

**ESTUDIO TÉCNICO, FINANCIERO Y COMERCIAL PARA EL MEJORAMIENTO
DE PRODUCCIÓN EN LA PLANTA DE GLP-CUSIANA.**

AUTOR

LEYDI CLARETH ALVAREZ ROA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2017

**ESTUDIO TÉCNICO, FINANCIERO Y COMERCIAL PARA EL MEJORAMIENTO
DE PRODUCCIÓN EN LA PLANTA DE GLP-CUSIANA.**

AUTOR

LEYDI CLARETH ALVAREZ ROA

**Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en
Gerencia de Hidrocarburos**

DIRECTOR

JUAN CARLOS SANABRIA GONZALEZ

Ingeniero Electrónico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS

BUCARAMANGA

2017

Manifiesto mi más sincero agradecimiento a:

- A Dios quien es el que me permite alcanzar las metas en mi vida y a la virgen María la cual ha sido un ejemplo de vida para mí.
- A mi familia por el gran apoyo brindado durante el tiempo de la especialización.
- A Equion Energia Ltda. quienes apoyaron mi desarrollo profesión y a través de su patrocinio para la realización de la especialización.
- A mi director de monografía por la motivación brindada y por el compartir su conocimiento durante el desarrollo de este documento

DEDICATORIA

Esta monografía está dedicada a:

A Dios quien guía mis pasos siempre.

A mi hija Sara Valentina quien es la motivación más grande y el motor de mi vida.

A mis padres quienes me han apoyado siempre depositando su entera confianza en cada reto que he emprendido en mi vida sin dudar de mi inteligencia y capacidad para lograr las metas propuestas y a mis hermanos quienes siempre han creído en mí.

Leydi Clareth Álvarez Roa

Contenido

INTRODUCCION	17
1 GENERALIDADES SOBRE LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL 19	
1.1. APLICACIONES DEL GAS NATURAL.....	22
1.2. BALANCE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	24
1.2.1. Reservas de gas natural	25
1.2.2. Oferta de gas natural.....	27
1.2.3. Demanda nacional de gas natural.....	31
1.2.4. Balance de gas natural.....	32
1.3. EL GAS LICUADO DE PETROLEO – GLP.....	36
1.3.1. Historia del gas licuado de petróleo	37
1.3.2. Oferta del GLP en Colombia	47
1.3.3. Demanda de GLP en Colombia.....	52
2 CARACTERIZACION PLANTAS DE GAS Y GLP.....	56
2.1 CPF CUSIANA.....	56
2.2 PLANTA DE GAS VENTAS	60
2.3. DESCRIPCION DEL PROCESO PLANTA DE GAS.....	60
2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS CORRIENTES DE CARGA	62
2.5. UNIDAD DE ESTABILIZACIÓN DE CONDENSADOS PLANTA DE LPG	65
2.5.1. Especificaciones de los productos	67
2.5.2. Descripción de proceso.....	69
3. PROPUESTAS DE OPTIMIZACION PRODUCCION GLP CPF CUSIANA .	74
3.1. MANEJO DE GAS A TRAVES DE LOS COMPRESORES DE GAS ACIDO K 85101 – K 85201	76
3.1.1. Compresores de gas acido K 85101 – K 85201.....	76
3.1.1.1. Objetivo de la propuesta	77
3.1.2. Análisis técnico.....	77
3.1.2.1. Evaluación de riesgos	79

3.1.2.2.	Prueba de desempeño compresor de gas ácido K 85101.....	81
3.1.2.3.	Conclusión	83
3.2.	JET PUMPS PARA MANEJO DE GASES DE LA PLANTA GLP CUSIANA 84	
3.2.1.1.	Alcance	84
3.2.2.	Resultados esperados.....	88
3.3.	PRE-FLASH PARA DESCONGESTIONAR EL FLASH DRUM DE LA PLANTA LPG CPF-CUSIANA.....	89
3.3.1.1.	Alcance	90
3.3.1.2.	Resultados esperados.....	94
4.	ANÁLISIS FINANCIERO	95
4.1.	JET PUMPS PARA MANEJO DE GASES DE LA PLANTA GLP CUSIANA 95	
4.3.	SELECCIÓN DEL PROYECTO	98
5.	CONCLUSIONES	101
6.	RECOMENDACIONES	104
	BIBLIOGRAFIA	106

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Características y Componentes del Gas Natural	21
Tabla 2 Caracterización de la cadena productiva de GLP	45
Tabla 3 Producción GLP por fuente de suministro, BPD	51
Tabla 4 Exportaciones de GLP, BPD	53
Tabla 5 Especificaciones Gas de Ventas - Reglamento Único de Transporte	61
Tabla 6 Composición Molar de Corriente de Entrada al CPF	62
Tabla 7 Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Estabilización de Condensado Planta LPG	66
Tabla 8 Especificaciones de los productos	68
Tabla 9 Resumen de las condiciones de proceso simuladas de los compresores de gas ácido	78
Tabla 10 Resultados Prueba Compresor K-85101	82
Tabla 11 Análisis Resultados	95
Tabla 12 Análisis de Resultados	97
Tabla 13 Calidad GLP Cusiana	99

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Cadena de valor del Gas Natural.....	20
Figura 2 Usos del Gas Natural.....	23
Figura 3 Reservas de gas natural por cuenca en Colombia.....	25
Figura 4 Reservas Probables.....	26
Figura 5 Reservas Posibles.....	26
Figura 6 Evolución de la reservas de gas natural.....	27
Figura 7 Declaración de producción 2015 por cuenca.....	28
Figura 8 Declaración de producción 2015 por cuenca y principales campos.	29
Figura 9 Oferta de gas natural incluyendo gas importado para respaldo de obligaciones de energía en firme.....	30
Figura 10 Participación por Sectores Demanda GN 2014.	31
Figura 11. Escenarios de demanda de gas natural.....	31
Figura 12 Desbalances oferta – demanda de gas natural.....	33
Figura 13 Balance de Gas Total.	35
Figura 14 Perfil de producción de gas Campo Cusiana	36
Figura 15 Exportaciones de GLP de Estados Unidos, millones de toneladas año	40
Figura 16 Producción de GLP por fuente de suministro, BPD.....	43
Figura 17 Participación del GLP en la matriz de consumo residencial en América Latina y el Caribe.....	45
Figura 18 Infraestructura de GLP	47
Figura 19 Oferta total de GLP	49
Figura 20 Concentración de la producción por empresa.....	49
Figura 21 Evolución de la producción de GLP	50
Figura 22 Evolución de las ofertas públicas de cantidades (OPC 2011 – 2015); millones de kg de GLP	54
Figura 23 CPF Cusiana.....	56
Figura 24 Diagrama General de CPF Cusiana.....	59
Figura 25 Esquema de Planta de Procesamiento de Gas.	64
Figura 26 Balas de almacenamiento de GLP CPF Cusiana.....	72
Figura 27 Diagrama General planta GLP Cusiana	73
Figura 28 Esquema actual entrada condensados a la planta GLP.....	75
Figura 29 Alineación Compresor de Gas Acido K-85101.....	77
Figura 30 Esquema propuesta de Operación Compresor K-8501.....	78
Figura 31 Soporte para disminución de vibración.....	80
Figura 32 Jet Pump.....	85

Figura 33 Esquema Típico de una bomba Jet.....	86
Figura 34 Dinámica de Flujo Jet Pumps.....	86
Figura 35 Esquema de instalación de las JET PUMPS.....	87
Figura 36 Esquema general para la implementación del sistema Jet Pump.....	87
Figura 37 Esquema Actual.....	90
Figura 38 Esquema general para la implementación del sistema Preflash.....	91
Figura 39 Esquema actual	92
Figura 40 Esquema propuesta Pre Flash.....	93
Figura 41 Inversión / Ingresos Proyectados Jet Pumps	96
Figura 42 Inversión / Ingresos Proyectados Pre Flash	98
Figura 43 Distribución de la producción de GLP, según su origen	100

GLOSARIO

GAS NATURAL: combustible fósil catalogado como una de las fuentes de energía más limpia, segura y útil. Típicamente está compuesto de metano (95 por ciento o más).

GAS AGRIO: Gas natural que contiene azufre en forma de compuestos sulfurosos y/o dióxido de carbono y ácido sulfhídrico [H₂S] en cantidades que pueden requerir procesos de remoción o tratamiento.

GAS ACIDO: Gas que puede formar soluciones ácidas cuando se mezcla con agua. Los gases ácidos más comunes son el ácido sulfhídrico [H₂S] y el dióxido de carbono [CO₂]. Los gases de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono se obtienen después de un proceso de dulcificación aplicado a un gas agrio.

GAS DULCE: es aquel que contiene menos de 16 ppm H₂S o cantidades bajas de CO₂.

PLANTA JT SGP: Unidad Joule–Thompson, Planta existente de 60 MMSCFD de capacidad

PLANTA ECP SGP: planta de ECP Sistema de Gas Purificado, de 20 MMSCFD de capacidad.

PLANTA SGP LTO I: Planta de Gas de Venta que incluye dos Unidades de Control de Punto de Rocío del hidrocarburo por Turboexpander (TE-1 y TE-2) de 140 MMSCFD de capacidad conjunta, la planta JT SGP de 60 MMSCFD y la planta ECP SGP de 20 MMSCFD. En total la planta SGP LTO I llega a una capacidad de 200 MMSCFD en la actualidad (sin alinear ECP).

PLANTA SGP LTO II: Planta en expansión con el 3er Turboexpander (TE-3), de 70 MMPCSD de capacidad.

LPG: Liquefied Petroleum Gas - Gases Licuados del Petróleo. La composición típica es de 70% Propano y 30% butano.

NGL: término genérico que se aplica a líquidos recuperados del gas natural y como tal se refiere al butano e hidrocarburos más pesados.

NGL estabilizado: se refiere al condensado estabilizado obtenido al retirar livianos del NGL.

CPF: Centro de producción de facilidades

RUT: Reglamento Único de Transporte de gas natural

HC Dew Point Control: es la temperatura a la que la humedad contenida en el gas cambia del estado gaseoso al estado líquido

PLANTA DE LPG: conjunto de paquetes y de equipos que permiten la estabilización de los condensados obtenidos en las unidades HCDP y separación en dos corrientes principales, la fracción liviana conformada por propano y butanos y conocida como LPG, y la fracción pesada, conformada por los hidrocarburos con cinco o más átomos de carbono conocida como NGL (Natural Gas Líquido). Este tipo de plantas está conformado básicamente por dos unidades de separación, la unidad Deetanizadora y la unidad Debutanizadora.

TORRE DEETANIZADORA: unidad de separación en la cual el hidrocarburo líquido obtenido en las unidades HCDP, es despojado de los componentes volátiles (principalmente metano y etano).

TORRE DEBUTANIZADORA: unidad de separación en la cual la mezcla de hidrocarburos con 3 o más átomos de carbono es dividida en dos corrientes, la corriente superior, con contenido de propano y butanos, y la corriente inferior, rica en hidrocarburos pesados (C5+).

CO₂: Dióxido de Carbono

H₂S: Sulfuro de Hidrogeno

PLANTAS HIDRODESULFURADORAS: planta empleada en la refinación del petróleo para eliminar los compuestos de azufre de la gasolina primaria.

COMPRESORES RECIPROCANTES: es una máquina que comprime el gas mediante el desplazamiento de un piston dentro de un cilindro. A continuación describiremos el ciclo ideal y el real en un compresor reciprocante.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO TÉCNICO, FINANCIERO Y COMERCIAL PARA EL MEJORAMIENTO DE PRODUCCIÓN EN LA PLANTA DE GLP-CUSIANA.*

AUTOR: LEYDI CLARETH ALVAREZ ROA**

PALABRAS CLAVE: GLP, OPTIMIZACION, PLANTA DE GAS, PROCESO

DESCRIPCIÓN:

La planta de LPG del CPF Cusiana procesa los condensados no estabilizados producidos en las unidades de control de punto de rocío de las plantas de gas. Como productos se encuentran LPG, NGL y gas combustible para consumo de las máquinas del CPF.

En los últimos años el CPF ha experimentado una reducción progresiva de los volúmenes de fluidos manejados, generando la necesidad de poner fuera de servicio máquinas de alto consumo de gas combustible (turbocompresores, turbogeneradores, re hervidores, hornos), disminuyendo el consumo de gas combustible. Como consecuencia, la planta de LPG se ha presurizado limitando la producción. Otro factor que impacta directamente en la producción de GLP y NGL es la calidad de los condensados recuperados, los cuales no están siendo procesados en su totalidad debido a el contenido de componentes livianos en el mismo, restringiendo la carga de líquidos a la planta de GLP, impidiendo aprovechar el potencial total de producción y a su vez generando aumento de quemas, incremento de costos por mantenimiento de equipos y daño en la integridad de los mismos. El GLP ha entrado en una nueva etapa de comercialización en Colombia generado por un incremento en la demanda domiciliaria e industrial del país. Ecopetrol cuenta con una planta de GLP en Cusiana con capacidad de producción de 1900 BPD de condensados estabilizados (NGL) y 7500 BPD de GLP comercializables. El presente trabajo de monografía consiste en la elaboración de un diagnóstico técnico, financiero y comercial de la diferentes propuestas que ayuden con la solución a la situación actual de la planta GLP, la determinación de la tecnología y costos necesarios para identificar las oportunidades de mejoramiento en la producción teniendo presente los balances de materia en las diferentes corrientes a manejar y un análisis de las posibilidades de comercialización del producto adicional obtenido.

* Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Juan Carlos Sanabria Gonzalez, Ingeniero electrónico.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL STUDY, FINANCIAL AND COMMERCIAL FOR ENHANCING PRODUCTION PLANT GLP-CUSIANA.*

AUTHOR: LEYDI CLARETH ALVAREZ ROA**

KEYWORDS: LPG, OPTIMIZATION, GAS PLANT, PROCESS

DESCRIPTION:

The LPG plant of the CPF Cusiana processes the non-stabilized condensates produced in the dew point control units of the gas plants. As are the LPG, NGL and fuel gas products for the consumption of CPF machines.

In recent years the CPF has experienced a progressive reduction of the volumes of fluids handled, generating the need to put out of service machines of high consumption of combustible gas (turbocompressors, turbo generators, rehervidores, furnaces), reducing the consumption of combustible gas. As a result, the LPG plant has been pressurized by limiting production.

Another factor that has a direct impact on LPG and NGL production is the quality of the recovered condensates, which are not fully processed by the content of light constituents in the same, restricting the liquid loading to the plant Of GLP, preventing to take advantage of the total potential of production and its turn generating the increase of burnings, the increase of costs by maintenance of equipment and damage in the integrity of the same. LPG has entered a new stage of commercialization in Colombia generated by an increase in domestic and industrial demand in the country. Ecopetrol has a LPG plant in Cusiana with production capacity of 1900 BPD of stabilized condensates (NGL) and 7500 BPD of marketable LPG. The present work of the monograph consists of the preparation of a diagnostic technician, the financial and the commercial of the various offers that help with the solution to the current situation of the LPG plant, the determination of the technology and the necessary costs to identify The opportunities of improvement in the production taking into account the balance of matter in the different streams and the analysis of the possibilities of commercialization of the obtained product.

* Specialization Monograph.

** Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Juan Carlos Sanabria Gonzalez, Electronic engineering.

INTRODUCCION

El centro de producción y facilidades Cusiana cuenta con una planta de tratamiento de gas con calidad de venta y una planta de producción de GLP (gas licuado de petróleo) cuyo objetivo es recuperar principalmente LPG y NGL, procesando la mezcla de condensados recuperados en las unidades de tratamiento de gas mediante un proceso de separación física por destilación.

La planta de gas tiene una capacidad de gas venta de hasta 270 MMSCFD.

La planta de GLP fue diseñada para procesar una carga de aproximadamente 27,3 MBPD de condensados sin estabilizar, recuperados en las plantas de gas; dependiendo de la carga y temperatura la producción varía en un rango de 5500 a 7500 SBPD de LPG.

La planta de LPG procesa los condensados no estabilizados producidos en las unidades de control de punto de rocío de las plantas de gas. Como productos se encuentran LPG, NGL y gas combustible que es consumido en la operación de las máquinas del CPF.

En los últimos años el CPF ha experimentado una reducción progresiva de los volúmenes de fluidos manejados, generando la necesidad de poner fuera de servicio máquinas de alto consumo de gas combustible (turbocompresores, turbogeneradores, hornos), disminuyendo el consumo de gas combustible. Como consecuencia, la planta de LPG se ha presurizado limitando la producción de LPG y NGL.

Durante las pruebas de desempeño de la planta de GLP, se determinó que por falta de capacidad de los compresores de proceso para manejar los gases generados en las torres de la planta de GLP, no es posible incrementar la

producción de GLP y NGL, condición que se constituye en una limitación para la unidad.

- Gas del flash drum que es enviado al sistema de gas combustible de alta presión. Este gas combustible tiene un consumo máximo determinado por un número fijo de usuarios, lo cual constituye una de las causas que limita la carga de condensados a la unidad de estabilización.
- Gas de la cima de la torre desetanizadora, que se envía a la succión de los compresores de gas de proceso (DEMAG).

Esta limitación brinda la oportunidad del mejoramiento de los procesos productivos de la planta, logrando como resultado el incremento en la producción de GLP y NGLs de forma sostenible y segura para la operación.

1 GENERALIDADES SOBRE LA CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL

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.

Una característica importante, es que la mayor proporción del gas natural es gas metano, este compuesto químico le da una característica global gaseosa en condiciones ambientales.

Por este motivo se conoce como “gas natural”.

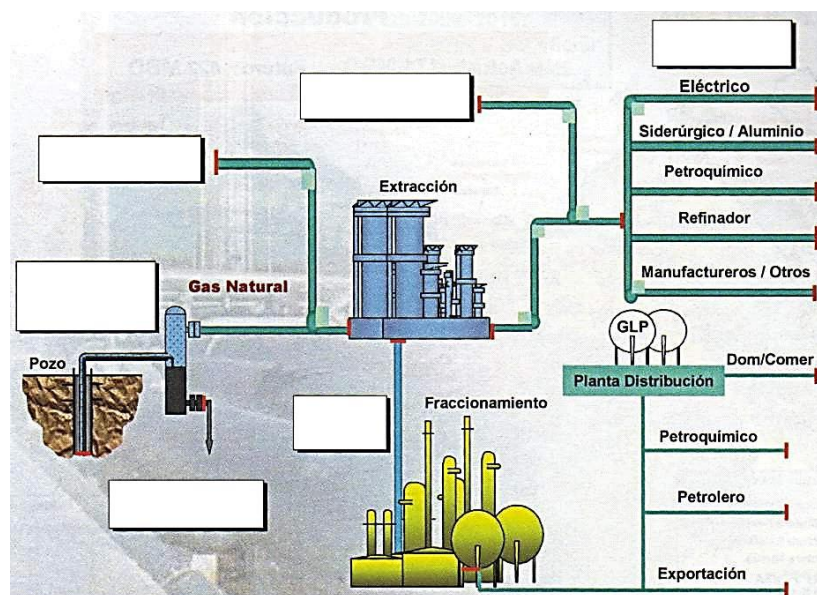
El gas se acumula en yacimientos subterráneos en regiones geológicas conocidas como "cuencas sedimentarias de hidrocarburos" y puede existir en ellas en forma aislada o mezclado con el petróleo.

El gas natural puede encontrarse asociado con el crudo a ser extraído de un pozo o estar libre o no asociado cuando se encuentra en un yacimiento de gas. 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 puede ser utilizado como combustible de motores o como materia prima para diversos procesos petroquímicos para la producción de polímeros, metanol, fertilizantes, reducción de hierro, etc¹.

¹ SILVA BRACHO, Frankiln Jose. Tratamiento y procesamiento del crudo y del gas natural. Santa Cruz – Bolivia, 2012. P. 45-48.

