

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA AMPLIACIÓN DE LA
CAPACIDAD DE RECIBO DE GAS A LA PLANTA DE PROCESOS ELC.**

MARIA DEL MAR VARGAS QUINTERO
Cód. 2127580

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA AMPLIACIÓN DE LA
CAPACIDAD DE RECIBO DE GAS A LA PLANTA DE PROCESOS ELC.**

MARIA DEL MAR VARGAS QUINTERO

Cód. 2127580

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

DIRECTOR:

JULIO CESAR PEREZ ANGULO

Ing. de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios, por concederme la vida,
sabiduría y protección para alcanzar mis metas.

A mis padres, Ana Lucila y Marco Antonio,
por su amor, esfuerzo, dedicación,
formación y comprensión.

A mi hermana Melissa y a toda mi familia
por su cariño, afecto y confianza.

A mis abuelos que desde el cielo
han sido mi guía a lo largo de la vida.

María Delmar Vargas Quintero

AGRADECIMIENTOS

La autora de este trabajo expresa sus sinceros agradecimientos:

A JULIO CESAR PEREZ ANGULO, ingeniero de petróleos, Director de esta monografía y Director del Centro de Investigación de Gas y Petróleo.

A OLGA LUCIA DÍAS ROJAS, ingeniera de petróleos, Promotora de esta investigación por su apoyo, confianza y orientación.

A OMAR OREJUELA CAMACHO, ingeniero mecánico, por la orientación durante el desarrollo del proyecto y apoyo incondicional.

A DANNY VARGAS, ingeniero de producción, por la asesoría brindada.

A LUIS FELIPE MUNERA, ingeniero de petróleos, por la asesoría brindada.

A la Universidad Industrial de Santander por la oportunidad de formación como Especialista en gerencia de hidrocarburos.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. JUSTIFICACIÓN.....	6
2. OBJETIVOS.....	7
2.1 OBJETIVO GENERAL	7
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	7
3. MARCO TEÓRICO	8
3.1 GENERALIDADES	8
3.2 GENERALIDADES DE LA PLANTA	12
3.2.1 Ubicación geográfica	12
3.2.2. Caracterización de los fluidos.	15
3.3 CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN DE LA PLANTA.	16
3.3.1 Procesamiento del gas	16
3.4 MODIFICACIONES A REALIZAR EN LA PLANTA DE PROCESOS.	55
3.4.1 Cambio en la válvula PSV 304.....	55
3.5 ESTUDIO TÉCNICO DEL CAMPO OPÓN.	58
3.5.1 Reseña histórica del campo.....	58
3.6 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO OPON.....	66
3.6.1 Estado actual y modificaciones a realizar para el gasoducto.....	66
4. ESTUDIO DE MERCADO.....	79
4.1 MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	79
4.2. ESCENARIOS DE OFERTA.....	83
4.3. ESCENARIOS BAJO DE OFERTA.....	84
4.4. ESCENARIOS BAJO DE OFERTA.....	85
4.5. ESCENARIOS ALTA DE OFERTA	85
4.6. DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL.....	86
4.7. DEMANDA NACIONAL SECTORIAL	88
4.7.1. Sector residencial.	88

4.7.2. Sector comercial.	89
4.7.3. Sector industrial.	90
4.7.4. Sector petroquímico.	90
4.7.5. Sector refinera.	91
4.7.6. Sector transporte.	92
4.7.7. Sector termoeléctrico.	93
4.8. BALANCE DE GAS NATURAL.	94
5. EVALUACIÓN ECONÓMICA.	96
5.1. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO	96
5.1.1 Valor Presente Neto (VPN).	96
5.1.2 Relación costo beneficio.	97
5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO	98
5.2.1 Inversión inicial.	98
6. CONCLUSIONES	110
BIBLIOGRAFÍA.	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Entrada de gas a la planta 2014. Coordinación Plantas de Proceso.	14
Tabla 2. Composición gases que alimentan la planta de gas El Centro.	16
Tabla 3. Dimensiones Torre Absorbadora C-1.....	20
Tabla 4. Dimensiones Torre Desetanizadora C-2.....	24
Tabla 5. Dimensiones Alambique o torre C-3.	29
Tabla 6. Dimensiones Despropanizador o Torre C-4.....	38
Tabla 7. Dimensiones Desbutanizador o Torre C-5.....	42
Tabla 8. Localización válvulas tramo 1.	61
Tabla 9. Localización válvulas tramo 2.	62
Tabla 10. Campos que aportan gas natural a cada cuenca.....	82
Tabla 11. Inversión Inicial.	98
Tabla 12. Bases de cálculo empleadas para en el análisis económico.	98
Tabla 13. Costos operativos fijos del proyecto.....	99
Tabla 14. Calculo de GPM de la planta.	99
Tabla 15. Calculo de ingresos de la planta.....	100
Tabla 16. Resultados Financieros.....	100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica planta de proceso de gas El Centro.....	12
Figura 2. Registro fotográfico de la Planta de procesos de gas El Centro.	13
Figura 3. Sistema de aceite absorbente, Planta de procesos de gas El Centro..	18
Figura 4. Registro fotográfico del horno de la Planta de procesos de gas El Centro.	51
Figura 5. Localización geográfica del gasoducto Opón.....	59
Figura 6. Recorrido geográfico del gasoducto Opón.....	60
Figura 7. Vista general del gasoducto.....	63
Figura 8. Operación de envío y recibo de raspador.	64
Figura 9. Operación de envío y recibo de raspador inteligente.....	65
Figura 10. Esquema de comunicación del master con las válvulas de tramo	77
Figura 11. Esquema modificado de comunicación del master con las válvulas de tramo.....	78
Figura 12. presenta la disponibilidad de las reservas totales de Colombia a 31 de diciembre de 2013.....	80

LISTA DE GRÁFICOS

Grafica 1. Reservas colombianas de gas natural.....	80
Grafica 2. Reservas probadas de gas natural por cuenca.	80
Grafica 3. Reservas probables de gas natural por cuenca.	81
Grafica 4. Reservas posibles de gas natural por cuenca.....	81
Grafica 5. Declaración de producción, reservas probables y posibles.....	84
Grafica 6. Escenarios de oferta de gas natural.	86
Grafica 7. Escenarios de demanda de gas natural.	87
Grafica 8. Proyección de demanda de gas natural sector residencial.	88
Grafica 9. Proyección de demanda de gas natural sector comercial.	89
Grafica 10. Proyección de demanda de gas natural sector industrial.	90
Grafica 11. Proyección de demanda de gas natural sector industrial.	91
Grafica 12. Proyección de demanda de gas natural sector refiniería y Ecopetrol. .	92
Grafica 13. Proyección de demanda de gas natural sector transporte.	93
Grafica 14. Proyección de demanda de gas natural sector termoeléctrico.	93
Grafica 15. Balance Nacional de gas natural.....	95
Grafica 16. VPN del proyecto.....	100

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA AMPLIACION DE LA CAPACIDAD DE RECIBO DE GAS A LA PLANTA DE PROCESO ELC.*

AUTOR: MARÍA DELMAR VARGAS QUINTERO. **

PALABRAS CLAVES: Gas Natural, Estudio de Prefactibilidad, Reservas Probables, Reservas Probadas, Campo Opón, Planta de procesos de gas.

DESCRIPCIÓN

En los últimos años, la capacidad de producción de Gas Natural en Colombia ha mostrado una tendencia creciente, lo cual ha incrementado su participación en la canasta energética del país. Hoy, el gas Natural aporta un 26% del total de la oferta energética en el país.

Actualmente, el gas producido en el campo Opón, el cual está ubicado en la concesión de Mares, en el Departamento de Santander, sólo se ha centrado en la explotación de gas en los años 90. Sin embargo, a lo largo de su desarrollo, en diferentes oportunidades se ha identificado un potencial de Gas Natural en las Formaciones Mugrosa, Escocia y La Paz. Dado que en los últimos años no se han realizado descubrimientos importantes de gas natural, la industria del petróleo ha encaminado grandes esfuerzos para optimizar y maximizar la producción de los campos maduros. Este es el caso del Campo Opón que a pesar de ser un campo maduro y de tener identificada la existencia de reservas de Gas Natural, las mismas no han sido definidas como comerciales y, por lo tanto, no han sido explotadas comercialmente.

En este documento se logra retomar la información existente de las diferentes pruebas realizadas en el pasado, para integrarlas en una evaluación unificada y establecer la viabilidad técnica y financiera de extraer las reservas de gas de las diferentes formaciones Mugrosa, Escocia y La Paz. del campo Opón de Ecopetrol S.A.

* Trabajo de grado

**Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela De Ingeniería Petróleos. Especialización En Gerencia De Hidrocarburos. Director: Ing. Julio Cesar Pérez Angulo

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL ECONOMIC ASSESSMENT FOR THE EXPANSION OF THE CAPACITY OF DELIVERY OF GAS TO THE PROCESS PLANT ELC *

AUTHORS: MARÍA DELMAR VARGAS QUINTERO**

KEYWORDS: Natural Gas, Prefeasibility Study, Probable Reserves, Proved, Reserves, Mature Fields, Opón Field, Gas Process Plant

DESCRIPTION

In recent years, the capacity of production of Natural Gas in Colombia has shown an upward trend which has been increasing its share in the energy mix of the country. Natural gas currently provides 26% of total energy supply in the country.

Currently, the gas produced in Opon field, which is located in The Mares Concession, in the Department of Santander, has only focused on the exploitation of gas. However, along its development, a potential for natural gas has been identified at different times in Mugrosa, Escocia and La Paz Formations. Because in recent years there have not been important discoveries of natural gas, the oil industry has been taking great efforts to optimize and maximize production from mature fields. This is the case of Opon Field where, despite being a mature field with identified existence of natural gas reserves, the latter have not been defined as commercial and therefore have not been exploited commercially.

This document aims at reviewing the existing information about the various tests performed in the past, to integrate them into a unified evaluation and establish the technical and financial viability of extracting gas reserves from different in Mugrosa, Escocia and La Paz formations from Ecopetrol's Opon field.

* Grade work

** Faculty of Physical and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Specialization in Management of Hydrocarbons. Director: Ing. Julio Cesar Pérez Angulo

INTRODUCCIÓN

La planta de Gas El Centro fue construida en 1957 para cargar 47 MMPCGD. En 1997 esta fue modificada para ampliar su capacidad de tratamiento a 110 MMPCGD provenientes del Campo Opón; sin embargo, en el mismo año declinó de 110 a 60 MMPCGD y ha venido declinando considerablemente de 60 a 37 MMPCGD. Actualmente la carga oscila entre 12 a 13 MMPCGD provenientes de los campos Lisama, La Cira Infantas y Opón.

El rango de diferencia entre las condiciones de diseño y las condiciones de operación actuales no permite el recibo de más gas a la planta y su capacidad máxima es de 15 MMPCGD. Esta condición de operación por debajo del Turdown para la cual fue diseñada inicialmente ha venido complicando el establecimiento de las variables óptimas del proceso para realizar la conversión de productos blancos lo cual ha aumentado considerablemente el consumo de energía y del fluido absorbente (Jet A1), adicionalmente todos los equipos y facilidades de producción de la planta están siendo subutilizados debido al bajo flujo de gas de entrada a la planta.

Por lo tanto, en este trabajo se ha realizado un planteamiento de escenarios para recibir 25 MMPCGD adicionales en la planta, Este planteamiento permitió determinar si la planta requiere nuevamente ser modificada y evaluó la viabilidad económica de su implementación ya que es un decisión compleja debido al impacto económico y alto nivel de incertidumbre generado por la presencia de variables como costos operativos, mantenimiento, inversiones adicionales, demanda y hurto de gas en el área, entre otros.

Bajo este esquema, el presente análisis es el estudio realizado para evaluar los impactos y justificar técnica y económicamente la inversión en la implementación de la ampliación de la capacidad de recibo de gas en la planta de procesos ELC.

1. JUSTIFICACIÓN

Durante años, el gas natural fue considerado como un subproducto del petróleo y era quemado o dispersado a la atmósfera, sin considerarlo como una fuente de energía de interés. Actualmente, el gas es el combustible que ocupa el tercer lugar de consumo en el mundo, después del petróleo y el carbón. Su demanda está creciendo y está inmersa en la onda de impulsar combustibles menos contaminantes.

En Colombia se vienen adelantando desde los años 90's enormes esfuerzos encaminados a promover e incentivar la realización de proyectos de gas natural esto enmarcado en los objetivos planteados de la política energética del Plan de Masificación de Gas (COMPES 2571 / 1991).

El desarrollo de esta monografía permitirá aprovechar la producción de gas asociado de diferentes campos, incrementando la carga de la planta, la productividad de este recurso y por ende su rentabilidad.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnica y económicamente la viabilidad de la ampliación de la capacidad de recibo de gas a la planta de procesos ELC.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades de la planta de gas.
2. Describir técnicamente las condiciones actuales de operación de planta.
3. Analizar históricamente el recibo de gas y planteamiento de escenarios.
4. Analizar la viabilidad económica de la ampliación de la capacidad de recibo de gas en la planta de procesos de gas.

3. MARCO TEÓRICO

3.1 GENERALIDADES DEL GAS

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafínicos livianos como el metano, etano, propano, isobutano, n-butano, iso pentano, n-pentano, hexanos, heptanos, octanos, etc. y algunas sustancias contaminantes como el H₂S, CO₂, N₂, H₂O y varios otros compuestos químicos presentes en menores cantidades.

El gas natural se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles, libre o asociado al petróleo, es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, pero generalmente está compuesto por metano en cantidades que comúnmente superan el 90 o 95%, y suele contener otros gases como nitrógeno, etano, CO₂ o restos de butano o propano. El gas se acumula en yacimientos subterráneos en regiones geológicas conocidas como "cuencas sedimentarias de hidrocarburos" y puede existir en ellas en forma aislada o mezclado con el petróleo.

El gas natural se define de acuerdo con su composición y sus propiedades fisicoquímicas que son diferentes en cada yacimiento y su procesamiento busca enmarcarlo dentro de unos límites de contenido de componentes bajo una norma de calidad establecida.

El gas natural es una energía eficaz, rentable y limpia, y por sus precios competitivos y su eficiencia como combustible, permite alcanzar considerables economías a sus utilizadores. Por ser el combustible más limpio de origen fósil, contribuye decisivamente en la lucha contra la contaminación atmosférica, y es

una alternativa energética que destacará en el siglo XXI por su creciente participación en los mercados mundiales de la energía.¹

Durante muchos años, el gas natural fue considerado como un subproducto del petróleo y era quemado o enviado a la atmosfera, sin considerarlo como una fuente de energía de interés. Actualmente, el gas es el combustible que ocupa el tercer lugar de consumo en el mundo después del petróleo y el carbón y cada vez juega un importante papel en la atención de la demanda de energía a nivel mundial.

Los altos precios del petróleo y del carbón en los últimos años han motivado a la industria a poner los ojos en este combustible por su economía, impacto ambiental y porque sus procesos de extracción y producción son mucho más sencillos que los del petróleo y permite que solo el 10% del gas que se saca del subsuelo se pierda antes de llegar a su consumidor final.²

Actualmente los países que han incorporado el gas natural como insumo esencial para su funcionamiento muestran mayor pujanza y vigor, no solo por el mayor dinamismo de la economía sino por la competitividad industrial en términos de bajos costos y uso de nuevas tecnologías.

En Colombia desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y por primera vez a través de la Ley 10 de 1961, que se prohíbe de forma explícita su quema, posteriormente se ratifica, mediante el decreto 1873 de 1973.

En 1973 se inicia la construcción en la costa atlántica de primer gasoducto para atender las necesidades del sector industrial para esa zona del país,

¹ CALLE MARTÍNEZ, Marco Antonio. Introducción a la industria de los hidrocarburos. Tomo 1 Cuarta edición. Colección maestría en gestión de la industria de los hidrocarburos. Santa cruz - Bolivia 2012.

² REVISTA SEMANA, Edición especial: La hora del Gas, 2012.

extendiéndose a todos sus departamentos. Con el objeto de sustituir energéticos de alto costo, en 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural, llamado “Programa de gas para el cambio”. El bajo volumen de reservas de esa época y la coyuntura en que se desenvolvían los energéticos, los cuales estaban subsidiados, limitaron el desarrollo de este plan.

Una vez más en los 90’s surge la necesidad de crear la cultura del gas, con lo cual se adelantaron enormes esfuerzos encaminados a promover e incentivar la realización de proyectos de gas natural, esto enmarcado en los objetivos planteados de la política energética del Plan de Masificación de Gas (PMG)(COMPES 2571 / 1991) que buscan entre otras cosas mejorar la oferta de energía a los usuarios, reducir los costos de prestación del servicio y promover la conservación y el uso racional de los recursos energéticos.

Con el CONPES se diseñó una política macroeconómica y energética integral, en la que se establecieron facilidades para los particulares en la construcción de gasoductos troncales y se presentó la posibilidad de la distribución a cargo de empresas privadas o mixtas.

Con todas estas políticas, el inicio de la masificación del uso del gas se hizo una realidad permitiendo modificar en cierta medida el patrón de consumo de todos los sectores y establecer una oferta adecuada de energía. Igualmente, por motivos de interés social y con el fin de que la cobertura de los servicios públicos se pudiera extender a personas de menores ingresos, la Ley 142 de 1994 faculta al Ministerio de Minas y Energía (MME) para conformar áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de gas combustible y suscribir contratos de concesión especial en los que se incluyen cláusulas de exclusividad que establecen que ninguna otra empresa podrá prestar el servicio de distribución en esa área.

En 1996 se empezaron a mostrar los resultados del Plan de Masificación del gas (PMG) con mayor preponderancia ya en este año terminaron las obras de gasoductos que conectaban el gas de la Guajira con los principales centros poblados de Colombia como son: Bogotá, Medellín, Cali y otros en sus respectivas áreas de influencia. De este modo la participación del gas en la matriz de energía fue creciente especialmente después de 1999 a medida que se sumaban consumidores de distintos sectores.³

Entre el 2009 y el 2013, el 83% del gas natural producido en Colombia fue destinado a atender la demanda nacional y el restante 17% fue exportado a Venezuela por medio del gasoducto Ballenas – Maracaibo Antonio Ricaurte. La demanda nacional aumento 19% en este periodo al pasar de 874.26 GBTUD en 2009 a 1038.04 en 2013. En el caso de las exportaciones a Venezuela el incremento fue de 13%.

En términos generales el país ha sido particularmente exitoso en crear una amplia red nacional de gasoductos con participación de diferentes sectores y en la penetración del gas natural en todos los sectores socioeconómicos de consumo.

Son grandes los beneficios que el gas natural ha traído a Colombia y se prevé que su aporte al sector productivo y a las familias sea creciente, sustituyendo otras formas energéticas más costosas y menos eficaces, respondiendo a las nuevas necesidades de demanda, evitando subsidios cuantiosos, lo cual reporta ventajas suficientes no solo desde la óptica social sino desde la perspectiva ambiental, hoy en día cuestión de la mayor importancia por los estragos que viene generando el cambio climático.⁴

³ CONCENTRA INTELIGENCIA EN ENERGIA, Demanda de gas Natural en Colombia 2009-2013.

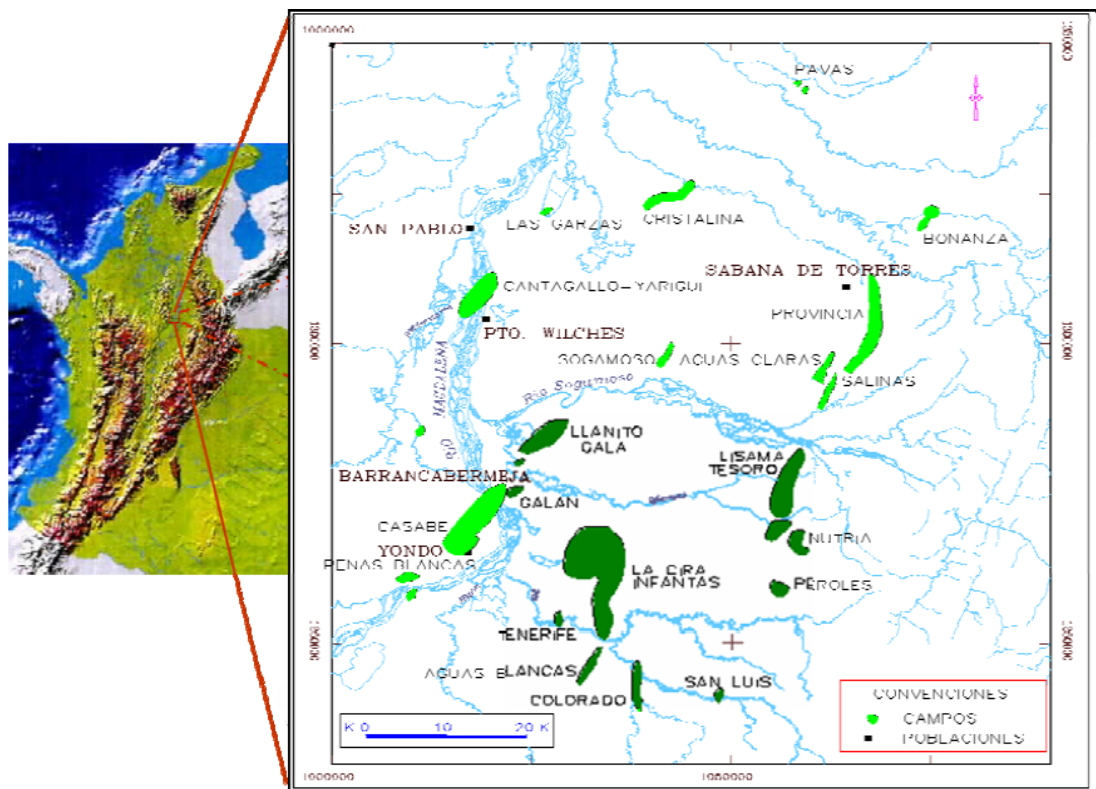
⁴ UPME, Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo de 2014.

