Actividad 1.2: construir el esquema actual de la unidad y el esquema propuesto de manera que se visualice fácilmente los cambios en la operación y distribución del gas con la utilización de los datos recopilados.

Etapas 2: esquema y herramientas técnicas para la implementación del proyecto en el suministro de gas a usuarios de 600psi.

Actividad 2.1: definir los requerimientos técnicos, organizacionales y ambientales necesarios para el desarrollo del proyecto por medio del aseguramiento de herramientas como la filosofía de operación, actualización del procedimientos y protocolos para calidad de cargas a usuarios una vez puesta la unidad compresora de alta presión de gas residual a usuarios, utilizando la capacidad máxima instalada de la unidad de Turboexpander.

Etapas 3: actualizar la filosofía de operación para el esquema de operación propuesto, que permita el aseguramiento de la calidad del gas.

Actividad 3.1: garantizar un esquema operacional que permita el análisis, medición y seguimiento de la calidad de cargas a la unidad y los usuarios de esta manera aprovechar al máximo las características del gas cusiana y cupiagua para la recuperación de más etano en la planta de turboexpander, garantizando control de calidad del gas con los estándares actuales exigidos por la grb y estándares internacionales.

Actividad 3.2: aportar metodologías que sustentan la viabilidad del incremento de etano, hidrogeno y gas residual en óptimas condiciones de calidad para sus diferentes usos con la implementación de este proyecto, generando los potenciales volúmenes adicionales de producción de gas combustible para calderas y hornos, etano a la planta de etileno para la producción de etileno conservando el balance del gas nominado o comprado con el gas consumido en refinería.

## **6. Descripción del gas natural que llega a Turboexpander.**

Gas Cusiana: es el más grande yacimiento petrolífero descubierto en Colombia. ubicado en la región de la Orinoquía, cuenta con volúmenes originales en sitio superiores a los mil ochocientos millones de barriles de petróleo equivalente. fue descubierto en marzo de 1991, luego que la región se exploró en búsqueda de gas natural.

**Figura 2**

*Mapa de Colombia donde están los yacimientos del gas cusiana*



Fuente: Equion.

Inicialmente operado por la compañía británica British Petroleum (bp), en el 2011 fue adquirido por la empresa colombiana de petróleos (Ecopetrol) y la canadiense Talisman Energy, formando el grupo Equión energía. en julio de 2016, terminó el contrato de asociación Tauramena y por tal motivo, la petrolera estatal Ecopetrol s.a. opera directamente el campo Cusiana.

El nombre del campo petrolero se debe al río Cusiana, que pasa por el norte del municipio de Tauramena, Casanare, desembocando en el río meta.

El yacimiento de Cusiana está localizado en el piedemonte llanero de la cordillera oriental a 240 km de Bogotá, tiene una extensión aproximada de 150 km<sup>2</sup> y produce gas natural y petróleo liviano de excelente calidad.

Actualmente el volumen de gas Cusiana que ingresa a la refinería de Barrancabermeja es de 33 mpcsd (millones de pies cúbicos estándar día). [4]

Gas Payoa y provincia: la estación de compresión de gas de sabana de torres, denominado Payoa operada actualmente por la firma Petro Santander, y la estación provincia operada por Ecopetrol fue descubierta en 1960 con una reserva de gas de 300mdpcsd (millones de pies cúbicos estándar día).

### Figura 3.

*Mapa de Colombia donde están los yacimientos del Payoa y Provincia.*



Fuente: Ecopetrol.

El caudal máximo de envío de gas de estos campos a la refinería de Barrancabermeja desde la estación Payoa y Provincia actualmente es de 10mpcsd (millones de pies cúbicos estándar día). [3]

Gas Guajira: los campos de gas en la guajira suministran cerca del 66% del gas de Colombia, lo que refleja la importancia de éstos para atender las necesidades energéticas del país.

**Figura 4**

*Mapa de los yacimientos de gas de chuchupa y ballena en la guajira*



Fuente: Hocol [4]

El 3 de mayo de 1974 se firmó el contrato de asociación, el primero en su género, entre Ecopetrol y Texas Petroleum Company, para la exploración y explotación del gas natural en la guajira.

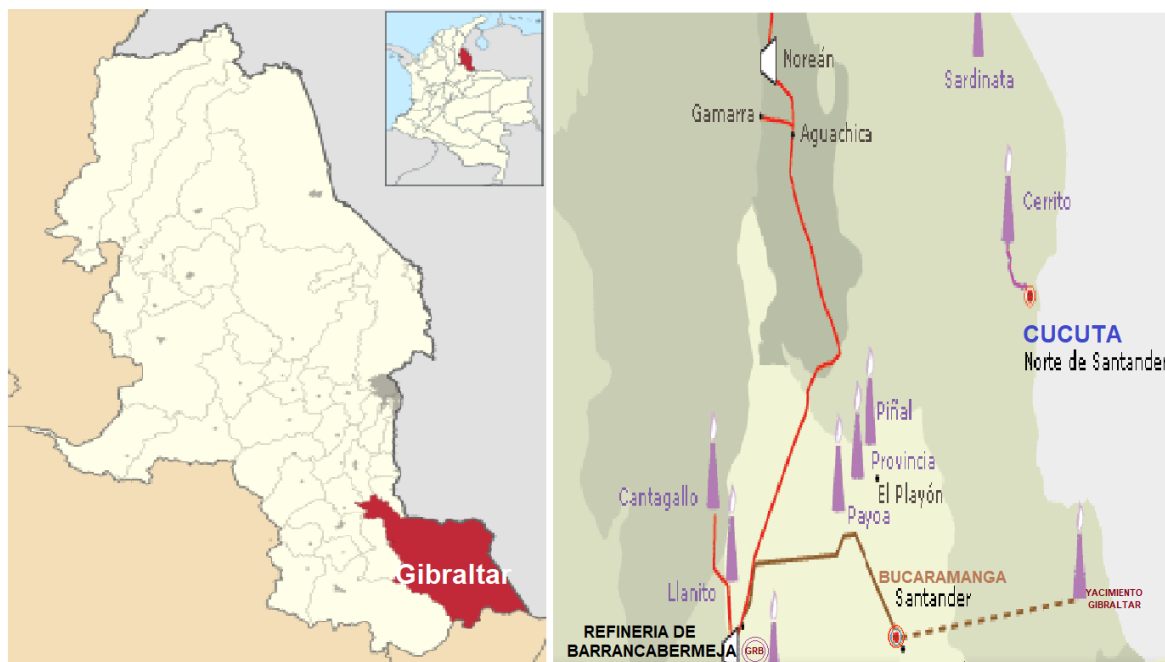
Gracias a una negociación de Ecopetrol con Chevron, su razón social desde el 4 de junio de 2003, su filial HOCOL adquirió la participación del 43% del socio, asumiendo el control de las operaciones de los campos gasíferos en la guajira, con una capacidad de 175mdpcsd (millones de pies cúbicos estándar día) y de paso se posiciona para los futuros desarrollos de los nuevos prospectos, de cuyos hallazgos ha dado cuenta Ecopetrol en inmediaciones del campo Chuchupa.