Figura 1 Cadena de valor del Gas Natural



Fuente: Tomado de SILVA BRACHO, Frankiln Jose. Tratamiento y procesamiento del crudo y del gas natural. Santa Cruz – Bolivia, 2012.

La popularidad del uso del gas natural se incrementó, como efecto de las restricciones ambientales estrictas sobre la contaminación al medio ambiente y sobre todo por el aumento del precio del petróleo en los últimos años. En las siguientes páginas mostramos algunos tópicos importantes en la industria del gas natural.

El desarrollo y perfeccionamiento de la tecnología del gas han contribuido decididamente a que esta fuente natural de energía sea factor importante en la vida moderna, tanto para las industrias como para el hogar.

El gas seco, húmedo o condensado, a través de tratamientos adecuados, sirve de insumo para la refinación y petroquímica, donde por medio de plantas especialmente diseñadas se hacen re combinaciones de las moléculas de los hidrocarburos para obtener materia prima semielaborada para una cadena de otros procesos o productos finales para los mercados.

El gas natural separado del petróleo (gas asociado) y el gas libre (no asociado) procedente de yacimientos de gas solo es tratado y acondicionado para obtener gas seco de ciertas especificaciones: metano, que se despacha por gasoducto y red de distribución a ciudades y centros industriales donde se utiliza como combustible.

El gas, sujeto a procesos y tratamiento adecuados y separados en metano, etano, propano y butano, puede ir finalmente a las plantas petroquímicas para ser convertido ulteriormente en una variedad de productos semielaborados o finales.

De igual manera puede ser enviado a las refinerías, donde sus moléculas son desintegradas térmicamente y, con extracciones adicionales derivadas de los crudos allí refinados, son enviadas a las plantas petroquímicas.

A su vez, las refinerías pueden enviar productos a las plantas petroquímicas. De lo antes mencionado se podrán apreciar las relaciones e interdependencia existentes entre las diferentes ramas y operaciones de la industria petrolera integrada.

Tabla 1 Características y Componentes del Gas Natural

COMPONENTE	FORMULA QUIMICA	ESTADO	VARIACION DE PORCENTAJE MOLECULAR
Metano	CH ₄	Gas	55.00 - 98.00
Etano	C ₂ H ₆	Gas	0.10 - 20.00
Propano	C ₃ H ₈	Gas	0.05 - 12.00
n-Butano	C ₄ H ₁₀	Gas	0.05 - 3.00
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	Gas	0.02 - 2.00
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	0.01 - 0.80
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	Líquido	0.01 - 0.80
Hexano	C ₆ H ₁₄	Líquido	0.01 - 0.50
Heptano +	C ₇ H ₁₆	Líquido	0.01 - 0.40
Nitrogeno	N	Gas	0.10 - 0.50
Dioxido de Carbono	CO ₂	Gas	0.20 - 30.00
Oxigeno	O ₂	Gas	0.09 - 0.30
Sulfuro de Hidrogeno	H ₂ S	Gas	TRAZAS - 28.00
Helio	He	Gas	TRAZAS - 4.00

Fuente: Tomado de SILVA BRACHO, Franklin Jose. Tratamiento y procesamiento del crudo y del gas natural. Santa Cruz – Bolivia, 2012.

1.1. APLICACIONES DEL GAS NATURAL

El gas natural es una energía versátil y por ello tiene diferentes aplicaciones para los sectores industrial, terciario (comercios y servicios), residencial, vehicular y para la generación de energía eléctrica. La combustión del gas natural no genera partículas sólidas ni azufre, por ello es especialmente atractiva para usos urbanos como sustituta de derivados del petróleo. Así mismo, ofrece importantes ventajas en los procesos industriales donde es importante disponer de una energía limpia, económica, eficiente y con alta confiabilidad.

Según el sector, el gas natural se utiliza en las siguientes aplicaciones o procesos:

- **Sector residencial**

Combustible que puede sustituir: gasóleo; propano/butano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.

Aplicaciones: agua caliente sanitaria; calefacción; cocción; secadoras; chimeneas; barbacoas; lavavajillas; pretérmico.

- **Sector terciario**

Combustible que puede sustituir: gasóleo; propano; electricidad; carbón; biomasa

Aplicaciones: climatización (frío y calor); sistema de calefacción; agua caliente sanitaria; cocción/ preparación de alimentos

- **Sector industrial**

Combustible que puede sustituir: gasóleo; propano; electricidad; carbón; fuel; biomasa.

Aplicaciones: generación de vapor; sistema de calefacción; industria de la alimentación; industria de cemento; secado; cocción de productos cerámicos; fundición de metales; tratamientos térmicos; temple y recocido de metales; hornos de fusión; generación eléctrica: micro y cogeneración.

- **Sector energía**

Combustible que puede sustituir: carbón; fuel.

Aplicaciones: centrales térmicas; cogeneración eléctrica.

- **Sector vehicular**

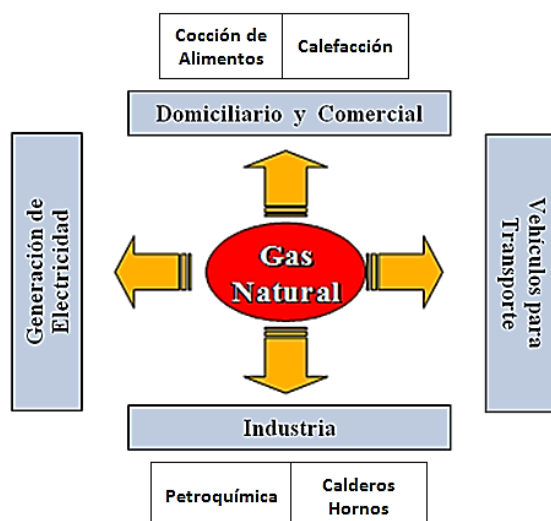
Combustible que puede sustituir: diesel; gasolina.

Aplicaciones: autobuses; taxis; flotas de transporte; carretillas elevadoras; vehículos particulares²

Figura 2 Usos del Gas Natural

² Información disponible:

<http://www.gasnaturaldistribucion.com/es/conocenos/quienes+somos/historia+del+gas/1297105143407/aplicaciones+del+gas+natural.html>



Fuente: Tomado de SILVA BRACHO, Frankiln Jose. Tratamiento y procesamiento del crudo y del gas natural. Santa Cruz – Bolivia, 2012.

La fracción más liviana del gas natural es el metano, también llamado simplemente gas natural. El metano licuado, denominado GNL (Gas Natural Licuado), se lleva a temperaturas criogénicas para ser transportado en barcos especiales llamados "metaneros" con fines de exportación.

Como GLP, o gases licuados de petróleo, se denomina al gas propano o las mezclas de éste con gas butano en forma líquida. Esta fracción del gas natural se comercializa al minoreo, en bombonas o cilindros, o al mayoreo, en góndolas o barcos especializados³.

1.2. BALANCE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

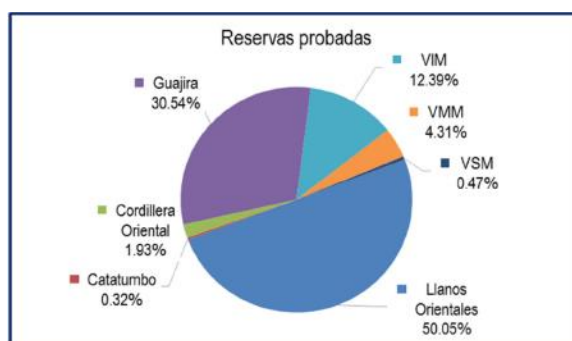
³ SILVA BRACHO, Frankiln Jose. Tratamiento y procesamiento del crudo y del gas natural. Santa Cruz – Bolivia, 2012. 52 p.

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

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 las 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 Orientales⁴.

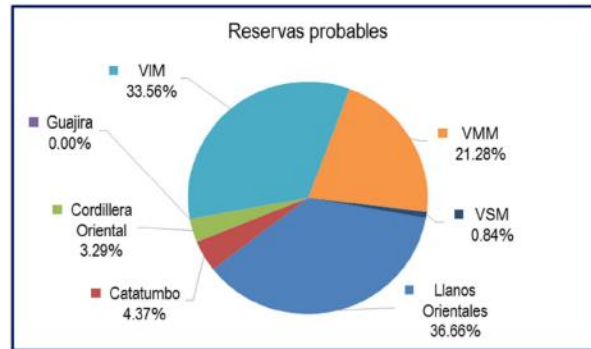
Figura 3 Reservas de gas natural por cuenca en Colombia



Fuente: Ministerio de minas y energía 2014

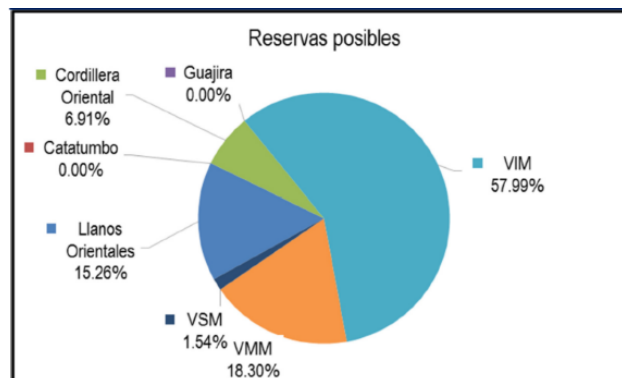
⁴ UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023. Febrero 2015. P. 6

Figura 4 Reservas Probables



Fuente: Ministerio de minas y energía 2014

Figura 5 Reservas Posibles

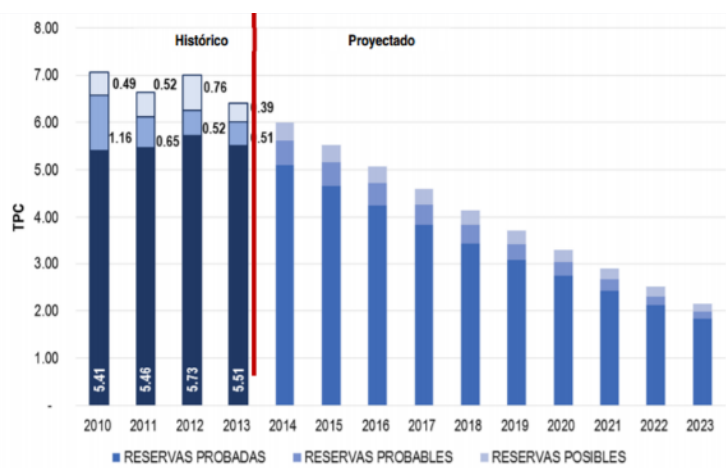


Fuente: Ministerio de minas y energía 2014

A través de los años el comportamiento de las reservas de gas natural en el país ha ido declinando. 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. Los resultados indican que en los últimos años las reservas totales han disminuido así: en el año 2012, las reservas probables disminuyeron en un 20% volumen que se incorporó a las reservas probadas aumentándolas en un 5%, el valor restante correspondieron a reservas extraídas.

En el año 2013 el volumen total de reservas disminuyó con respecto al anterior en un 4%, 3% y 48% en reservas probadas, probables y posibles respectivamente, cifras que confirman que durante el año 2013 en Colombia no ocurrieron descubrimientos de gas natural.

Figura 6 Evolución de la reservas de gas natural



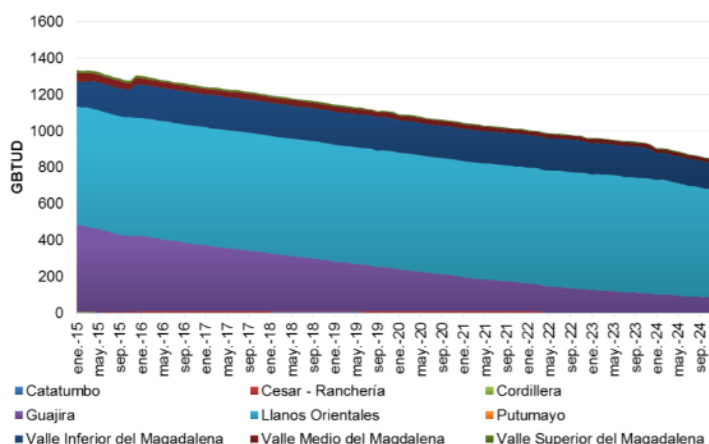
Fuente: ANH 2014

1.2.2. Oferta de gas natural. La declaración de producción certificada por los agentes en mayo de 2015, se considera como la oferta base para la realización del balance aquí presentado. La figura 8 muestra la oferta disponible agrupada por cuenca: Guajira, Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio Magdalena, Valle Superior Magdalena, Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera y Putumayo.

El principal aporte está dado por la cuenca de los Llanos Orientales, seguida por la cuenca de La Guajira que inicia con una participación promedio del 34%, valor que disminuye de manera paulatina finalizando su aporte con un 10% en el último año de análisis. La cuenca del Valle Inferior del Magdalena participa con 14% de la

producción declarada, es la otra cuenca con suministros importantes, en tanto que, algo menos del 2% proviene de las cuencas del Valle Superior y de Catatumbo⁵.

Figura 7 Declaración de producción 2015 por cuenca.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2015

En la figura 9 se presenta la declaración de producción de gas natural por campo para los próximos diez años. En ésta es notable el aporte de numerosos campos con bajos aportes, algunos de los cuales no están interconectados al sistema nacional de transporte debido a su distancia geográfica y volúmenes bajos, lo cual no hace financieramente viable estos desarrollos.

Se observa entonces que la oferta de gas natural se soporta principalmente en los campos de La Guajira (Chuchupa, Ballena y Riohacha) y de los Llanos Orientales (Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, otros Llanos), La Creciente en el Valle Inferior del Magdalena, y el resto de campos pequeños ubicados en las demás cuencas.

De acuerdo con la información de declaración, la máxima capacidad de producción se alcanzó en enero de 2015 con un volumen de 1.330 GBTUD,

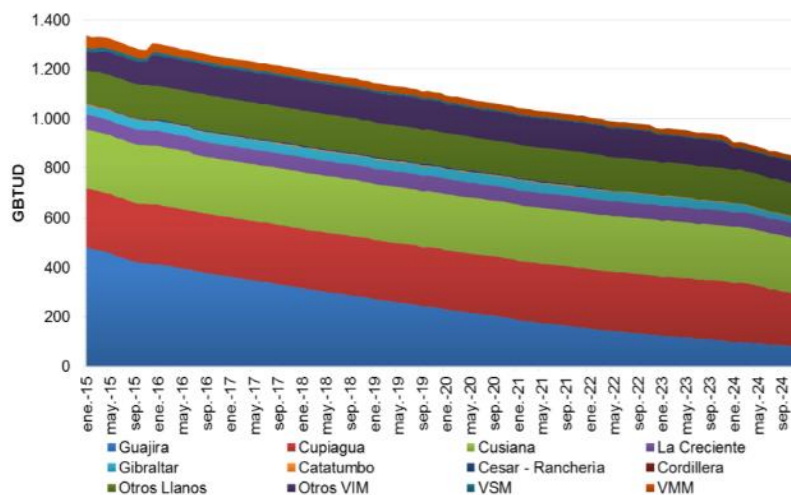
⁵ UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2024. Agosto 2015. P. 4-6

volumen que desciende conforme como declina la producción de Guajira. Durante todo el periodo presentado, Cusiana, Cupiagua y Gibraltar presentan una participación estable.

Los campos de la cuenca de los Llanos registran una participación relativa de 36% al iniciar el periodo y finalizan con 50%. Así mismo los campos Pauto Sur y Floreña registran incrementos en la producción lo que hace que los campos llamados Otros Llanos contribuyan con volúmenes altos de producción en esta cuenca.

La producción del Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena se soporta en campos menores (excepto los campos La Creciente y Nelson del VIM) participando en el total nacional con el 1%, 3% y 15% en promedio respectivamente.

Figura 8 Declaración de producción 2015 por cuenca y principales campos.



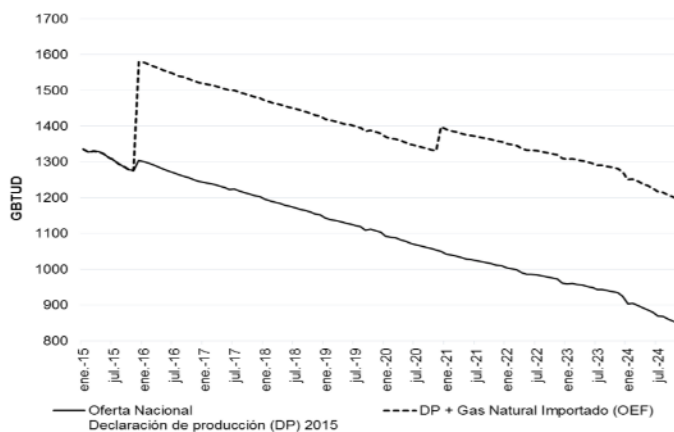
Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2015

Contrastando la declaración de producción del año 2015 con la correspondiente a 2014, se aprecia un incremento en la primera cercano a los 50 GBTD que equivalen a un 4% adicional. Este aumento se concentra en las cuencas de los

Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena y Valle Superior del Magdalena; sobresaliendo el aumento en la oferta de los campos localizados en el Valle Inferior del Magdalena, que además de compensar la declinación de gas proveniente de la cuenca de Guajira, permite un aumento en la oferta total nacional.

Han sido significativos los esfuerzos por aumentar la producción de gas natural, especialmente en campos maduros y algunos nuevos ya interconectados con el sistema nacional de transporte, lo cual ayuda al aprovechamiento de gas natural obtenido bajo pruebas extensas de producción y a optimizar el sistema de abastecimiento por la coordinación de suministro y transporte de este energético. Adicional a la declaración de producción y con el fin de incluirlos en la oferta de gas natural, se han considerado los volúmenes de gas natural importado informados por las plantas térmicas a la CREG con los cuales se dan respaldo a las obligaciones de energía en firme.

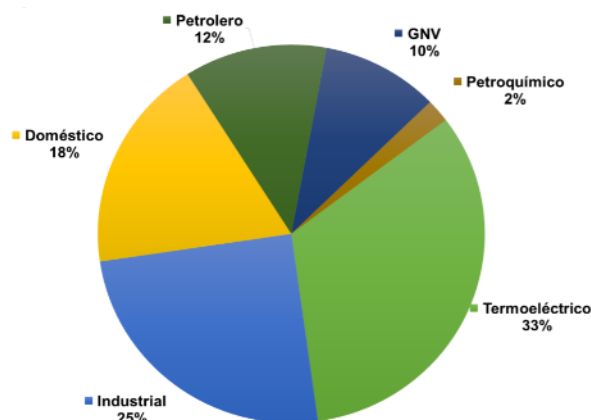
Figura 9 Oferta de gas natural incluyendo gas importado para respaldo de obligaciones de energía en firme.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2015.CREG. 2015

1.2.3. Demanda nacional de gas natural. La demanda nacional está constituida por sectores de consumo y organizada por regiones. Para efectos de balance, las regiones se simplifican en dos: Costa Atlántica e Interior del país, buscando explicar situaciones de escasez que eventualmente puedan presentarse y que no son ocasionadas por la infraestructura de transporte. Sectorialmente se consideraron los siguientes segmentos: residencial, comercial, industrial, termoeléctrico, petroquímico, transporte (GNV) y refinería que a su vez considera demanda de Ecopetrol para proyectos de generación eléctrica en los Llanos Orientales⁶.

Figura 10 Participación por Sectores Demanda GN 2014.