3.2 GENERALIDADES DE LA PLANTA

3.2.1 Ubicación geográfica

La planta de procesamiento de gas está localizada en el Departamento de Santander, en el municipio de Barrancabermeja en el corregimiento El Centro en la zona industrial y pertenece a la Gerencia de Operaciones y desarrollo de Mares de ECOPETROL S.A como se muestra en la Figura 1.

Figura 1. Localización geográfica planta de proceso de gas El Centro.



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones de la planta de proceso de gas El Centro Junio 2007.

La planta de Proceso de Gas fue construida inicialmente con capacidad para 10 MMPCD, luego de su reubicación y de dos ampliaciones quedó con una capacidad instalada de 47 MMPCD.

En el año de 1991 se realizó el proceso de automatización, por lo que a partir de ese momento se empezó a controlar desde monitores ubicados en un cuarto de control, y se cambió y mejoró buena parte de la instrumentación.

En 1997 se realizó la ampliación para llegar a una capacidad instalada de 110 MMPCED en razón al descubrimiento de un nuevo campo, que se calculaba tendría una producción de 100 MMPCED. Este campo, sin embargo, decayó rápidamente en su producción, razón por la cual la planta actualmente está trabajando muy por debajo de su capacidad.

Figura 2. Registro fotográfico de la Planta de procesos de gas El Centro.



En la figura 2 se observa la planta de procesos de gas El Centro luego sus modificaciones para procesar 110 MMPCED.

El tratamiento que se le hace al gas en la planta es el de absorción con aceite llamado también JP-1A, con el fin de retirarle los compuestos condensables.

Luego se realiza el procesamiento que consiste en desetanizarlo, separar esos condensables llamados gasolina cruda o productos blancos del aceite absorbente y luego fraccionarlos en propano, butano y gasolina natural.⁵

La absorción de gases es una operación unitaria en la cual una mezcla gaseosa se pone en contacto con un líquido, a fin de de disolver de manera selectiva uno o más componentes del gas y de obtener una solución de estos en el líquido. Esta operación requiere la transferencia de masa de una sustancia en la corriente gaseosa al líquido.

Cuando la transferencia de masa sucede en la dirección opuesta la operación se conoce como desorción. Generalmente, estas operaciones solo se utilizan para eliminación o recuperación de soluto.⁶

Actualmente la carga de la Planta de Gas El Centro es de alrededor de 13 MMPCD de gas proveniente de los campos: La Cira-Infantas, Lisama y Opón respectivamente distribuidos como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Entrada de gas a la planta 2014. Coordinación Plantas de Proceso.

CARGA ACTUAL DE LA PLANTA	GAS DE ENTRADA (MMPCD) APROX.
LA CIRA INFANTAS	4.5 -5.5
LISAMA	8,5 - 10
OPÓN	1,8 -2,3

Fuente. Promedio día planta, Ecopetrol 2014.

El gas del Campo Lisama, es comprimido por medio de una batería de compresión instalada en el campo la cual cuenta con 5 motocompresores recíprocos de tres

⁵ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

⁶ ROBERT E. TREYBAL. Operaciones de transferencia de masa. Segunda edición. Mc Graw Hill. 2003

etapas que son alimentados por gas, la cual se encarga de succionar el gas proveniente de la batería de tratamiento de crudo a una presión entre 2-5 psig y descargarlo a 600 psig, para ser enviado a la Planta de Gas El Centro (ELC) a través de los gasoductos Lisama-ELC de 6 in y 8 in con una longitud de 50 Km cada uno. La planta tiene una capacidad nominal de 21 MMPCD y actualmente comprime entre 8 y 9 MMPCD aproximadamente y produce un promedio de 540 barriles de condensado.

El gas del Campo La Cira-Infantas, es comprimido por medio de los compresores K1, K2, K3A y K3B ubicados dentro de la Planta de Gas, que succionan el gas a una presión entre 0 y 7 psi y descargar el gas a 500 psig. Este gas es enviado a la planta a través de 7 líneas de 6 in, 8 in y 10 in.

El gas del Campo Opón, (campo en asociación con Petrocolombia) llega a la Planta de Gas a través de un gasoducto de 16 in con una longitud de 75 Km, con una presión de descarga de 600 psig. Este gas pasa por un tren de estabilización con el fin de recuperar los líquidos condensables antes de entrar al proceso de absorción.

Estas tres corrientes son mezcladas y luego cargadas al proceso de tratamiento en Planta de gas el cual consta básicamente de:

- ✓ Separación
- ✓ Absorción con Aceite Absorbente (JP-1A)
- ✓ Destilación
- ✓ Fraccionamiento

3.2.2. Caracterización de los fluidos.

La Tabla 2 presenta la cromatografía de los gases que se cargan a la planta provenientes de las áreas La Cira Infantas, Lisama y Opón.

Tabla 2. Composición gases que alimentan la planta de gas El Centro.

COMPONENTES	Gas rico Cira Infantas	Gas rico Lizama	Gas rico Opón	Mezcla de gas Lisama - Cira Infantas	Gas GCB
	LCI FE 342	FE 344	FE 307	FT 112	FE 309
C1	77,1	78,0	91,2	77,5	97,4
C2	7,3	9,5	4,4	9,1	0,9
C3	6,5	5,6	1,4	5,6	0,1
i - C4	1,5	0,9	0,3	1,0	0,0
n - C4	1,7	1,6	0,4	1,6	0,0
i - C5	0,6	0,5	0,1	0,6	0,0
n - C5	0,4	0,5	0,1	0,5	0,0
C6+	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0
O2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
N2	1,9	2,3	1,1	2,3	0,3
H2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CO2	3,0	0,9	0,9	1,8	1,3
H2S	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caudal (MMSCFD)	3,6	9,9	2,4	3,2	0,0

Fuente. Promedio día planta, Ecopetrol 2015.

3.3 CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN DE LA PLANTA.

3.3.1 Procesamiento del gas

El tratamiento que se hace al gas de la planta de El Centro es el de absorción con aceite absorbente llamado JP-A1, con el fin de retirarle los compuestos condensables. Luego se realiza el procesamiento que consiste en desetanizarlo, separar esos condensables llamados gasolina cruda o productos blancos del

aceite absorbente y luego fraccionarlos en propano, butano y gasolina natural.⁷ En la figura 3 se presenta un esquema general de proceso descrito anteriormente.

El aceite absorbente es comprado a Terpel Estación Chimita y es transportado en carro tanques de 5000 galones de capacidad. Antes de transferir el producto (Aceite pobre) hacia el tanque de almacenamiento D-107, debe tomarse una muestra para que sea analizada en el laboratorio de petróleos y obtener la aprobación para el trasiego de producto.

El aceite puede ser enviado directamente hacia el tanque D-204, posteriormente, puede continuarse con el llenado del tanque D-207. El tanque D-207 es usado como tanque de reposición del aceite absorbente de las pérdidas de aceite presentes en el sistema.

En operación normal el D-204 recibe el aceite que es recuperado de la trampa API y si su nivel está por debajo de 2 pies debe ser reajustado con aceite JP nuevo del D-107, esto garantiza que el D-105, que suministra el aceite para el proceso y está ubicado en un nivel inferior se mantenga lleno por la gravedad en operación normal.

El tanque D-104 cuenta con un separador llamado D-104 A el cual es usado para remover el agua que haya podido haber sido arrastrada desde la trampa API. El agua desde el D-104 A es drenada hacia el cabezal de drenaje de baja presión de la planta.

⁷ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

El aceite es dividido en dos corrientes, una a hacia el tope de la torre de torre C1 y la otra hacia el tope de la torre C2.

- Hacia la torre C-1 se mide el flujo mediante el FE-116 y por medio del FT-116 envía esa información hacia el FIC-116 para que controle por medio de la válvula FCV-116 el flujo en GPM o BPD. Esta línea también cuenta con el indicador de temperatura local TI-234 y con el PI-209 el cual envía la información de la presión de esta línea al PIC-209 para que controle esa presión junto con la información que obtiene del nivel superior interno de la torre C-1 (LSH-393) en 500-600 psig por medio de la válvula PSV-209 ubicada en la línea de desvío hacia los intercambiadores E-4 A/B.
- Hacia la torre C-2, donde su flujo es controlado por la FCV-118. El aceite se envía hacia las torres C-1 y C-2 para ser usado como absorbente del C3 presente en el gas rico. Una vez el aceite pobre ha despojado de los compuestos ricos del gas, este aceite se alinea hacia la torre C-3 para el despojo de C3 con ayuda del horno F-1.

Al salir del fondo de la torre C-3 el aceite pobre pasa por los intercambiadores E-5 donde se calienta la recirculación de la torre desetanizadora C-2, sigue a través los E-12 para calentar la gasolina cruda que alimenta la torre C-4 y regresa a los E-4 A/B para calentar la corriente de aceite rico que alimenta la torre C-2. Sale hacia los enfriadores E 3 A/B y E-8-200 para enfriarse antes de regresar al tanque D-105.⁸

TORRE C-1 ABSORBEDOR.

La torre C-1 es una torre cilíndrica cuya función es la de separar los compuestos recuperables de gas natural. Estos productos son: propano, butanos y gasolina natural la cual es una mezcla de pentanos, hexanos e hidrocarburos más pesados.

⁸ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

Descripción de la torre. Esta torre tiene 80 pies de altura y 6 pies de diámetro, en su interior tiene una serie de 32 platos de burbujeo los cuales tienen como fin el de proporcionar una mejor superficie de contacto entre el líquido absorbente y el gas a absorber. En la tabla 3 se presenta un resumen de las principales dimensiones de la Torre Absorbedora C-1.

Tabla 3. Dimensiones Torre Absorbedora C-1.

TORRE C-1	DIMENSIONES DEL EQUIPO
ATURA	80 FT
DIAMETRO INTERNO	6 FT
NUMERO DE PLATOS	32,0
FUIDO	GAS Y JET A1
PRESION	500 PSIG
TEMPERATURA	140°F

Fuente. Informe parada de planta Diciembre 2013.

En la torre absorbedora C-1 se efectúa la absorción del gas natural (gas rico) por un aceite de condiciones especiales; aceite JP-1 A de bajo peso molecular, llamado aceite pobre. El aceite entra a la torre C-1 por el tope del plato No 32, mientras que el gas rico entra por el fondo cerca al plato No 1. El gas rico comienza a ascender desde el plato No 1, pasando a través de los demás platos hasta llegar al plato No 32, este gas a medida que va subiendo va empobreciéndose por ser absorbidos los compuestos recuperables, saliendo por el tope un gas el cual contiene metano y etano. Como el gas pobre arrastra algo de aceite, es pasado a través del filtro FT-202-200 con el fin de separar y recoger dicho aceite (JP-1A).

El aceite pobre efectúa el paso contrario al del gas natural, es decir, comienza a descender pasando de un plato al inmediatamente inferior por rebose. Este aceite a medida que va descendiendo absorbe los productos recuperables de gas natural, además de algo de metano y etano hasta llegar al fondo del absorbedor, entonces es llamado aceite rico.⁹

El aceite rico que sale por el fondo de la C-1 entra como alimento para la columna desetanizadora, el gas pobre que sale por el tope del absorbedor C-1 pasa por el filtro separador de aceite FT-202-200 y luego es entregado al sistema de distribución para ser usado entre otros como gas combustible en la Planta Compresora, Planta Deshidratadora El Centro, Planta de Inyección 5 y como gas combustible domestico para el corregimiento el centro.

- **CORRIENTE DE GAS.** El gas proveniente del campo Opón es enviado hacia la torre absorbidora C-1 después de haber sido pasado por el separador y por el filtro de entrada D-201 y FT-201 respectivamente, esta línea debe tener una temperatura alrededor de los 90-110°F, la presión debe estar en 496 – 503 psig. El gas rico de los campos de Lisama, el cual unido con el gas rico proveniente de la compresora El Centro (Compresores K1, K2, K3 A Y K3 B) es pasado por el filtro de entrada FT-101 antes de ser enviado hacia la torre C-1. La temperatura de esta línea debe estar cerca de los 90 – 120 °F.

La línea proveniente de gas Opón y la línea de gas Lisama - EL Centro son combinadas antes de entrar a la torre C-1.

La presión del gas pobre saliendo por el tope del C-1 debes estar en 500 psig, esta información es enviada hacia la PIC-304 para contralar por medio de la

⁹ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

PV-304 la presión del gas seco que sale hacia la tubería de 16" de despacho hacia la GRB.

- **CORRIENTE DE ACEITE.** La torre C-1 tiene el fondo dividido en dos secciones. El líquido que se acumula en el fondo es aceite rico, es decir el aceite absorbente más los productos blancos (C3+) absorbidos del gas natural. El nivel normal del líquido en la sección superior es de 2"-10" desde el fondo de la sección superior, cuando este nivel está por debajo o por encima de este valor, la información enviada por el LT-106 hacia el LIC-106 para regular a un nivel permitido a través de la válvula LCV-106 ubicada en la salida del líquido de esta sección de la torre.

Si el nivel de líquido continua incrementándose a pesar de este control y llega hasta el punto de ajuste del LSH-393 (3" y 4"), este envía la información hacia el LAH-392 para que a través del PIC-209 controle la válvula PCV-209 y desvíe parte de la entrada del líquido a la torre, enviándolo directamente a la salida de la torre.

Para el caso contrario donde el nivel de líquido baje hasta el punto de ajuste del LSH-394 (2"- 0") este es alarmado por el LXLL-394 y si sigue bajando el nivel, la válvula SDV-329 cierra completamente la salida de líquido de esta sección.¹⁰

La salida del líquido de la sección superior de la torre se divide en dos corrientes.

- Hacia el plato No 16 o cuello de la torre desetanizadora C-2, donde el flujo es regulado en un valor promedio de 3000 BPD. La temperatura de esta línea debe ser de 100-130°F.

¹⁰ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

- Hacia los intercambiadores de calor E-4 A/B donde el flujo va a ser controlado dependiendo de la información que reciba el controlador de nivel de la sección superior de la torre. La temperatura de esta línea debe ser de 90-100 °F.

En los 4 A/B el líquido se calienta con aceite pobre que sale del fondo de la torre C-3 para entrar luego a la torre C-2 por el plato No 9.

En la sección inferior el nivel del líquido del fondo de la torre debe estar en 2"-2" medido desde el fondo de esta sección. Cuando este nivel está por debajo o por encima de este valor, la información es enviada por el LT-386 hacia el LIC-386 para que controle la situación a través de la válvula LV-386 ubicada en la salida del líquido de esta sección de la torre.

Para el caso donde el nivel del líquido baje hasta el punto de ajuste de LSSL-395 (1"-10") esto es alarmado por el LSSL-395 y por medio de la SDV-330 cierra completamente la salida del líquido de esta sección. El líquido de la sección inferior de la torre C-1 puede ser enviado hacia el plato No 16 de la torre C-2 (opción 1) o hacia el plato No 9 (opción 2) después de pasar por los intercambiadores E – 4 /B.¹¹

TORRE C-2 DESETANIZADOR.

La torre C-2 tiene como fin separar el metano y el etano que hayan sido absorbidos por el aceite pobre en la columna absorbidora C-1, así como, absorber en el tope el propano y los hidrocarburos más pesados desprendidos en el fondo de la columna. El desetanizador en una torre cilíndrica dividida en dos

¹¹ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

secciones. En la tabla 4 se presenta un resumen de las principales dimensiones de la Torre Desetanizadora C-2.

Tabla 4. Dimensiones Torre Desetanizadora C-2.

TORRE C-2	DIMESIONES DEL EQUIPO
ATURA	108 FT
DIAMETRO INFERIOR	6 FT
NUMERO DE PLATOS PARTE RECTIFICADORA	16,0
DIAMETRO SUPERIOR	2,5 FT
NUMERO DE PLATOS ABSORBEDORA	24,0
FUIDO	ETANO Y JET A1 (RICO)
PRESION	155 PSIG
TEMPERATURA	400°F

Fuente. Informe parada de planta Diciembre 2013.

- La parte superior denominada sección rectificadora, la cual tiene como función separa el metano y el etano que haya absorbido el aceite rico.
- La parte superior denominada sección absorbedora en donde se efectúa el mismo proceso que en la torre absorbedora recobrándose el propano y los más pesados que hayan desprendido en la parte rectificadora.

El aceite rico que sale por el fondo de la torre absorbedora C-1 sirve de alimento a la torre desetanizadora C-2. Este aceite rico para por los intercambiadores E-4 donde se eleva su temperatura a más de 150°F por intercambio de calor con el aceite pobre proveniente de la torre C-3. El aceite rico entra por el plato No 9 de la

sección rectificadora, en este punto pueden ser agregados los condensados separados en las diferentes plantas compresoras y los almacenados en los tanques D-106 y D-416, actualmente estos condensados se están agregando a la gasolina cruda en el acumulador D-7.

La rectificación no es más que una destilación, la cual es un proceso de evaporación desarrollado con el propósito de separar la mezcla de componentes, dos o más partes que tienen diferentes partes de ebullición. El principio de destilación y la habilidad para separar una sustancia de una mezcla de dos o más componentes se basa en el hecho de que cada hidrocarburo ebulle (hierve) o se vaporiza a cierta temperatura constante, lo cual diferente para cualquier otro hidrocarburo.

Para evitar que el propano y otros hidrocarburos pesados se vaporicen por el tope, se agrega un flujo de aceite.¹²

El proceso de rectificación se efectúa por la evaporación parcial del líquido que entra a la torre y que pasa de una presión de 500 psi en la torre absorbadora C-1 a una presión de 155 psi en la torre desetanizadora C-2, además por la elevación de la temperatura en la columna, por medio de las bombas GM-10 y GM-10 A se saca un flujo por el plato No 1 o flujo de circulación de fondo el cual pasa por los intercambiadores E-5 A/B/C/D donde se calienta con aceite pobre proveniente de la torre de destilación C-3.

El flujo de circulación que se saca por el plato No 1 se lleva de una temperatura de 250°F hasta 400-434 °F, después de calentar esta corriente, el aceite retorna a la torre por la parte superior del plato No 1.

¹² ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

Hay un flujo lateral que sale de la torre C-1 y entra al desetanizador por el plato No 16 o cuello, a la misma temperatura que sale de la torre C-1 (90-108°F). Esta diferencia de temperatura de las tres corrientes se debe al hecho de que el fondo de la columna debe estar más caliente que la parte media de la misma con el fin de aprovechar al máximo el calor que se desprende del fondo de la columna. Se utilizan dos flujos de circulación por dos causas:

1. Por la mencionada anteriormente en cuanto al aprovechamiento del calor.
2. Porque si fuera sólo un flujo se necesitarían más equipos para la circulación y el calentamiento del fluido.

Debido al aumento de temperatura del aceite rico en el fondo del desetanizador, se completa el desprendimiento de los compuestos más livianos, los cuales son metano, etano y también algo de propano.¹³

Para recuperar el propano e hidrocarburos más pesados que puedan desprenderse de la parte rectificadora se emplea la parte superior de la torre o sección absorbedora. En la sección absorbedora el gas que se desprende de la parte rectificadora circula de forma ascendente y en contracorriente con el aceite pobre que entra por el tope (plato No 40) a la sección absorbedora a 100-130° F este aceite pobre absorbe el propano y algo de etano, los cuales salen por el fondo de la torre rectificadora junto con el resto del aceite rico sirviendo de alimento al alambique.

Debe resaltarse que el calor aplicado al aceite que entra a la sección rectificadora debe ser tal que únicamente se desprendan metano y etano con el objeto de no arrastrar en la corriente de gas grandes cantidades de propano o componentes

¹³ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

más pesados e igual forma evitar el requerir cantidades mayores de aceite pobre por el tope de la sección absorbadora.

El gas pobre que sale por la cima de la parte absorbadora para el separador D-2 de allí a través de un regulador de presión se reduce a 60 psi, una parte de este gas pueda usarse en el sistema de gas combustible y otra parte se pueda utilizar como recirculación a las máquinas compresoras de El Centro y poder recuperar el propano que pueda llegar a tener.

- **CORRIENTE DE GAS.** Por el tope de la torre C-2 se obtiene una corriente de gas, básicamente metano y etano, a una temperatura de 100–135°F. Este gas es enviado hacia el separador D-2, para luego ser enviado hacia el sistema de gas combustible o ser recirculado a los compresores.

En la línea de salida del separador D-2 se cuenta con un analizador, AT-104, el cual envía la información de la composición (gravedad específica) del gas y si esta composición está fuera de los parámetros operacionales, (> 0.85) la condición es alarmada. Además se cuenta con el medidor de flujo FE-117, el cual a través del FT-117 envía la información hacia el FI-117 y si el flujo es mayor a 3700 o menor a 1000 KPCED la condición es alarmada.

La torre C-2 y el separador D-2 están protegidos para el caso de sobre presión por las PSV- 356 y PSV-133 A que se disparan hacia la tea si la presión sube hasta 195 y 180 psig respectivamente.¹⁴

- **CORRIENTE DE ACEITE.**

A continuación se describen las corrientes de aceite que ingresan a la torre C-2:

¹⁴ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

- **Aceite Pobre.** El FE-118 mide el fluido de aceite pobre entrando a la torre y por el medio del FIC-118 controla el FCV-118 para mantener este flujo en 1800-2400 BPD (si el gas a entrar es de 25 MMPCED) de acuerdo a la gravedad específica del gas de salida (≤ 0.7). como ya se anotó, el aceite pobre entra a la torre C-2 por el plato No 40 (Tope de la torre absorbadora).
- **Aceite rico.** Desde la torre C-1 esta corriente entra a la torre C-2 a través del plato No 16. Desde la torre C-1 que viene de los intercambiadores E-4 A/B. Esta corriente entra a la torre C-2 a través del plato No 9 de acuerdo a lo descrito en descripción de la torre C-2 desetanizador.

A continuación se describen las corrientes de aceite que sale de la torre C-2:

- **Una sección que acumula aceite rico para enviar a la torre C-3.** El nivel normal de líquido de esta sección es de 5"6". La temperatura de esta línea debes ser de 380-400°F o sube de 450°F. Esta corriente es enviada directamente hacia el plato No 13 de la torre C-3.
- **Una sección que acumula el aceite rico para la circulación de fondo.** El líquido que sale del fondo de esta sección es succionado por las bombas G-10/10A y es recirculado hacia la torre C-2 pasando primero por los intercambiadores E-5 A/B/C/D los cuales le incrementan la temperatura desde 250°F a 400-435°F. Esta corriente de recirculación es retornada directamente hacia la otra sección del plato No 1 de la torre C-2 (diferente de donde se está succionando) a la entrada se encuentra un transmisor que envía información de temperatura y activa una alarma si la temperatura baja de 350 o sube de 450°F.