Actualmente el volumen de gas Cusiana que ingresa a la refinería de Barrancabermeja es de 30mpcsd (millones de pies cúbicos estándar día). [4]

Gas de Gibraltar: el campo está ubicado en la vereda cedeño en toledo, norte de Santander, sin embargo, este es un espacio que se encuentra en conflicto limítrofe aún sin resolver entre los departamentos de norte de Santander y Boyacá.

**Figura 5**

*Mapa de los yacimientos de gas de Gibraltar*



Fuente: Ecopetrol.

En 2001 se comenzó con esta exploración, se perforaron los pozos Gibraltar 1 y 2, localizados en el corregimiento de Gibraltar, en Toledo, norte de Santander, con resultados positivos que abrieron una nueva frontera exploratoria en Colombia, en el sector más norte del piedemonte llanero.

En el caso del gas natural, se comenzó la exploración en el 2008 dando frutos, debido a eso se tuvo que crear un gasoducto. el trazado de Gibraltar-Bucaramanga cuenta con 178 kilómetros, una tubería de doce pulgadas de diámetro, la cual tiene la capacidad de transportar 42 millones de pies cúbicos día, de los cuales 12 millones son consumidos por Bucaramanga, quedando 30 millones para ser ofrecidos al resto del país, por estar lejos del sistema nacional de transporte para conectarlo a esta red, fue necesario construir un gasoducto que atravesara la cordillera oriental. [1]

El transporte de gas se realiza a través del gasoducto Gibraltar-Bucaramanga, desde el campo Gibraltar ubicado en límites entre el departamento de norte de Santander y Boyacá, hasta la estación terminal el palenque en el municipio de Bucaramanga, atravesando municipios como Toledo, Labateca, Silos y Chitagá del departamento de Norte de Santander y tona, Piedecuesta, Floridablanca y girón del departamento de Santander.

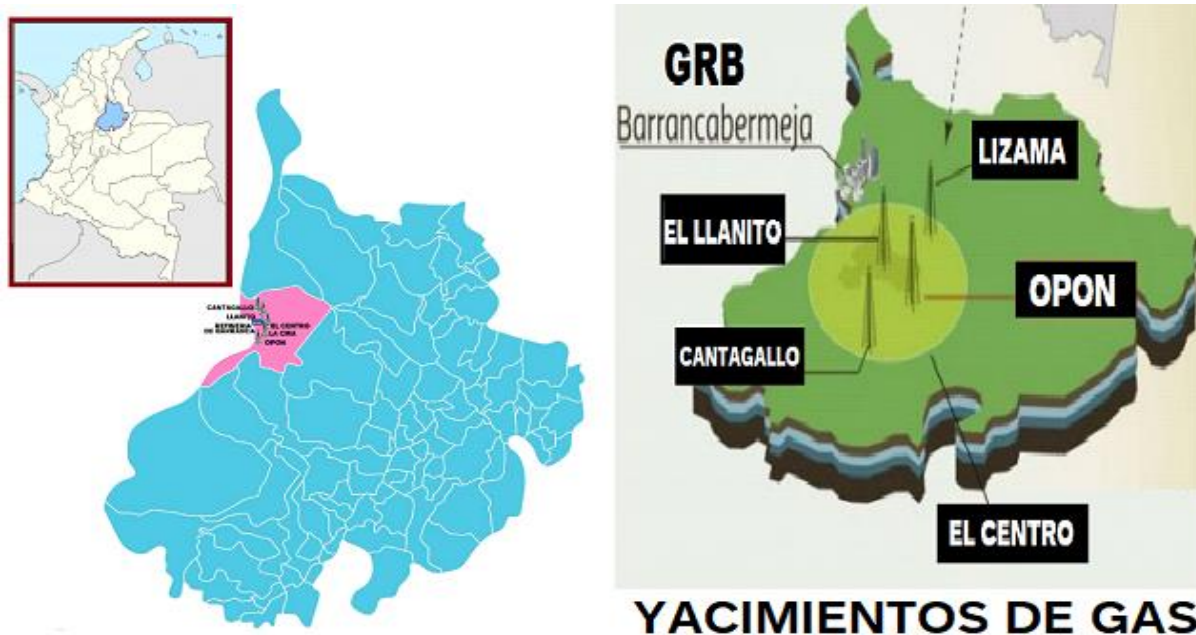
El gas restante es llevado desde Bucaramanga hasta Barrancabermeja, a través del gasoducto barranca-payoa-Bucaramanga, atravesando municipios como Girón, Lebrija, Sabana de Torres, Puerto Wilches y Barrancabermeja a lo largo del departamento de Santander.

Actualmente el volumen de gas de gibraltar que ingresa a la refinería de Barrancabermeja es de 25 mdpcsd (millones de pies cúbicos estándar día). [3]

Gas del centro de Ecopetrol, llanito y opón: la producción de gas natural de los campos de opón, llanito, el centro y cantagallo son yacimiento que se encuentra ubicados en el valle del magdalena medio, y son administrados por Ecopetrol.