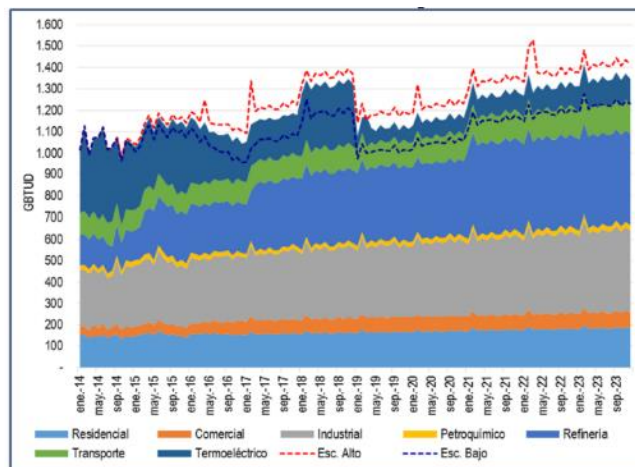


Fuente UPME, con base en datos de Ecopetrol, UPME – Chevron, CNO-GAS y Concentra, 2015.

La Figura 8 presenta la 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.

Figura 11. Escenarios de demanda de gas natural.

⁶ UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023. Febrero 2015. P. 14-24



Fuente: UPME.

1.2.4. Balance de gas natural. Analizando los escenarios de oferta y demanda del gas natural en Colombia se observa se obtienen señales de alerta para detección temprana de situaciones de desequilibrio entre oferta y demanda proyectada.

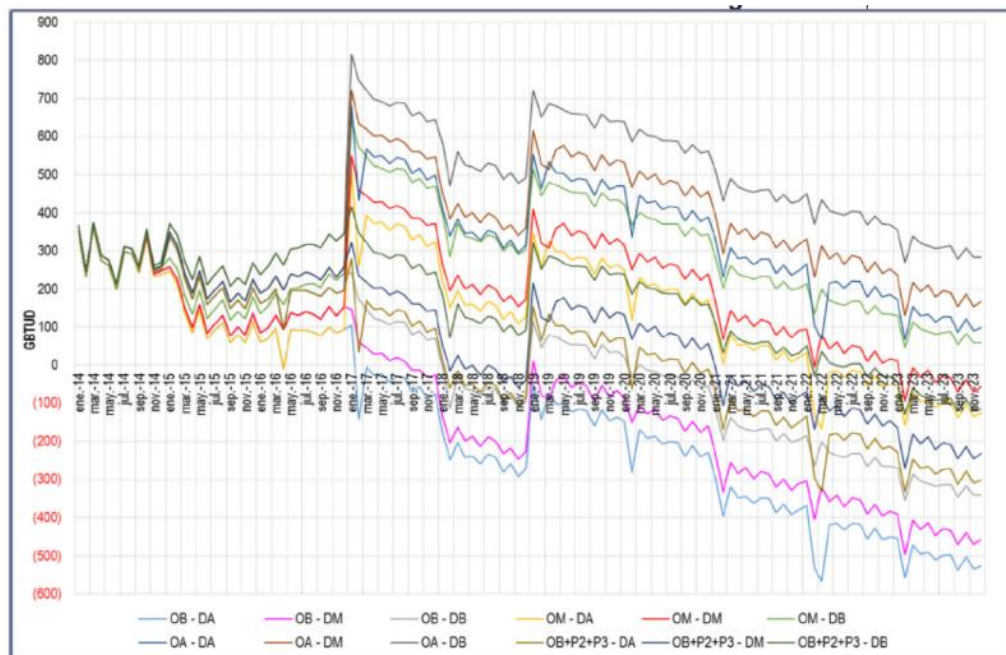
- **Balance nacional**

En la figura 9 se observan 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. Son diversos los resultados obtenidos dependiendo del escenario de oferta y demanda escogido.

Los resultados señalan que en el escenario bajo de oferta y de demanda se logra abastecimiento del país hasta enero de 2018, el escenario medio de oferta hasta el año 2022 y con el escenario alto de oferta no se presentan faltantes en la atención de la demanda. Vale la pena mencionar que el ingreso de las reservas probables y posibles (escenario de oferta punteado en la figura 8) puede mantener

el abastecimiento de gas natural hasta 2020 con unos pequeños déficits a finales de 2018 y comienzos de 2019. Sin embargo, bajo los escenarios de precios de petróleo actuales, los desarrollos de estas reservas pueden verse comprometidos. Para identificar las fechas y los volúmenes de los diferentes déficits, se realiza la combinatoria de los escenarios y se muestran en la gráfica 17, donde se presenta una amplia gama de posibilidades de abastecimiento que deben ser considerados, pues todos tienen probabilidad de ocurrencia, para lo cual debe analizarse factores que puedan afectar la disponibilidad real del gas, independientemente de que en este ejercicio no se analice en detalle los efectos que sobre el abastecimiento puede generar la insuficiencia en algunos puntos de la red de transporte.

Figura 12 Desbalances oferta – demanda de gas natural



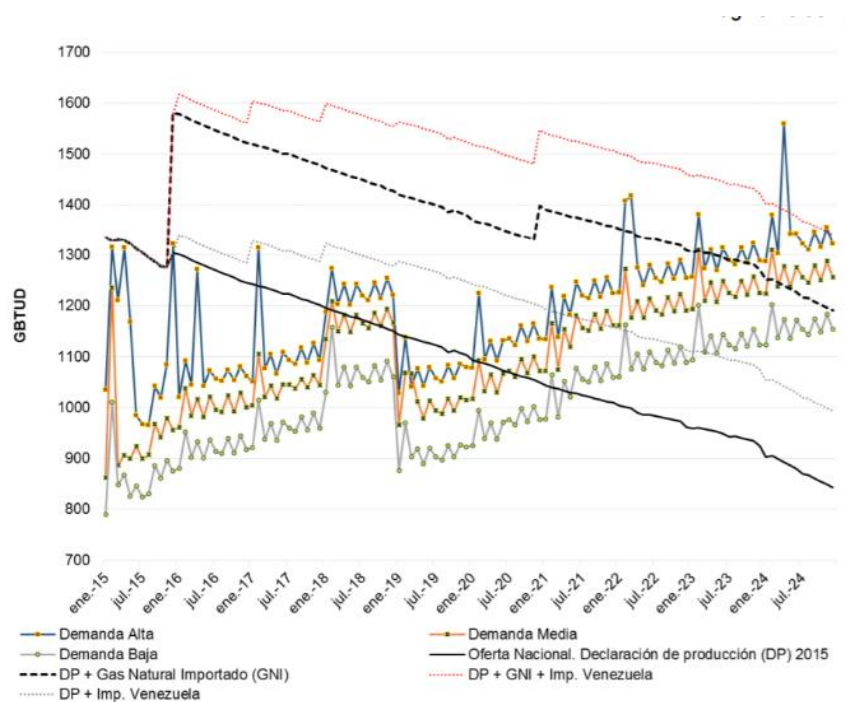
Fuente: UPME.

Contrastado los escenarios de demanda estimados por la UPME y de oferta resultante de la declaración de producción de 2015 y los volúmenes de gas natural importado informados por las plantas térmicas a la CREG con los cuales se dan

respaldo a las obligaciones de energía en firme, se efectuó el balance con resolución mensual, a fin de establecer con detalle los periodos en los cuales podrían presentarse superávit o déficits de gas natural a nivel nacional. Los resultados de los análisis indican lo siguiente: Con la oferta conformada por el potencial de producción nacional de gas natural más los volúmenes de gas natural importado para respaldar las obligaciones de energía en firme de las plantas térmicas 2015-2025 se presenta equilibrio hasta febrero de 2024 frente al escenario medio de demanda, hasta febrero 2023 con el escenario alto de demanda y un pico de demanda desatendido entre febrero y marzo de 2022, frente al escenario bajo de demanda no se presenta desbalance. Teniendo en cuenta únicamente la declaración de producción de gas natural nacional y el escenario medio de demanda se presenta déficit definitivo de gas natural desde el mes de julio de 2020, con el escenario alto de demanda desde febrero de 2020 y una déficit parcial desde febrero a diciembre de 2018; con el escenario bajo de demanda se constituye el déficit desde febrero de 2021⁷.

⁷ UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023. Febrero 2015. P. 25

Figura 13 Balance de Gas Total.

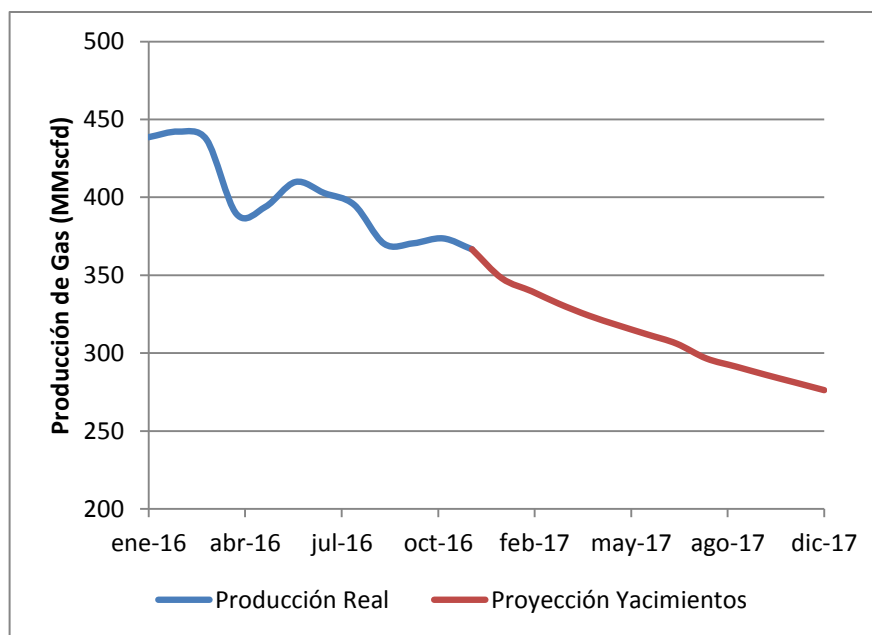


Fuente: Ministerio de Minas y Energía – UPME

Del balance anterior y de acuerdo con lo establecido por la Resolución CREG No. 089 de 2013 en su artículo 24, se concluye que la oferta certificada a la fecha por los productores e importadores se abastecerá la demanda nacional de gas natural proyectada por la UPME (según el escenario medio), hasta febrero del 2024.

El campo Cusiana presento para el año 2016 una declinación anual efectiva de - **16,41%**, con una declinación nominal mensual del **-1,63%**. Para el año 2017 se proyecta una declinación nominal mensual del **-2,36%**.

Figura 14 Perfil de producción de gas Campo Cusiana



Fuente: ECOPETROL S.A 2017

1.3. EL GAS LICUADO DE PETROLEO – GLP

El GLP o gas licuado de petróleo es obtenido a través de un proceso de refinación o separación del crudo o gas natural, compuesto principalmente por la mezcla de dos hidrocarburos principales: el propano (C_3H_8) y el butano (C_4H_{10}) y otros en menor proporción.

El Gas Licuado del Petróleo - GLP ha sido tradicionalmente el primer energético utilizado para la cocción en los sectores residencial y comercial, no obstante la penetración que ha tenido el gas natural en los grandes centros urbanos y en localidades a lo largo de las redes de transporte de este último.

Pese a ese desplazamiento, el GLP continúa como alternativa energética básica para muchos de los hogares del mundo, particularmente por su ventaja en el suministro a comunidades pequeñas y a ciudades distantes de la infraestructura de transporte de gas natural en aquellos países donde se tiene oferta simultánea de los dos energéticos. En estas circunstancias el GLP es el combustible con mayor accesibilidad para la población de menores ingresos y localizadas en áreas remotas, toda vez que su versatilidad en el transporte y almacenamiento genera una mayor confiabilidad en el abastecimiento de este energético⁸.

1.3.1. Historia del gas licuado de petróleo. El Gas Licuado de Petróleo (GLP), tiene su origen entre el año 1900 y 1912 en Estados Unidos, al comprobarse que la gasolina natural sin refinar tendía a evaporarse debido a la presencia de materiales inestables en el combustible. Estos elementos se evaporaban a presión atmosférica y no podían ser obtenidos en estado líquido. Como estos gases eran altamente inflamables y no tenían utilidad práctica, se perdían en la atmósfera o se quemaban.

En 1911, el químico norteamericano Walter Snelling demostró que la evaporación se debía al propano y butano presentes en la gasolina, por lo que desarrolló un método para separar estos gases.

Es así que a partir de los procesos de refinación del petróleo se obtiene gasolina, diésel, queroseno, nafta y GLP. Este último es la mezcla de propano y el butano, dos hidrocarburos existentes en el aceite.

El propano y butano son gases que si se someten a presiones moderadamente bajas o refrigeración, se licúan, es decir, pasan a estado líquido. Es por esta

⁸ UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). La cadena del gas licuado del petróleo en Colombia: Actualización 2005.

razón que el GLP se transporta y almacena como un líquido pero se usa como gas.

Ya que estos gases son inoloros, se mezclan con una sustancia caracterizada por un aroma a gas de cocinar como medida de seguridad en caso de fuga.

Se diferencia del gas natural, ya que éste se encuentra directamente en yacimientos de petróleo, yacimientos independientes de gas o se obtiene por descomposición de restos orgánicos.

Asimismo, el compuesto principal del gas natural es el metano.

Sin embargo, el GLP se puede obtener también del gas natural a través de plantas de tratamiento donde ingresa el gas natural “húmedo” y se obtiene gas natural seco y líquidos del gas natural, entre los que está el propano y el butano.

El GLP es un combustible más amigable con el medio ambiente en comparación con los combustibles tradicionales, ya que cuando se quema produce la emisión más limpia de todos los productos a base de aceite. Además, no es tóxico, venenoso ni contamina el suelo o el agua, lo que rompe el paradigma de que el desarrollo energético perjudica los procesos relacionados con el almacenamiento y el manejo de agua potable y con los procesos agrícolas.

Entre otras características del GLP se encuentra que tiene el rango de inflamabilidad más bajo de todos los combustibles alternativos, lo anterior significa un avance exponencial en materia de seguridad en caso de presentarse un accidente.

Complementariamente, el GLP tiene una alta gama de aplicaciones: calefacción, cocina, producción de agua caliente, cocina industrial, agrícola y carburantes para la automoción⁹.

⁹ COLFECAR ESTUDIOS ECONOMICOS. gas licuado de petróleo: ¿una opción de combustible para el transportador de carga por carretera?. Información disponible :

- **ENTORNO INTERNACIONAL**

La industria del GLP se ha ampliado y ha sufrido cambios importantes para atender la creciente demanda del sector residencial. Han surgido nuevos mercados prácticamente en todas las regiones del mundo, creando oportunidades de inversión en todos los segmentos de la cadena energética del GLP.

Las perspectivas de desarrollo del mercado internacional de GLP son prometedoras, principalmente en aquellas regiones donde aún no se ha completado el proceso de modernización y de urbanización, en las que los índices de consumo per cápita de GLP crecen rápidamente, pero se mantienen por debajo de los índices de aquellos mercados perfectamente establecidos como Japón, Norteamérica, y Europa Occidental.

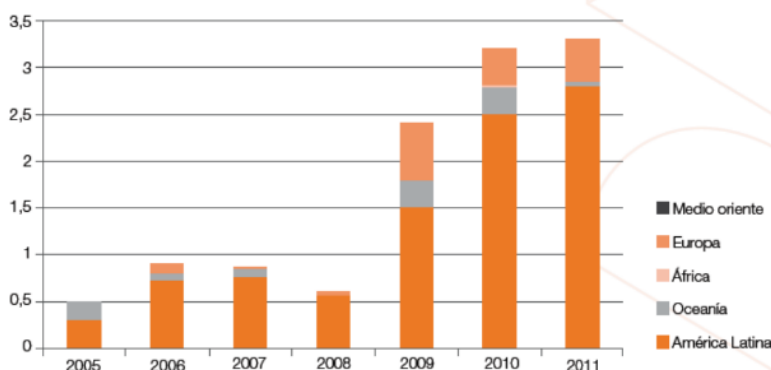
El rápido crecimiento de la industria petroquímica en la década pasada, originó un incremento de la demanda de GLP como materia prima, ejerciendo una influencia importante en el mercado de América del Norte, en Europa Occidental y en el Medio Oriente. En la medida en que la industrialización siga su curso, la demanda de GLP como materia prima crecerá en forma proporcional.

No obstante las perspectivas favorables de crecimiento de la demanda, hay incertidumbres asociadas al desarrollo de nuevas fuentes de suministro y cambios en la política de regulación, entre otras, que pueden influir en el desarrollo del mercado global de GLP, así como en los mercados regionales¹⁰.

http://www.colfecar.org.co/ESTUDIOS%20ECONOMICOS%20PDF/Informes%20Especiales/2014/11.%20NOVIEMBRE%202014_INFORME_GAS%20LICUADO%20DE%20PETR%C3%93LEO.pdf

¹⁰ UPME Op cit., p.3

Figura 15 Exportaciones de GLP de Estados Unidos, millones de toneladas año



Fuente: Cosenit S.A. 2013.

- **ENTORNO NACIONAL**

En Colombia la industria del GLP inició entre los años 30 y principios de los 40 del siglo pasado, cuando se dio apertura a una distribución incipiente con los escasos volúmenes producidos en las refinerías de Tibú y Barrancabermeja.

En menos de 20 años se convirtió en el combustible doméstico predilecto y la demanda empezó a presionar la oferta. A pesar de los incrementos de producción logrados en las refinerías y los campos petroleros, la oferta siempre fue deficitaria, razón por la cual se creó el llamado “Sistema de Cupos”, mediante el cual se asignaba a cada distribuidor un volumen mensual y una zona específica exclusiva para su distribución, generando presiones en el mercado debido al comercio paralelo de cupos y zonas.

Con el ánimo de dar un impulso a esta industria, el Gobierno Nacional a través del Plan de Masificación planteó como su estrategia inicial la masificación del consumo de gas propano, con el propósito de introducir la cultura del gas en las ciudades y en las zonas rurales. Para ello se debía garantizar una adecuada y óptima atención de la demanda recurriendo a dos alternativas: el incremento de la

producción interna y la apertura de las importaciones, y la eliminación del sistema de cupos.

El consumo se incrementó paulatinamente hasta el año 2000, reflejando un importante crecimiento como consecuencia de las políticas establecidas; sin embargo, a pesar de la oferta suficiente, desde el 2001 el mercado empezó a sufrir una contracción continua debido a múltiples factores entre los que pueden mencionarse los cambios regulatorios reflejados en mayores precios al público, el avance del plan de masificación de gas natural en las principales ciudades, y en particular la importante disminución de los márgenes de comercialización, los cuales registraron los más bajos niveles en comparación con los costos incurridos¹¹.

Por más de 70 años ECOPETROL fue el único productor de GLP en Colombia y sólo hasta 2005 la situación cambió, con la entrada en producción del campo productor de petróleo y gas natural de Rancho Hermoso localizado en el Departamento de Casanare. Posteriormente En abril de 2010 se inició la producción en campo Dina y a partir de noviembre de 2011 se sumó la producción de Cusiana, campo que cambió radicalmente el panorama de oferta de GLP, introduciendo al país en un panorama con potencialidad de contar con excedentes sostenibles a largo plazo.

Actualmente, aproximadamente el 6% del GLP comercializado para el servicio público domiciliario, proviene de productores diferentes a Ecopetrol, tales como: CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A. (campo Rancho Hermoso), INTEROIL COLOMBIA E&P (campo Toqui Toqui), VETRA E&E COLOMBIA S.A. (campo La Punta), PERENCO COLOMBIA LIMITED (campo La Gloria), PETROMINERALES COLOMBIA LTD (campo Corcel) y TERMOYOPAL (quien procesa el gas natural proveniente del campo Pauto-Floreña).

¹¹ UPME Op cit., p.3

Esta nueva situación fue motivada por el aumento de la actividad de exploración y producción tras la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el año 2003, y por el cambio en la regulación del Ingreso del Productor (G) por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a partir de 2008.