TORRE C-3 O ALAMBIQUE.

El alambique es una torre destiladora que tiene 61 pies de altura por 7.5 pies de diámetro y en su interior tiene una total de 22 platos. Su objetivo primordial es fraccionar el aceite rico en gasolina cruda y aceite pobre. Este aceite rico a ser fraccionado es el producto que sale del fondo del desetanizador C-2 y le entra al alambique por el plato No 13, aproximadamente la mitad de la torre para que sea separado por el tope la gasolina cruda y por el fondo el aceite pobre.¹⁵

Para suministrarle calor al aceite rico y poderlo fraccionar en aceite pobre y gasolina cruda, la torre C-3 toma un flujo del planta No 11 por medio de la bomba GM 5 o GM 5A y se circula a través del horno para retornarlo a la torre a la altura del plato No 12.

Este aceite sufre un aumento de temperatura de 470 °F a 575 °F, por la acción del calor suministrado por el horno. En la tabla 5 se presenta un resumen de las dimensiones de la Torre C-3.

Tabla 5. Dimensiones Alambique o torre C-3.

TORRE C-3	DIMENSIONES DEL EQUIPO
ATURA	61 FT
DIAMETRO INTERNO	7,5 FT
NUMERO DE PLATOS	22,0
FUIDO	JET A1 (RICO) Y ACEITE POBRE
PRESION	100 PSIG
TEMPERATURA	580°F

Fuente. Informe parada de planta Diciembre 2013.

¹⁵ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

A la torre C-3 se le puede suministrar vapor de agua directamente a través del recuperador de aceite D-5 o “reclamador”. Al reclamador llega vapor de agua por medio de dos líneas, una que entra por el fondo y otra por la parte media.

Por el tope del reclamador sale vapor de agua junto con aceite rico los cuales se mezclan y entran a la columna por el fondo. Del mismo modo se puede hacer un suministro directo a la columna por una tubería que se deriva (by-pass) antes de entrar al reclamador. El vapor utilizado es producido en las calderas piro tubulares B-1 o B-2 y llega a la planta de proceso con una presión de 200-210 psi y una temperatura de 400°F, a través de dos líneas de 6” conocidas como principal y auxiliar. Estas dos líneas se unen al entrar al salón de proceso.

El “reclamador” tiene 11 pies de altura y 3 pies de diámetro y en su interior lleva dos platos. El fin primordial del reclamador es eliminarle las impurezas al aceite absorbente, separarlas y luego drenarlas. Si no se eliminan las impurezas el aceite pierde su facilidad para absorber.¹⁶

Al reclamador se le suministra aceite desde el plato No 11 de la columna destiladora C-3, una vez se le han retirado las impurezas al aceite este retorna junto con el vapor por el plato No 1 del alambique. Además de los platos el reclamador tiene en su interior un serpentín por dentro del cual circula aceite pobre que sale del fondo de la torre y cuyo objetivo es calentar el aceite rico que llega al reclamador ya que el aceite pobre sale de la torre a 510°F.

La razón por la que se suministra vapor al alambique es la de disminuir la presión parcial de los componentes y de esta manera conseguir que dichos componentes (propano, butano e hidrocarburos más pesados o gasolina natural), se desprendan a una temperatura menor. Si no se utilizara vapor, se necesitaría una mayor temperatura en el horno para lograr que los componentes mencionados entren en ebullición.

¹⁶ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

Del plato número 20 se saca el agua que en su ascenso por la columna se ha condensado al enfriarse el vapor, hacia el pequeño tanque deshidratador D-10, allí se drena el agua y de esta manera se elimina un factor que podría invertir en el proceso y operación de la columna de destilación. Junto con el agua son arrastrados vapores de hidrocarburos, los cuales son agregados por diferencia de presión y de densidad al plato superior de la columna.¹⁷

El alimento de la torre C-3 proviene el desetanizador C-2 y entra a la columna por el plato No 13. Allí una fracción de la mezcla de la corriente de entrada se libera a vapor debido a la reducción de presión desde 155 psi a 100-105 psi, pasa al plato siguiente No 14 y continúa ascendiendo hasta que finalmente las fracciones más livianas salen por el tope de la torre. Las fracciones que no se vaporizan descienden por la columna y su temperatura es aumentada por la acción del calor que le suministra mediante el horno y por el vapor que le suministra directamente a la columna o por intermedio del reclamador como se anotó anteriormente; de esta forma se logra que se desprendan los vapores de su fracción liviana junto con algo de aceite (Aceite JP), el cual es condensado a medida que sube hacia el tope de la torre por la acción del reflujo que le entra al alambique por el plato No 22.

El reflujo se emplea con el fin de evitar que el aceite salga por la cima junto con los vapores de la gasolina cruda puesto que al enfriar el reflujo ascendente se condensan los hidrocarburos pesados que forman parte del aceite, los cuales regresan a través de los platos al fondo de la columna.

De este modo se controla el punto final de ebullición de la gasolina, ya que cuando está demasiado alto en la muestra que se toma del D-8 se debe a que contiene JP o aceite absorbente, arrastrado del alambique. Este punto final se controla así: en caso de que sea demasiado alto, aumentando la cantidad de reflujo que se suministra a la columna y en caso contrario disminuyendo dicho reflujo. El punto

¹⁷ Ibíd.

final de la gasolina también se controla aumentando al cantidad de vapor suministrado a la columna cuando el punto final es bajo con el fin de que se desprendan más hidrocarburos pesados y disminuyendo en el caso contrario.¹⁸

La gasolina cruda vaporizada sale por la cima de la torre a una temperatura de 240°F y pasa por una serie de tres intercambiadores de calor (condensadores E-10 A/B/C) en donde se licúa parcialmente pasando luego al tanque acumulador D-7 en el cual se le separa la mayor parte del agua que se haya condensado en el paso anterior. Del D-7 la gasolina cruda sigue a otra serie de tres intercambiadores E-11 A/B/C en donde se acaba de condensar pasando luego a otro tanque acumulador, el D-8, donde se acumula y se termina de separar el agua.

De los tanques acumuladores D-7 y D-8 se toma por medio de la bomba GM-6 o GM-6A los reflujos llamados caliente en el primer caso y frio en el segundo. El uso del uno o del otro es indiferente en cuanto al control de temperatura, del tope de la columna y del punto final de la gasolina.

Sin embargo, se prefiere el reflujo frio es decir el D-8, porque para idénticas condiciones de operación de la torre se necesita un menor volumen de reflujo ya que como está más frio, una menor cantidad remueve más calor del tope y produce una condensación más rápida de los hidrocarburos pesados. El reflujo caliente del D-7 se utilizó en la operación inicial de la planta y en la actualidad sólo se usa un arranque de planta cuando no ha sido posible almacenar previamente la gasolina en el D-8.

Las condiciones óptimas de operación de esta torre son determinadas por la temperatura a que entra el aceite rico en la columna y por el punto final de la gasolina cruda a la salida de la misma.

¹⁸ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

En el primer caso porque de esta temperatura depende la que se le ha de suministrar al aceite con ayuda del horno y en el segundo por la cantidad de vapor que se le ha de suministrar para controlar la saturación y la calidad de los productos.

En la planta el aceite rico entra a la torre C-3 a una temperatura de 380-430 °F; luego es calentado en el horno a una temperatura de 500-575 °F. La gasolina cruda sale por el tope a 240°F, mientras que el aceite pobre sale por el fondo a 510°F. La columna destiladora de la torre C-3 opera a 100-150 psi, el flujo de vapor de agua está regulado por el punto final de la gasolina cruda.¹⁹

- **CORRIENTE DE VAPOR DE LA GASOLINA CRUDA.** Por el tope de la torre sale la línea de gasolina cruda o productos blancos en forma de vapor, la cual tiene un transmisor que indica la temperatura y alarma si la temperatura baja a 180°F o sube a 400°F, la temperatura de esta línea debe ser de 235°F. Además cuenta con una válvula de alivio (PSV-257) la cual dispara hacia tea si la presión alcanza los 120 psig.

La presión del tope de la torre debe estar en 103 psig y se controla mediante la válvula de control PSV-148 ubicada en la salida de vapor del separado del reflujo D-7.

A la entrada de los condensadores E-10 A/B están los indicadores de temperaturas locales que deben estar en 230°F y a la salida en 100°F. Aguas debajo de este tren de condensadores E-10 A/B/C hay un indicador local de temperatura que debe estar en 100-110°F, por medio del TT-224 se activa la alarma si llega hasta 130°F.

¹⁹ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

Al separador de reflujo D-7 además de la corriente de salida de la torre C-3 llegan una conexión de ¼" para inyectar inhibidor de corrosión y una línea de 2" lleva un flujo constante de 120-130 BPD de condensado desde el tanque D-106 A.

Del separador de reflujo de la torre C-3, D-7, sale una corriente por el tope que es enviada hacia los condensadores E-11 A/B/C y esta línea tiene una conexión de ¼" para inyectar inhibidor de corrosión, la temperatura de esta línea (debe estar en 100-120°F), si la temperatura sube hasta 130°F es activada una señal de alarma. Además cuenta con una válvula de alivio PSV-197 que dispara hacia la tea si la presión alcanza los 120 psig.

El flujo de entrada hacia los condensadores puede ser desviado directamente hacia el D-8 por medio de la línea de bypass de 3" que tiene la PCV-148, la cual controla la presión del tope de la torre C-3 como fue explicado anteriormente.

La línea de gasolina cruda ubicada aguas debajo de los condensadores E-11 A/B/C y alineada hacia el D-8 tiene un indicador de temperatura local que debe estar en 90-100 °F.

El gas o vapores que salen del D-8 son enviados hacia el sistema de recuperación de gas bajo el control de presión de la PCV-168, la cual está controlada para mantener una presión en el D-8 de 99 psi.

Este circuito está protegido para sobre presión por la válvula de alivio PSV-255 ubicada en el D-8, la cual dispara hacia la tea si la presión sube hasta 110 psi.

- **CORRIENTE DE LÍQUIDOS.** Del plato No 20 se saca agua de la torre C-3 al tanque deshidratador D-10. Esta agua se produce por la condensación del vapor de agua dentro de la columna. Los vapores de hidrocarburos que son

arrastrados junto con el agua al deshidratador D-10 retornan al C-3 por el plato 21. El D-10 y sus líneas anexas no tienen ningún tipo de control o sistema de medición.

Del plato No 11 se saca una corriente de aceite aproximadamente de 17000-19600 BPD la cual es succionada por las bombas GM- 5/ GM 5-A y se envía hacia el horno F-1 con el fin de realizar la transferencia de calor al aceite rico y poder fraccionarlo en aceite pobre y gasolina cruda.

De dicha línea de succión se deriva una línea de ½" que va hacia el reclamador D-5 con el fin de eliminarle las impurezas al aceite absorbente, separarlas y luego drenarlas para evitar que las impurezas ocasionen que el aceite pierda su facilidad para absorber. La temperatura y presión pueden ser observadas localmente, deben estar en 530°F y 100 psi.

Por el fondo del D-5 entra una corriente de vapor de agua que viene del cabezal de distribución de 200lbs. El fin de suministrarle vapor al alambique es el de disminuir la presión parcial de los componentes y conseguir que dichos componentes (propanos, butanos e hidrocarburos más pesados) se desprendan a una temperatura menor.

El flujo de vapor debe estar en un valor promedio de 48500 libras por día. En caso de ser necesario, este vapor también puede ser introducido en la parte media del D-5 o directamente hacia la torre C-3 conectándolo a la línea de salida del tope del reclamador. La temperatura de este vapor debe ser de 400°F.

En la sección inferior del D-5 se encuentra el serpentín interior independiente (intercambiador E-9) por el cual circula internamente parte del aceite pobre que sale del fondo de la torre C-3 y es enviado hacia los intercambiadores E-5

A/B/C/D para luego ser enviado hacia los intercambiadores E-12 A/B que precalientan el alimento a la torre despropanizadora C-4.²⁰

Esta línea tiene el indicador de temperatura local que debe estar en 510°F y por medio del TT-142 envía esa información hacia el TIC-142, el cual informará al FIC-124 para que controle la salida de aceite rico hacia el horno F-1 por medio de la válvula de control FCV-124 ubicada sobre la línea de descarga de las bombas GM-5 Y GM 5 A, también avisará con una alarma si la temperatura baja de 460°F o sube a 586°F.

Esta salida normalmente va hacia los intercambiadores E-12 A/B para luego ir hacia los intercambiadores E-4 A/B, E-3 A/B y hacia el D-105. Aguas debajo de los intercambiadores E-12 A/B está la válvula TCV-181 la cual dependiendo de la información de temperatura a la entrada de la torre C-4 la mantiene en 170°F.

La descarga de estos intercambiadores es enviada hacia los E- 4 A/B para calentar la corriente de fondo de la torre C-1 que va hacia la torre C-2. El flujo de entrada hacia estos intercambiadores es controlado con la información de temperatura leída en la línea de aceite hacia la torre C-2 y se mantiene esta temperatura en 133°F.

El aceite pobre que sale por los E- 4 A/B es enfriado con agua de enfriamiento en los intercambiadores E- 3 A/B hasta 95°F. A la entrada de estos intercambiadores esta línea debe estar cerca de los 100 psi y en 120°F.

La descarga de estos intercambiadores tiene un PI-139 que debe estar por los 35 psi y tiene el LCV-119 que controla el nivel del líquido de la torre C-3 por

²⁰ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

medio de la información que recibe del LIC-119 y es enviada normalmente hacia el D-105.

El nivel del líquido en la sección media de la torre C-3 puede ser observado localmente a través del LG-161 y por medio del LT-161 esta información es enviada hacia el LI-161, el cual alarma por bajo o alto nivel.

De igual forma el nivel de líquido en el fondo del al torre C-3 puede ser observado por el LG-118 localmente y por medio del LT-119 se envía esta información hacia el LIC-119, el cual controla la salida de líquido del fondo a través de la válvula LCV-119 ubicada aguas abajo de los intercambiadores E-3 A/B. La presión de la torre C-3 es indicada localmente por el PI-143 y debe estar en 100 psig.²¹

- **REFLUJO.** El líquido del D-7 (reflujo caliente) y/o el líquido del D-8 (reflujo frío) es succionado por las bombas GM-6 y GM 6 A.

El reflujo hacia el plato No 22 de la torre C-3 es regulado en 60 gpm o 2000 BPD (entre 2.0 y 2.5 veces la producción) por medio de la FCV-126.

- **CORRIENTE DE GASOLINA CRUDA.** El nivel del líquido en el D-8 puede ser observado en el campo por el LG-188 y por medio del LT-128 esta información es enviada hacia el LIC-128 para que se mantenga el nivel en 4"6" a través de la LCV-128 ubicada en la línea de descarga de las bombas GM-7 y GM 7A.

Las bombas GM 7 y GM 7A succionan líquido del D-8 para enviarlo hacia la torre despropanizadora C-4 pasando a través de los intercambiadores E-12 A/B. En la línea de succión hay una conexión para inyectar inhibidor de corrosión.

²¹ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

En la línea de descarga de las bombas GM-7 y GM 7A están los indicadores de presión local, esta presión debe estar en 470 psig. En la línea de descarga de la GM-7 hay una conexión para enviar gasolina cruda hacia el D-106A a través del colector de condensados y el filtro FT-204 para ella permanece cerrada.²²

TORRE C-4 O DESPROPANIZADORA.

La torre despropanizadora C-4 es una torre de 72.5 pies de altura, 3.5 pies de diámetro que tiene 32 platos en su interior y tiene como fin principal separar el propano de la gasolina cruda así como el etano que se arrastrado desde los procesos anteriores. En la tabla 6 se presentan las principales dimensiones de la Torre Despropanizadora C-4.

Tabla 6. Dimensiones Despropanizador o Torre C-4.

TORRE C-4	DIMENSIONES DEL EQUIPO
ATURA	72,5 FT
DIAMETRO INTERNO	3,5 FT
NUMERO DE PLATOS	32,0
FUIDO	PROPANO Y GASOLINA NATURAL
PRESION	228 PSIG
TEMPERATURA	190°F

Fuente. Informe parada de planta Diciembre 2013.

El producto que sale por el tope de la torre C-3 pasa al acumulador D-8, una vez enfriado y condensado es introducido como alimento a la torre C-4 a través del plato No 19 a una temperatura de 170°F. Las bombas GM-7 y GM 7A le dan la potencia para entrar a la torre.

²² Ibíd.

Para lograr esta temperatura antes de entrar a la torre se usa un precalentador el E-12 A/B que con el calor proporcionado por el aceite pobre que sale de la torre C-3 la eleva de 100°F a 180-190°F. Esta torre opera a una presión de 228 psi.²³

En la torre C-4 despropanizadora los platos operan en la misma forma que los de la torre C-3.

En la torre C-4 por el tope de la columna sale propano y un poco de etano mientras que por el fondo sale una mezcla de butanos, pentanos e hidrocarburos un poco más pesados con algo de propano residual.

- **SECCIÓN DEL FONDO (REHERVIDOR).** Para separar el propano remante del producto del fondo que pasa esta corriente a través del rehervidor E-14, donde es calentada con vapor de agua a una temperatura entre 260-285°F, una vez desprendido el propano, este vuelve entrar a la torre C-4 por el plato No 1, mientras que los butanos, pentanos y demás hidrocarburos más pesados son enviados hacia la torre desbutanizadora por simple diferencia de presiones debido a que la torre desbutanizadora opera a una presión de 80 psi.

El control de temperatura del propano que entra a la torre por el plato No 1 es controlado automáticamente por el TIC-191 y la válvula TCV-181 ubicada en la línea de entrada de vapor al rehervidor E-14, a 200 psi.

El flujo de vapor utilizado para este servicio puede ser observado por medio del FI-153 y la presión puede ser observada localmente en el PI-192.

Es importante mantener la temperatura del fondo de la torre entre 260-270 °F a la presión de 225-240 lbs/pulg², ya que esa es la temperatura del “punto de

²³ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

burbuja” de la gasolina natural y el butano. Esta temperatura puede ser observada localmente por el operador a través del TI- 192.²⁴

El “punto de burbuja” es la temperatura a la cual aparece la primera burbuja en el líquido antes de comenzar la ebullición.

La razón de trabajar con la temperatura del “punto de burbuja” de la gasolina cruda es la de procurar que se desprenda todo el propano del fondo de la columna y la menor cantidad posible de butanos, para de esta forma obtener un producto más puro.

El nivel de butano y gasolina natural dentro del rehervidor E-14 es mantenido por la válvula de control LCV-131 y por el LIC-131. La descarga de esta válvula es enviada directamente hacia la torre desbutanizadora C-5.

SECCIÓN DEL TOPE. El propano que sale por el tope es enviado hacia los condensadores E-13 A/B, para luego seguir hacia el tanque acumulador de propano o reflujo D-9. La temperatura de esta línea que es igual o menor a la temperatura del tope de la torre C-4 debe estar entre 108-112°F, la cual representa el punto de rocío del propano puro a la presión de la columna.

El “punto de rocío” es la temperatura a la cual un vapor comienza a condensarse a una determinada presión, en otras palabras, es la temperatura a la cual aparece la primera gota de producto condensado.

La razón de trabajar a la temperatura del “punto de rocío” en el tope de la columna, es el que se condensen los butanos que lleve consigo el propano.²⁵

²⁴ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

²⁵ *Ibíd.*

La presión de la columna es controlada por medio del PIC-I73, ubicada en la línea que conecta directamente el producto de tope de la torre C-4 con el acumulador de propano D-9 (by paseando los E-13 A/B/C). Esta válvula abrirá o cerrará dependiendo de si la presión que mide el PT-173 está por encima o por debajo de la presión de ajuste del PIC-I73, el cual debe estar bajo condiciones normales entre 200-210 lbs/pulg², este sistema está protegido por la válvula de seguridad PSV-191 la cual dispara a la tea si la presión sube hasta 250 psig.

Los condensadores E-13A/B utilizan agua de enfriamiento para condensar el propano. La temperatura de propano a la entrada y a la salida de los condensadores debe ser revisada regularmente para verificar que los condensadores están trabajando adecuadamente y que no presentan problemas por posibles taponamientos.

El propano es acumulado en el D-9, de donde es succionado por la bomba G-8 o G-8A para ser enviado hacia la torre C-4 como reflujo: El flujo en esta línea de 3" es controlado por la válvula FCV-131 y por el FIC-131.

El reflujo le entra a la torre despropanizadora por el plato No. 32 y tiene como fin asegurar al máximo la salida de propano puro y ayudar a mantener la temperatura del tope, ya que le entra a una temperatura menor, evitando por medio del enfriamiento el que se aumente demasiado dicha temperatura y poder condensar el butano que tiende a salir por el tope junto con el propano. En esta forma el tope de la columna sirve como sección rectificadora.

En el tope del acumulador de propano D-9 se encuentra la válvula PCV-179 la cual por medio del PIC-I79 mantienen la presión en 228 psig y envía hacia el plato No. 8 de la torre C-2 el exceso de presión. Este exceso también puede ser enviado hacia la tea pero esta facilidad permanece normalmente cerrada y solamente es usada cuando se desea desfogar el equipo para sacarlo de

operación. Este acumulador está protegido por la válvula de seguridad PSV-178 la cual dispara a la tea si la presión llega a 250 psig.

TORRE C-5 O DESBUTANIZADORA.

El Despropanizador es una torre de 72.5 pies de altura, 3 pies de diámetro que tiene 32 platos en su interior y tiene como fin principal el de separar el isobutano i-C4 y el normal butano n-C4 de la gasolina natural.

El producto que viene del rehervidor E-14 de la despropanizadora C-4 es introducido por diferencia de presión a la torre desbutanizadora C-5 a través del plato No.16 a una temperatura entre 250-260 °F. En la tabla 7 se presenta un resumen de las principales dimensiones de la Torre Desbutanizadora C-5.

Tabla 7. Dimensiones Desbutanizador o Torre C-5.