**Figura 6**

*Mapa de los yacimientos de gas de llanito, el centro, cantagallo, opón*



Fuente: Ecopetrol.

La operación petrolera del país comenzó el 29 de abril de 1918 en el corregimiento del centro; perteneciente al municipio de Barrancabermeja, operado por la Tropical Oil Company (TOC), hasta que en 1979 se construyó un gasoducto desde el centro Ecopetrol a la refinería de Barrancabermeja, dicho gas era usado directamente en hornos y calderas en la refinería, hasta que entro en operación la planta de Turboexpander en 1981 que permitió la separación de gases pesados y contaminantes, garantizando la calidad del gas y el inicio de la industria petroquímica en la producción de etileno gaseoso para la producción de polietileno.

Para el caso de los yacimientos de cantagallo se encuentran ubicados en la cuenca del valle de la magdalena medio a 20km de Barrancabermeja y enfrente del municipio de puerto

wilches, cantagallo es un islote sobre el rio magdalena y pertenece al departamento de bolívar.

En 1995 Ecopetrol inicio operaciones al revertir a la nación los campos de cantagallo. actualmente la producción de gas natural de los campos de opón, llanito, el centro y cantagallo que ingresa a la refinería de Barrancabermeja es de 10mdpcsd (millones de pies cúbicos estándar día). [3]

## 7. Proceso de tratamiento del gas en Turboexpander

### Figura 7

*Fotografía de la planta Turboexpander*



Fuente: Jois Rivers

Reseña histórica: la planta Turboexpander entro en operación en 1980 con el fin de recuperar etano de gases provenientes de los campos productores de crudo (payoa, provincia,

opón, llanito, el centro y cantagallo), y a su vez controlar los cabezales de presión de gas combustible de la refinería (75psi,130psi,200psi,350psi). Turboexpander - u2450, en 2001 suspendió la recuperación de etano y salió de servicio por la declinación de los campos productores de gas, pues no era viable operar con menos de 45mdpcsd, con el descubrimiento del gas de gibraltar y la opción de tomar gas de cusiana por el gas guajira debido a su declive, se da el estudio de viabilidad al proyecto de puesta en servicio y retoma la importancia de la recuperación de etano, además de garantizar la calidad del gas hacia hornos, calderas y la generación de energía e hidrogeno con el objetivo de altos márgenes de producción de etano, aumento en la producción del etileno e hidrogeno de forma sostenible con la posibilidad de puesta en servicio de Turboexpander. [8]

En el año 2013 se dio luz verde para el mantenimiento de la planta de Turboexpander y en noviembre del año 2015 entro en operación, para lo cual ecopetrol, aseguro el abastecimiento de gas con el yacimiento localizado en la vereda cedeño, jurisdicción del municipio de toledo, en el departamento de norte de santander, en los límites con boyacá, conocido como gibraltar, que produciría gas de manera permanente hacia la refinería de barranca con un promedio diaria de 30mdpcsd, operado por la sociedad transportadora de gas del oriente sa esp- transoriente, hoy promioriente, quien se encargó de construir el gasoducto gibraltar- bucaramanga- barrancabermeja desde las facilidades de producción de ecopetrol en gibraltar hasta la grb, este gas permitió reactivar la operación de la planta turboexpander, cuyo contenido de etano es aprovechado para producir etileno en la planta de etileno ii, que a su vez sirve de materia prima para producir polietileno en las plantas de polietileno.

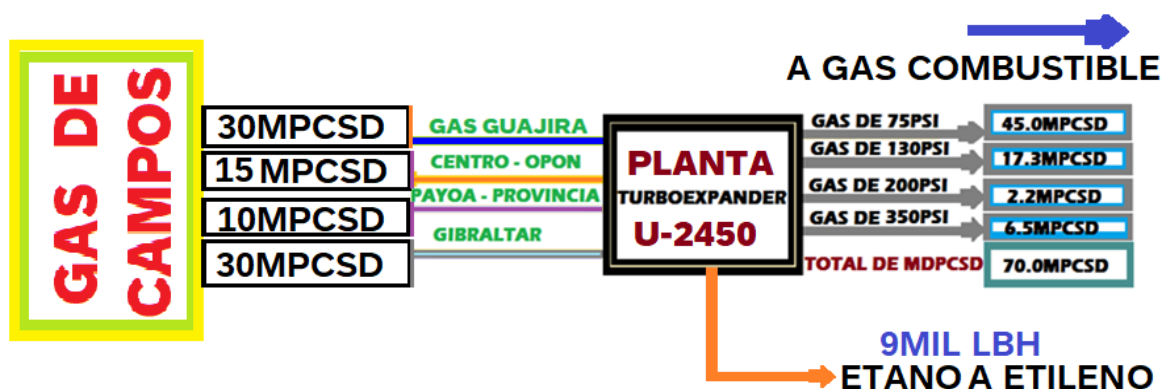
Además del gas de Gibraltar, a la planta de turboexpander llega gas natural de los campos de guajira opón, payoa, provincia, llanito, el centro y cantagallo, además existe facilidad para tomar gas de cusiana.

En total la planta de Turboexpander recibe gas natural de estos campos (guajira, centro - opón, payoa y provincia); 55mdpcsd (millones de pies cúbicos estándar día), adicionalmente recibe el gas de Gibraltar (30mpcsd).

**Figura 8**

*Esquema actual recibo de gas en Turboexpander*

### ESQUEMA ACTUAL DE RECIBO DE GAS DE CAMPOS EN TURBOEXPANDER



Fuente: Jois Rivers.

El gas natural que recibe Turboexpander de los yacimientos se caracteriza por ser un gas con varios contaminantes que deben ser tratados y retirados, desde un gas hidratado y húmedo: como ácido por los componentes de  $H_2S$  y  $CO_2$  que contiene, hidratos por la presencia de agua, y húmedo por la presencia de hidrocarburos líquidos.