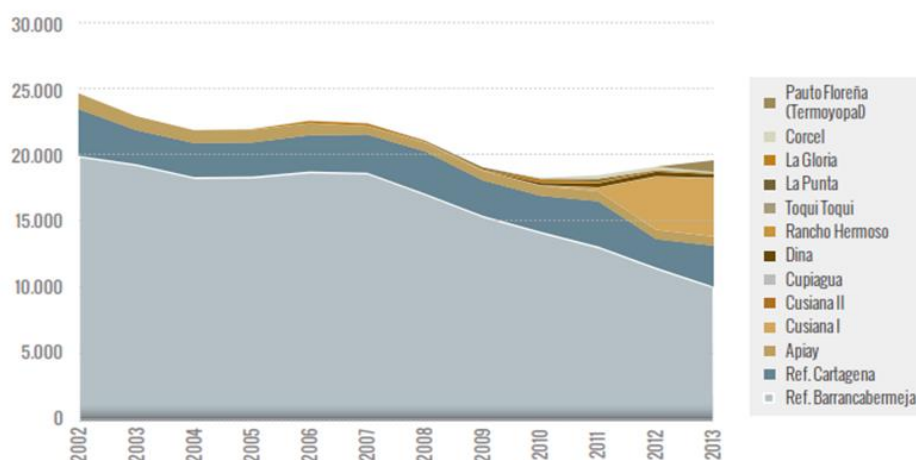
La producción total en 2002 ascendió a 24.660 barriles día y el 2012 finalizó con 19.925 BPD, lo que representa una caída de 19.2% en los diez últimos años, siendo la refinería Barrancabermeja responsable por un 42.5 % de la retracción y que ha incidido de manera importante en la calidad del producto.

De otra parte, Cusiana ha incrementado su participación en más del 1.400% al pasar de 264 BPD a 4000 en 2012. Otro de los campos con alto crecimiento en los aporte es el de Pauto Floreña, comercializado por la empresa Termoyopal que participa en la producción con un 1.2% del total. La producción de la refinería de Cartagena, por su parte, se ha mantenido estable, disminuyéndose sin embargo el volumen disponible para el consumo interno, debido a un aumento en las exportaciones¹².

La reciente producción del campo Cusiana ha llegado en tan solo 2 años a superar la producción tradicional de Cartagena y Apiay, sugiere una revisión profunda del esquema de transporte, teniendo en cuenta las expectativas de crecimiento de la producción en estos dos campos productores de petróleo y gas.

¹² UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Cadena del gas licuado del petróleo 2013 Bogotá D.C., Colombia: Diciembre 2013. [Fecha de consulta: 03 de octubre 2015]. Disponible en < <http://www.sipg.gov.co/LinkClick.aspx?fileticket=sMAANh%2Fv3ak%3D&tabid=38&language=es-CO> >

Figura 16 Producción de GLP por fuente de suministro, BPD



Fuente: UPME. Cadena del Gas Licuado de Petróleo – SIPG. 2013

En el 2011 el ministro de Minas y Energía, Mauricio Cárdenas Santamaría, resaltó la importancia de la entrada en servicio de la planta de gas GLP de Cusiana.

También destacó que de las grandes ciudades del país, únicamente falta Pasto para fortalecer la red de gas natural, que se diferente del GLP (sigla de gas licuado de petróleo, que se distribuye en pipetas).

Resaltó que a pesar de que el país ha tenido avances muy importantes en cuanto a la red de gas natural, aún hay muchos colombianos que usan la pipeta de gas como su manera de cocinar y tener acceso al servicio de gas.

“Este gas que se producirá en Cusiana (departamento de Casanare) beneficiará a más de 2 millones de personas que viven en zonas de difícil acceso, principalmente campesinos y personas pobres del país”, dijo el ministro Cárdenas.

A pesar de que el país no necesitará importar este tipo de gas, los precios no bajarán de una manera considerable, ya que los costos de producción son altos y no se puede comparar con los precios del gas natural, mucho más económicos.

Según el jefe de la cartera de Minas y Energía, la locomotora de la minería y el petróleo es la que más rápido avanza y aseguró que no es solo una locomotora de cifras, sino que también tiene una cara social gracias a la reforma de las regalías, pues con esto se asegura que todos disfruten de las riquezas de Colombia.

“Esta es la locomotora de la capacidad fiscal y que les está llevando dinero a los más pobres”, dijo el funcionario.

La planta de Cusiana es 100% propiedad de Ecopetrol. La construcción estuvo a cargo de Equion Energy y tuvo una inversión de 120 millones de dólares. Durante la construcción de la planta no se registró ningún accidente¹³.

En el 2014 el Ministro de minas y energía Amylkar Acosta afirma que es la hora del GLP.

La masificación del Gas Licuado de Petróleo (GLP) o Gas Propano, en el país, está en marcha y ayer en Cartagena el ministro de Minas y Energía, Amylkar Acosta, propuso a la industria y a los inversionistas del sector a apostarle a usos alternativos de ese combustible.

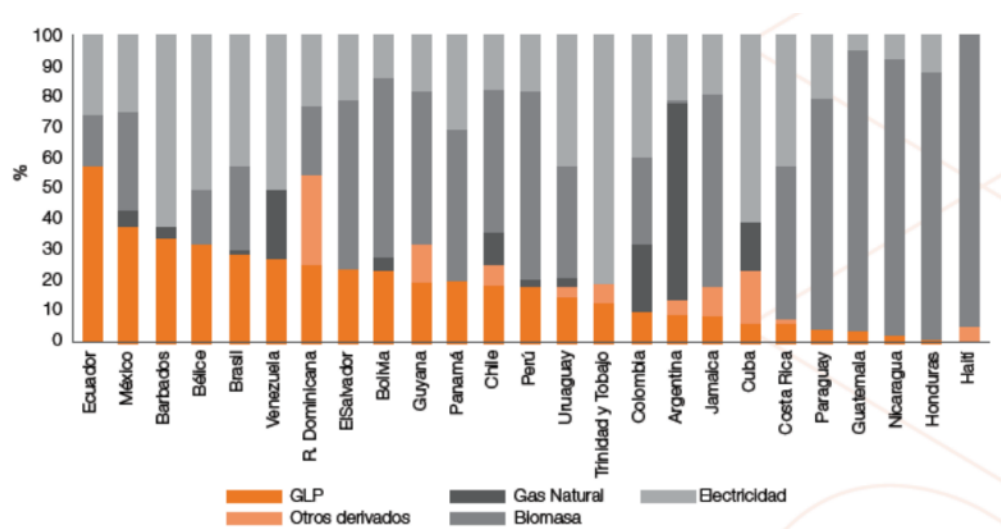
“El país va a dar un salto en la producción de GLP, pasando de 23 mil barriles/mes a 40 mil barriles /mes. Esto saturará el mercado y no se puede desaprovechar este recurso, que además es un energético limpio”, sostuvo el ministro Acosta.

Añadió que es un plan agresivo de masificación del uso del GLP en Colombia y para ello establecen políticas e incentivos.

Este plan piloto para ampliar la cobertura en el suministro del GLP se inició por los departamentos de Nariño, Putumayo y Caquetá, para beneficiar a comunidades de estratos 1 y 2¹⁴.

¹³ PORTAFOLIO. “No necesitaremos importaciones de gas: Minminas”, 2011[en línea]. Disponible en < <http://www.portafolio.co/economia/no-necesitaremos-importaciones-gas-minminas>>.

Figura 17 Participación del GLP en la matriz de consumo residencial en América Latina y el Caribe



Fuente: SIEE-OLADE (2011) - Presentación XXVIII Congreso Asociación Iberoamericana de GLP (AIGLP) marzo de 2013.

Tabla 2 Caracterización de la cadena productiva de GLP

Actividad	Características
-----------	-----------------

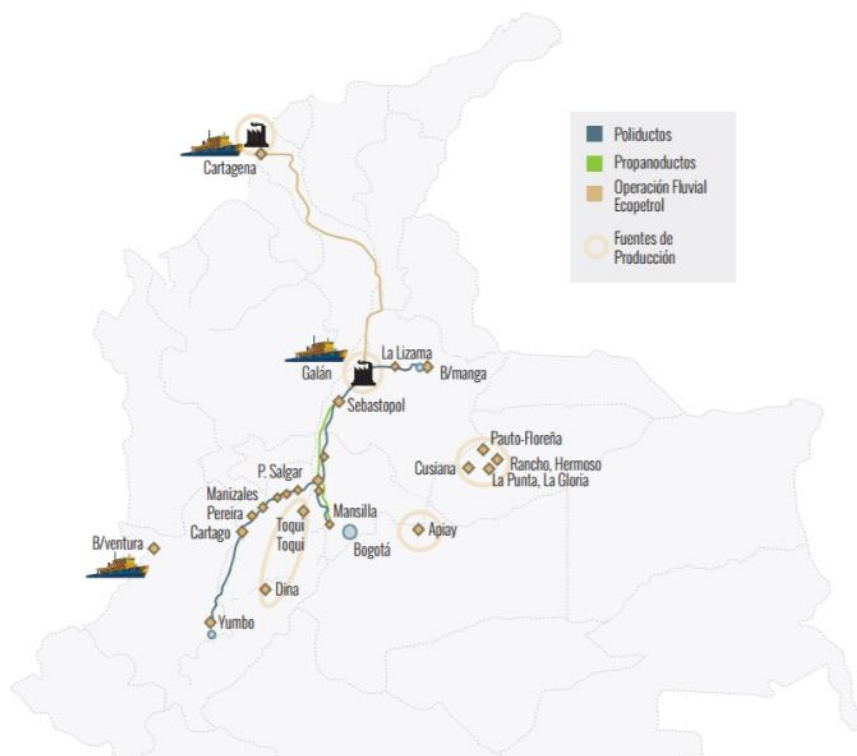
¹⁴ EL UNIVERSAL. "Es la hora del GLP, afirma el Ministro de Minas", 2014[en línea]. Disponible en <http://www.eluniversal.com.co/economica/es-la-hora-del-glp-afirma-el-ministro-de-minas-150065>.

Comercialización mayorista	*La labor que deben llevar a cabo estos agentes es el suministro del GLP al por mayor y a granel, con destino al servicio público domiciliario. *Esta actividad puede reunir el proceso de producción de combustible con el de la comercialización o solamente llevar a cabo la intermediación entre la compra de GLP a los productos y su venta a los distribuidores.
Transporte	Consiste en el traslado del GLP a través de poliductos y propanoductos desde las refinerías a los puntos de entrega al distribuidor.
Distribución	Se compone e varias fases: 1) Compra del GLP en el mercado mayorista. 2) Pago del flete desde los puntos de entrega directa del producto hasta las plantas de envasado. 3) Deposito del producto en las plantas de envasado. 4) Manejo de la planta de envasado con el respectivo requerimiento de marcación de los cilindros. 5) Se encargan del flete y de la entrega del producto a granel por medio de tanques estacionarios instalados en el domicilio de los usuarios finales y de venta de cilindros a través de puntos de venta.
Comercialización minorista	* Esta actividad cubre los costos de la compra del producto envasado, el flete del producto en cilindros y la celebración de contratos de condiciones uniformes con los usuarios. * Maneja dos mecanismos de entrega al usuario final: en vehículos repartidores o en expendios.

Fuente: Boletín informativo de tarifas 2011-Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

1.3.2. Oferta del GLP en Colombia. Ecopetrol produce y comercializa nacionalmente el GLP proveniente de las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y de las plantas de Gas de Cusiana, Apiay y Dina, y las forma de transporte por ducto hace referencia a los Propanoductos, poliductos o líneas que transportan de manera segregada los distintos combustibles líquidos producidos en refinería transportando GLP hasta las estaciones intermedias, y luego se lleva a los principales centros de consumo.

Figura 18 Infraestructura de GLP



Fuente: Cenit

Se espera que el GLP, en el ámbito nacional según la UPME, pase de una situación de oferta limitada a un nuevo panorama con excedentes, en razón al aumento de aporte proveniente de campos de producción de petróleo y gas natural. Dada la ubicación de los excedentes y el uso que se le dé a estos

volúmenes adicionales, el país deberá adaptarse tanto desde el punto de vista físico como regulatorio (nuevas empresas, nuevas redes de transporte, nueva infraestructura, etc.) a la nueva configuración del sector.

Hasta 2011, el GLP en Colombia era producido principalmente en tres plantas: dos de ellas siguiendo un proceso de ruptura catalítica, en donde figuran la refinería de Barrancabermeja y de Cartagena, y otra que maneja una infraestructura de refinación mediante cracking, conocida como la refinería de Apiay en el Meta.

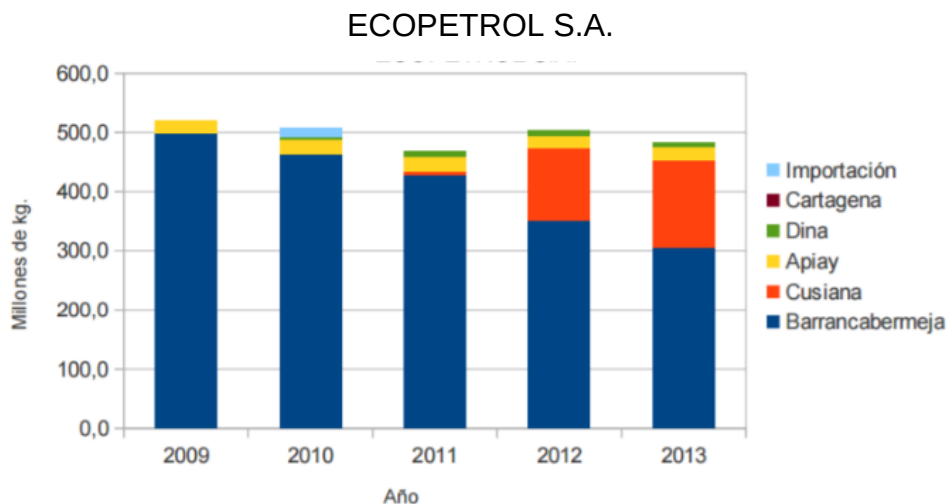
No obstante, en diciembre de 2011 se presentó la entrada en operación de Cusiana en el Casanare, que para 2012 pasaría a ser el segundo campo petrolero más importante en este mercado. Las restantes plantas de manera conjunta no alcanzan a representar ni el 8% de la producción total, pero han facilitado combustible en momentos de restricción en las principales fuentes de producción.

Las importaciones en los últimos 10 años, han sido pocas y puntuales, y más orientadas a garantizar el suministro por parte de Ecopetrol frente a inconvenientes de carácter operativo en las refinerías¹⁵.

Por más de 70 años Ecopetrol fue el único productor de GLP en Colombia y solo hasta 2005 la situación se modificó, con la entrada en producción del campo productor de petróleo y gas natural de Rancho Hermoso localizado en el departamento de Casanare. Posteriormente, en abril de 2010 se inició la producción en campo Dina y a partir de noviembre de 2011 se sumó la producción de Cusiana, campo que cambió radicalmente el panorama de oferta de GLP, poniendo al país en un panorama con potencialidad de contar con excedentes sostenibles a largo plazo.

¹⁵ Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: Informe Sectorial Energía Eléctrica, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo. Bogotá 2013. P-139-140.

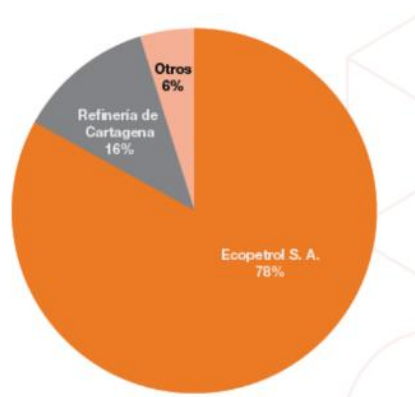
Figura 19 Oferta total de GLP



Fuente: Sistema Único de Información – SUI. Consultado el 20 de junio de 2014.

Actualmente, aproximadamente el 6% del GLP comercializado para el servicio público domiciliario, proviene de productores diferentes a Ecopetrol como Canacol Energy Colombia S.A. (campo Rancho Hermoso), Interoil Colombia E&P (campo Toqui Toqui), Vetra E&E Colombia S.A. (campo La Punta), Perenco Colombia Limited (campo La Gloria), Petrominerales Colombia LTD (campo Corcel) y Termoyopal (quien procesa el gas natural proveniente del campo Pauto-Floreña).

Figura 20 Concentración de la producción por empresa

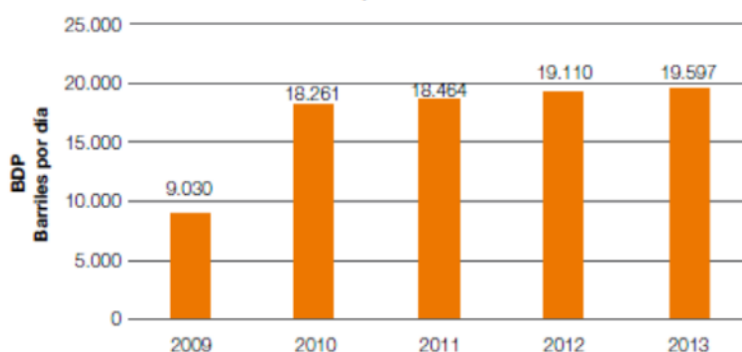


Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SUI.

Esta nueva situación fue motivada por el aumento de la actividad de exploración y producción tras la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en 2003, y por el cambio en la regulación del Ingreso del Productor (G) por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) a partir de 2008.

De esta forma, la producción de GLP en el país ha venido no solo diversificándose en productor y fuentes, sino que ha ido aumentando su cantidad considerablemente. Sin embargo, Informe Sectorial Energía Eléctrica, Gas Natural y Gas Licuado del Petróleo 2013 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 140 estos nuevos volúmenes incorporados no han sido notorios para el mercado nacional, debido al envío de propano y propileno desde la refinería de Barrancabermeja hacia la planta de Propilco en Cartagena desde 2008.

Figura 21 Evolución de la producción de GLP



Fuente: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: Informe Sectorial Energía Eléctrica, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo. Bogotá 2013

Durante los últimos años se muestra una desagregación de los aportes de GLP realizados por cada una de las compañías que proveen este recurso al mercado nacional, con una tendencia decreciente desde 2002, hasta 2010, período en que la situación cambia y la pendiente de la curva empieza a ser positiva.

La producción total en 2002 ascendió a 24.660 barriles día y el 2012 finalizó con 19.925 BPD, lo que representa una caída de 19.2% en los diez últimos años, siendo la refinería de Barrancabermeja responsable por un 42.5% de la retracción y que ha incidido de manera importante en la calidad del producto.

Tabla 3 Producción GLP por fuente de suministro, BPD

Ecopetrol					
Año	Barranca	Cartagena	Apiay	Cusiana	Dina
	BDP	BDP	BDP	BDP	BDP
2002	19,906	3,552	1,201		
2003	19,271	2,587	1,071		
2004	18,293	2,589	983		
2005	18,329	2,586	969		
2006	18,718	2,75	893		
2007	18,623	2,898	628		
2008	17,043	3,209	667		
2009	15,363	2,697	724		
2010	14,154	2,734	760		190
2011	13,031	3,437	755	264	305
2012	11,438	2,166	723	4008	340
2013	9,983	3,112	705	4420	264

Fuente: Cadena de gas licuado de petróleo 2013, Minminas & Upme: SUI y Termo Yopal.

De otra parte, Cusiana ha incrementado su participación en más del 1.400% al pasar de 264 BPD a 4000 en 2012. Otro de los campos con alto crecimiento en los aporte es el de Pauto Floreña, comercializado por la empresa Termoyopal que participa en la producción con un 1.2% del total. La producción de la refinería de Cartagena, por su parte, se ha mantenido estable, disminuyéndose sin embargo el volumen disponible para el consumo interno, debido a un aumento en las exportaciones.

La reciente producción del campo Cusiana ha llegado en solo 2 años a superar la producción tradicional de Cartagena y Apiay, sugiere una revisión profunda del esquema de transporte, teniendo en cuenta las expectativas de crecimiento de la producción en estos dos campos productores de petróleo y gas.