TORRE C-5	DIMESIONES DEL EQUIPO
ATURA	72,5 FT
DIAMETRO INTERNO	3,00 FT
NUMERO DE PLATOS	32,0
FUIDO	BUTANO Y GASOLINA NATURAL
PRESION	80 PSIG
TEMPERATURA	260°F

Fuente. Informe parada de planta Diciembre 2013.

Los platos en la torre desbutanizadora C-5 trabajan en la misma forma que los de la despropanizadora C-4 y del alambique C-3. Por el tope de la columna sale la mezcla de isobutano y normal butano y por el fondo sale la gasolina.

- **SECCIÓN DEL FONDO.** Con el fin de separar el butano que está mezclado con la gasolina en el producto de fondo, se pasa este producto a través del rehervidor E-17, el cual es calentado con vapor de agua a 200 psi hasta una temperatura entre 245 y 255 °F desprendiéndose los butanos que entran nuevamente a la columna por el plato No. 1.²⁶

La temperatura del butano que entra a la torre por el plato No.1 es controlada automáticamente por el TIC-413 y la válvula TV-413 ubicada en la línea de entrada del vapor a 200 psi al rehervidor E-17. Esta válvula abrirá o cerrará dependiendo si la temperatura medida por el TT-413 está más baja o más alta del set point (245-255 °F)

El flujo de vapor utilizado para este servicio puede ser observado por el operador en el por medio del FIC-370.

Es importante mantener la temperatura del fondo de la torre entre 245-255 °F a la presión de 80 lbs/pulg², ya que esa es la temperatura del “punto de burbuja” de la gasolina natural. Esta temperatura puede ser observada localmente por el operador a través del TI-114. La razón de trabajar con la temperatura del “punto de burbuja” de la gasolina cruda es la de procurar que se desprenda todo el butano del fondo de la columna para de esta forma obtener un producto más puro.

La gasolina natural que sale del rehervidor es enviada a través de una línea de 3” hacia los enfriadores por agua E-18 A/B/C los cuales le bajan la temperatura hasta 100 °F para poder ser enviados hacia el almacenamiento.

²⁶ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

El nivel de la gasolina natural dentro del rehervidor E-17 es mantenido por la válvula de control LV-400 ubicada en la línea de salida de los enfriadores E-18A/B/C y por el LIC-400, la descarga de esta válvula es enviada directamente hacia los tanques de almacenamiento de gasolina natural T-203 o T-204. El nivel en el rehervidor E-17 puede ser observado a través del LG-388.²⁷

- **SECCIÓN DEL TOPE.** El butano que sale por el tope es enviado hacia los condensadores E-16A/B/C, para luego seguir hacia el tanque acumulador de butano o reflujo D-12. La temperatura de esta línea que representa la temperatura del tope de la torre C-5 debe estar entre 125-128 °F, la cual es el punto de rocío del butano a la presión de la columna 75 psi.

La razón de trabajar a la temperatura del “punto de rocío” del butano en el tope de la columna, es el que se condense la gasolina natural que lleve consigo el butano.

La presión de la columna es controlada por medio del PIC-520. Esta válvula abrirá o cerrará dependiendo de si la presión que mide el PT-520 está por encima o por debajo de la presión de ajuste del PIC-520, el cual bajo condiciones normales está en 75 psig.

La temperatura de tope de la torre C-5 puede ser observada por el operador en el por medio del TT-422. Este sistema está protegido por la válvula de seguridad PSV-366 la cual dispara a la tea si la presión sube a 110 psig.

El butano es acumulado en el D-12, de donde es succionado por la bomba G-9 o G-9A para ser enviado hacia:

²⁷ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

- Los tanques de almacenamientos D-101A/ D-103A. La temperatura en esta línea alarmará si la temperatura sube hasta 120°F.
- La torre C-5 como reflujo: El flujo en esta línea de 2" es controlado por la válvula FV-370 el cual suministrará la cantidad de reflujo necesario, de acuerdo con las condiciones de temperatura y presión de la columna.

El reflujo le entra a la torre desbutanizadora por el plato No. 32 y tiene como fin asegurar al máximo la salida de butano puro ayudando a mantener la temperatura del tope y evitando que el isopentano (componente más liviano de la gasolina) salga por el tope junto con el butano.

En el tope del acumulador de butano D-12 se encuentra la válvula de seguridad PSV-367 que dispara hacia la tea si la presión sube a 105 psig.

ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS.

ALMACENAMIENTO PRESURIZADO. Esta sección está dividida en el almacenamiento presurizado del propano, butano y de los condensados de El Centro.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE PROPANO. D-205/D-206.

Cada tanque tiene una línea de entrada y de salida de propano de 3". Estas líneas cuentan con válvulas solenoides, con ayuda de las cuales se alinea el producto.

En operación normal, un tanque se está llenando mientras que el otro puede estar fuera de servicio. Pero para efectos de mantener la presión, siempre se realiza la succión de bombeo hacia GRB del mismo tanque que se está llenando. Estos tanques tienen un sistema de inyección de gas combustible (Make-Up) el cual es utilizado para mantener la presión en 175 psig. y para evitar la entrada de aire (oxígeno) que pueda formar una mezcla explosiva con los componentes internos del tanque. Esta inyección de gas combustible también evita la condensación de

agua dentro del tanque, la cual podría ser causante de un taponamiento en el momento de una despresurización.²⁸

Si la presión aumenta hasta 280 psig las válvulas de seguridad PSV-321 y 322 en el D-205 y PSV-323 y 324 en el D-206 dispararán hacia la tea el exceso de gas y este flujo será reportado medio del FAH-313 para el D-205 y por el FAH-314 para el D-206.

El propano saldrá de estos tanques hacia el cabezal de succión de propano y se enviará hacia GRB a través de las bombas G-209A/B.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE BUTANO. D-101/D-203.

Cada tanque tiene una línea de entrada y salida de Butano de 3". Estas líneas cuentan con válvulas solenoides, con ayuda de las cuales se alinea el producto.

Al igual que los tanques de propano, en la operación normal, un tanque se está llenando mientras que otro puede estar fuera de servicio, adicionalmente, estos tanques tienen un sistema de inyección de gas combustible el cual es utilizado para mantener la presión en 50 psi y evitar la entrada de aire (oxígeno).

Los tanques de almacenamiento o Butano D-101/D-203 tienen una capacidad de 255 BLS cada uno.

Si la presión aumenta hasta 170 psig las válvulas de seguridad disparan hacia la tea el exceso de gas.²⁹

Si durante la operación normal del tanque, la temperatura empieza a aumentar hasta alcanzar los 110°F, la condición será y se alarmará esta condición.

Si el nivel de líquido en estos tanques aumenta o disminuye hasta el nivel del punto de ajuste la condición será alarmada.

²⁸ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

²⁹ I ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE CONDENSADOS. D-106.

Este tanque tiene una línea de entrada de condensados de El Centro de 3". Esta línea cuenta con el filtro para el condensado FT-204 y con una conexión que viene del manifold de suministro GM-219.

En operación normal, este es el único tanque para recibir y distribuir el condensado de El Centro, pero si este tanque se llena o se requiere sacarlo de operación, el tanque D-416 puede ser utilizado para este servicio.

Este tanque tiene un sistema de inyección de gas combustible el cual es utilizado para mantener la presión entre 15 y 30 psig y para evitar la entrada de aire (oxígeno) que pueda formar una mezcla explosiva entre los componentes internos del tanque. Esta inyección de gas combustible también disminuye la condensación de agua dentro del tanque. El tanque de almacenamiento de los condensados de El Centro D-106A tiene una capacidad de 238 BLS.

La presión en este tanque puede ser observada localmente por medio del PI-227 y por medio del PT-233 esta información es enviada hacia el PIC-233 para que mantenga por medio de la válvula de control PCV-233 estas presiones de operación dentro del tanque. La descarga de esta válvula de control es enviada hacia el sistema de recuperación de gas de producción (por vacío).

Si por alguna razón la presión sube hasta los 35 psig. La válvula de alivio PSV-381 o 382 se abrirá, liberando el gas hacia la tea y evitando que el tanque se dañe por sobre presión.

En la línea de salida de este tanque están las bombas G-423/423A que envían este condensado hacia el D-7 o separador del reflujo de la columna de destilación

(o alambique) C-3 y un retorno hacia el cabezal colector de condensados para mantener el mínimo flujo de estas bombas circulando.³⁰

TANQUE DE ALMACENAMIENTO. D-416.

Debido a que este tanque puede ser usado para cualquier servicio entre butano, propano o condensados de El Centro o de Lisama se describe la operación de este tanque por separado.

Este tanque tiene una línea de entrada principal de producto de 3", la cual se convierte en 2" cerca del tanque.

Si el servicio del tanque es butano/propano, esta línea cuenta con una válvula solenoide XV-311, desde donde se determina, de acuerdo a los niveles en los tanques, cuál tanque está en servicio.

Esta línea de entrada al tanque (aguas abajo de la XV-311) tiene una conexión de 3" que viene del separador D-1 que recoge los líquidos que vienen del recibidor de raspadores de Lisama, también tiene otra conexión de 3" que viene del cabezal de los condensados de El Centro y una última conexión de 3" que viene del manifold de suministro de agua, la cual permanece para cualquiera de los servicios del tanque, normalmente cerrada.

Este tanque también tiene un sistema de inyección de gas combustible el cual es utilizado para mantener la presión de operación dependiendo del servicio que este prestando y para evitar la entrada de aire (oxígeno) que pueda formar una mezcla explosiva entre los componentes internos del tanque. Esta inyección de gas combustible también disminuye la condensación de agua dentro del tanque.

Este tanque de almacenamiento D-416 tiene una capacidad de 714 Bls.

³⁰ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

La presión en este tanque puede ser observada localmente por medio del PI-249 y por medio del PT-200 esta información es enviada hacia el PIC-200 para que mantenga por medio de la válvula de control PV-200 estas presiones de operación dentro del tanque. La descarga de esta válvula de control es enviada hacia el sistema de recuperación de gas de producción (por vacío).

El operador por medio de la línea que viene del sistema del make-up de gas de 2" puede mantener la presión de operación dependiendo del servicio, cuando este tanque se esté vaciando y no se está recibiendo producto en ese momento.

Si por alguna razón la presión sube hasta los 225 psig la válvula de alivio PSV-343 o 344 se abrirá, liberando el gas hacia la tea y evitando que el tanque se dañe por sobre presión Si durante la operación normal del tanque, la temperatura empieza a aumentar hasta alcanzar los 120 °F, la condición será detectada por el TI-231.

ALMACENAMIENTO ATMOSFÉRICO.

TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE GASOLINA NATURAL TK-203/TK-204.

Cada tanque tiene una línea de entrada de gasolina natural de 4". Estas líneas cuentan con válvulas solenoides, desde donde se determina, de acuerdo a los niveles en los tanques, cuál tanque está en servicio.

En operación normal, un tanque se está llenando mientras que el otro está en reposo. Para enviar gasolina natural hacia el GRB se succiona del mismo tanque que se está llenando por medio de las bombas G-206A/B. Estos tanques tienen un sistema de inyección de gas combustible el cual es utilizado para mantener la presión de estos tanques entre 1 y 2 psig. Y para evitar la entrada de aire (oxígeno) que pueda formar una mezcla explosiva entre los componentes internos del tanque. Esta inyección de gas combustible también evita la condensación de agua dentro del tanque.

Los tanques de almacenamiento de gasolina TK-203/204 tienen una capacidad de 1000 Bls cada uno.

Cuando la presión en estos tanques disminuye a 1 psig, las PCV-327 y 328 abrirán en el caso del TK-203 y CV-330 y 331 en el caso del tanque TK-204 para evitar que la presión baje de 0 psig. Estas válvulas son reguladores de presión con puntos de ajuste de 5 psig para las PCV-327 y 330 y 1 psig para las PCV-328 y 331. Se requieren estas dos etapas para poder reducir la presión de suministro del gas combustible desde 60 psig a 1 psig.

Si la presión aumenta a 2.5 psig, la válvula de seguridad PSV-358 en el T-203 y PSV-359 en el T-204 comienza a abrirse. La salida total de estas válvulas estará completamente abierta si se llega a los 5 psig de presión de diseño del tanque.

Si por el contrario, la presión cae a unos 0.865" WC de vacío, la PSV-358 abrirá, admitiendo aire y evitará que el tanque se colapse.³¹

HORNO.

El objeto del horno F-1 es dar energía calórica al aceite rico de la torre de destilación C-3 por medio del calor de combustión del gas combustible (gas pobre) en los 14 quemadores, normalmente referenciados en pares numerados del 1 al 7. En la figura 4 se observa el horno de la Planta de Procesos el Centro.

³¹ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

Figura 4. Registro fotográfico del horno de la Planta de procesos de gas El Centro.



Fuente el autor.

Intercambiador de calor compuesto por una disposición de serpentines de tubería de 6" a 53 Grado B Sch Std, por los cuales circula JP Jet 1 A, este es calentado como parte del proceso. El horno consta de un sistema de quemadores de gas, área de combustión, chimenea de humos y tuberías anexas, algunas de las cuales están aisladas térmicamente para evitar la difusión de energía calórica obtenida en el equipo.

Dentro del horno un haz tubular compuesto por 72 tubos permite que el aceite al realizar todo el recorrido dentro del horno, alcance la temperatura deseada. En el intercambio calórico hay transmisión de calor por conducción (del fuego a los tubos bajos y paredes del horno), por convección (dentro de las partículas de aceite caliente que se mezclan con otra más frías) y por radiación (del fuego a los tubos altos y el techo del horno).³²

³² ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

Desde el plato número 11 de la torre de destilación C-3 sale una corriente que es succionada por las bombas G-5/5 A para ser enviada hacia el horno F-1. La presión de descarga de estas bombas es de 250 psi.

El suministro de aire a los quemadores de premezcla puede ser controlado manualmente por medio de movimiento giratorio de los premezcladores que están debajo del horno, a un metro aproximadamente del suelo. La llama de color azul es un indicador de buena combustión y produce un mejor aumento de temperatura. La llama amarilla y muy alta indica mucha presión de gas combustible, combustión deficiente y no produce un buen manejo de temperatura, sino que deteriora el material del haz tubular por donde pasa el aceite dentro del horno.

Al horno llega una línea de 2" de vapor de agua que se usa para "purgar" el horno cuando va a ser puesto en marcha después de una parada. Como el vapor se condensa por la temperatura ambiente dentro de esta línea, debe ser drenado varias veces al día y siempre antes de una puesta en marcha. La "purga" del horno consiste en desplazar fuera del horno todos los gases combustibles presentes por medio del vapor y de esta manera evitar una explosión.³³

CALDERAS.

Las bombas de alimentación de agua a las calderas, G-210 A/B, están protegidas contra la sobre presión por una PSV.

En operación normal una caldera está operando y la otra es de reserva. El operador debe purgar la caldera en intervalos regulares (purga intermitente), y debe verificar el flujo de la purga continua.

³³ Ibíd.

La producción de vapor se dirige a diversos equipos en la planta de proceso, ellos son:

- Torres de secado del aire de instrumentos
- E-201A/B. En el tren de condensados de Opón.
- Vapor para la parada de C-1, D-1, C-2, D-2, etc.
- Vapor para la parada del sistema del E-12
- Reclamador de Aceite Pobre, D-5
- Horno precalentador del Alambique, F-1
- Tambor separador de los descargas de los tanques, D-18
- Vapor para D-7, D-8 y C-3
- Rehervidor del despropanizador, E-14.
- Reclamador, D-5.
- Rehervidor del desbutanizador E-17.

TORRE DE ENFRIAMIENTO.

Este sistema está compuesto por una torre de enfriamiento, llamada Torre Marley, la cual tiene dos secciones y cada una de ellas tiene un ventilador CTF-1 y CTF-2 el cual se puede operar localmente o a través de los (HS-362B y HS-363B). La capacidad de la torre es de 14.000 galones (333 Bls) de agua, el sistema también cuenta con 6 bombas que envían el agua de enfriamiento hacia las diferentes áreas y equipos de la planta de proceso El Centro. (G-406, G-401, G-404, G-407, G-408, G-409).

El sistema de agua de enfriamiento es un circuito cerrado, donde el agua se enfría, después se utiliza para enfriar algunos equipos y fluidos que circulan por los equipos y regresa a la torre Marley para ser enfriada y empezar nuevamente su ciclo. Durante este ciclo existen pérdidas de agua debido a diferentes razones

(las cuales se mencionarán más adelante) por lo que es necesario reponer este volumen a través del make-up de agua industrial, o agua de reposición.³⁴

PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN

- El agua entra por la parte superior de la torre a una temperatura promedio de 1150°F (TI-282).
- El aire es succionado por los ventiladores (ubicados cada uno en la parte superior de cada sección) y entra en contacto con la corriente de agua caliente, llevándose a cabo una transferencia de calor de unos 70 millones de BTU/hora, la cual baja la temperatura del agua a 90-950°F (TI-281).
- Posteriormente, el agua se almacena en la piscina de la torre y es succionada por las 6 bombas a través de 3 colectores de 12" cada uno.³⁵

Las descargas de las 6 bombas se unen en un cabezal de 16", el cual mantiene una presión de entre 50-60 psig (PI-103). El agua, en este punto, tiene una temperatura promedio de 95°F registrada por el TI-281. Este cabezal lleva el agua hacia el cabezal y sub-cabezal del suministro de agua de enfriamiento.

El flujo de agua continúa su camino a un flujo establecido por el FT-146 de 4600 GPM. El agua de retorno de los equipos posteriormente se recolecta en un sub-cabezal de 6", el cual se une al cabezal de retorno de agua de enfriamiento de 18".

Finalmente el agua retorna a la torre Marley a través de una línea de 14".

³⁴ ANDERSON Deivis, Castrillón Andrade. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

³⁵ *Ibíd.*

3.4 MODIFICACIONES A REALIZAR EN LA PLANTA DE PROCESOS.

3.4.1 Cambio en la válvula PSV 304.

Uno de los cambios más significativos en la planta y requiere ser modificado una vez se modifique el flujo de entrada a la planta es el cambio y puesta en servicio de la válvula PCV-304, cuya función es controlar la presión de trabajo de la torre de absorción (C1) y enviar el gas seco residual, hacia los sistemas de gas combustible y salida de gas a refinería.

El Cv es un factor que acusa la capacidad de una válvula, haciéndola comparable con otras válvulas de otros tipos y otros diámetros. Por ejemplo, es muy posible que una válvula de 2" tenga la misma capacidad que una de 1" pero de otro diseño, haciéndolas equivalentes en términos de flujo. Por lo tanto, el Cv define la capacidad de una válvula independiente de las condiciones de presión, tipo de fluido y flujo.

A continuación se presentan los cálculos de Cv con base en las condiciones de proceso suministradas para la válvula que está actualmente instalada:

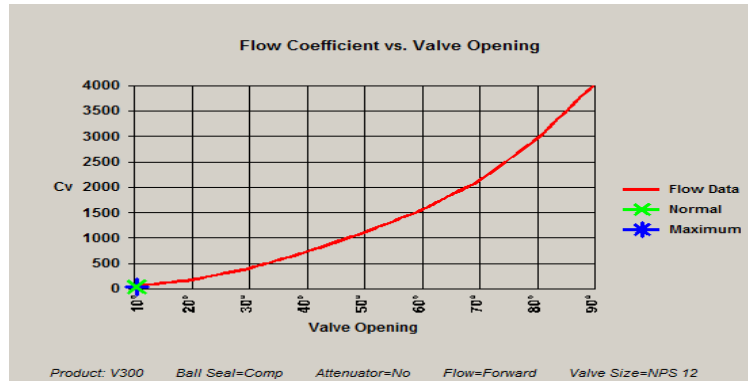
Figura 5. Datos de planta para diseño de la válvula.

Name	Units	Normal	Maximum
SIZING INPUTS			
Gas		NATURAL GAS	NATURAL GAS (0.60)
Qg	MMscfd	10.0000000	12.0000000
P1	psig	500.000	500.000
P2	psig	380.000	380.000
T1	deg F	100.0000	100.0000
M / Gg	SG	0.59993	0.59993
Mu	cP	1.000	1.000
gamma		1.300	1.300
Z1		1.000	1.000
xt		0.366	0.366
Fl		0.810	0.810
Fd		0.510	0.510
Pipe Size Up	in	12	12
Pipe Schedule Up		STD	STD
Pipe Size Down	in	12	12
Pipe Schedule Down		STD	STD
dv	in	12.000	12.000
VELOCITY INPUTS			
T2	deg F	100.0000	100.0000
Z2		1.000	1.000
Ao	in2	113.098	113.098
SIZING OUTPUTS			
Cv		29.286	35.144
w	lb/h	19094.194	22913.033
dP	psi	120.000	120.000

Fuente: Puffer Colombia

Los porcentajes de apertura para la válvula actual con serial 14354557, modelo V300 diámetro 12", se observa que la válvula queda operando muy cerrada, en grados de apertura menores al recomendado.

Figura 6. Porcentaje de apertura de la válvula.



Fuente: Puffer Colombia

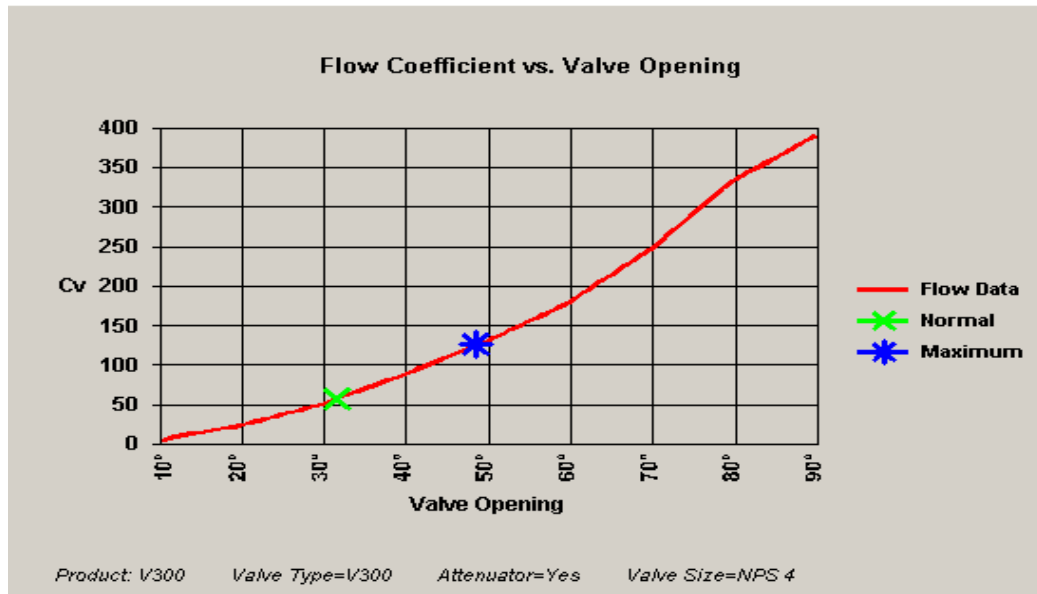
Finalmente se realizan los cálculos de Cv para las nuevas condiciones de proceso para la válvula que deberá ser instalada:

Figura 7. Datos de planta para diseño de la válvula.