Debido a esto para el uso de la refinería en hornos y calderas, el gas natural debe ser tratado de tal manera que se pueda eliminar o disminuir la concentración de aquellos

compuestos indeseados, por eso además de hidratos se deben retirar las trazas de dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno antes de llegar a sistemas de expansión a bajas temperaturas; pues formarían taponamiento por congelación de líquidos o dióxido de carbono que se convierte en hielo seco.

Etapas del proceso: en la primera etapa de ingreso del gas a la planta antes de ingresar al compresor 2450 pasa por separadores o drums con mallas demister que retienen partículas de agua que puedan ir por la cima con el gas y por el fondo por proceso de decantación se retiran hidrocarburos, dentro de la secuencia de flujo del gas están los drums d-2470ab y d-2450 separadores de hidratos e hidrocarburos. así llega a la succión del compresor a una presión de 350 psi y es aumentada en la descarga a 700 psi.

Para esta etapa debemos asegurar el control de temperatura, flujos y presión por medio del control dcs.

En la segunda etapa, después de la descarga del compresor 2450 el acondicionamiento del gas natural a 700 psi, requiere de un proceso de absorción con di etanol amina o dea para extraer el dióxido de carbono, dicha extracción se hace en la t-2490 donde el gas ingresa y es bañado por la dea.

En este proceso se produce la absorción del gas ácido en una solución acuosa de amina. la corriente de gas a endulzar y la corriente de amina se ponen en contacto en una torre absorbadora. en esta torre los componentes ácidos del gas reaccionan con la amina y forman un complejo que es soluble en la fase líquida. para que la reacción se lleve a cabo se deben cumplir las siguientes condiciones: presión elevada y temperatura baja. por cabeza de

esta torre se obtiene una corriente de gas dulce, y por fondo se obtiene una corriente de amina rica. a fines de minimizar costos de operación y de mitigar la contaminación al medio ambiente se regenera la corriente de solvente. para ello se alimenta la corriente de amina rica a una torre de destilación donde se lleva cabo la de desorción de los componentes ácidos. las condiciones de esta torre son opuestas a las condiciones de la torre absorbedora. la corriente de amina pobre se enfría y presuriza para realimentarla a la torre absorbedora. [8]

Para el logro de este objetivo tendremos controles eficaces tales como

- Concentración de dietanolamina, solución dea en % mol mayor o igual a 25% mol
- Diferencial entre la temperatura del gas y la solución dea 20°f control dcs
- Control de sales termoestables en la solución de dea muestra de laboratorio
- % mol de salida del dióxido de carbono menos de 20ppm cromatógrafo en línea.

La tercera etapa, consiste en la de deshidratación del gas, se realiza para eliminar el vapor de agua que contiene el gas, el que puede producir corrosión y formar hidratos de hidrocarburos (a temperaturas cercanas al ambiente y a presiones altas)

En este proceso el gas natural se hace pasar por tamices moleculares o torres secadoras t-2450abc, los cuales son formas cristalinas de aluminosilicatos que exhiben un alto grado de adsorción de agua. permiten deshidratar el gas natural. los tamices moleculares permiten que la adsorción sea selectiva, es decir, se adsorben solamente las moléculas cuyo diámetro es menor que el tamaño del poro del tamiz molecular. el gas húmedo posteriormente, fluye hacia la parte superior de la adsorbedora que contiene un lecho desecante. mientras dos torres adsorbedoras están deshidratando, la otra se está regenerando

mediante una corriente de gas caliente. cuando el lecho se satura, se hace pasar una corriente de gas caliente en contra flujo al lecho adsorbente para su regeneración. luego de la regeneración y antes de la adsorción, el lecho debe enfriarse, esto se logra circulando gas frío por el lecho de adsorción en la misma dirección de flujo; posteriormente, el mismo gas es empleado para el proceso de regeneración.

El proceso de deshidratación del gas es muy importante en el proceso, ya que para la siguiente etapa se requiere el gas totalmente seco, debido a que será sometido a bajas temperaturas (-72°f), y si está saturado genera taponamientos por congelamiento del agua presente.

Para el aseguramiento de este objetivo tenemos el seguimiento de la unidad medidora de humedad como primer control y el aseguramiento de una buena regeneración con el control dcs.

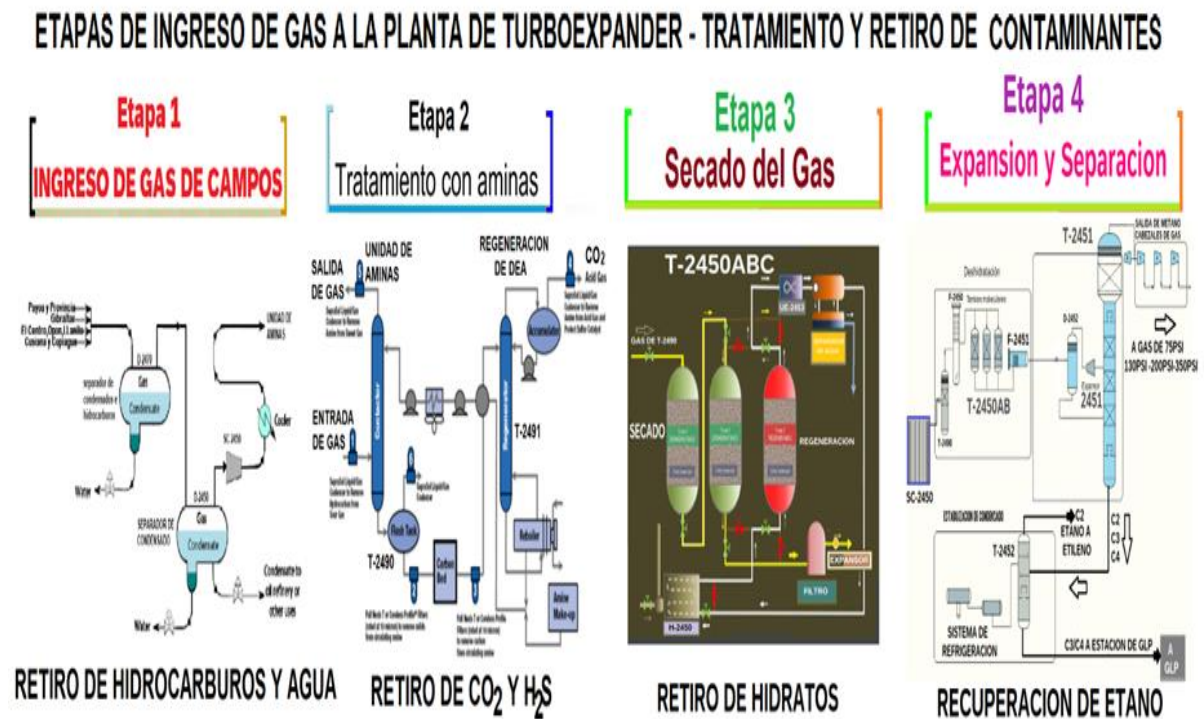
La cuarta etapa; el gas se hace pasar por un turbo expansor o turbina de expansión (turbina centrífuga o de flujo axial, a través de la cual se expande el gas a alta presión para producir trabajo que a menudo se utiliza para impulsar un compresor). el gas a alta presión pasa a través del expansor, que produce una expansión a través de un camino aproximadamente isentrópico (es decir, un proceso de entropía constante), el gas que sale a baja presión de la turbina sale a una temperatura muy baja, usualmente -150 °c o menos, dependiendo de la presión de funcionamiento y las propiedades del gas. lo que permite la licuefacción parcial del gas, separando el etano, propano y más pesados del metano. este proceso se realiza en la torre de fraccionamiento t-2451, donde por la cima sale todo el metano y por el fondo el etano, propano, butano y más pesados, el metano se distribuye a varios usuarios de la refinería distribuidos en gas de 75psi para la para uso en hornos y calderas,