- **Calidad del GLP**

Los cambios observados en la producción de GLP en cada fuente de suministro, también han significado cambios en la calidad del producto comercializado en el mercado nacional. Es así, como el GLP de Barrancabermeja dispone de mayor contenido de butanos (79%, promedio-año 2013), en tanto que el GLP de Cartagena cuenta con menor contenido de butanos (42%, promedio-año 2013). El contenido de butanos del GLP proveniente de campos como Apiay y Cusiana oscila entre el 40% y 50%.

1.3.3. Demanda de GLP en Colombia. A través de los últimos años, la demanda de energía se ha incrementado, lo que genera nuevas oportunidades de negocio para el GLP en Colombia.

Como comercializador mayorista, ECOPETROL S.A. realiza semestralmente Ofertas Públicas de Cantidades de GLP (OPC), en cada uno de sus puntos de producción (Cartagena, Barrancabermeja, Apiay, Dina y Cusiana) para que los distribuidores hagan las solicitudes del producto que requieren.

Históricamente, la demanda de GLP en Colombia había estado limitada por la oferta, situación en total cambio debido tanto al fuerte impacto que ha tenido la masificación del gas natural en la demanda de GLP, así como el reciente incremento de la oferta.

- **Consumo Interno**

La demanda de GLP para uso en la residencias es utilizado particularmente para cocción de alimentos y calentamiento de agua, por su parte en el sector comercial para cocción y calor directo, en tanto que en la industria es usado para la producción de vapor, calor directo y locomoción.

- **Exportaciones**

Las exportaciones de GLP desde Cartagena, por parte de Ecopetrol, han venido en aumento en los últimos años, alcanzando un promedio de 3.132 BPD en el 2013 (correspondiente a los meses de enero a agosto). El GLP que se exporta proviene principalmente de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja. El destino de estas exportaciones son primordialmente los siguientes países: República Dominicana, Costa Rica, Panamá, Puerto Rico, Estados Unidos y Barbados. Durante 2013, cerca del 80% de las exportaciones han sido a República Dominicana, el 10% a Costa Rica y el 8% a Panamá. Durante el año 2012, el 61% fueron a República Dominicana y el 33% a Panamá. La tabla 3 presenta un resumen de las exportaciones¹⁶.

Tabla 4 Exportaciones de GLP, BPD

Año	Ref. Barranca	Ref. Cartagena	% Car.	Total
2002	0	1.508	100%	1.508
2003	0	1.121	100%	1.121
2004	0	446	100%	446
2005	0	358	100%	358
2006	0	350	100%	350
2007	0	1.041	100%	1.041
2008	0	830	100%	830
2009	105	330	76%	435
2010	50	166	77%	217
2011	0	457	100%	457
2012	732	947	56%	1.679
2013	410	2.722	87%	3.132

Fuente: UPME

Para remunerar la actividad de comercialización mayorista, durante el año 2014 la Comisión desarrolló un análisis en relación con la metodología para la asignación de cantidades de GLP en el mercado. En este sentido, se abordó el análisis desde la perspectiva de corto y largo plazo.

¹⁶ UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Cadena del gas licuado del petróleo 2013 Bogotá D.C., Colombia: Diciembre 2013.

En promedio se han asignado 42,9 millones de kilogramos de GLP por mes, que equivalen aproximadamente al 95% de la demanda total mensual del país. En el periodo analizado, en general se presenta un balance positivo entre oferta y demanda, el cual genera oportunidades de desarrollo en el uso del GLP en el sector industrial¹⁷.

Figura 22 Evolución de las ofertas públicas de cantidades (OPC 2011 – 2015); millones de kg de GLP



Fuente: CREG 2015.

Colombia cuenta con la Unión de Empresas Colombianas de Gas Propano, que agrupa a las compañías que manejan más del 70% de la distribución de este hidrocarburo en el país y empresas colombianas que operan con socios extranjeros en la distribución del gas propano así como a proveedores que hacen parte de este servicio en Colombia y que preside Nicolás Botero-Páramo Gaviria el cual manifestó grandes expectativas comerciales en la entrevista realizada por la revista portafolio como se relaciona a continuación:

¹⁷ Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG. Informe de gestión 2014-2015. P-23.

Desde enero del 2010 el sector del Gas Licuado de Petróleo (GLP), más conocido como gas propano está en un proceso de formalización. Así mismo, durante los últimos seis meses (enero-junio 2016) estuvo en un proceso de regulación para su actividad.

Gasnova no solo afirma que en el negocio hay mucho camino por recorrer, sino que, además, para el corto y mediano plazo será tan rentable como el de la gasolina o el gas natural.

Hoy día, el GLP a nivel residencial está en una relación de 3 a 1; es decir, por cada tres hogares que utilizan gas natural, uno usa gas propano, lo que llama la atención para los inversionistas extranjeros ya que el sector tiene para donde crecer, más si se tiene en cuenta que el aumento en el consumo del gas natural ya no es tan sostenido¹⁸.

¹⁸ PORTAFOLIO. "El GLP es la clave en los procesos de generación", 201 [en línea]. Disponible en < <http://www.portafolio.co/negocios/el-glp-es-la-clave-en-los-procesos-de-generacion-499564>>.

2 CARACTERIZACION PLANTAS DE GAS Y GLP

El centro de facilidades de producción CPF Cusiana ha sido construido por Fases y etapas de acuerdo con las necesidades de producción del campo, comenzando por la planta de crudo, después la planta de gas y por último la planta de GLP.

2.1 CPF CUSIANA

Figura 23 CPF Cusiana



Fuente: Equion Energía, presentación Operación Equion Casanare – Colombia.

La primera Fase de operación, llamada Fase I, instalada en 1994, consiste en la instalación inicial de 4 trenes de separación de crudo, compresión de gas de proceso, deshidratación de gas, y compresión de gas para inyección a pozo con unidades reciprocantes. Posteriormente se instaló un tren adicional (Tren 5) con

etapas de proceso similares a las de los otros trenes. Esta fase se instala con las unidades de servicios industriales requeridos para el proceso, como gas combustible, sistemas de drenajes abiertos y cerrados, aire comprimido, sistemas de teas, inyección de químicos, además de las unidades de tratamiento e inyección de agua de proceso.

Adicional al procesamiento de crudo y el gas para inyección, en la Fase I del CPF se instala también la planta de gas para venta de 20 MMSCFD de capacidad y una unidad de refinación de crudo para obtener Diesel (COTU) con capacidad de 500 a 1000 BPD.

Posteriormente se realizó la instalación de la Fase II del CPF, en 1996, con la instalación de un sistema de recibo de crudo, con Slug Catcher, dos trenes de separación de crudo-gas y compresión del gas de proceso (trenes A y B), deshidratación del gas de proceso, compresión a inyección con turbinas, con sus respectivos servicios industriales.

En el 2002 se instala la planta de gas de ventas con capacidad de 40 MMSCFD (actualmente llevada a 68 MMSCFD) y en una etapa ulterior en el 2005 se realiza la instalación de una planta de gas de 140 MMSCFD para completar 180 MMSCFD de capacidad de procesamiento de gas para venta, planta llamada SGP o LTO I. Posteriormente en el 2010 se realizó la ampliación de esta planta, con instalación de un tren adicional de 70 MMSCFD llamado LTO II. Estas plantas gas contemplan la instalación de unidades de endulzamiento con amina, y unidades de ajuste de Dew point con un sistema de estabilización de condensados que eran recirculados al crudo separado.

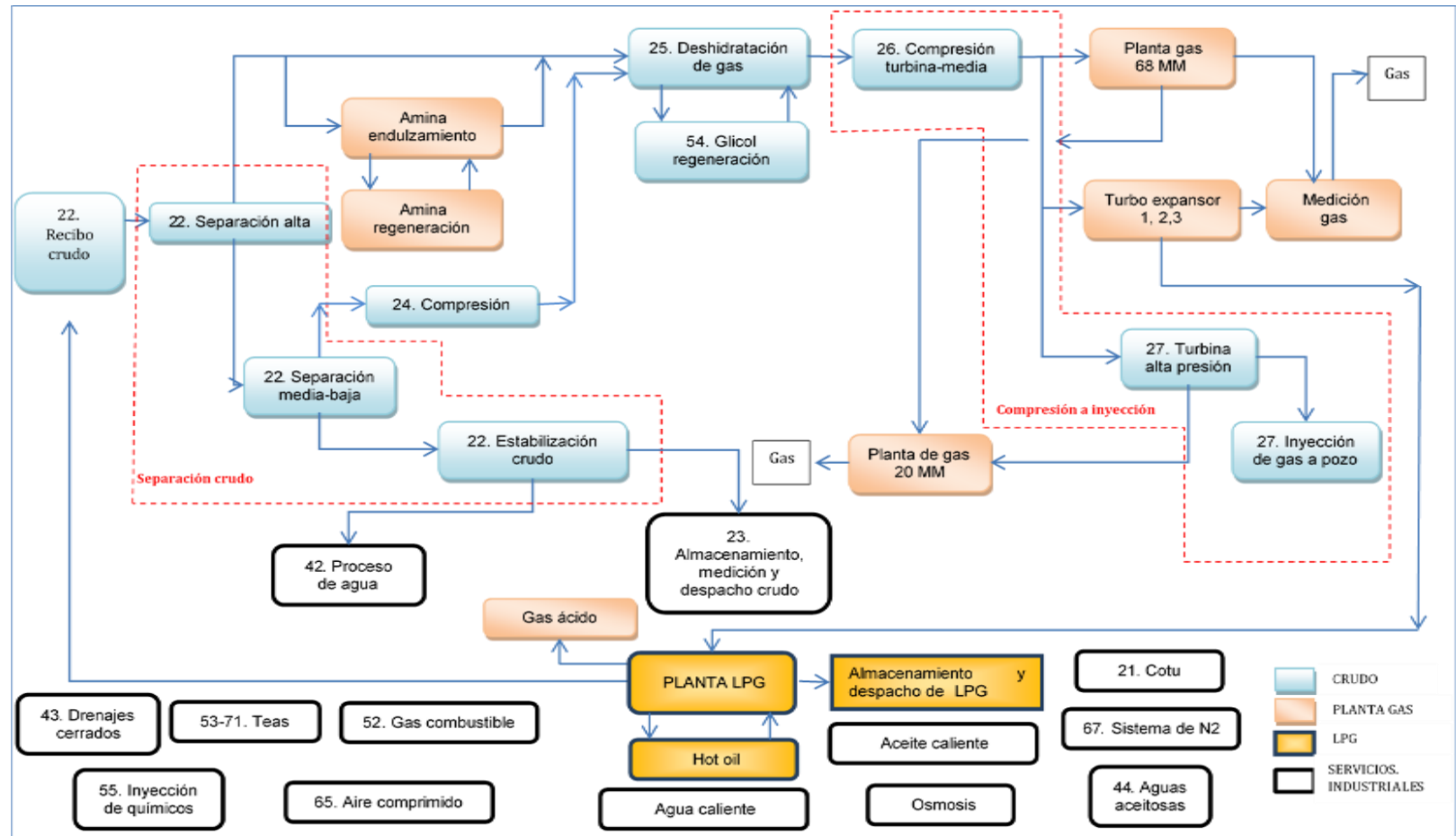
En 2011 se instala la planta de LPG, que incluye las unidades de fraccionamiento de LPG y condensados estabilizados y el sistema de almacenamiento y despacho en carrotanques. Con esta planta el CPF de Cusiana comienza la producción y comercialización de LPG.

Procesamiento de crudo: Planta construida con la Fase II de Cusiana. Contiene etapas de procesamiento de crudo, deshidratación de gas, regeneración de Glicol y compresión de gas a inyección.

Servicios industriales: sistema de aire comprimido, nitrógeno, gas combustible, diesel, planta COTU, sistema de tratamiento de agua de producción, agua potable, circuito de agua caliente, circuito de aceite caliente, Teas Fase I y Fase II y drenajes cerrados¹⁹.

¹⁹ Información basada en la fuente citada: Equion Energia Ltda, Manual General de Operaciones fase II DOCUMENTO No. FFD/F-PRM-900, Rev. 4

Figura 24 Diagrama General de CPF Cusiana



Fuente: Equion Energia Ltda, manual de operaciones fase II Cpf Cusiana. No. FFD/F-PRM-900. REV. 4

2.2 PLANTA DE GAS VENTAS

El CPF Cusiana cuenta con cinco unidades de tratamiento para producción de gas con calidad de venta. El gas entregado al gasoducto cumple con todos los requisitos exigidos por el RUT (Reglamento Único de Transporte). Dichas unidades (plantas de gas) básicamente realizan el control de punto de rocío de hidrocarburos (HC Dew Point Control), utilizando tecnologías de procesamiento diferentes; la unidad más pequeña conocida como Planta de Gas de ECP (SGP20) tiene una capacidad de producción de hasta 20 MMSCFD de gas con una especificación de Dew Point: 38°F @ 1215 psia en modo Joule Thomson, la otra conocida como Planta de Gas de JT (SGP68) posee una capacidad de hasta 60 MMSCFD de gas con una especificación de Cricondenthem: 5°F y se basa en un proceso de Joule Thomson para lograr la especificación establecida, las otras tres unidades de Control de Punto de Rocío (Unidad de Dew Point) de idénticas características, con una capacidad total de producción de hasta 210 MMSCFD de gas con un Cricondenthem de 20°F. De tal forma que se tiene una capacidad de gas venta de hasta 270 MMSCFD sin incluir la planta SGP20.

Para cumplir con todas las especificaciones requeridas por el RUT, la planta cuenta con dos Unidades de Endulzamiento (Unidad de Aminas) con una capacidad total de tratamiento de 336 MMSCFD de gas con un contenido actual a la entrada de CO₂ del 5.6% molar.

La alimentación a las cinco plantas de tratamiento de gas se realiza desde los turbocompresores MP2 o MP3 de Fase II de media presión, previo endulzamiento en las contactoras de amina²⁰.

2.3. DESCRIPCION DEL PROCESO PLANTA DE GAS

²⁰ Información basada en la fuente citada: Equion Energia Ltda, Manual General de Operaciones Plantas de Gas DOCUMENTO No.SGP/F-PRU-035, Rev. 3

El gas de producción tiene que ser tratado para cumplir con las especificaciones como gas de venta (Tabla 1). El tratamiento mínimo para un gas de producción es la deshidratación; sin embargo, dependiendo de la composición de dicho gas, los pasos típicos para su tratamiento y procesamiento de líquidos recuperados pueden ser los siguientes (ver Figura 7):

- Separación inicial
- Compresión
- Remoción de gas ácido
- Deshidratación (control de punto de rocío por agua)
- Control de punto de rocío por hidrocarburo
- Fraccionamiento y producción de LPG
- Estabilización de condensado

Casi en su totalidad los pasos involucrados en el tratamiento de gas obedecen a procesos de naturaleza física, con excepción del proceso de remoción de gas ácido (CO_2 y H_2S) que involucra reacciones químicas.

Las especificaciones de los productos gaseosos y líquidos se alcanzan por separación de los compuestos, mediante cambios en las condiciones físicas de temperatura y presión a las cuales están expuestos los fluidos. El contacto con otros compuestos tales como glicol y aceite de absorción, afecta las solubilidades relativas de ciertos compuestos, logrando su separación de la corriente de gas principal. Mediante el contacto con compuestos sólidos como la sílica-gel o tamiz molecular, se pueden separar algunos compuestos de la corriente de gas por el proceso de adsorción física. La destilación es el proceso usado para separar los hidrocarburos en las fracciones líquidas.

Tabla 5 Especificaciones Gas de Ventas - Reglamento Único de Transporte

Punto de rocío por hidrocarburo	+20 °F @ a cualquier presi
Poder Calórico Bruto (HHV)	950 - 1150 BTU/ft ³
Contenido de CO ₂	<2 mol % máximo
Contenido de Sólidos	< 30 ppm @ 10 micrones, tama
Contenido de H ₂ S	4 ppmv (0.25 grain/100 ft ³) máximo
Contenido de Azufre*	16 ppmv máximo
Contenido de Vapor de Agua	6 lbs/MMSCF, máximo
Condiciones de Entrega (Presión)	1200 psig @ 120 °F máx. / 40 °F mín.

(*) Esta especificación es función de las especies de azufre en el gas de producción. El proceso de endulzamiento con amina solo remueve componentes de azufre de bajo peso molecular.

2.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS CORRIENTES DE CARGA

Con base en el pronóstico de datos de simulación de reservorios desde el año 2004 al 2025 suministrado por bp (Equion) en el desarrollo del proyecto de la SGP-180, se alimentó el modelo de simulación de procesos y se establecieron dos Casos 2004 y 2013 listados a continuación:

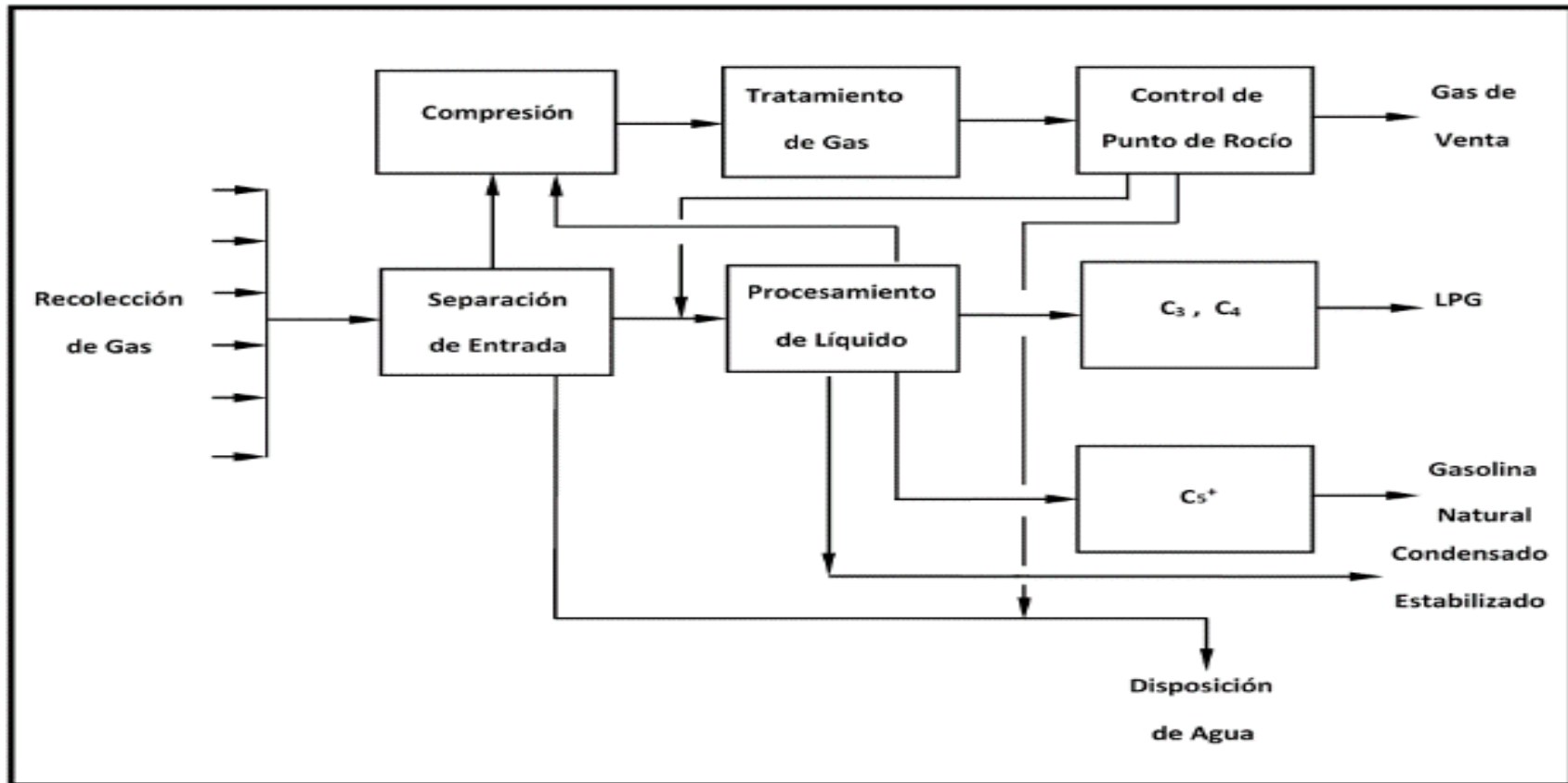
Tabla 6 Composición Molar de Corriente de Entrada al CPF

Componente	Año	
	2004	2013
Dióxido de Carbono (CO ₂)	5.06	7.23
Nitrógeno (N ₂)	0.57	0.54
Metano (CH ₄)	74.91	71.53
Etano (C ₂ H ₆)	10.87	11.13
Propano (C ₃ H ₈)	4.95	5.52
Isobutano (C ₄ H ₁₀)	0.92	1.10
N-Butano (C ₄ H ₁₀)	1.21	1.52

Componente	Año	
	2004	2013
Isopentano (C ₅ H ₁₂)	0.42	0.35
N-Pentano (C ₅ H ₁₂)	0.32	0.28
Hexano (C ₆ H ₁₄)	0.26	0.30
Heptano Plus (C ₇ +))	0.23	0.22
Vapor de Agua (H ₂ O)	0.28	0.28
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S), ppmv	6	9
Total Percent	100.00	100.00

El gas sin tratamiento (agrio y saturado con vapor de agua), pasa en su orden por los siguientes procesos para adecuarlo como gas de ventas: Endulzamiento con Amina, Deshidratación con Trietilenglicol (TEG) (existente fase II), Compresión (a través de turbo-compresor MP2 o MP3 de Fase II) y Control de punto de rocío de hidrocarburo (turbo expander 1, 2 y 3). Adicionalmente, el gas tratado a través de la unidad SGP-68 pasa por un sistema de compresión (boosting) y el gas tratado en la planta de ECP-SPG-20; luego las cinco corrientes de gas provenientes de las unidades de control de punto de rocío se mezclan y se despachan a los respectivos gasoductos previa fiscalización por un patín de medición dedicado. Los condensados separados en los separadores fríos de las unidades de control de punto de rocío de hidrocarburo, se procesan en una unidad de estabilización LPG.