SIZING INPUTS		NATURAL GAS (0.60 SG)	NATURAL GAS (0.60 SG)
Gas		NATURAL GAS (0.60 SG)	NATURAL GAS (0.60 SG)
Qg	MMscfd	18.000	40.000
P1	psig	500.000	500.000
P2	psig	370.000	370.000
T1	deg F	110.000	110.000
M / Gg	SG	0.600	0.600
Nu	cSt	1.000	1.000
gamma		1.300	1.300
Z1		1.000	1.000
xt		0.300	0.300
FI		0.700	0.700
Fd		0.800	0.800
Pipe Size Up	in	12	12
Pipe Schedule Up		STD	STD
Pipe Size Down	in	12	12
Pipe Schedule Down		STD	STD
dv	in	8.000	8.000
FISHER NOISE INPUTS			
Valve/Trim		Segmented Ball	Segmented Ball
Rn	m	1.000	1.000
Ao	in2	50.000	50.000
T2	deg F	110.000	110.000
Z2		1.000	1.000
SIZING OUTPUTS			
Cv		56.492	125.598

Fuente: Puffer Colombia

Figura 8. Porcentaje de apertura de la válvula.



Fuente: Puffer Colombia

Los porcentajes de apertura para la válvula que se instalará, será de un diámetro de 12", se observa que la válvula queda operando en un rango de 30 a 50, en grados de apertura que muestra en la Figura 8 la cual operará de manera adecuada.

3.5 ESTUDIO TÉCNICO DEL CAMPO OPÓN.

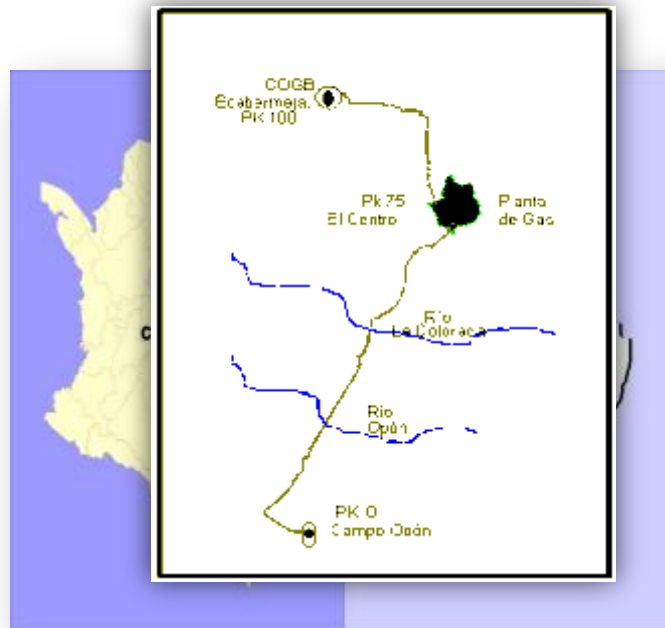
3.5.1 Reseña histórica del campo.



UBICACIÓN GEOGRÁFICA

En la figura 5 se muestra el Gasoducto, el cual cruza por los Municipios de Cimitarra, Puerto Parra, Simacota y Barrancabermeja, el derecho de vía se cruza los ríos Opón y la Colorada, las vías Troncal del Magdalena Medio y Barrancabermeja, así como la vía férrea Barrancabermeja – Santa Marta.

Figura 9. Localización geográfica del gasoducto Opón.



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

INFRAESTRUCTURA.

La infraestructura existente se muestra en la Figura 6 la cual está conformada por el ducto y sus accesorios. El gasoducto transporta gas húmedo y rico desde las facilidades del campo Opón ubicado en el municipio de Cimitarra hasta la Planta de Procesos El Centro. Este segmento es conocido como Tramo 1.

En el segmento conocido como Tramo 2 se conduce el gas seco y tratado de la Planta de Gas El Centro y proveniente de los campos vecinos sumado a la producción de campo Opón hasta la refinería de ECOPETROL.

Figura 10. Recorrido geográfico del gasoducto Opón.



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

Del campo Opón a la Planta de Procesamiento de El centro hay un trayecto de 75 km, en la cual para facilitar su operación y control se encuentran siete válvulas de seccionamiento. De la Planta de Procesos ELC al Terminal Galán existe un trayecto de 25 km en la cual se encuentran cuatro válvulas de seccionamiento. Dichas válvulas se cierran automáticamente por alta presión, por baja presión o por diferencial de presión (ruptura de la línea); las válvulas son monitoreadas permanentemente vía radio por un sistema SCADA, reportando la presión, el voltaje de las baterías cargadas con dos celdas solares, el estado de la válvula (abierta – cerrada) y la señal de apertura de las puertas de la caseta.

VÁLVULAS DEL GASODUCTO.

Las válvulas son utilizadas para sectorizar o «bloquear» el flujo de gas del gasoducto. Estas válvulas son utilizadas para aislar un tramo del Gasoducto cuando se requiera para realizar un mantenimiento de rutina o reparar una fuga o en caso de presentarse una emergencia.

Las válvulas separan las trampas de raspadores del gasoducto durante las operaciones normales.

Con el fin de proveer seguridad, monitoreo y control operacional las válvulas operan como un sistema de falla. En caso de una sobrepresión o baja presión de abastecimiento, el actuador cerrara el sistema y notificará por medio del SCADA la alarma específica. En las tablas 8 y 9 se presenta un resumen de las válvulas ubicadas en los tramos 1 y 2.

Tabla 8. Localización válvulas tramo 1.

SITIO	LOCALIZACIÓN	TAG	TIPO	OPERADOR
1	CAMPO OPÓN, TRAMPA DE LANZAMIENTO DE RASPADOR L-411 PK 00+02	SDV401A	16" BOLA	NEUMÁTICO
2	PK 19+297	SDV401B	16" BOLA	ACTUADOR GAS/HIDRAULICO
3	PK 38+145	SDV401C	16" BOLA	ACTUADOR GAS/HIDRAULICO
4	PK 43+752	SDV401D	16" BOLA	ACTUADOR GAS/HIDRAULICO
5	PK 62+468	SDV401E	16" BOLA	ACTUADOR GAS/HIDRAULICO
6	PK 65+456	SDV401G	16" BOLA	NEUMÁTICO
7	TRAMPA DE RECIBO DE RASPADORES EN LA PLANTA DE PROCESOS EL CENTRO R-412 PK 73+824	SDV401G	16" BOLA	NEUMÁTICO

Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

Tabla 9. Localización válvulas tramo 2.

SITIO	LOCALIZACIÓN	TAG	TIPO	OPERADOR
8	TRAMPA DE LANZAMIENTO DE RASPADORES EN LA PLANTA DE PROCESOS EL CENTRO L-413 PK 73+829	SDV402A	16" BOLA	NEUMÁTICO
9	PK 80+785	SDV402B	16" BOLA	ACTUADOR GAS/ HIDRAULICO
10	PK 92+790	SDV402C	16" BOLA	ACTUADOR GAS/ HIDRAULICO
11	TRAMPA DE RECIBO DE RASPADORES EN EL TERMINAL GALAN EN BARRANCABERMEJA R-414 PK 98+818	SDV402D	16" BOLA	ACTUADOR GAS/ HIDRAULICO

Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

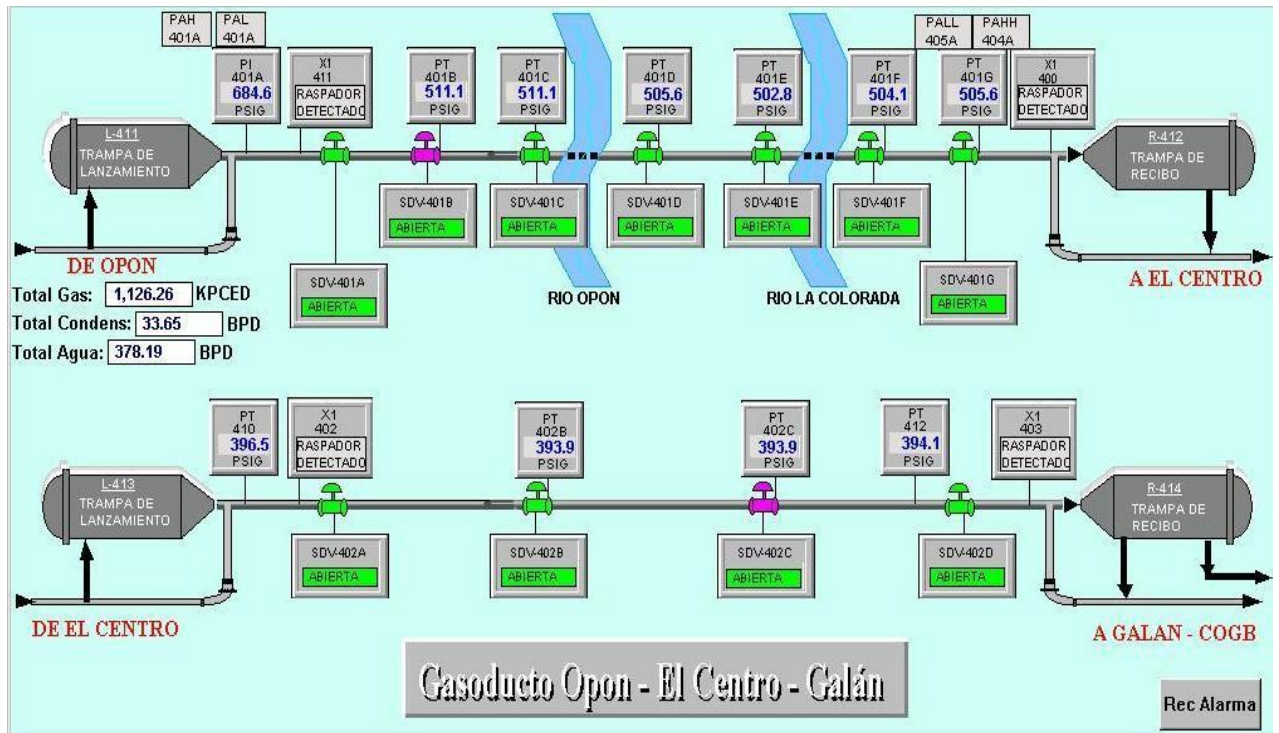
SISTEMA SCADA

En las figuras 7 y 8 respectivamente se observa un esquema general del gasoducto de acuerdo a lo que se registra en el sistema SCADA. Este es un Sistema de Direccionamiento Múltiple (MAS) con dos sistemas de Computadoras Maestras, son usados para monitorear las unidades terminales Remotas (RTU) localizadas en los dos tramos del Gasoducto. Las computadoras SCADA están localizadas en la planta de procesos de El Centro y en Facilidades del Campo Opón.

El tramo del Gasoducto entre Opón y el Centro tiene cinco RTUs las cuales son: SDV-401B, SDV-401C, SDV-401D, SDV-401E, SDV-401F.

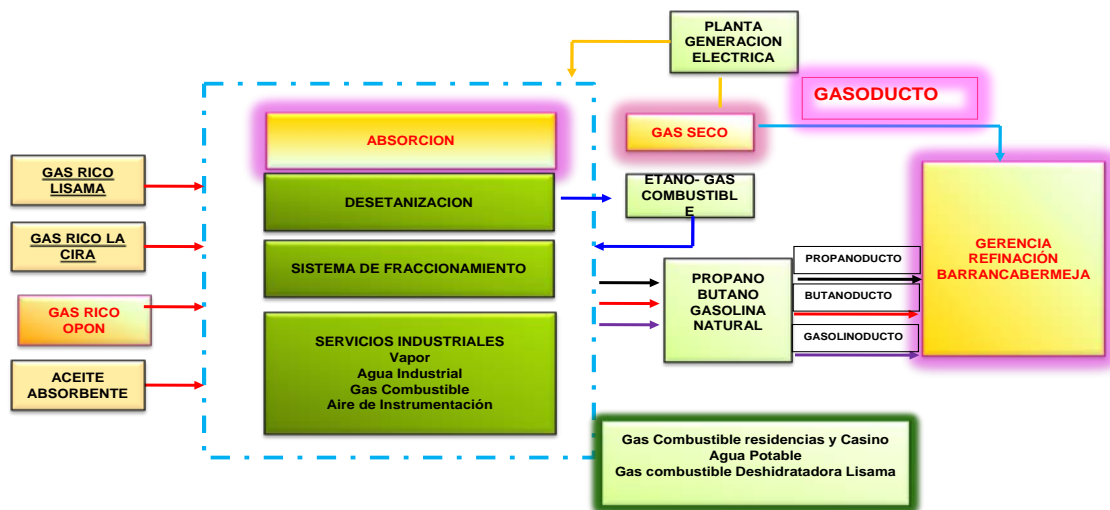
El tramo del gasoducto entre El Centro y Galán tiene dos RTUs las cuales son: SDV-402B Y SDV-402C.

Figura 11. Vista general del gasoducto



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

Figura 12. Esquema general del gasoducto



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

OPERACIONES DE RASPADO DEL GASODUCTO

En la figura 8 se muestra el registro fotográfico de las actividades desarrolladas en el marco del envío y recibo del raspador. Dentro de las actividades desarrolladas en la operación del gasoducto está el de raspado, este se realiza por las siguientes razones:

- Para controlar la acumulación de líquidos.
- Para controlar corrosión interna mediante la aplicación del inhibidor de corrosión.
- Para remover líquidos y basuras que se hayan pasado al gasoducto.

La frecuencia real se establecen mediante la experiencia adquirida durante la operación y actividades de monitoreo.

Figura 13. Operación de envío y recibo de raspador.



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

La finalidad de envío de raspador por el tramo 1 Campo Opón – Planta de Procesos El centro es desplazar los líquidos que se encuentren dentro del tubo, ya que el gas transportado por este tramo es Gas Rico (Gas predominante con metano, pero con una proporción relativamente alta de hidrocarburos (etano,

propano, butano y más pesados). Muchos de estos hidrocarburos normalmente se separan como líquidos del gas natural).

Mientras que por el tramo 2 Planta de Procesos El Centro – Terminal Galán la función del raspador es de limpieza del tubo debido a que este transporta Gas Seco (No contiene hidrocarburos que se licuen a temperatura y presión ambiente. Este gas no contiene vapor de agua lo que hace que sea un gas sin agua).

Dentro de las operaciones de raspado, se ha enviado una herramienta llamada ILI (in Line Inspection) o marrano inteligente el cual se observa en la Figura 9. con el cual se busca evitar roturas imprevistas debido a que podemos conocer los puntos vulnerables del sistema de transporte y de esta forma disminuir los costos de reparación de producto derramado, de pérdidas humanas y de daños ambientales.

Figura 5. Operación de envío y recibo de raspador inteligente.



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

PROTECCIÓN CATÓDICA

El gasoducto de 16" posee con una protección catódica en todo su trayecto para proteger la seguridad e integridad del ducto, la vida humana, el ambiente y la conservación de los ecosistemas.

El sistema de protección catódica se instala para proteger la tubería enterrada, donde los niveles de corrosión presentes en el suelo pueden disminuir significativamente la vida útil de la misma.

3.6 INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO OPON

3.6.1 Estado actual y modificaciones a realizar para el gasoducto

TRAMO 1

Es un gasoducto de 16" diseñado para transportar 190.000 KPCED y una presión máxima de operación de 1.440 PSI, cuenta con 7 válvulas de seccionamiento en el gasoducto, las cuales se encuentran monitoreadas por un sistema SCADA, donde se puede verificar el estado y accionamiento de las válvulas.

En este tramo se transporta el gas y el condensado producido por el campo Opón. El flujo de gas es 1.500 KPCED y de condensado: 1100 BLS mensual aproximadamente.

Se realizan dos corridas de raspador mensuales desplazando 550BLS de condensados cada uno.

La protección que se hacía al gasoducto con inhibidor de corrosión se dejó de realizar desde el año 2006 cuando construyó el biofiltro en el Campo Opón para tratar las aguas producida en los pozos.

Modificaciones a realizar por el incremento de producción:

La producción que se tiene proyectada para 2020 es de 25.000 MMPCD y 700 BLS de condensados diarios. Lo cual requiere que por seguridad se apliquen controles y modificaciones al gasoducto y a la operación por la cantidad de gas que se transportara.

Se deberá asegurar la comunicación entre el Campo Opón y la Planta de procesos de El Centro tanto como el sistema SCADA como la Comunicación entre el Operador del Campo Opón y el Operador de la Planta de Procesos El Centro.

Se deberá realizar protección al gasoducto con sistema de inhibidor ya que al aumentar el volumen del gas a transportar el agua asociada al gas será mayor lo que ocasionara corrosión interna al Gasoducto.

Las recomendaciones del constructor del gasoducto fue que a los 10 años de operación se realizara una corrida de herramienta ILLI para la inspección interna del gasoducto. Por los volúmenes de producción de gas en el campo no era posible realizar la corrida. Con el incremento de producción y garantizar la integridad del gasoducto se deberá programar una corrida de la herramienta para la verificación del estado mecánico de la línea.

- Trampa de lanzamiento L-411

Se deberá establecer la frecuencia de revisión de la PSV L411 asociada a la trampa.

- SDV401A

Se deberá verificar y mantener control en el sistema de cierre de la válvula SDV401A por alta y baja presión, se deberá de establecer la frecuencia de revisión de estos equipos (PSHH, PSSL, PSV, Solenoide de apertura y cierre), ya que se debe garantizar el buen funcionamiento de este sistema de seguridad, por el cambio de presión que se presenta debido al perfil de los primeros 8 Km del gasoducto

- Válvulas de Tramo

Las modificaciones que se realizaron a las válvulas de tramo debido a la baja producción del campo opón, fue la de eliminar la programación FST que se hacía

a cada RTU instalada en las válvulas, también se modificó el sistema ROD1, ya que los cambios de presión que se presentaban en el gasoducto era más bajo, debido a la poca producción del campo.

En la actualidad las válvulas de tramo utilizan RTU Fisher ROC312, por lo que hace necesario el remplazo de estos equipos.

Para el incremento de la producción del campo y el flujo a transportar por el gasoducto se deberá instalar en cada RTU un comando FST (Function Sequence Table) donde se establecerá una función de cierre de la válvula por alta o baja presión. Esta tabla deberá estar configurada por el accionamiento de los swiches de presión y del transmisor asociado a cada válvula.

La función a instalar será la siguiente

Cierre por baja Presión

PSLL=499PSI

AO/0= 1100 NO 500 PSI

Si AO/0 -499PSI @ DI10 S=off Action DO/12=closed 50seg ver DI/8=off @ DI/7On seg DO/12=closed 20 Seg ver end

Si AO/0 -500PSI @ DI10 S=on Action DO/06=open ver DI/8=on @ DI/7off seg DO/06=open 20 Seg ver end

Teniendo en cuenta que el valor de baja presión es de 500 Psi, el cierre lo hará cuando detecte un valor de presión por debajo de 499 Psi y se active el switch de baja presión que se encuentra en el módulo DO8, mientras en switch no se active, no dará cierre la válvula ya que se puede presentar fallas en el transmisor de presión. También hará la verificación del estado de la válvula así como la eliminación del comando en caso que se presenta una falla anormal en la operación y se requiera realizar el cierre o apertura de la válvula en forma manual o remota.

Este será el primer sistema de protección del gasoducto en caso de falla ya que el sistema detectara inmediatamente si se presenta una fuga o ruptura en el gasoducto. Esta programación se podrá realizar a las RTU ROC312 o ROC309.

Por Alta Presión

AO/0= 1100 NO 500 PSI

Si AO/0 +1101PSI @ DI10 S=off Action DO/12=closed 50seg ver DI/8=off @ DI/7On seg DO/12=closed 20 Seg ver end

Si AO/0 -1.050PSI @ DI10 S=on Action DO/06=open ver DI/8=on @ DI/7off seg DO/06=open 20 Seg ver end

PSHH 1101PSI

Estableciendo que el valor máximo de operación es 1.100 Psi se establece que el cierre se haga por un valor mayor, en el momento que el switch de alta presión se accione, activara el módulo DO12 que es el que da el comando de cierre a la válvula. Este comando se podrá apagar en caso de que se requiera realizar una operación anormal en el gasoducto para poder accionar la válvula de forma manual o remota.

Este sistema será respaldo si llega a presentar fallas los sistemas de protección por alta presión en el campo Opón o en la planta de procesos.

Debido al funcionamiento asociado a los FST se deberá establecer la calibración de los switch de presión, y de los transmisores, así como la verificación del funcionamiento de cada RTU. En un tiempo no menor a 3 meses.

También se deberán establecer los settings de límites del cambio de presión del sistema ROD para el accionamiento de cierre de cada válvula ya que al incrementar el flujo y el volumen de líquidos que se transportara las condiciones de operación cambian. Este sistema es independiente del sistema electrónico de

cada válvula, lo que hace que sirva de respaldo en caso de falla del scada o de la RTU.

- SDV401G

En la actualidad la SDV401G se encuentra desconectada la solenoide de cierre y no se tiene lazo de control para accionar el cierre de la válvula en caso de falla por alta o baja presión del gasoducto, también se deberá de realizar un plan de calibración de los switch asociados a la SDV.