gas de 130psi para la unidad de balance para uso en hornos y calderas, gas de 200psi para la planta de polietileno como gas de presión en tambores de iniciador y gas de 350psi para las plantas de parafinas y hcm usado para generación de hidrogeno.

En el caso del etano y pesados es enviado a la torre de fraccionamiento t-2452 donde se separa el etano por la cima y es enviado a la planta de etileno 2 y el propano y butanos por el fondo de la torre es enviado a la red de glp.

**Figura 9.**

*Etapas del proceso de retiro de contaminantes del gas que ingresa a turboexpander*



Fuente: Jois Rivers

Tabla 3

Cromatografía de los diferentes gases que se tratan en Turboexpander

COMPONENTE	GUAJIRA [%mol]	GIBRALTAR [%mol]	CUSIANA [%mol]	CAMPOS PAYOÁ - PROVINCIA [%mol]	CENTRO [%mol]
METANO	98.07	90.07	83.14	90.03	91.71
ETANO	0.26	6.98	9.54	7.02	6.58
PROPANO	0.047	0.62	3.66	1.20	0.54
ISO-BUTANO	0.016	1.99	0.54	0.29	0.31
NORMAL-BUTANO	0.01	0.31	0.57	0.31	0.26
ISO-PENTANO	0.00	0.29	0.08	0.05	0.08
N - PENTANO	0.00	0.05	0.04	0.05	0.01
CO <sub>2</sub>	0.04	1.15	1.71	1.04	0.57

Fuente: Ecopetrol.

### 8. Propuesta para recibo de gas cusiana en turboexpander

Figura 10

Propuesta de recibo de gas cusiana en turboexpander



Fuente: Jois Rivers.

La recuperación de etano en la planta de turboexpander se ha convertido en una prioridad en la grb y ecopetrol, dado que, como materia prima para la producción de etileno, en la industria petroquímica es un valor agregado de mucha rentabilidad para ecopetrol, ya que al convertir el etileno en polietileno representa un margen de utilidad muy elevado, teniendo en cuenta los precios actuales del polietileno, toda la producción de este petroquímico de Ecopetrol solo abastece el 30% del consumo nacional y toda la producción de la refinería está supeditada a la producción de etano en turboexpander y a las cargas de las cracking UOP1 Y UOP 2.

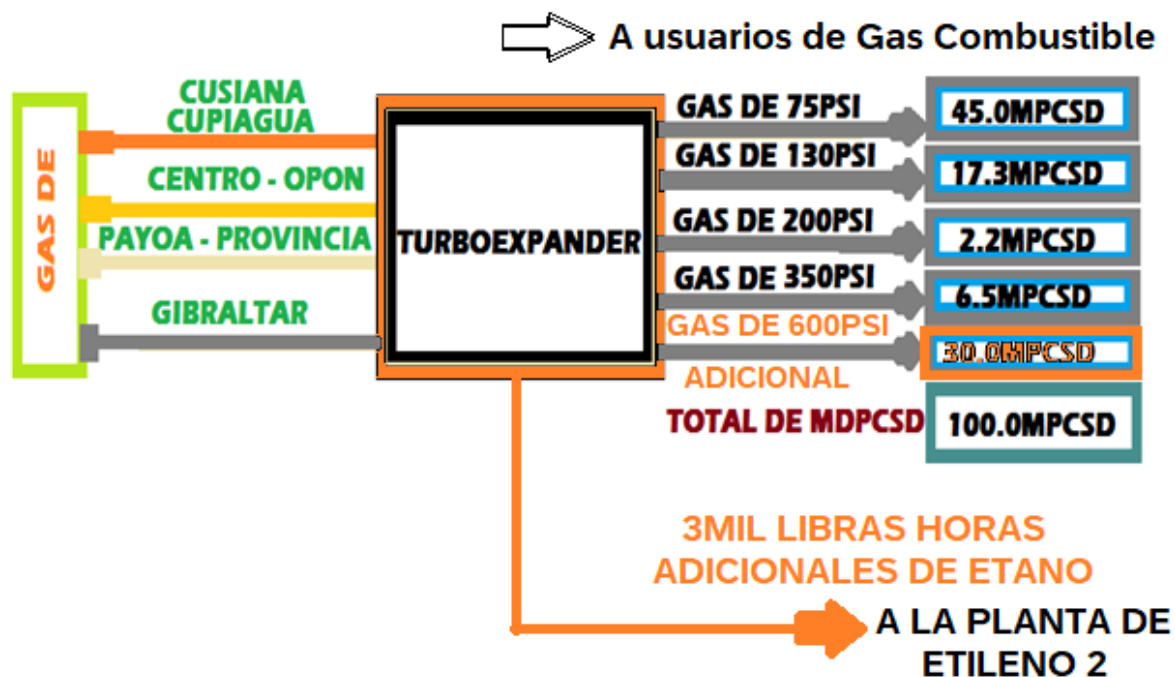
Con el ingreso del gas de los campos de producción de cusiana y cupiagua aproximadamente 45mpcsd a la planta de turboexpander, se generarían un promedio adicional de 3500lbh de etano equivalente por día a 84mil lbd el cual tendría un rendimiento adicional en la producción de etileno de 1750lbh(42000lbd) (aprox. 20toneladas de polietileno/día) adicional en la planta de etileno 2 que traducidos a pesos teniendo en cuenta el valor del polietileno (2.5 millones de pesos la tonelada) 48 millones de pesos día, (\$ 1.440.000.000) equivalente a mil cuatrocientos cuarenta millones de pesos al mes. sería la utilidad adicional de tener este nuevo gas circulando en turboexpander.