Figura 25 Esquema de Planta de Procesamiento de Gas.



Fuente: Equion Energia Ltda.

2.5. UNIDAD DE ESTABILIZACIÓN DE CONDENSADOS PLANTA DE LPG

Con las plantas de gas ventas, se incluyó la planta de estabilización de condensados en el esquema operativo de Cusiana, donde se generan dos corrientes de gas:

- Gas del flash drum que es enviado al sistema de gas combustible de alta presión. Este gas combustible tiene un consumo máximo determinado por un número fijo de usuarios, lo cual constituye una de las causas que limita la carga de condensados a la unidad de estabilización.
- Gas de la cima de la torre desetanizadora, que se envía a la succión de los compresores de gas de proceso (DEMAG).

Posteriormente con la planta de GLP se incluyó una columna desbutanizadora que retira la mayor parte de los componentes propano y butano de los gases reduciendo significativamente el peso molecular del gas que se envía hacia los compresores de proceso DEMAG lo que ha estado afectando su operación y generando quemas de gas en la tea.

La planta de GLP es la encargada del tratamiento de los condensados no estabilizados de las plantas de gas ventas.

El objetivo de la planta es recuperar principalmente GLP operando bajo el esquema de “Producción de GLP”, o alternatively, recuperar un condensado estabilizado NGL operando bajo el esquema de “Producción de condensados estabilizados (NGL estabilizado)”; en ambos casos, procesando la mezcla de corrientes de las 5 unidades de tratamiento de gas mediante un proceso de separación física por destilación.

El alimento a este proceso es el condensado recuperado en las unidades de control de punto de rocío por hidrocarburo.

Las condiciones en el punto de entrada son:

- Presión de entrada (operación normal): 450-550 psig.
- Temperatura de entrada (operación normal): 40 - 70 °F.

La composición molar del alimento (parcialmente vaporizado) a este proceso se indica en la siguiente tabla:

Tabla 7 Composición Molar Corriente de Entrada a Proceso de Estabilización de Condensado Planta LPG

	Unidades	Planta JT-SGP	ECP SGP	Unidades existentes TE-1 Y TE-2	Nueva unidad TE-3
Corriente		1	2	3	4
Capacidad	MMSCFD	60	20	140	70
Presión	psig	550	550	550	550
Temperatura	°F	14.86	101.8	38.46	38.46
Flujo Másico	lb/h	35,764	4,448	80,040	40,020
Flujo @ Cond. Estándar	BPD	6,371	558.5	13,657	6,828
H ₂ S	%molar	0.0002	0.0002	0.0002	0.0002
CO ₂	%molar	1.9378	1.0823	1.8976	1.8976
Nitrógeno	%molar	0.1372	0.0410	0.1236	0.1236
Metano	%molar	41.2059	17.0311	38.9290	38.9290
Etano	%molar	19.3241	14.4976	19.5943	19.5943
Propano	%molar	17.2617	21.3809	18.1469	18.1469
i-Butano	%molar	4.4925	7.8963	4.7752	4.7752
n-Butano	%molar	6.6474	13.1913	7.0696	7.0696
i-Pentano	%molar	2.7737	6.9682	2.9412	2.9412
n-Pentano	%molar	2.2223	5.8910	2.3508	2.3508
n-Hexano	%molar	2.0790	6.1560	2.1799	2.1799
C ₇ -C ₁₀	%molar	1.8574	5.6784	1.9289	1.9289
C ₁₁ -C ₁₄	%molar	0.0579	0.1765	0.0599	0.0599
C ₁₅ -C ₂₀	%molar	0.0003	0.0011	0.0004	0.0004
H ₂ O	%molar	0.0027	0.0082	0.0025	0.0025
Σ		100	100	100	100

En todos los procesos de recuperación de NGL, uno de los pasos finales en la planta es la obtención del producto líquido deseado mediante el uso de una columna de fraccionamiento. Esta columna produce la corriente de fondo donde se obtiene el producto especificado y la corriente de cima la cual es reciclada al proceso o extraída de la planta como un gas residual producto.

El producto mezclado obtenido necesita entonces ser separado en productos útiles en una serie de una o más torres de fraccionamiento. El número y arreglo de estas columnas depende de la separación deseada de productos.

Si la corriente de NGL es una corriente rica en etano, el primer paso es separar el etano del propano y componentes más pesados en una deetanizadora. El producto de fondos obtenidos puede ser tratado por medio de una depropanizadora con el fin de separar el propano de los componentes más pesados, y si se desea un posterior procesamiento, el butano se puede separar en una columna debutanizadora.

Otra opción es tomar el producto de fondos obtenido de la deetanizadora y enviarlo a una torre debutanizadora de la cual se obtiene LPG en la cima y NGL en los fondos²¹.

2.5.1. Especificaciones de los productos. Los productos principales producidos en el proceso de separación son LPG y NGL. Las especificaciones de calidad de estos productos son las siguientes:

²¹ Información basada en la fuente citada: Equion Energia Ltda, Manual De Operación Planta Lpg Cusiana; DOCUMENTO No. LPG/F-PRM 121, Rev. 4

Tabla 8 Especificaciones de los productos

GLP	
Presión de Vapor @ 100 °F	208 psig máx. (NTC 2562 o ASTM D-2598), adicionalmente no debe exceder el valor calculado por la siguiente relación (NTC-2303): $P_v = 1167 - 1880$ (densidad relativa a 60 °F/60 °F)
Temperatura @ 95% evaporación	36 °F máx. @ Presión atmosférica (NTC – 2563)
Contenido de C2	6 % vol. líq. Máximo.
Contenido de C5 +	2 % vol. líq. Máximo.
Contenido de Agua	Ninguno
<u>NGL Estabilizado</u>	
Presión de Vapor @ 100 °F	12.3 psia máximo.
Presión @ B.L.	45 psig mínimo
Temperatura @ B.L.	90 °F mínimo

Como subproductos del proceso de separación se produce gas combustible de baja y alta presión. Las condiciones en el límite de batería (B.L.) de la planta, para estas corrientes son las siguientes:

- Gas combustible de baja presión (LP FG):

Presión : 80 psig

Temperatura : 95 °F

Caudal : 24 MMSCFD máximo

- Gas combustible de alta presión (HP FG):

Presión : 290 psig

Temperatura : 40 °F mínimo

Caudal : 22 MMSCFD máximo

2.5.2. Descripción de proceso. Los condensados provenientes de las actuales plantas de gas, serán tratados en la planta de LPG.

La planta está diseñada para operar bajo dos esquemas de operación según el producto que se requiera:

- **Operación LPG**

Este es el esquema de operación normal que se planea tener en la planta. La planta en este caso opera con la torre CT-84101 como deetanizadora, y la torre CT-84102 como debutanizadora, de esta última se obtiene el LPG de la cima y el NGL de fondos.

- **Operación Condensados Estabilizados (NGL)**

La producción de condensados estabilizados NGL es una alternativa que puede ser requerida cuando se presentan problemas de almacenamiento de LPG debido a problemas de retiro o de demanda. La planta tiene la posibilidad de operar en modo de estabilización de condensados utilizando las dos torres.

La planta de GLP está compuesta por:

- **SISTEMA DEL FLASH DRUM**

La corriente de condensados mezclados llega a la planta a una presión de 550 psig y una temperatura entre 50 y 100°F. Esta presión es regulada antes de llegar al tambor de estabilización de condensado flash drum a 305 psig. Al disminuir la presión se logra el despojo de los componentes C1 y parte de C2 de la corriente líquida y son enviados al sistema de fuel gas de alta del CPF Cusiana.

- **TORRE DEETANIZADORA**

Para recuperar la máxima cantidad de etano y producir una corriente de fondo con la mínima cantidad, se requiere de la torre deetanizadora, la cual es una columna de 5,5 ft de diámetro interno y 70 ft de altura. Consta de 25 platos de válvulas, de los cuales del 1 al 9 están instalados en la zona de absorción en donde se recupera el etano, y del 11 al 25 en la zona de despojo, en donde se reduce el contenido de etano en el producto de fondo.

El fraccionamiento en la torre deetanizadora produce por la cima una corriente con un 56% en metano, un 26% en etano y un 9% en propano y por el fondo un condensado no estabilizado que contiene 3% en etano, 22% en propano y 75% en hidrocarburos más pesados.

- **TORRE DEBUTANIZADORA**

La torre debutanizadora, es una columna de 6,5 ft de diámetro interno y 82'-10" de altura. Tiene instalados 35 platos de los cuales 15 están en la zona de rectificación y 20 en la zona de despojo. El objetivo de la operación de este equipo es la obtención de LPG por la cima y NGL por el fondo.

Los vapores de cima de la debutanizadora se condensan totalmente en el condensador de cima de la debutanizadora produciendo entre 105000 y 135000 lb/h de líquidos, los cuales se acumulan en el tambor de cima V-84102. La presión en este tambor se mantiene en 186 psig.

El líquido acumulado en el tambor de cima de la debutanizadora V-84102, es succionado por las bombas de LPG, cuya descarga se divide en dos corrientes así:

- Una corriente equivalente al 59%, la cual retorna como reflujo al plato 1 de la debutanizadora.

- Y el restante (5500-7500 SBPD) como LPG producto es enviado al sistema de almacenamiento de GLP.

- **AREA DE ALMACENAMIENTO**

En esta área se almacena el LPG producido por la planta. El producto que queda almacenado es luego transferido para su despacho. En caso de que el producto no cumpla con las especificaciones requeridas se recircula de nuevo al proceso, a la entrada del flash drum

En esta área se tienen los siguientes sistemas:

- Almacenamiento de LPG.
- Sistema de odorización
- Sistema de reprocesamiento y despacho de LPG.

El LPG producido es almacenado en 9 balas. En todo momento una bala debe estar en recepción, otra en revisión, otra en despacho y una más disponible para recibir. Las otras cinco balas pueden encontrarse con producto o vacías de acuerdo a la programación del día.

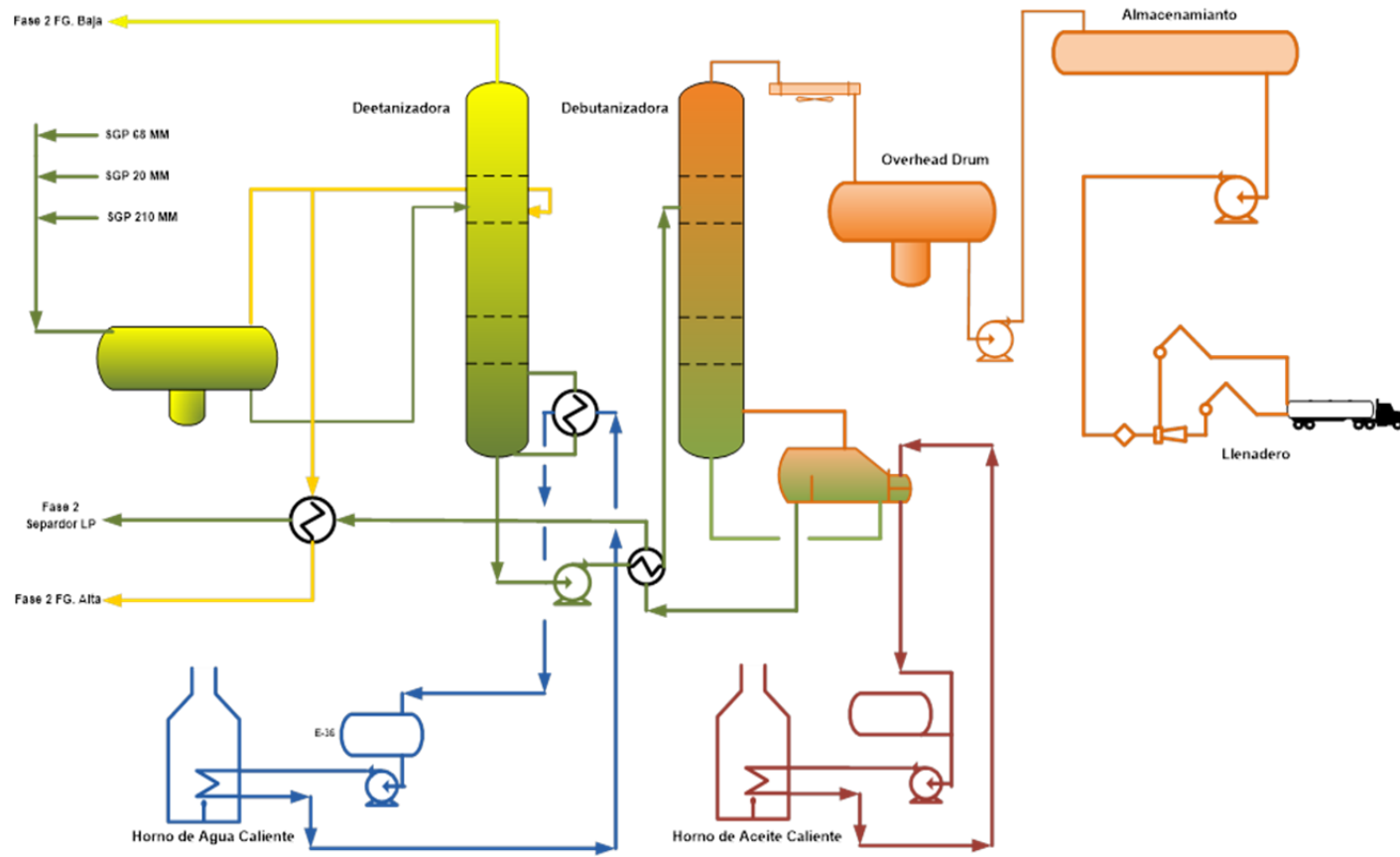
El sistema de almacenamiento tiene 5 bombas para entregar el LPG producto succionado de la bala con Visto Bueno (Vo.Bo) de control de calidad. Cada bomba tiene una capacidad del 100% de la capacidad diaria. La rata de flujo mínimo es garantizada con una válvula de control de recirculación.

Figura 26 Balas de almacenamiento de GLP CPF Cusiana



Fuente: Equion Energía

Figura 27 Diagrama General planta GLP Cusiana



Fuente: Equion Energía, presentación CPF Cusiana.

3. PROPUESTAS DE OPTIMIZACION PRODUCCION GLP CPF CUSIANA

El diseño original de la unidad las facilidades de separación crudo-gas-agua de Fase II en Cusiana contemplo dos trenes, y dos compresores para el manejo de los gases generados en los separadores de alta y media presión, enviándolos hacia la succión de las turbinas de reinyección de gas. Con la declinación del campo, las corrientes de crudo, agua y gas se redujeron a volúmenes que eventualmente podrían ser manejados por un solo tren de separación, objetivo para el cual se adelantan varios proyectos menores. Sin embargo el volumen de gas generado en la separación no alcanza a ser manejado por un solo compresor de gas de proceso (Demag).

La planta LPG del CPF-Cusiana se construyó con el fin de aprovechar los líquidos recuperados durante el tratamiento y producción de gas natural, para la obtención de GLP y NGL con una tasa nominal de producción de 7500 y 1900 bpd respectivamente. Producción que se ha logrado incrementar gracias a la adecuación de una serie de modificaciones mecánicas y operacionales que se han venido realizando en las plantas de gas y LPG.

Sin embargo, este incremento en producción de GLP y NGL no se ha podido mantener de manera sostenible debido a:

- El sacar de servicio progresivamente equipos de alto consumo del gas combustible de alta presión (Turbo-compresores y Turbo-generadores) producido durante el proceso de producción de GLP y NGL, como consecuencia de la importante disminución de gas, crudo y agua manejado en las facilidades de superficie del CPF-Cusiana.
- La imposibilidad de desviar mayor volumen de gas combustible de alta y baja presión a los compresores de gas de proceso, debido a que se encuentran al límite de su capacidad por el cambio en el peso molecular del

gas combustible producido durante el proceso de estabilización de condensados.

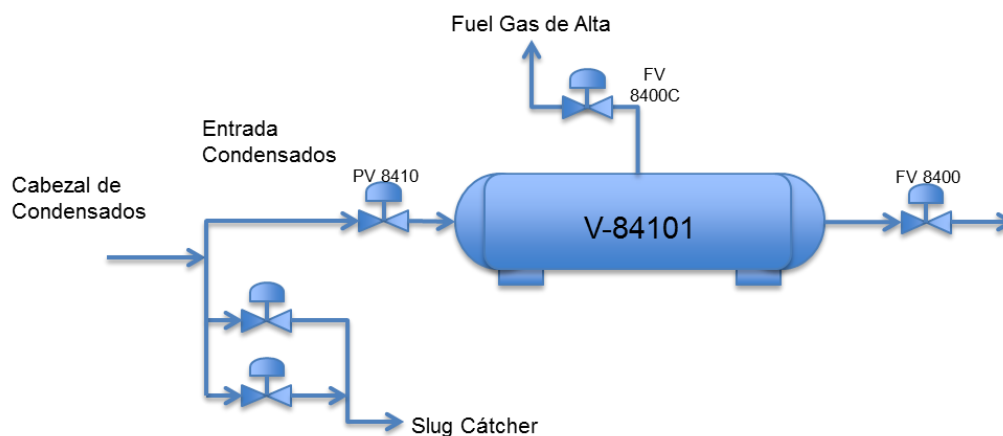
- La variabilidad en el proceso, como consecuencia de la influencia de la presión del gasoducto en las plantas de producción de gas natural.

Condiciones que han limitado la planta LPG debido a la dificultad de manejar la totalidad de gas desprendido durante el proceso de producción de GLP y NGL y la contrapresión generada en la vasija V-84101, al no tener fuentes de consumo del gas liberado en la misma.