- Trampa R-412

Se deberá establecer la frecuencia de revisión de la PSV 400 asociada a la trampa.

- Corrida de raspador

El protocolo y procedimiento para el envío del raspador en el tramo 1 deberá ser modificado ya que la producción, condiciones de operación y de producción cambian, la frecuencia de envío se realizara con un promedio de 3 días.

Debido al incremento de la producción y de líquidos en el campo Opón se deberá modificar el tipo de raspador a utilizar para el desplazamiento de condensados, ya que el que se está utilizando actualmente solo está diseñado para un flujo de 9.000 MMPCD y transportar 1.000 BLS de condensado. El raspador que recomienda el fabricante para el flujo y la cantidad de barriles a transportar es la siguiente:

Verificando el análisis de flujo que se hizo al gasoducto con el software OLGA ver. 3.3 indica que con una producción de 700bls de condensados y un flujo de 25.000 MMCPD día se realiza lanzamiento de raspador cada 3 días acumulando en el línea 2.100BLS de condensados con una duración de la corrida de 50 Horas.

El comportamiento de la presión del gasoducto manteniendo 600 Psi en el planta de proceso y por el perfil del gasoducto será una presión máxima de 1000 psi en los primeros km del gasoducto y resto del tramo delta promedio de 200 PSI.

Esto implica que el protocolo y personal disponible para la operación deberá ser revisado. Ya que se debe ser estricto en los tiempos de lanzamiento de cada raspador para evitar contingencia operativa en el gasoducto.

Para garantizar una corrida exitosa se deberá habilitar el funcionamiento de los PIG SYS para detectar la salida y llegada de raspadores.

- Sistema de protección catódica

El tramo 1 del gasoducto tiene instaladas 3 URPC en todo el trayecto del gasoducto, en el año 2011 se hizo la verificación de la conexión de las camas anódicas encontrándose desconectadas. Se verifico el cableado a las camas anódicas encontrándose unos partidos y otros habían sido robados. En noviembre de 2011 quedaron conectadas las camas anódicas nuevamente.

- Camas Anódicas

Se recomienda verificar las camas anódicas con una empresa especializada ya que el tiempo de funcionamiento y de desgaste es de 15 años lo que ocasiona que su funcionamiento no sea óptimo.

- Postes de toma de Potenciales

En la construcción del gasoducto se instalaron tomas de potenciales en PVC, los cuales en su mayoría han sido reemplazados por postes metálicos. Se recomienda instalar los postes faltantes y reemplazar los que se encuentran en

PVC por postes metálicos e instalar el panel de toma de potencial de los postes metálicos que no lo tienen.

- **Unidad Rectificadora de Protección Catódica**

Las unidades rectificadoras del gasoducto se encuentran funcionando en buen estado, no se hace necesario el remplazo de los rectificadores.

Deberá verificarse mensualmente que el voltaje en el gasoducto sea el adecuado esto no deberá de exceder en un tiempo no menor a 45 días, para asegurar la protección al gasoducto.

- **Sistema de Inhibidor de Corrosión**

Debido al incremento de producción del campo Opón y del último análisis realizado al gas producido se estableció que el agua asociada es de 25Lbh2o/MPC y para 25.000 MMPCD sería de 2.14 barriles de Agua. Se deberá contemplar la utilización de inhibidor para evitar que el gasoducto sufra corrosión interna.

- **Recorrido de Inspección visual**

Debido a flujo de gas que transportara el gasoducto, se recomienda la verificación del derecho de vía en un tiempo no menor a 3 meses, para garantizar la integridad del gasoducto por movimiento de tierra.

TRAMO 2

El tramo 2 consiste en un gasoducto de 16" diseñado para transportar 120.000 MMPCD y una presión máxima de operación de 700 PSI, cuenta con 4 válvulas de seccionamiento en el gasoducto, las cuales se encuentran monitoreadas por un sistema SCADA, donde se puede verificar el estado y accionamiento de las válvulas.

En este tramo se transporta el gas procesado en la planta de procesos El Centro

El gas es 12.000 MMPCD aproximadamente y la corrida del raspador se realiza mensual.

No se realiza protección por inhibidor de corrosión y el sistema de protección Catódica se encuentra fuera de servicio.

Modificaciones a realizar por el incremento de producción.

- Válvulas de Tramo

Las modificaciones a los equipos que se deben hacer a las válvulas de corte para el tramo 2 son las mismas que se harán para el tramo 1. Los setting de operación serán de:

PSLL 320PSI y PSHH 400PSI este es el valor referencia para la configuración de las RTU, Swiches y FST

El tiempo de calibración de los instrumentos serán los mismos.

- Trampa L-413

Se deberá establecer la frecuencia de revisión de la PSV 401 asociada a la trampa, en un tiempo no menor a 3 meses.

- SDV402A

Se deberá verificar y mantener control en el sistema de cierre de la válvula SDV401A por alta y baja presión, la SDV tiene la solenoide de cierre pero no está asociado a ningún lazo de control. También se recomienda instalar un transmisor de presión que este en la salida de la trampa y que este asociado a sistema SCADA ya que el que está en funcionamiento es el PT asociado al FT-309

- Terminal Galán

En el inicio de la operación del gasoducto se entregaba el gas de Gerencia de Producción y Desarrollo de Mares a Ecogas donde se hacía la medición se comprimía y se enviaba a refinería. Debido a la caída de la producción del campo Opón la entrega de gas a GRB se hizo en conjunto con gas de campo, (Provincia, Payoa, Cantagallo, Llanito, Gibraltar), para realizar este cambio se instaló un by-pass de 16" a 8" y entramos en contraflujo con Gibraltar 3 Km en línea de 8" y luego nos unimos con los demás campos en 12" hasta entrar a GRB.

Debido al incremento de producción proyectado por el campo Opón y la cantidad de gas a entregar a GRB se deberá de replantear la línea por la cual se dará entrega del gas a GRB.

El monitoreo del terminal se hace por el sistema SCADA, los equipos asociados al terminal son:

SDV402D, Pig SYS trampa de Recibo, Swiches de presión asociados a la SDV, y DPSHH del Filtro FT-301 ubicado en el terminal Galán. Estos equipos se monitorean por una RTU Fisher ROC312.

Debido a los problemas presentados en el gasoducto por pérdida de espesor, se deberá de mantener un estricto control en la presión de operación del tramo 2 del gasoducto. Para esto se hace necesario habilitar la válvula de control de presión en la descarga a TEA de la línea de 8" que se une con el gas de campo para evitar represionamiento en la línea y así garantizar la integridad del gasoducto. Esta válvula también se habilitara para apertura remota desde el sistema SCADA en caso de que se requiera su apertura. También se podrá habilitar su apertura por una tabla FST antes de realizar cierre de la SDV para desempaquetar el gasoducto.

- SDV402D

El actuador de esta válvula se encuentra deshabilitado para cierre remoto desde el inicio de la operación del gasoducto. Se deberá poner en servicio e instalarle a la RTU la programación de una tabla FST para el cierre en caso de presentarse falla en el gasoducto teniendo en cuenta los valores de operación para el tramo 2. Se deberá reparar la válvula asociada al actuador y al ante válvula ya que estas presentan pase de gas.

- Trampa R-414

La trampa de recibo del terminal Galán no cuenta con sistema de empaquetamiento lo que ocasiona que las válvulas asociadas presente fallas en el empaque ya que la presurización se hace desde la entrada o la salida de la trampa. Se recomienda la instalación de una línea de presurización de 1" desde el Bypass de la trampa conectado con la línea de descarga a TEA de la trampa,

Se deberá de habilitar el Pig Passage Indicator en la trampa, para la verificación de la llegada del raspador. También se deberá realizar la verificación del funcionamiento de la PSV402 asociada a la trampa

La válvula del Bypass de la trampa presenta pase y taponamiento por lodos, por lo que se hace necesario reparar o reemplazar la válvula.

- D-301

El separador D 301 es donde se descargan los líquidos recibidos en la corrida de un raspador y lo líquidos almacenados en el FT-301.

- FT-301

La función del filtro es separar las impurezas en el gas antes de entrar a refinería. Para esto es necesario verificar el buen funcionamiento de este filtro.

Se requiere el cambio del switch de presión alta diferencial asociado al SCADA, este da la indicación cuando se presente taponamiento del filtro.

- Sistema de protección catódica

El sistema de protección catódica para el tramo 2 se encuentra fuera de servicio, debido a la desconexión de la cama anódica por la adecuación de un pozo.

Se hace necesario contratar una empresa especializada para poner en funcionamiento la protección de este tramo del gasoducto ya que tendrán que hacer los cálculos de la cama anódica a instalar.

- Sistema de Inhibidor de Corrosión

Se recomienda el uso de inhibidor de corrosión ya que por el aumento del gas a procesar se puede presentar una mayor asociación del agua al gas.

- Recorrido de Inspección visual

Debido a flujo de gas que transportara el gasoducto, se recomienda la verificación del derecho de vía en un tiempo no menor a 3 meses, para garantizar la integridad del gasoducto por movimiento de tierra.

- Sistema SCADA

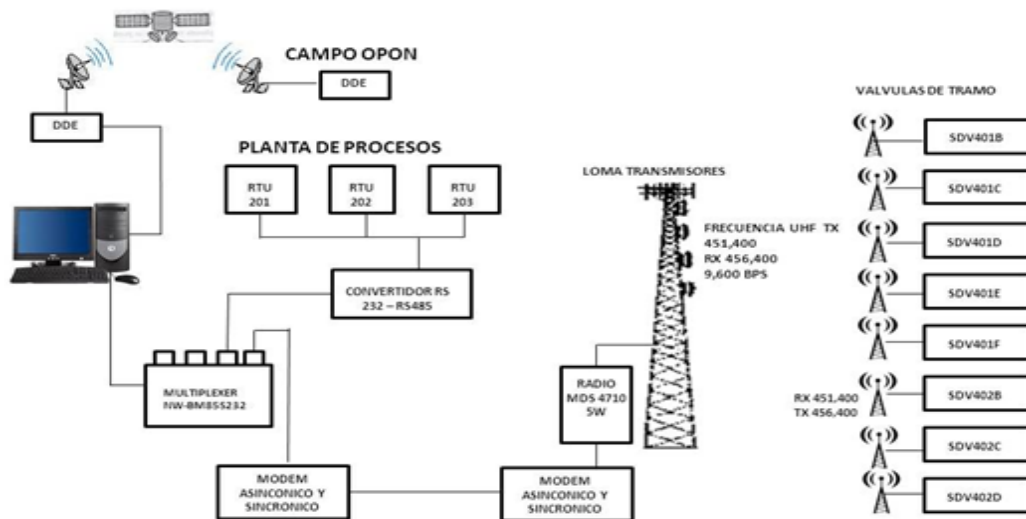
El sistema SCADA del gasoducto ha tenido mayores cambios por la declinación del campo Opón, ya que los equipos que inicialmente se instalaron, presentaron fallas en la operación y en la comunicación. Debido a los altos costos de operación se adaptaron sistemas simples de comunicación en el sistema.

- Repetidor SCADA

Para el sistema del master del SCADA se utiliza un radio modem MDS4710 con 3W de potencia, la utilización de este equipo implica la pérdida de comunicación con la válvula de tramo más lejana, SDV401B, lo que ocasiona que la señal de esta válvula sea intermitente.

En las figuras 10 y 11 se presentan los esquemas de comunicación del master tanto el actual como el modificado.

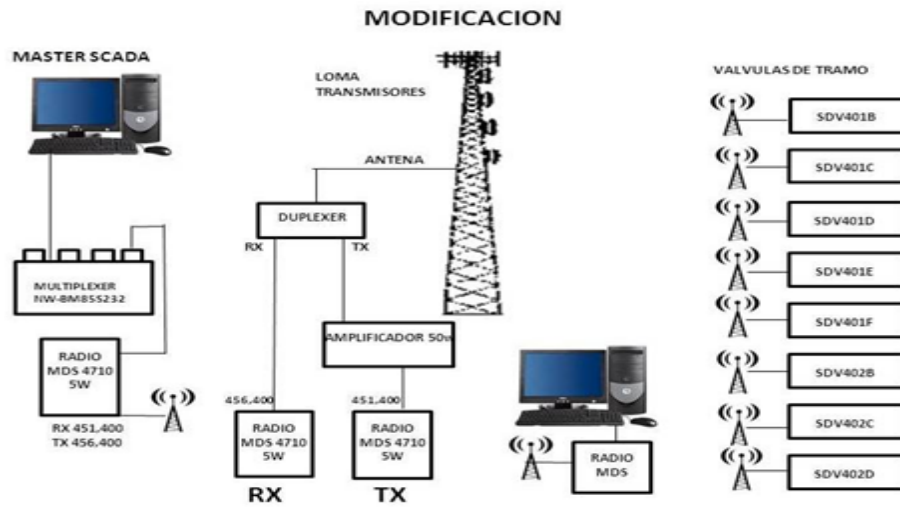
Figura 15. Esquema de comunicación del master con las válvulas de tramo



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

Se recomienda realizar la modificación del master, aumentando la potencia y la comunicación bidireccional de cada válvula de Tramo, pudiendo realizar la calibración en sitio y así poder instalar un sistema monitor de comunicaciones y registró.

Figura 6. Esquema modificado de comunicación del master con las válvulas de tramo.



Fuente. ECOPETROL. Manual de operaciones del gasoducto 2011.

4. ESTUDIO DE MERCADO

4.1 MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Colombia es un país privilegiado en términos de producción de energía primaria, pero los retos que se debe afrontar en el sector de gas natural para garantizar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos son grandes. Se requiere una participación conjunta de los sectores públicos y privados para lograr en el mediano plazo un país competitivo y dinámico que impulse el desarrollo económico, sin el incremento desbordado de emisiones nocivas para el medio ambiente.

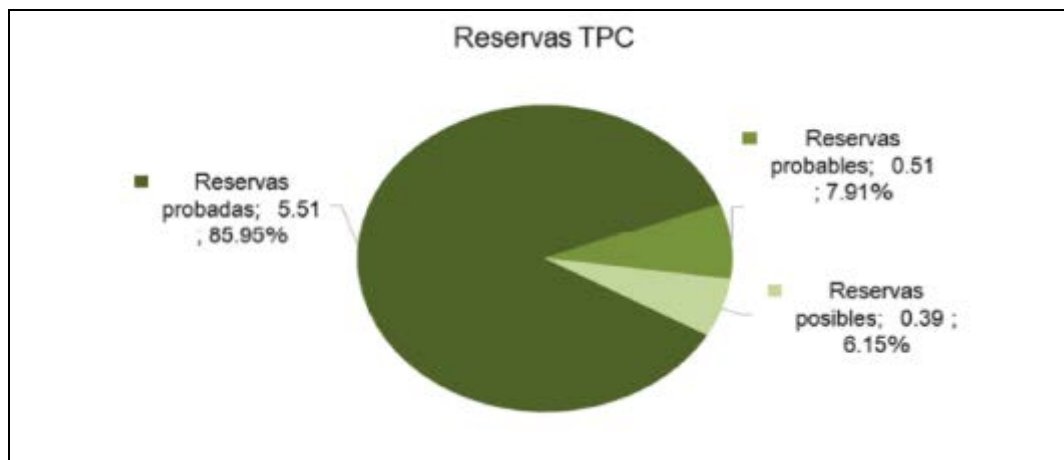
A diciembre 31 de 2013, el país contabilizó un volumen total de reservas de gas natural de 6.41 TCP de las que el 86% correspondió a reservas probadas equivalentes a 5.51 TCP, el 8% a las reservas probables con 0.51 TCP Y EL 6% posibles con 0.39 TCP.

Las reservas probadas se encuentran ubicadas principalmente en la cuenca de los Llanos orientales con un 50% del total, seguidas por la cuenca de la Guajira que representan el 31%, el restante 19% están localizadas en la cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio, Valle Superior y Catatumbo.

Las reservas probables se ubican en los Llanos Orientales y el Valle Inferior del Magdalena con una participación relativa de 37% y 34% respectivamente. Finalmente el 58% de las reservas posibles se encuentran en el Valle Inferior del Magdalena, EL 18% en el Valle Medio del Magdalena y el 15% en la cuenca de los Llanos Orientales.

Gráfica 1. Presenta la disponibilidad de las reservas totales de Colombia a 31 de diciembre de 2013.

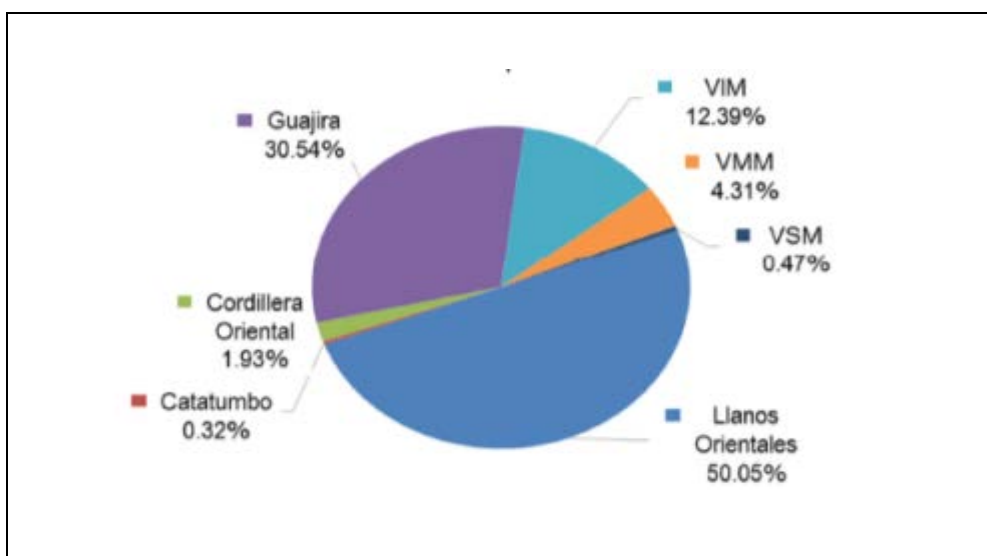
Grafica 1. Reservas colombianas de gas natural.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014

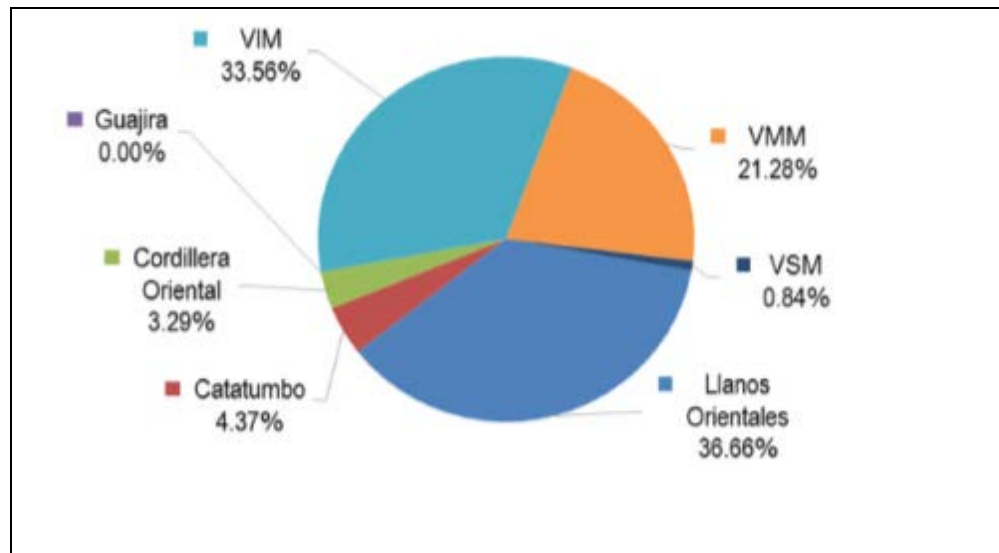
Los campos de la cuenca de la Guajira (Chuchupa, Ballena, Riohacha) no contribuyen a la categoría de reservas probables y posibles. La Gráfica No 2, representa la distribución por cuenca de las distintas categorías de reservas.

Grafica 2. Reservas probadas de gas natural por cuenca.



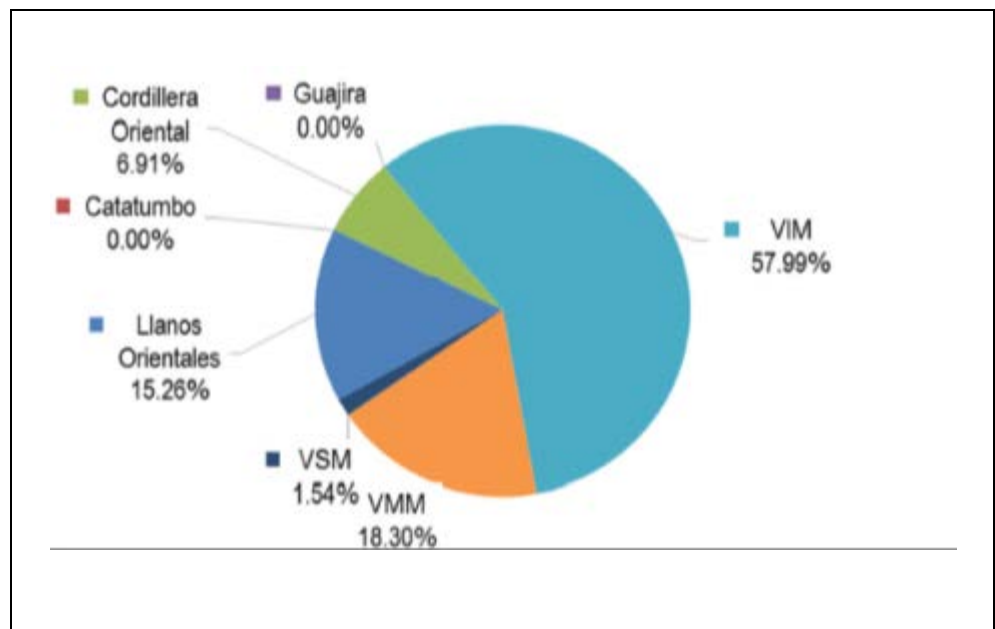
Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

Grafica 3. Reservas probables de gas natural por cuenca.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

Grafica 4. Reservas posibles de gas natural por cuenca.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

En las categorías de probables y posibles se destacan las cuencas del Valle Inferior, Valle Medio y Llanos como las de mayor representatividad.