Otro de los beneficios que se obtendría con el ingreso del gas de cusiana y cupiagua a la planta de turboexpander es el ambiental, pues se generaría un control de calidad del gas con respecto a los contaminantes presentes en el mismo, que beneficiaría a la refinería de barranca (GRB) en cuanto consumo de gas limpio.

**Figura 11**

*Esquema de la propuesta de recibo de gas de cusiana por turboexpander*

### PROPUESTA PARA RECIBIR GAS CUSIANA EN TURBOEXPANDER



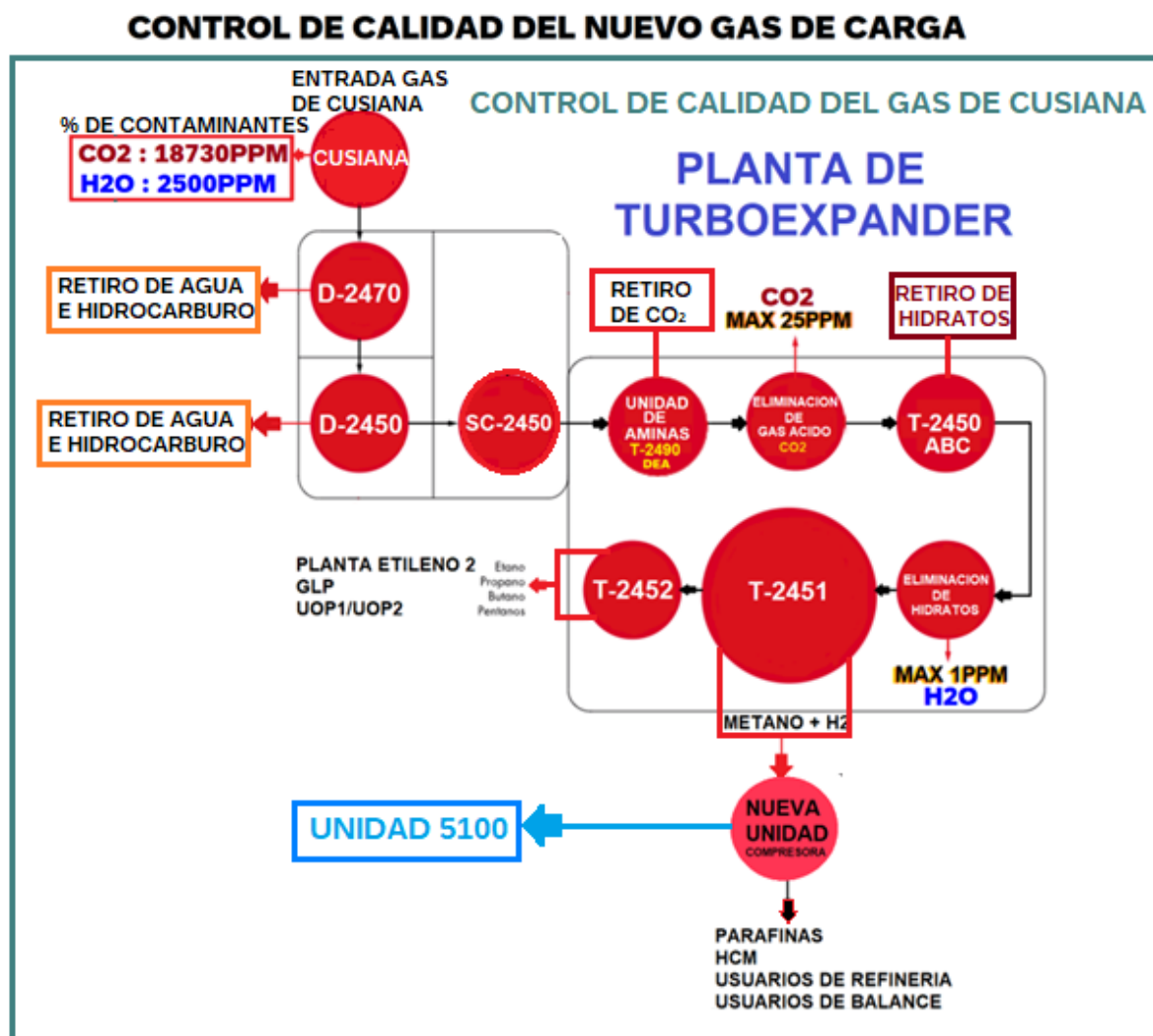
Fuente: Jois Rivers

El tratamiento de gas está fundamentalmente adecuado a sus necesidades de utilización de este, normalmente en hornos o calderas para el caso de la refinería de barrancabermeja, el gas que se debe emplear debe ser un gas limpio libre de contaminantes. en consecuencia, dicho tratamiento en la planta de turboexpander será el más ajustado, por razones económicas de diseño, a la real utilización de este, evitando inconvenientes de hidratos o contaminantes ácidos, en general se procesaría el gas relacionado, aunque; el propósito principal es la recuperación de etano y mayor producción de gas liviano para la producción de hidrogeno y uso como gas combustible, el proceso inicial del ingreso del gas a planta es reducir el poder calorífico del gas natural, retirando los componentes pesados que proviene de los campos, el objetivo es garantizar el retiro de contaminantes presentes en el gas. Tal propósito se lo consigue a través de la remoción de contaminantes, tales como: agua

e hidratos que se retirarían en los drums de succión de los compresores(D-2470/2450), y el CO<sub>2</sub>; contaminantes que se retiraría en la unidad de tratamiento (T-2490) con aminas(mea).