De manera que el grupo de operaciones Cusiana busca la forma de optimizar el proceso de producción y aumentar de manera sostenible la producción de GLP y NGL, de lo contrario se tendrían las siguientes consecuencias:

- Continuar quemando 2500 MMscfd de gas al año como combustible de una turbina de reinyección rodando en vacío. (menos soporte al yacimiento).
- Se pierde la oportunidad de incrementar la producción de GLP en 700 bpd.
- Se pierde la oportunidad de incrementar la producción de NGL y GLP

Figura 28 Esquema actual entrada condensados a la planta GLP



Fuente: Equion Energía

3.1. MANEJO DE GAS A TRAVES DE LOS COMPRESORES DE GAS ACIDO K 85101 – K 85201

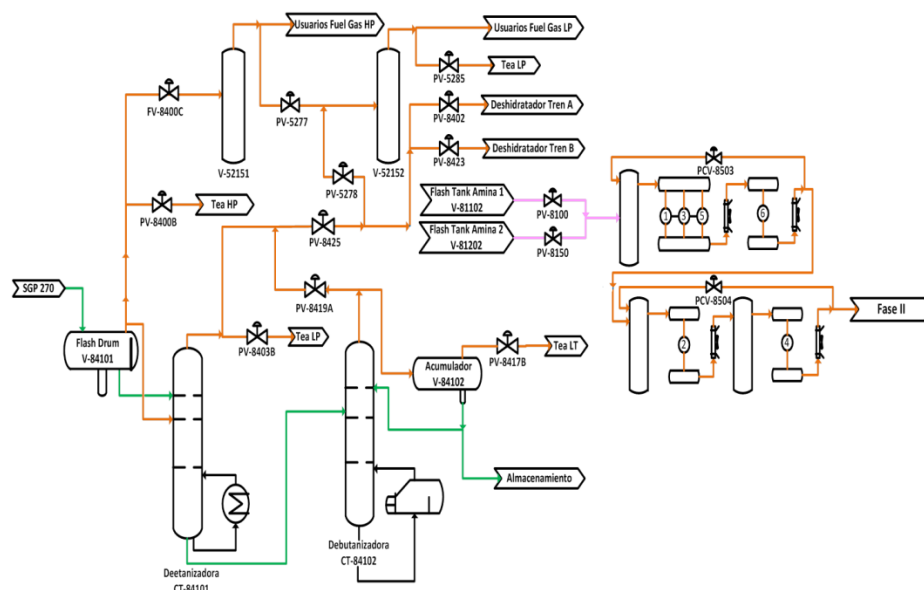
Se plantea la opción de operar los compresores de gas ácido (K-85101/201) para manejar los gases desprendidos en los Flash Tank de las plantas de endulzamiento y el gas de cima de las torres de fraccionamiento Deetanizadora y Debutanizadora.

3.1.1. Compresores de gas acido K 85101 – K 85201. Los compresores de gas ácido son dos unidades idénticas compuestas de compresores reciprocantes de cuatro etapas (K-85101, K-85201), de motor eléctrico con sus respectivas vasijas de succión e ínter etapas, botellas de succión y descarga, cilindros y aero enfriadores de descarga e ínter etapas; estos últimos montados en la misma estructura compartiendo ventiladores. La primera etapa toma el gas ácido proveniente de las Unidades de Regeneración de Amina el cual es recolectado en un cabezal de 20" y succionado por cada máquina a través de una línea de 18".

Estos equipos pertenecían al sistema de endulzamiento de la planta de gas ventas en el CPF Cusiana cuya función principal era desviar hacia los compresores de gas de proceso de Fase II (baja presión) el CO₂ y H₂S retirado en las unidades de endulzamiento.

Después de un manejo del cambio en la operación desde diciembre del 2013 se decidió retirarlos de servicio y dejarlos en modo preservación para ser utilizados en otro proceso. Desde esta fecha, el gas ácido (CO₂ y H₂S) desprendido en las torres regeneradoras de las unidades de endulzamiento de amina se ventea a la atmósfera.

Figura 29 Alineación Compresor de Gas Acido K-85101



Fuente: Equion Energía

3.1.1.1. Objetivo de la propuesta. Descongestionar la planta de GLP de tal forma que permita incrementar la producción de NGL y GLP y se logre una disminución de quemas sistema de fuel gas de alta presión a través del manejo de los gases desprendidos en los Flash Tanks de las plantas de endulzamiento (gas enviado a la Tea de baja presión) y en la cima de las torres de fraccionamiento de la planta de LPG.

3.1.2. Análisis técnico. Los compresores de gas ácido constan de cuatro etapas que incrementan la presión desde 5 psig hasta 530 psig y cuentan con dos reciclos, uno a la descarga de segunda etapa hacia la succión de primera y otro desde la descarga de cuarta etapa hacia la succión de la tercera.

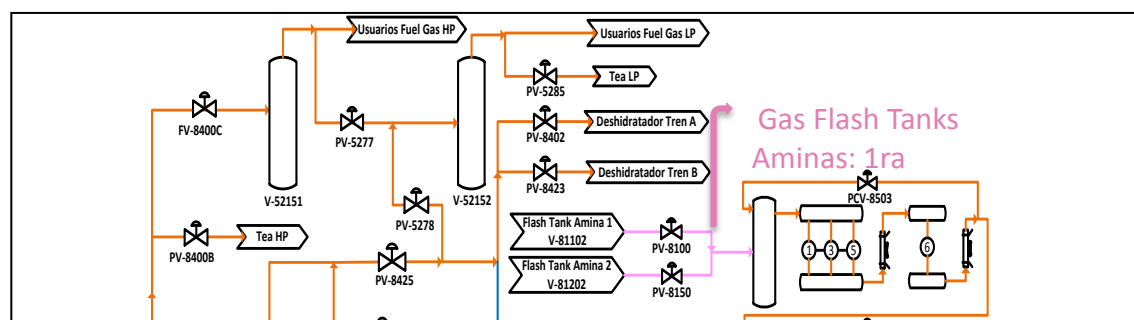
Dado que en la primera etapa solo se carga el gas proveniente de las unidades de endulzamiento, y la gran mayoría del gas ácido separado en la regeneración de

amina se está venteando a la atmósfera, la primera y segunda etapa operarían en vacío con la válvula de recirculación abierta para evitar la baja presión en la succión de primera etapa. Sin embargo, las otras dos etapas operarían a su máxima capacidad con el gas proveniente de la unidad de GLP y que se incorpora por la succión de tercera etapa. Este mezclado de corrientes produce un aumento en el peso molecular de la corriente comprimida desde 25 hasta 40 lb/lbmol. Esto produce generación de líquidos en la succión de la cuarta etapa, especialmente cuando la planta de GLP opera en modo de producción NGL. En la tabla a continuación se presenta un balance de materia para los escenarios de operación.

Tabla 9 Resumen de las condiciones de proceso simuladas de los compresores de gas ácido

	ETAPA			
	1 (V-8001)	2 (V-8003)	3 (V-8005)	4 (V-8007)
P succión [psig]	5	30	85	206
T succión [°F]	106	110	110	110
P descarga [psig]	35	90	214	546
T descarga [°F]	232	223	195	215
MODO GLP				
Flujo gas [MMSCFD]	2.201	6.603	10.603	10.603
PM [lb/lbmol]	25.1	25.1	35.3	35.3
Densidad [lb/ft ³]	0.082	0.1901	0.6151	1.511
Generación Líquidos [bpd]	-	-	-	93
MODO NGL, NO SE OPERARÁN LOS COMPRESORES BAJO ESTE ESQUEMA				
Flujo gas [MMSCFD]	2.201	3.60	3.60	3.60
PM [lb/lbmol]	25.1	25.1	41.78	37.87
Densidad [lb/ft ³]	0.082	0.1901	0.7491	1.692
Generación Líquidos [bpd]	-	-	-	788

Figura 30 Esquema propuesta de Operación Compresor K-8501

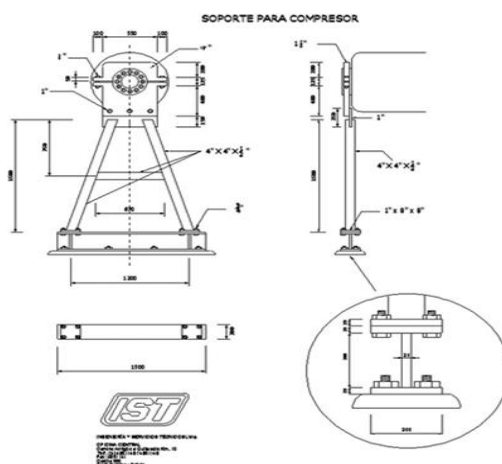


Fuente: Equion Energía

3.1.2.1. Evaluación de riesgos. Para poner en funcionamiento los compresores de gas ácido después de estar en stand by por el periodo de tiempo tan grande es necesario realizar el respectivo análisis que evidencie los riesgos a los cuales se expone la operación, la integridad de las personas y los equipos.

El análisis de riesgo realizado para el arranque de las unidades compresoras de Gas Ácido K-85101 & K-85201, bajo la condición operativa actual, favorece el ingreso de los líquidos en las etapas de compresión, con mayor severidad en la 3ra y 4ta etapa, arroja como resultado un riesgo Alto.

Se establece como controles adicionales la mejora en la soportería y el aumento en las frecuencias de monitoreo CBM, aún con estos controles el riesgo residual Bajo.



Fuente: Equion Energía

Es necesario realizar ajustes, del gas entrando a la tercera etapa con el objetivo de no exceder la capacidad de compresión de la cuarta etapa, que se estimó en 11 MMscfd.

En el momento que la planta se tenga que operar en modo NGL, con el objetivo de evitar daños en las cámaras de los cilindros de tercera y cuarta etapas, se recomienda apagar el compresor y ventear el gas hacia la tea o reversar la prueba. Para esto se recomienda configurar en el DCS una lógica que apague el compresor de gas ácido en el caso que las bombas de trasiego de GLP hacia las balas de almacenamiento, estén apagadas.

3.1.2.2. **Prueba de desempeño compresor de gas ácido K 85101.** Se procede a realizar la prueba de desempeño del compresor para evaluar el estado actual de los equipos.

Se realizaron varios intentos de arranque, sin éxito pero a partir de los cuales se realizaron una serie de ajustes a nivel de proceso y máquina, con el fin de corregir los motivos de parada de la máquina.

Se realizan los mantenimientos requeridos y se realiza la prueba funcional del compresor.

El compresor K-85101 permanece en línea por un periodo de 5 días, operando bajo la supervisión y monitoreo del grupo de mantenimiento Stork y Equion, cumpliendo con los controles establecidos en el análisis de riesgos.

- **ANALISIS DE RESULTADOS DE PRODUCCION**

El compresor K-85101 permanece en línea por un periodo de 5 días, operando bajo la supervisión y monitoreo del grupo de mantenimiento Stork y Equion, cumpliendo con los controles establecidos en el análisis de riesgos; luego de realizar una serie de cambios en los límites de presión y temperatura, en los bolsillos y válvulas de succión de la máquina.

Reducción del volumen de gas quemado en la Tea de baja presión en aproximadamente **1.7 MMscfd** Tea de alta y baja presión, cumpliendo con el permiso otorgado por el MME y la ANH garantizando un ahorro en pago de regalías de aproximadamente US\$ 650.000 por año.

Disminución de impacto en producción de GLP y NGL no cuantificable, debido a la influencia de gran número de variables de proceso y la

descongestión de la planta LPG con la adecuación de un nuevo usuario de gas de proceso.

No se observa incremento

Tabla 10 Resultados Prueba Compresor K-85101

	Quema Total (MMscfd)	Ventas de Gas (MMscfd)	Producción GLP (bpsd)	Producción NGL (bpsd)
Día 1	0.8	267	7116	1952
Día 2	0.2	265	6954	1926
Día 3	0.6	266	7096	1905
Día 4	0.2	236	7034	1923
Día 5	0.6	266	7171	1918

- **ANALISIS DE RESULTADOS DE MANTENIMIENTO**

Para las pruebas al compresor le fue realizada una inspección general donde fueron verificadas y remplazadas las válvulas que no se encontraran en condiciones, lubricadas e inspeccionadas la partes mecánicas del compresor.

Durante el ajuste a los bolsillos fue identificado que el bolsillo del cilindro 3 no se desplazaba por esa razón fue remplazado.

Se presentan señales de impactos altos en el cilindro 3 paran el equipo durante el proceso de carga, para poder hacer pruebas se elaboró un análisis de riesgo y se amplió el rango de parada por impactos en el cilindro

3, el compresor opero durante 10 minutos luego del cual paro por baja temperatura de la línea de descarga.

Se realizaron una serie de modificaciones a nivel de proceso y maquina con el fin de reducir la capacidad de compresión de la máquina, los niveles de vibración y la condensación de líquidos; manejado un volumen de Gas entre 5.5 y 6.5 MMscfd en la tercera etapa.

3.1.2.3. Conclusión. La puesta en funcionamiento del compresor de gas acido K 85101 no cumplió con el objetivo de incrementar la producción de GLP y NGL y si representa un riesgo alto para la integridad del mismo según los siguientes hallazgos evidenciados por mantenimiento:

- Daño soporte de bolsillo cilindro 2.
- Presencia de líquidos en cilindros 2 y 4 (etapa 3 y 4) Aceite de Lubricación Forzada.
- Presencia de Líquidos en línea de succión (presencia de bolsillo)
- Presencia de líquidos en etapas 1 y 2
- Altos niveles de Vibración de cilindros y tarjeta V-Gard
- Daño en válvulas de succión y descarga cilindro 2

La condición operativa actual, favorece el ingreso de los líquidos en las etapas de compresión, con mayor severidad en la 3ra y 4ta etapa, aun con los

controles adicionales mejorando la soportería y el aumento en las frecuencias de monitoreo CBM.

Por lo anterior mencionado se recomienda que las unidades no sean puestas en operación hasta que no se elimine el ingreso de líquidos con una solución de ingeniería del proceso definitiva.

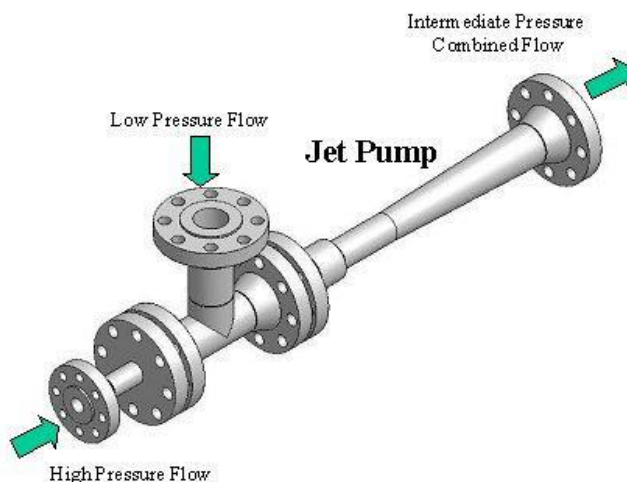
Se toma la decisión de descartar esta propuesta.

3.2. JET PUMPS PARA MANEJO DE GASES DE LA PLANTA GLP CUSIANA

3.2.1.1. **Alcance.** Teniendo en cuenta las limitaciones existentes en la producción de GLP, NGLs y alto volúmenes de quemas presentes en el campo Cusiana, se planteó la opción de implementar un sistema para manejar los gases que se generan en la desetanizadora y en el flash drum de planta de GLP comprimiéndolos con las Jet Pump y enviándolos hacia los compresores de reinyección de gas.

El sistema Jet Pump consiste en un eyector que utiliza un fluido motriz a alta presión (gas a 4500 psig en este caso) para arrastrar otro fluido que se encuentra a menor presión (gas a 200 psig), obteniéndose la mezcla a una presión de salida intermedia (500 psig).

Figura 32 Jet Pump



Fuente: Tecnologías Caltec Ltd. www.caltec.com

Con este esquema se pretende eliminar las limitaciones que se tienen para:

- El manejo de los gases de alta presión de la planta de GLP que contarían con una ruta alterna (hacia reinyección) permitiendo incrementar la producción de condensados estabilizados (NGLs).
- El manejo de los gases de baja presión que se producen en la cima de la torre desetanizadora de la Planta de GLP, al disponer de una ruta alterna hacia reinyección, permitiendo el incremento de aprox. 500 bpd en la producción de GLP.

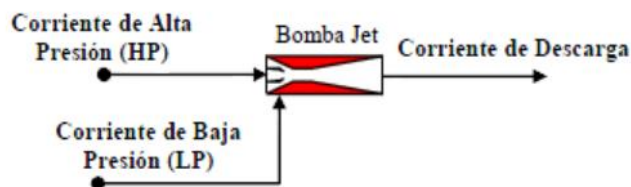
Como fluido motriz para los sistemas Jet Pump se utilizará una corriente de gas de las turbinas de reinyección de gas de alta presión (4500 psig), que se mezclará con las corrientes de gas a manejar y retorna a la succión de las turbinas de media presión de reinyección de gas a 500 psig.

La capacidad de recirculación en las turbinas de reinyección está disponible por la reducción en el volumen de gas que manejan actualmente respecto a su capacidad de diseño.

El proyecto contempla las siguientes actividades generales:

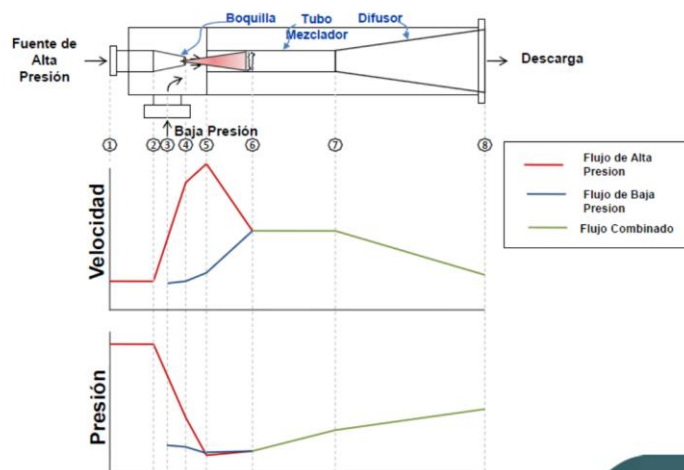
- Especificación y compra de dos sistemas Jet Pump.
- Ingeniería de interconexión de los 2 paquetes de Jet Pump.
- Instalación de los nuevos sistemas y construcción de los tendidos de tubería de las interconexiones.