En las gráficas 3 y 4. Se observa el comportamiento de las reservas los últimos años y una proyección del comportamiento de las mismas, sin considerar nuevos descubrimientos.

La estimación fue realizada a partir de las curvas de producción esperadas, según la información de los productores a la ANH, donde se señala una disminución importante en las reservas probadas. Esta declaración de la producción fue realizada y publicada mediante la resolución 72206 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía.

La máxima producción se alcanzó en enero de 2014 con un volumen de 1.360 GBTUD.

La Tabla 10, resume los campos de producción que hacen parte de cada una de las cuencas sedimentarias que hoy producen gas natural en nuestro país.³⁶

Tabla 10. Campos que aportan gas natural a cada cuenca.

CUENCA	CAMPOS
CATATUMBO	TIBU, SARDINATA, CERRITO, RIO ZULIA
GUAJIRA	BALLENA, CHUCHUPA, RIOHACHA
LLANOS ORIENTALES	APIAY, BALAY KONA, ACORDIONERO, FLOREÑA PAUTO SUR, RANCHO HERMOSO, RANCHO HERMOSO MIRADOR, CUSIANA NORTE, CUPIAGUA, GIBRALTAR, CUSIANA SANTIAGO, CAÑO GARZA, CRAVO SUR, TOCARÍA, MORICHAL, LA GLORIA, COROCORA, REMACHE NORTE, REMACHE SUR, CASONA, RAMIRIQUI, OROPENDOLA, VIREO, TRINIDAD.
PUTUMAYO	MOQUETA, COSTAYACO, GUAYUYACO, JUANAMBU
VIM	ARIANNA CAÑAFLECHA, NELSON, LA CRECIENTE-D, BONGA, MAMEY, BRILLANTE, EL DIFICIL
VMM	LISAMA PROFUNDO, LISAMA NORTE, LLANITO, LISAMA, LA CIRA INFANTAS, LIEBRE, JUGLAR, COLON, PAYOA, CORAZON WEST, CORAZON 9, CORAZON WEST C CORAZON, LA SALINA, OPÓN, PROVINCIA, SANTA LUCIA, LOS ÁNGELES, YARIGUI-CANTAGALLO.

³⁶ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

VSM	ABANICO, GUANDO, GUANDO SW, CHAPARRO, RIO CEIBAS. GUADUAS, PURIFICACIÓN, LA JAGUA, MANA, BRISAS, DINA CRETÁCEO, DINA TERCIARIO, LOMA LARGA, SANTA CLARA, TENAY, ORTEGA, TOY, PACANDE, BALCÓN, PALERMO, SAN FRANCISCO, ARRAYAN, TEMPRANILLO, TOQUI-TOQUI, ESPINO, LA HOCHA, TELLO, TOLIDADO, YAGUARÁ, MATACHIN, NORTE Y SUR, LA CAÑADA NORTE, MARACAS
-----	--

Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

4.2. ESCENARIOS DE OFERTA

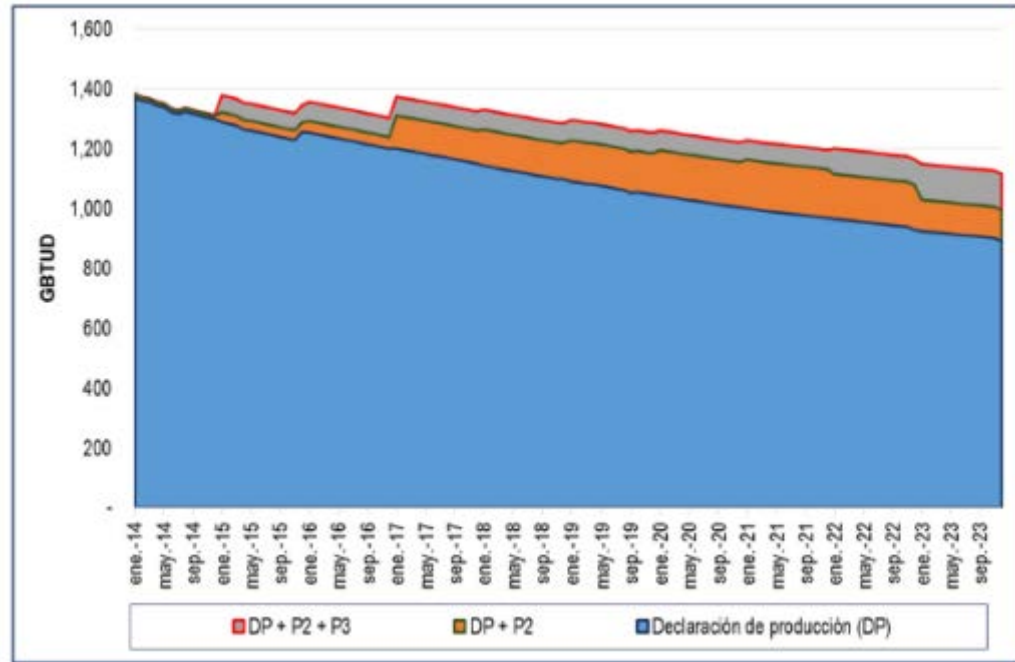
Para el análisis se incluyeron tres escenarios de oferta, que estiman la situación de corto, mediano y largo plazo (10 años en el periodo de análisis). El primer escenario es normativo y los otros dos consideran la perspectiva sobre las reservas de gas natural y disponibilidad complementaria de gas natural, mediante un esquema de suministro proveniente del mercado externo.

Conforme con lo definido por el Decreto 2100 de 2011, y con los lineamientos generales para la realización del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, el escenario base de oferta de gas natural corresponde a la última declaración de producción nacional e importación por parte de agentes.

En la gráfica 5 se presenta un escenario conformado por oferta nacional de gas natural, (declaración de producción (DP), las reservas probables y las reservas posibles). Bajo este escenario se esperaría una máxima producción en los meses de enero de 2015 y enero de 2017 con 1.380 GBTUD y 1.375 GBTUD respectivamente y posteriormente se espera un compromiso conforme a la declinación normal de los campos productores alcanzando los 1.116 GBTUD al final del periodo de análisis.³⁷

³⁷ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

Grafica 5. Declaración de producción, reservas probables y posibles.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

Adicionalmente a la oferta nacional, en el año 2013, el país tomó la decisión de disponer de una nueva fuente de suministro, debido al déficit en el balance oferta demanda estimado con las declaraciones de producción y la demanda del escenario medio determinado por UPME. (Unidad de Planeación Minero Energética).³⁸

4.3. ESCENARIOS BAJO DE OFERTA

Este escenario corresponde exclusivamente al volumen informado por los productores en la declaración de producción de gas en el año 2014, resolución Minminas 72206 de 2014 descrito en el numeral 3.2

³⁸ Ibíd.

4.4. ESCENARIOS BAJO DE OFERTA

En el escenario medio se adicionarán a la declaración de producción (esc. Bajo) los 400 MPCD que se estima aportará la planta de regasificación ubicada en inmediaciones de la ciudad de Cartagena, volumen que para efecto de este ejercicio ingresarán a partir de enero de 2017, precisando que para este ejercicio la planta suministrará gas a toda la demanda y no exclusivamente al sector térmico.

Este escenario tiene la mayor probabilidad de ocurrencia toda vez que la declaración de producción corresponde con las reservas probadas, volúmenes que tienen una probabilidad de ser producidos del 90%, más la entrada de la planta de regasificación, situación que se incluye en el escenario de manera determinística; sumadas estas dos consideraciones se puede afirmar que el escenario medio es el que posee menor incertidumbre.³⁹

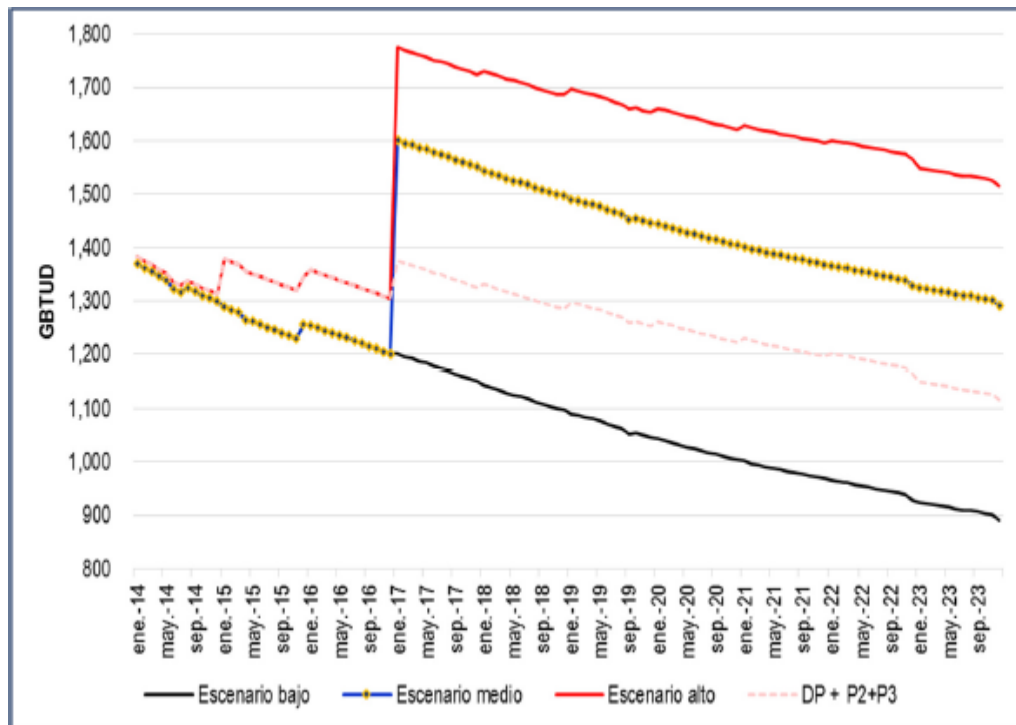
4.5. ESCENARIOS ALTA DE OFERTA

El escenario alto es el resultado de la combinatoria entre el escenario medio y el aporte esperado por la extracción de reservas probables y posibles, cuyos volúmenes tienen una probabilidad de ocurrencia del 50% y 10%, respectivamente, lo que hace que disminuya la probabilidad total de producir esta categoría de reservas. Adicional a lo anterior, debe tenerse en cuenta la situación actual de los precios del petróleo, donde el efecto puede ser un retraso de inversiones que se traduce en pérdida de volúmenes de producción adicionales. Sin embargo para efectos del ejercicio se incluyeron en el escenario de alto de oferta.

³⁹ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

En la gráfica 6 se presentan los tres escenarios evaluados y adicionalmente se incluye una combinación de perfiles de producción de los tres tipos de reservas, situación intermedia entre los escenarios bajo y medio.⁴⁰

Grafica 6. Escenarios de oferta de gas natural.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

4.6. DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL.

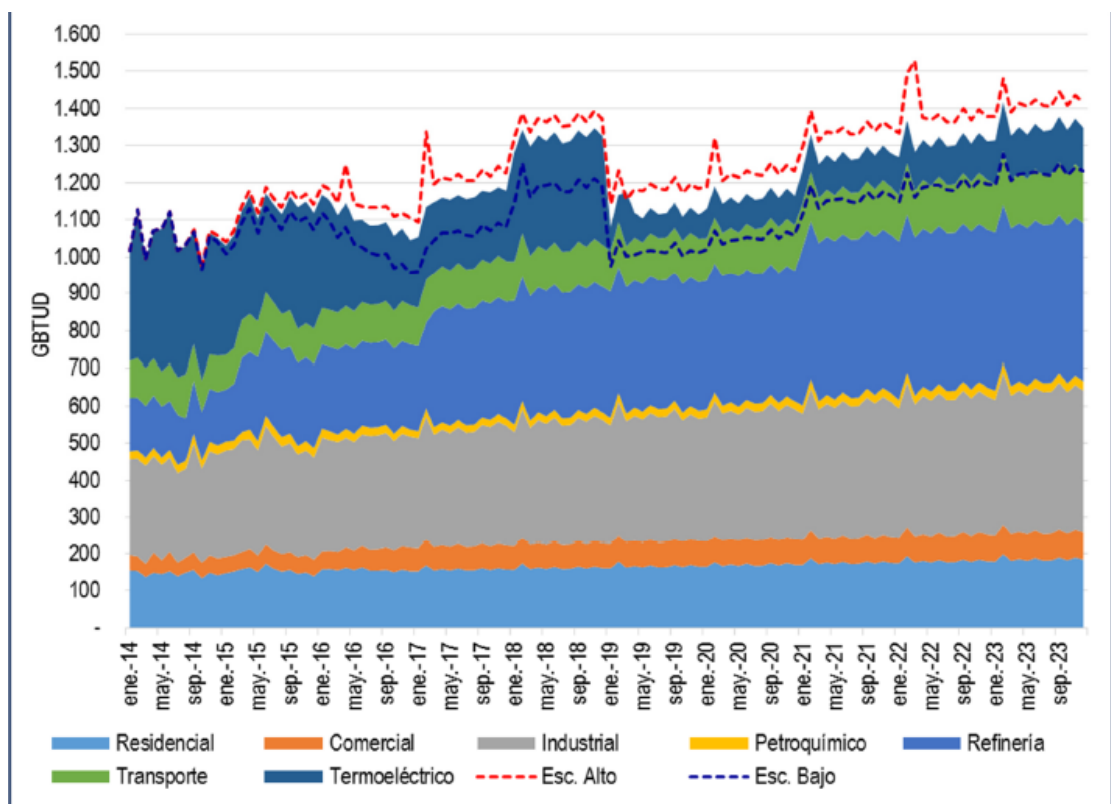
La demanda nacional está constituida por sectores de consumo y organizada por regiones. Para efectos de este ejercicio de balance, las regiones se simplifican en dos: Costa Atlántica e Interior del país buscando explicar situaciones de escasez que eventualmente pueden presentarse y que no son ocasionados por la infraestructura de transporte. Sectorialmente se consideraron los siguientes

⁴⁰ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

segmentos: residencial, comercial, termoeléctrico, petroquímico, transporte (GNV) y refinería.

La gráfica No 7 presenta una estimación de demanda sectorial de gas natural del país. Se especifica que las áreas corresponden al escenario medio de demanda y las líneas punteadas hacen referencia a los escenarios alto y bajo de demanda.

Grafica 7. Escenarios de demanda de gas natural.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

Los sectores que determinan los crecimientos son principalmente el sector térmico, las refinerías y el sector industrial, el periodo de análisis fue 2014-2023.⁴¹

⁴¹ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

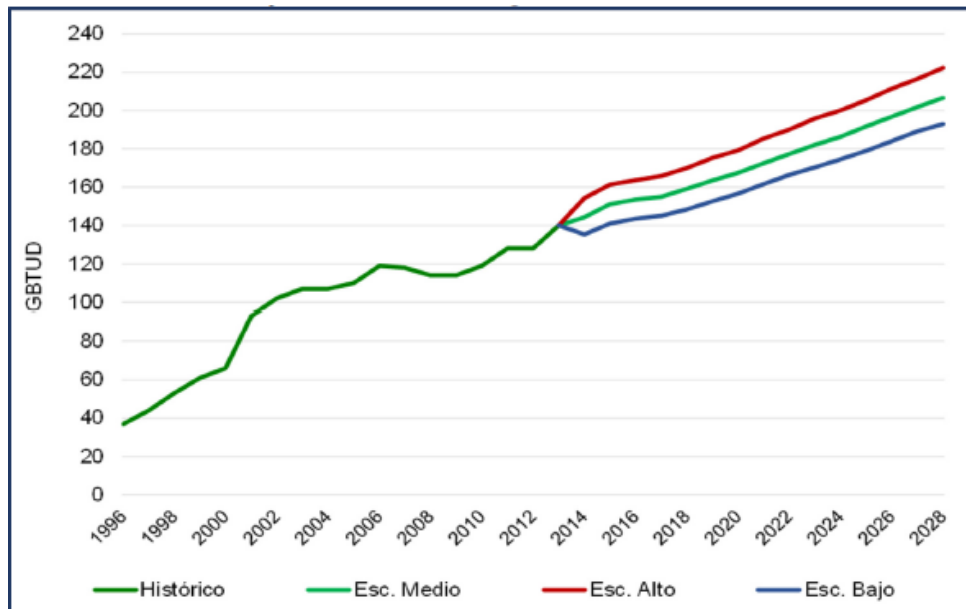
4.7. DEMANDA NACIONAL SECTORIAL

4.7.1. Sector residencial.

La demanda del sector residencial se estimó utilizando modelos analíticos que proyectan la demanda de cada uno de los municipios y poblaciones con servicio de gas natural a partir de la cobertura actual, el consumo promedio del usuario y la penetración esperada en cada región, teniendo en cuenta los posibles nuevos municipios con potencial a conectarse durante el horizonte de proyección.

La gráfica 8 presenta los tres escenarios de demanda del sector residencial.

Gráfica 8. Proyección de demanda de gas natural sector residencial.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

La estimación del escenario medio de demanda residencial registra un crecimiento promedio anual de 2.63%. En el interior del país presenta la mayor tasa de

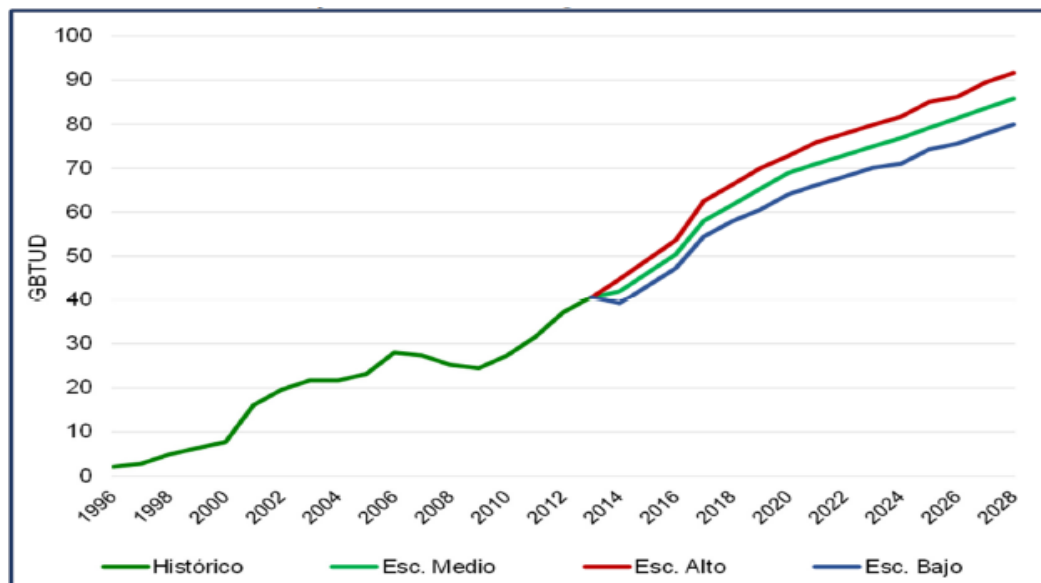
crecimiento promedio anual de 2.71% pasando de un consumo de 112.68 GBTUD a un consumo de 143.32 GMTUD en 2023.⁴²

4.7.2. Sector comercial.

Al igual que el sector residencial, la proyección para este sector se realiza mediante un modelo en el que se relaciona la demanda de gas natural con variables como demanda de energía eléctrica regulada, y los precios de energéticos sustitutos como el GLP y la electricidad. Pese a que en la demanda total este sector mantiene una baja participación, sectorialmente es uno de los sectores con alta tasa de crecimiento.⁴³

Las estimaciones señalan un crecimiento promedio anual de 6.67% hasta el 2028.

Grafica 9. Proyección de demanda de gas natural sector comercial.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

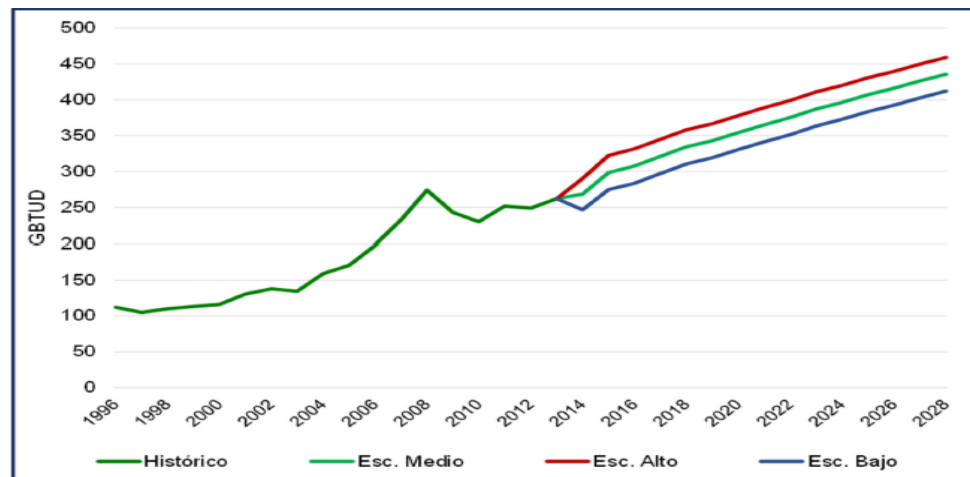
⁴² UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

⁴³ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

4.7.3. Sector industrial.

En la actualidad, el sector industrial representa cerca del 26% de la demanda nacional de gas natural y se espera un crecimiento promedio anual de 2.95%. Para el año 2028 el consumo proyectado es de 438.2 GBTUD, 1.5 veces el consumo del año 2013.

Grafica 10. Proyección de demanda de gas natural sector industrial.