**Figura 12**

*Control de calidad del gas de cusiana entrando a la planta de turboexpander.*



Fuente: Jois Rivers.

### 9. Monitoreo de la calidad del gas que viene de los campos de producción hacia la planta de turboexpander.

En Colombia y el mundo, el monitoreo de calidad de gas natural es fundamental, para asegurar que los niveles de contaminantes no excedan los valores indicados por normas internacionales, el monitoreo de la calidad del gas (humedad, porcentaje de pureza, gases ácidos y subproductos) brindan soporte y herramientas para garantizar las disposiciones del ministerio del medio ambiente, así como los tratados internacionales, respecto a emisiones por el uso del mismo, mediante el control de la calidad del gas se busca que cumplan con los estándares de calidad. [6]

Para el caso de la GRB y la planta de Turboexpander el monitoreo del gas natural que ingresa de los campos de producción y el gas combustible que se genera se hace en línea a través de cromatógrafos, además se cuenta con un laboratorio de control de calidad donde a través de muestras diarias cada 8 horas con monitoreos permanentes, con los resultados dados por el laboratorio se realizan comparativos y análisis para garantizar que el gas este siempre dentro de las especificaciones para su uso y procesamiento tanto en hornos como calderas, así como en el proceso de separación de los diferentes gases presentes en el gas natural.

**Tabla 4**

*Comparativo de parámetros de calidad del gas dados en NTC 4826 contra RUT.*

<b>Parámetro de calidad</b>	<b>NTC 4826</b>	<b>RUT</b>
agua	máximo 97 mg/m <sup>3</sup>	máximo 97 mg/m <sup>3</sup>
azufre total	máximo 120	máximo 23 mg/m <sup>3</sup>

---

	mg/m <sup>3</sup>	
sulfuro de	máximo 6	
hidrógeno (h <sub>2</sub> s)	mg/m <sup>3</sup>	máximo 6 mg/m <sup>3</sup>
dióxido de carbono	máximo 2% en	
(co <sub>2</sub> )	volumen	máximo 2% en volumen
oígeno (o <sub>2</sub> )	máximo 0,5%	
	en volumen	máximo 0,1% en volumen

---

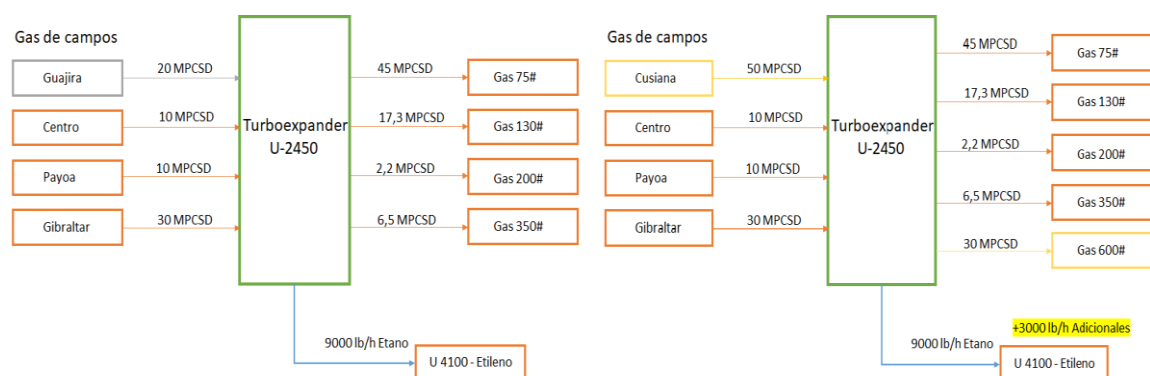
Fuente: <https://www.cnogas.org.co>

**Tabla 5***Calidad de gas natural en diferentes países*

ESPECIFICACIONES	SISTEMA DE UNIDADES	REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL GAS NATURAL							
		COL	MÉX	AUS	EASEE	ALEM	UK	CAN	
Máximo poder calorífico bruto (GHV) <sup>1</sup>	MJ/m <sup>3</sup>	42,8	41,55	--	54,15	47,16	42,3	54,7	
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	MJ/m <sup>3</sup>	35,4	35,42	--	46,52	30,24	36,9	36,14	
Contenido de líquidos <sup>2</sup>	--	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	Libre de líquidos	--	Libre de líquidos	Libre de líquidos	
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	mg/m <sup>3</sup>	6	6,1	5,7	5	5	5	6	
Contenido total de azufre máximo	mg/m <sup>3</sup>	23	150	50	30	30	50	23	
Contenido CO <sub>2</sub> , máximo	% volumen	2	3	--	2,5	En evaluación.	2,5	2	
Contenido de N <sub>2</sub> , máximo	% volumen	3	5	--	--	En evaluación	--	3	
Contenido de inertes máximo <sup>3</sup>	% volumen	5	5	7	6	6	7	--	
Contenido de Oxígeno máximo	% volumen	0,1	0,2	0,2	0,01	3	0,2	0,4	
Contenido de agua máximo	mg/m <sup>3</sup>	97	112	73	-8°C a 69 barg	-10°C a 75 barg	50	113,2	
Temperatura de entrega máximo	°C	49	50	50	--	--	--	--	
Temperatura de entrega mínimo	°C	7,2	10	2	--	--	--	--	
Contenido máximo de polvos y material en suspensión <sup>4</sup>	mg/m <sup>3</sup>	1,6	Libre de partículas	Libre de partículas	Libre de partículas	Libre de partículas	Libre de partículas	Libre de partículas	
Índice de Wobbe	MJ/m <sup>3</sup>	--	45,8 a 50,6	46,0 a 52,0	47,4 a 54,7	46,08 a 56,52	47,4 a 54,7	Variable	
Contenido de Hidrógeno	% volumen	--	--	--	0,1	--	0,1	--	
Contenido de Mercaptano máximo	mg/m <sup>3</sup>	--	--	5	6	6	6	5	
Índice de combustión incompleta	--	---	--	--	--	0,46	0,46	--	
Índice de hollín	---	--	--	--	--	0,6	0,6	--	
Condiciones estándar	Ps	KPa	101,008	98,071	101,325	101,325	101,325	101,325	101,559
	Ts	K	288,705	293,150	288,150	273,150	273,150	288,150	288,706