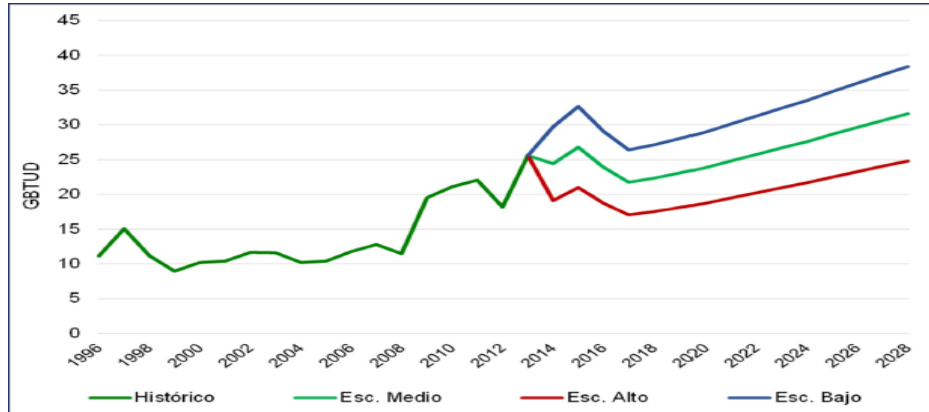
Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

4.7.4. Sector petroquímico.

Para el sector petroquímico se espera un crecimiento promedio anual de 0.98%. El consumo del escenario medio inicia con 25 GBTUD y finaliza en el año 2028 con cerca de 32 GBTUD, lo cual indica que el sector es marginal en la demanda total.⁴⁴

⁴⁴ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

Grafica 11. Proyección de demanda de gas natural sector industrial.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

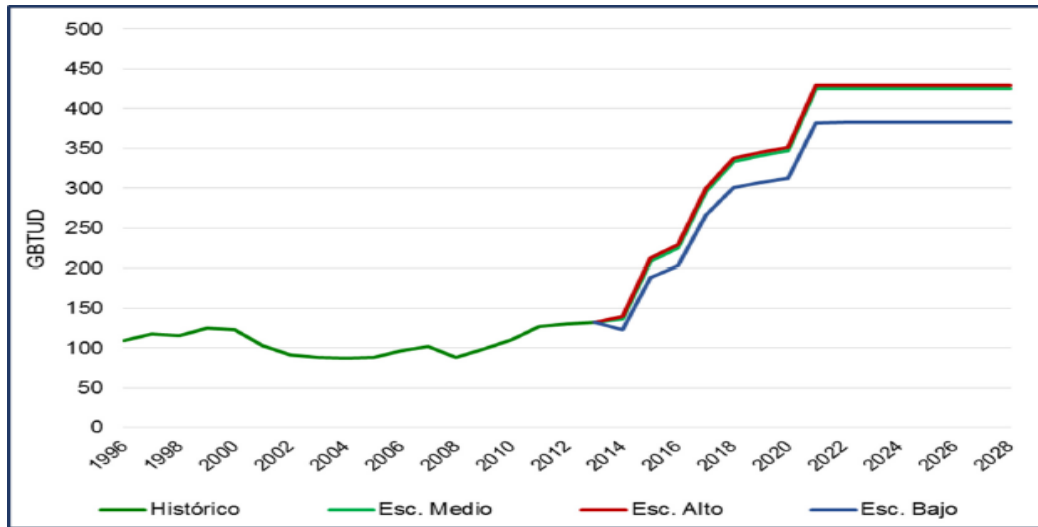
4.7.5. Sector refinera.

Los datos de demanda de gas natural del sector petrolero corresponden a los consumos de las refineras de Ecopetrol ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja entre otros proyectos de la misma compaia, localizadas en distintas areas geograficas.

Para el sector se prevé un crecimiento promedio anual del 14.17% desde 143.06 GBTUD hasta 448.67 GBTUD a finales de 2028.⁴⁵

⁴⁵ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

Gráfica 12. Proyección de demanda de gas natural sector refiniería y Ecopetrol.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

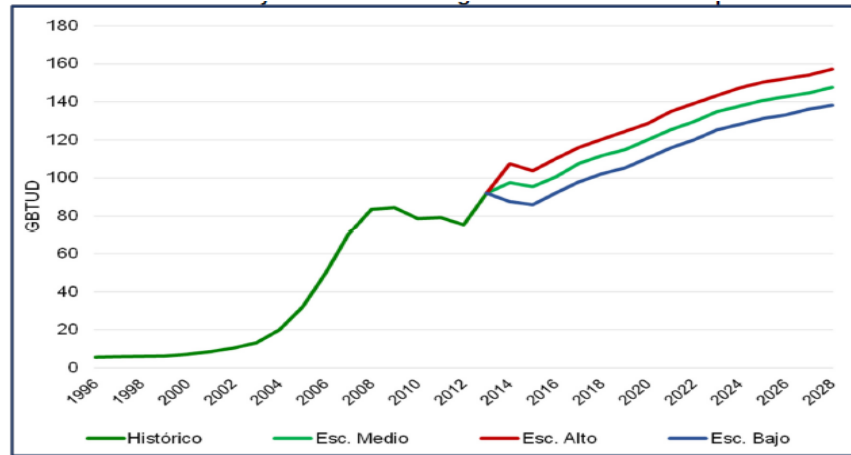
4.7.6. Sector transporte.

La estimación de demanda de gas natural del sector transporte consideró como punto de partida dos conceptos plenamente definidos para el análisis de uso energético de mayor participación en la estructura del país.

- El número de vehículos a nivel nacional.
- El número de viajes y distancias recorridas por el vehículo.

Se estima que la demanda de gas natural vehicular siga aumentando su participación en el sector transporte aunque con tasas de crecimiento mucho menores que las observadas en periodos anteriores.

Grafica 13. Proyección de demanda de gas natural sector transporte.

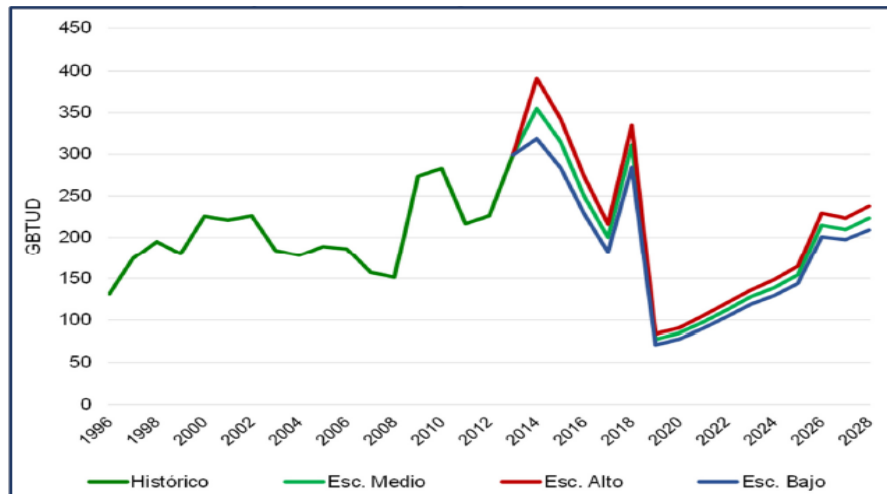


Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

4.7.7. Sector termoeléctrico.

El comportamiento de la demanda del sector termoeléctrico está ligada a condiciones propias de la operación del Sistema de Interconectado Nacional SIN, así como otras variables exógenas como los aportes hidrológicos y el volumen útil de los embalses o fallas en el sistema de Trasmisión Nacional.⁴⁶

Grafica 14. Proyección de demanda de gas natural sector termoeléctrico.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

⁴⁶ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

4.8. BALANCE DE GAS NATURAL.

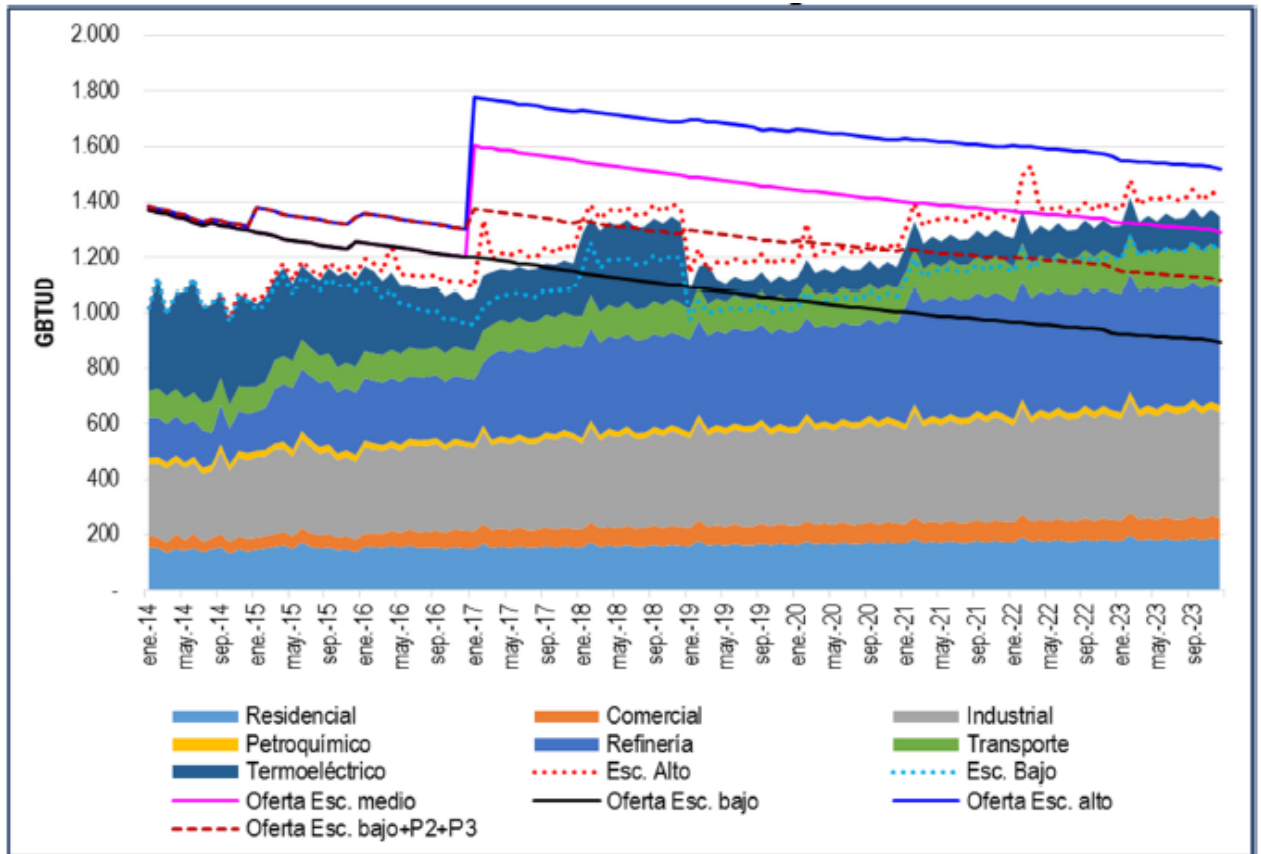
Contrarrestando los últimos escenarios de demanda estimados por la unidad de planeación minero energética UPME y de oferta, descritos anteriormente, se obtienen señales de alerta para protección temprana de situaciones de desequilibrio entre oferta y demanda proyectada, los cuales son presentados con una resolución mensual para evitar el uso de promedio anuales, que pueden llegar a evidenciar situaciones puntuales que pueden llevar a desabastecimiento.

El análisis arroja cuatro escenarios de oferta y tres escenarios de demanda a partir de los cuales se determina la fecha en la que se puede presentar insuficiencia en la atención de la demanda de gas y el valor de la misma. .⁴⁷

Los escenarios señalan que el escenario bajo de oferta y de demanda se logra abastecimiento del país en enero de 2018, el escenario de oferta medio hasta el año 2022 y con el escenario alto de oferta no se presentan faltantes en la atención de demanda.

⁴⁷ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

Grafica 15. Balance Nacional de gas natural.



Fuente. Ministerio de Minas y Energía. 2014.

Vale la pena mencionar que el ingreso de las reservas probables y posibles puede mantener el abastecimiento de gas natural hasta 2020. Sin embargo los escenarios de precios de petróleo actuales.⁴⁸

⁴⁸ UPME. Balance de Gas Natural en Colombia, Febrero 2014.

5. EVALUACIÓN ECONÓMICA.

En este capítulo se realizaron los análisis de inversión, egresos e ingresos para verificar la viabilidad económica del proyecto.

Al tomar la decisión de invertir en un proyecto, es importante realizar una evaluación donde se puedan tener en cuenta las variables que intervienen desde el punto de vista - financiero, esto para identificar si se generarán las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo establecido previamente por los inversionistas.

Un proyecto de inversión se puede entender como “un paquete discreto de inversiones, insumos y actividades diseñado con el fin de eliminar o reducir varias restricciones al desarrollo, para lograr uno o más productos o beneficios, en términos del aumento de la productividad y del mejoramiento de la calidad de vida de un grupo de beneficiarios dentro de un determinado periodo de tiempo”.⁴⁹

En el presente proyecto se realizó la evaluación técnico económico con el objetivo de obtener el flujo de caja del proyecto que permita identificar la viabilidad o no del proyecto: es valorado por VPN y Relación Costo Beneficio

5.1. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1.1 Valor Presente Neto (VPN).

Este método es muy utilizado porque es de fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman en pesos de hoy.

⁴⁹ Colin F. Bruce, The project Cycle. An introduccion to the Stage of Project Planning and de implementation. Banco Mundial, Instituto de Desarrollo Económico, CN 347A, Mayo de 1982, p.1

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se indica que el proyecto es indiferente.

Se recomienda calcular el VPN con una tasa de interés superior a la tasa de interés de oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos tales como la liquidez, efectos inflacionarios, o desviaciones que no se tengan previstas.

Se deben tener en cuenta los siguientes factores para calcular el valor presente de un proyecto: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingresos que se obtienen al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en ésta tasa están presentes el factor riesgo y el de liquidez. La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es:

$$VPN = \sum_{i=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^i}$$

5.1.2 Relación costo beneficio.

Relación del VPN de los ingresos con respecto al

VPN de los egresos. Matemáticamente está representada de la siguiente manera:

$$RCB = \frac{VPN_{In}}{VPN_{En}}$$

Los anteriores conceptos económicos, fueron los criterios de evaluación utilizados para determinar la viabilidad económica del proyecto.

5.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

5.2.1 Inversión inicial.

Los precios utilizados para el ejercicio, fueron tomados de Precios Portafolio de Ecopetrol, para lo cual se tuvo en cuenta los cambios en la entrada y salida del Slug Catcher, el Patín Z-201, Patín Z-201-1, Patín Z-202-1, Patín Z-202-2, Patín Z-203, Patín Z-204, la unidad de secado y otros cambios que requiere la planta para ampliar el recibo de gas. Lo cual se resume en la tabla 11.

Tabla 11. Inversión Inicial.

INVERSION INICIAL	KUSD
INVERSIONES TREN DE ESTABILIZACIÓN	\$ 43.770,00

Las bases de cálculo utilizadas para el desarrollo de escenario y bases aplicadas del proyecto, están referidas a las que actualmente se están utilizando en evaluación de proyectos según Portafolio de Proyectos de Ecopetrol 2012 y se presenta en la Tabla 12.

Tabla 12. Bases de cálculo empleadas para en el análisis económico.

ESCENARIOS Y BASES APLICADAS	
TASA DE DESCUENTO	11,00%
VALORES EN KUSD \$	1000
DIAS POR AÑO	365,0
TRM \$/USD	\$ 2.300,00

La Tabla No 13 incluye los costos operativos fijos del proyecto que incluye tratamiento químico, compra del glicol para la unidad de secado, marraneo de

líneas, slick line, mantenimiento de compresión.

Tabla 13. Costos operativos fijos del proyecto.

COSTOS OPERATIVOS FIJOS	USD\$/AÑO
TRATAMIENTO QUÍMICO	\$ 50.000,00
MARRANEO DE LÍNEAS	\$ 56.180,00
SLICK LINE	\$ 5.000,00
MANTENIMIENTO DE COMPRESIÓN	\$ 202.247,00
TOTAL OPEX	\$ 313.427,00

Los ingresos del proyecto se calcularon tomando como base 25 MMSCFD, para los cuales se calculó el GPM por medio de una cromatografía del gas del campo Opón obteniendo los resultados que se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Calculo de GPM de la planta.

Componentes	Fraccion Molar	Densidad liq a cond estándar (14,7 psia y 60 F)	gal/MMSCFD	BPD 100% Recobro	REAL Recobro Planta de Procesos Centro BPD	REAL RECOBRO BLANCOS KCPD
			Molar* Densidad* 1000/379,54			
CO2	0,009					
H2S	0,000					
N2	0,011					
C1	0,91242					
C2	0,04403					
C3	0,01447	10,424	0,3979	236,8182	165,7728	0,2506484
iC4	0,00263	12,384	0,0861	51,2229	43,5394	0,0658316
nC4	0,00355	11,936	0,1117	66,4803	56,5083	0,0854405
lc5	0,00123	13,855	0,0450	26,7880	21,4304	0,0324028
nC5	0,00110	13,712	0,0398	23,7160	18,9728	0,0286869
Nc6	0,000	15,566	0,0171	10,1541	8,1233	0,0122824
Nc7	0	17,464	0,0000	0,0000	0,0000	0
	1,000	GPM C3+	0,6975	415,1796	314,3470	0,4753

Para este cálculo se tomó un valor estimado inicial del barril de US50 y se fue variando a través de los años. En la tabla 15 se muestra el cálculo de ingresos de la planta.

Tabla 15. Calculo de ingresos de la planta.

INGRESOS	KUSD\$/AÑO
RECOBRO INCREMENTO FLUJO DE GAS	\$ 5.736,83

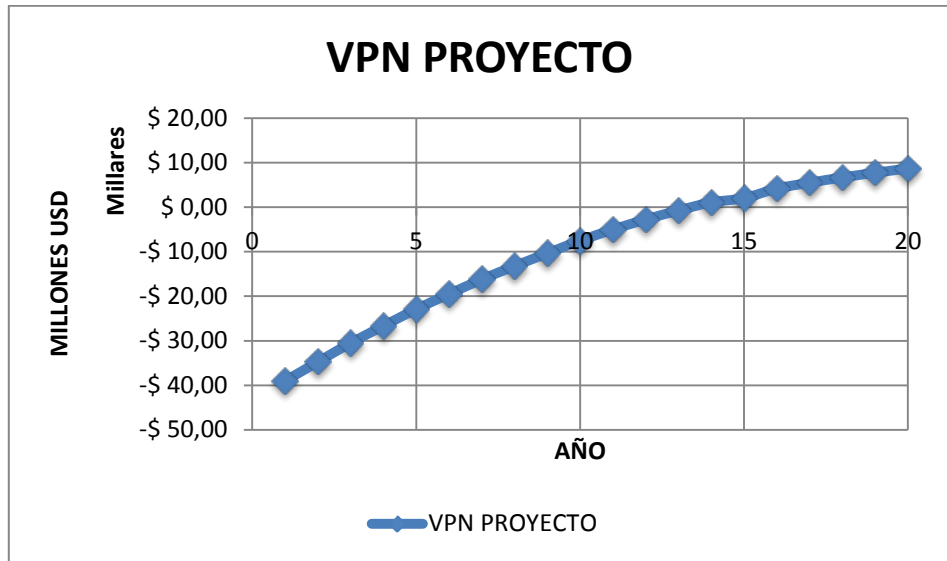
A continuación se presentan los resultados financieros del estudio realizado en la Tabla 16:

Tabla 16. Resultados Financieros.

ANÁLISIS AÑO 14		
CONCEPTO	UNIDADES	VALOR
VPN INGRESOS	MUSD	\$ 48.762,69
VPN CAPEX	MUSD	\$ 43.770,00
VPN OPEX	MUSD	\$ 2.678,73
VPN IMPUESTOS	MUSD	\$ 1.503,68
VPN PROYECTO		\$ 1.078,64
COSTO/BENEFICIO		1,02

En la tabla anterior, el VPN del proyecto fue positivo, quiere decir que comienza a generar ganancias, a partir del año No 14. Arrojando un VPN PROYECTO de MUSD\$ 1078.64 lo que indica que el proyecto es rentable.

Grafica 16. VPN del proyecto.



Debido a que la inversión inicial es muy alta se requiere un largo periodo de tiempo para llegar a un punto de equilibrio.

En la gráfica 16 se observa este comportamiento.

6. CONCLUSIONES

La explotación comercial de las reservas de gas natural de la Formación Opón es una muy buena oportunidad de negocio, dada su ubicación geográfica estratégica, para un mercado de gas en crecimiento como lo es la Refinería de Barrancabermeja, y la disponibilidad de infraestructuras de procesamiento y transporte como lo son la Planta de Gas El Centro y Gasoducto Opón–Planta de procesos el Centro-GRB lo cual reduce los costos de inversión inicial.

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la evaluación económica del proyecto el cual tiene un VPN POSITIVO, se concluye que el proyecto se hace rentable a partir de un periodo de tiempo de 14 años.

De acuerdo a los datos del emitidos por en el Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2025 por la unidad de planeación minero energética el ingreso de las reservas probables posibles puede verse retrasado como consecuencia del actual estado de los precios del petróleo.

La explotación de las reservas de gas de Mugrosa, Escocia y La Paz permitirá el mejor aprovechamiento de los activos de Ecopetrol en la Planta de Procesos de gas el centro dado que actualmente la capacidad instalada se encuentra subutilizada en un 80% de su capacidad total.

BIBLIOGRAFÍA

ANDERSON DEIVIS, CASTRILLON ANDRADE. Manual de operaciones de la planta de procesos de gas el centro. Junio 2007.

CALLE MARTINEZ, MARCO ANTONIO. Introducción a la industria de los hidrocarburos. Tomo 1 Cuarta edición. Colección maestría en gestión de la industria de los hidrocarburos. Santa cruz - Bolivia 2012.

CONCENTRA INTELIGENCIA EN ENERGIA. Demanda de gas natural en Colombia 2009-2013.

REVISTA SEMANA. Edición especial: La hora del gas. 2012.

ROBERT E. TREYBAL. Operaciones de transferencia de masa. Segunda Edición.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME. Análisis de oferta y demanda de gas natural en Colombia 2013.

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA - UPME. Plan de abastecimiento de gas natural. Mayo 2014.