Fuente: CDT del gas

## 10. Conclusiones



### Operación actual de la unidad

### Aplicación del proyecto

Con la aplicación de la propuesta y gracias a los datos y corridas de la unidad al recibir el gas de cusiana en la planta de turboexpander, hemos podido concluir que es factible una filosofía de operación para asegurar y mantener el balance de la unidad con respecto al recibo y suministro del gas a todos los usuarios, alcanzando beneficios importantes para la refinería de barrancabermeja, el aumento de la recuperación de etano por consiguiente incrementar la producción de etileno, el aumento en la recuperación de c2+, el aumento de la producción de hidrogeno son valores agregados que aumentara el flujo de caja de la GRB.

También queda demostrado que es asegurable el control de calidad del gas para usuarios de 600 psia para lo cual se tendrá en cuenta la especificación de los parámetros de calidad del gas natural en colombia, que se encuentran establecidas en la resolución de la creg7 número 071 de 1999 (reglamento único de transporte -rut), (específicamente poder calorífico del gas, dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, gravedad específica, cantidad de vapor de agua, sulfuro de hidrógeno y azufre total), y la resolución 18 1654 de 2009 emitida por el ministerio de minas y energía” como una medida de choque que permitiera atenuar las marcadas consecuencias adversas del gas natural fuera de especificaciones, para el caso del

gas cusiana lo procesaremos en la planta de turboexpander y entregaremos un gas de alta confiabilidad y de la mejor calidad cumpliendo los parámetros establecidos las normas y logrando mayores eficiencias en las unidades productoras de hidrogeno de manera significativa como el aumento de la vida útil de los equipos al consumir un gas de altísima calidad . [5]

Se plantea el esquema operacional y de calidad del gas residual con los equipos y procesos dispuestos para tal fin y ya existentes de manera que garantice suministro y calidad de carga a unidades de producción de hidrogeno, en la recepción de los datos y corridas realizadas como los históricos operacionales nos permitió identificar las diferentes posibilidades operativas de la unidad debido a los parámetros de concentración de gas den carga el cual constituye la cadena petroquímica más importante para ecopetrol. la caída en la producción que se ha registrado en los últimos años por las cargas de las diferentes plantas cracking 1 y 2 de la refinería a etileno la podemos disminuir con el aumento de carga de turboexpander.

Concluimos que el ingreso del gas natural de los campos de cusiana a turboexpander y su tratamiento disminuye significativamente la huella de carbono de toda la refinería siendo valor agregado, ya que la inversión es poca y las condiciones operativas están dadas para recibir este gas, y en ese sentido todos estos resultados generarían dividendos adicionales significativos para Ecopetrol.

Como recomendación final se es necesario participar en el aseguramiento del proyecto de compra he instalación de la unidad compresora para reforzar gas residual a usuarios de 600 psig y en donde debemos presentar nuestros aportes que no es otro que el de

cambiar la unidad compresora ya existente por una de mayor compresión y capacidad de flujo y así generar un solo gasto energético y menor valor de costos de instalación y adecuaciones. también se debe realizar el estudio económico de generación de valor por todos los aportes extras en la aplicación de este proyecto como lo es:

Aumento en la producción de etileno en la unidad de Etileno II.

Aumento en la producción de hidrogeno en la unidad de Etileno II.

Aumento en la vida útil y disminución de mantenimiento de los equipos en la GRB.

Aumento en la producción de hidrogeno en las unidades HCM y Parafinas.

Aumento en la recuperación de C2+

### Referencias Bibliográficas

[1] Asociación colombiana de gas natural - naturgas, la revolución del gas natural - medio siglo de bienestar y competitividad para los colombianos, bogotá, d.c.: planeta colombiana s.a., <https://naturgas.com.co/wp-content/uploads/2021/08/libro-naturgas.pdf> (consultado.2022/05/03).

[2] Unidad de planeación minero-energética - upme, «balance de gas natural en colombia 2016-2025,» upme, bogotá d.c., (consultado.2022/05/03).

[3] Ecopetrol 2021. <https://nuevoportal.ecopetrol.com.co/wps/portal/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/> (consultado.2022/07/07).

[4] Hocol- guía del gas/ 2019/ <https://guiadelgas.com/gas/hocol-toma-el-control-de-los-campos-gasiferos-de-la-guajira-historia-de-la-relacion-ecopetrol-chevron/> (consultado.2022/06/08).

[5] Comisión de regulación de energía y gas - creg, «resolución 202,» creg, bogotá d.c., (consultado.2022/05/03).

[6] Comisión de regulación de energía y gas - creg, «resolución 087,» creg, bogotá d.c., 2016. (consultado.2022/05/03).

[7] Docplayer – 2011 reingeniería y puesta en servicio de Turboexpander / <https://docplayer.es/5959690-reingenieria-y-puesta-en-operacion-planta-turboexpander->

complejo-industrial-barrancabermeja. (consultado.2022/05/03).

[8] Ecopetrol. 2007. manual de operación de la planta de turboexpander. (consultado.2022/05/03).

[9] TGI. red nacional de gasoductos. 2019/ <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operación/mapa-red-nacional-de-gasoductos/estaciones-de-compresión-de-gas>. (consultado.2022/07/07).