Figura 33 Esquema Típico de una bomba Jet



Fuente: Tecnologías Caltec Ltd. www.caltec.com

Figura 34 Dinámica de Flujo Jet Pumps

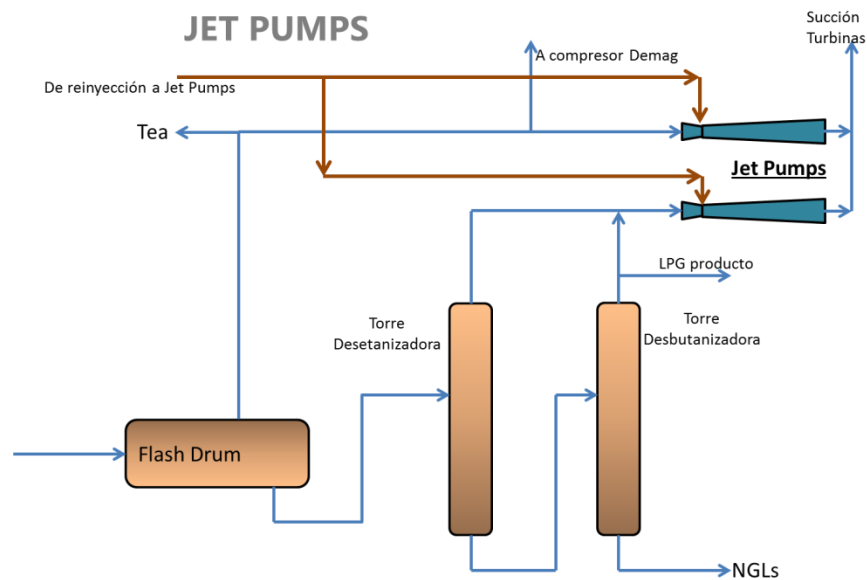


Fuente: Tecnologías Caltec Ltd. www.caltec.com

Los objetivos principales son los siguientes:

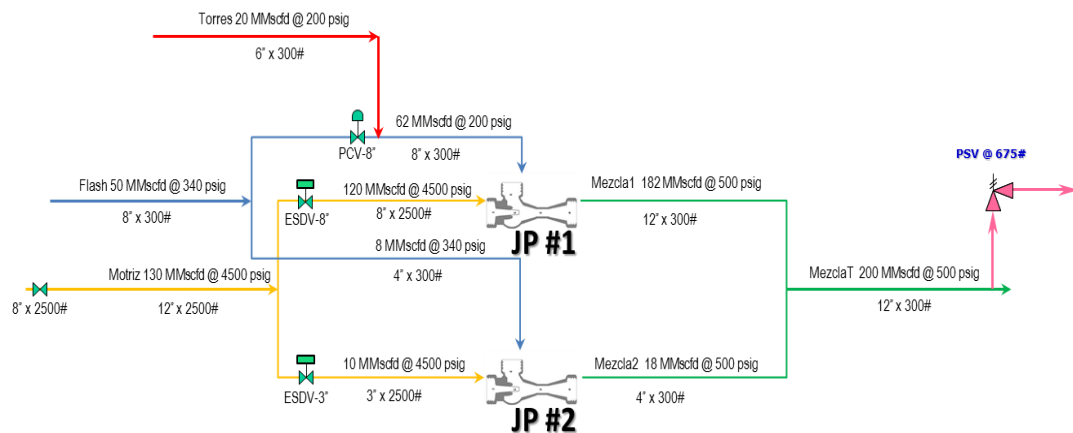
- Incrementar la producción NGL y GLP.
- Aprovechar la energía disponible en la recirculación de gas de los turbocompresores de reinyección, como fluido motriz en las Jet Pump, para el manejo de las corrientes de gases.
- Disminución de quemas en las plantas de proceso.

Figura 35 Esquema de instalación de las JET PUMPS



Fuente: Equion Energia

Figura 36 Esquema general para la implementación del sistema Jet Pump



Fuente: Equion Energia

3.2.2. Resultados esperados. Los beneficios esperados con la instalación de las Jet Pumps serían:

- **Condensados:**

- Una producción incremental de 350 bpd de condensados estabilizados como caso base
- Una producción incremental de 210 bpd de condensados estabilizados para el downside.
- Una producción incremental de 515 bpd de condensados estabilizados en el caso upside.

La producción de condensados depende de la temperatura de operación que se tenga en las vasijas frías de las plantas de gas. Para el estimado de la producción incremental se usaron temperaturas que varían entre 0°F y -10°F, siendo la temperatura más baja la que entrega el caso upside.

- **GLP:**

- Una producción incremental de 500 bpd de GLP como caso base
- Una producción incremental de 420 bpd de GLP en el caso downside.
- Una producción incremental de 770 bpd de GLP en el caso upside

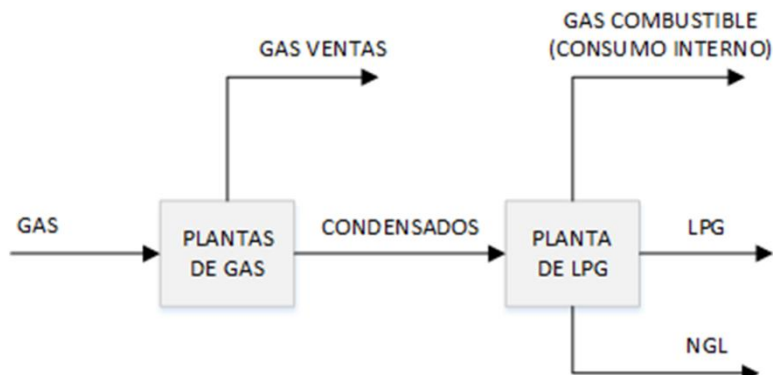
No hay incremento en costos de operación por efecto de las modificaciones introducidas por el proyecto.

3.3. PRE-FLASH PARA DESCONGESTIONAR EL FLASH DRUM DE LA PLANTA LPG CPF-CUSIANA

Teniendo en cuenta las limitaciones existentes anteriormente mencionadas, se plantea la opción de instalar una etapa adicional de separación de gases de los condensados sin estabilizar, antes de su ingreso a la Planta de GLP.

El Preflash consiste básicamente en una vasija de separación bifásica operando a ~500 psig que retira 80% de los gases que actualmente se separan en la vasija Flash de la Planta GLP, y los envía hacia reinyección, mientras los condensados siguen hacia el tambor Flash de la Planta de GLP, donde se despresurizan a 300 psig. Con este esquema se elimina la limitación de manejo de gases de alta presión de la planta de GLP que contarían con una ruta alterna (hacia reinyección).

Figura 37 Esquema Actual



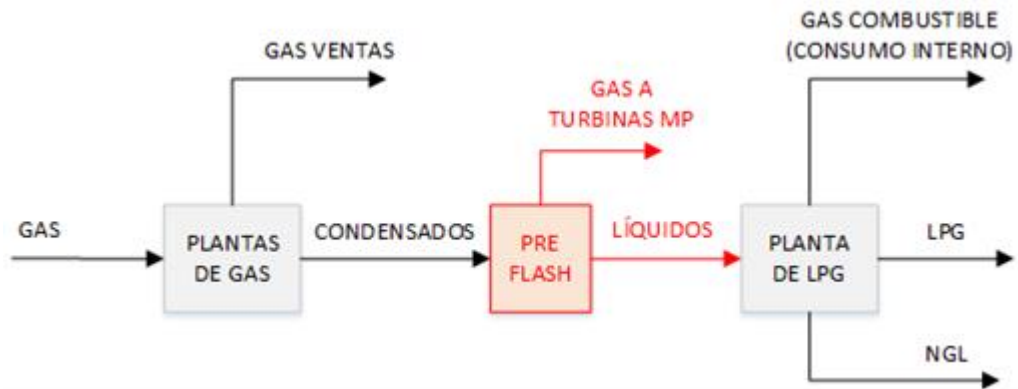
Fuente: Equion Energia Ltda.

3.3.1.1. Alcance. El proyecto consiste en la adición de una etapa de separación previa a la que se efectúa en el Flash Drum V-84101 de la planta LPG, para lo cual se requiere de:

- La adecuación del separador de gas de proceso V-25101 como separador adicional de estabilización de condensados.
- La construcción de los tramos de tubería entre: El cabezal de recolección de condensados de las plantas de gas y la entrada del separador de gas de proceso V-25101, la salida de líquidos del separador de gas de proceso V-25101 y la entrada del Flash Drum V-84101 y la salida de gas del V-25101 hacia el cabezal de succión de compresores de media presión.

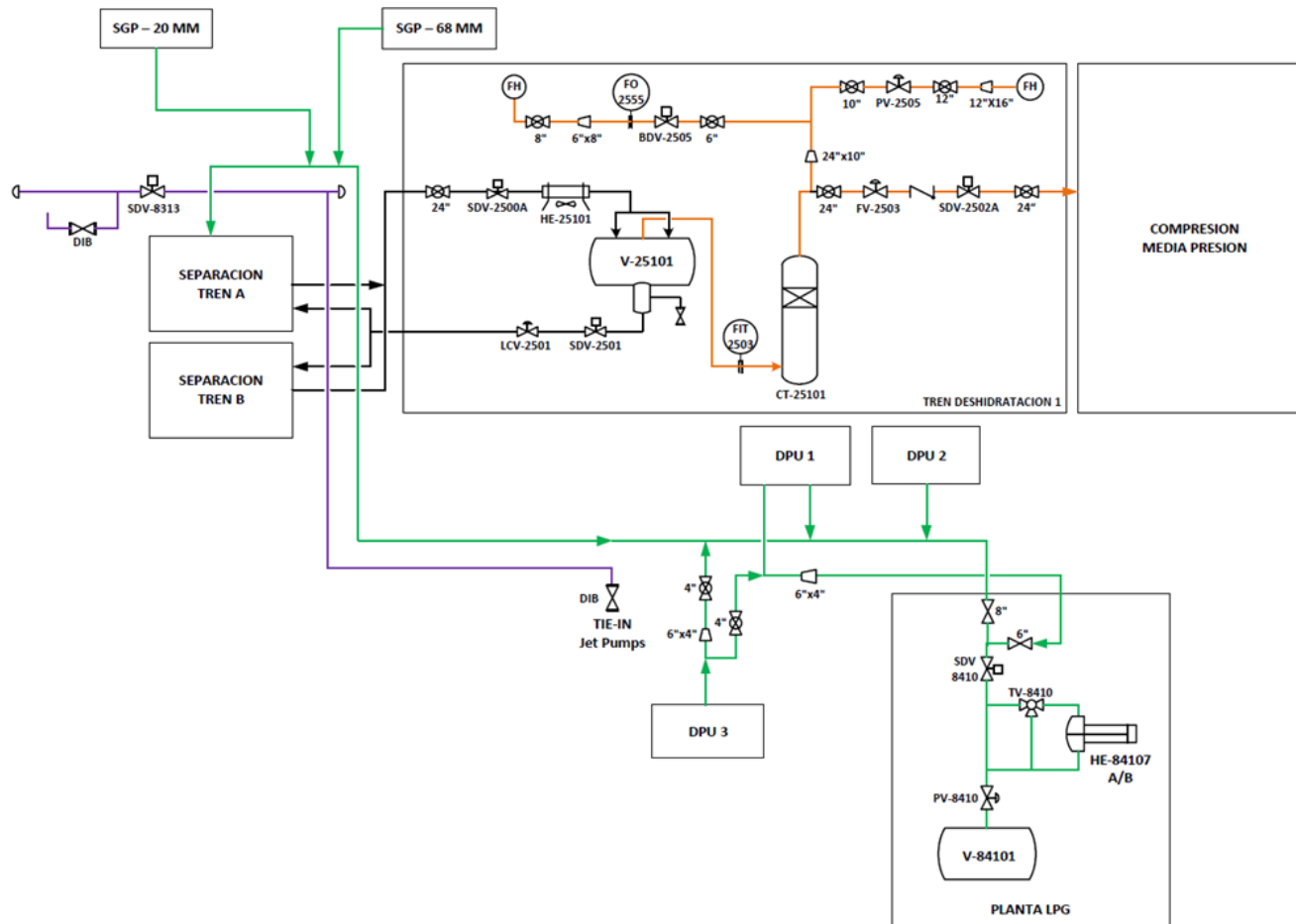
El balance de gas debe garantizar que se mantenga el suministro de gas combustible de alta presión a los usuarios que son abastecidos actualmente con el gas separado en el tambor flash V-84101 de la Planta de GLP, esto se logrará incrementando el volumen de gas tratado en una unidad de gas combustible de Fase-II, que se encuentran trabajando a mínima carga.

Figura 38 Esquema general para la implementación del sistema Preflash



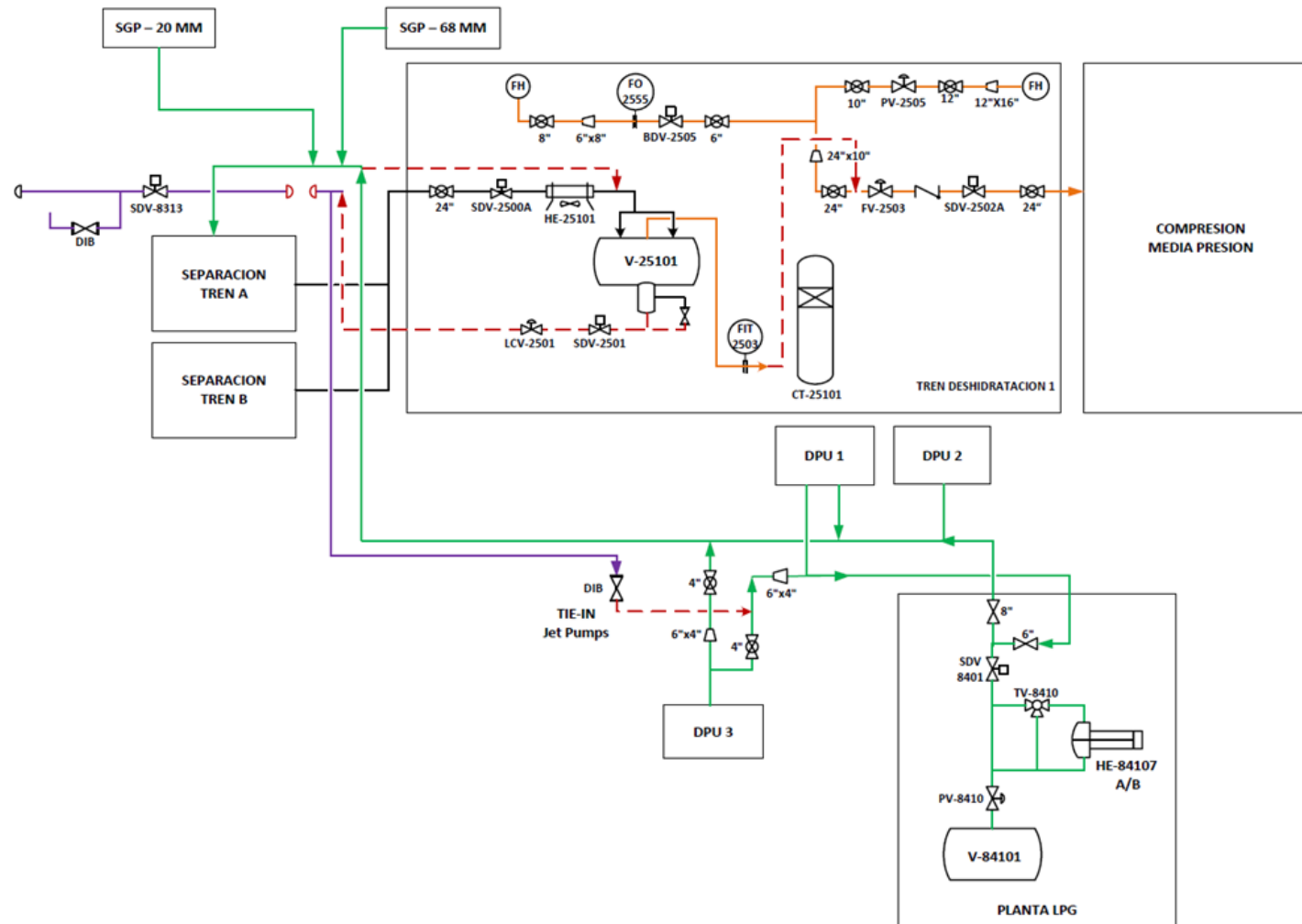
Fuente: Equion Energia Ltda.

Figura 39 Esquema actual



Fuente: Equion Energia Ltda

Figura 40 Esquema propuesta Pre Flash



Fuente: Equion Energia Ltda

3.3.1.2. Resultados esperados

- **Producción:**

- Incrementar de manera sostenible 500 BPD la producción de GLP.
- Incrementar de manera sostenible 90 BPD la producción de condensados estabilizados (NGL)

- **Flexibilidad:**

- Mayor flexibilidad de operación de la planta LPG, permitiendo mayor control sobre el proceso e independencia de variables determinantes como la presión del gasoducto.

- **Quemas:**

- Reducción del volumen de gas al permitir mayor flexibilidad del proceso y no operar al límite de operación de apertura de válvulas hacia la Tea. Eliminar la quema de 7.0 MMscfd de gas, (5.5 MMscfd Turbina rodando en vacío + 1.5 MMscfd en la tea).

4. ANALISIS FINANCIERO

Después de realizar el análisis técnico y viabilidad de las propuestas se estudiara la inversión requerida y el tiempo de recuperación de misma, determinando así cual es la propuesta más rentable para la empresa.

4.1. JET PUMPS PARA MANEJO DE GASES DE LA PLANTA GLP CUSIANA

El costo total estimado para la implementación de este proyecto es de US\$ 9 MM orden de magnitud incluyendo costos directos, allocations, IVA Capitalizable e IVA descontable.

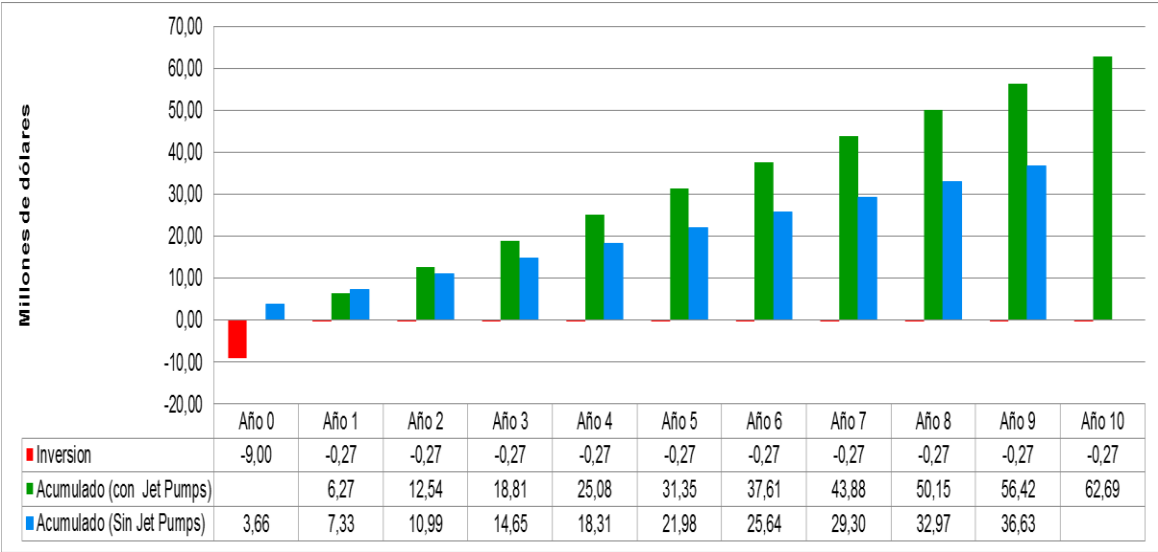
Los resultados esperados en optimización de producción adicional de GLP, NGL y reducción de quemas los próximos 10 años son los mostrados en la figura 42.

Tabla 11 Análisis Resultados

FLUJO DE EFECTIVO NETO	
AÑO	VALOR
1	\$42.034.400,00
2	\$41.777.472,00
3	\$41.509.656,00
4	\$41.230.989,00
5	\$40.940.867,25
6	\$40.638.044,81
7	\$40.321.856,05
8	\$39.991.602,06
9	\$39.645.936,96
10	\$39.284.090,21
INVERSION (US\$)	\$ 9.000.000,00
VPN=	\$163.591.285,24
TIR=	280%

La ejecución de este proyecto genera una rentabilidad a 10 años mayor a los de US\$ 163 MM, lo que garantiza la recuperación de la inversión en el segundo año de operación de las Jet Pumps con rendimiento máximo de inversión del 280%.

Figura 41 Inversión / Ingresos Proyectados Jet Pumps



4.2. PRE-FLASH PARA DESCONGESTIONAR EL FLASH DRUM DE LA PLANTA LPG CPF-CUSIANA

El Costo total estimado para la implementación de este proyecto es de **1.92 MMUS\$**, incluyendo la ingeniería, la compra de equipo, instrumentos, tuberías/accesorios, y su instalación e interconexiones con los equipos existentes en la Planta de GLP.

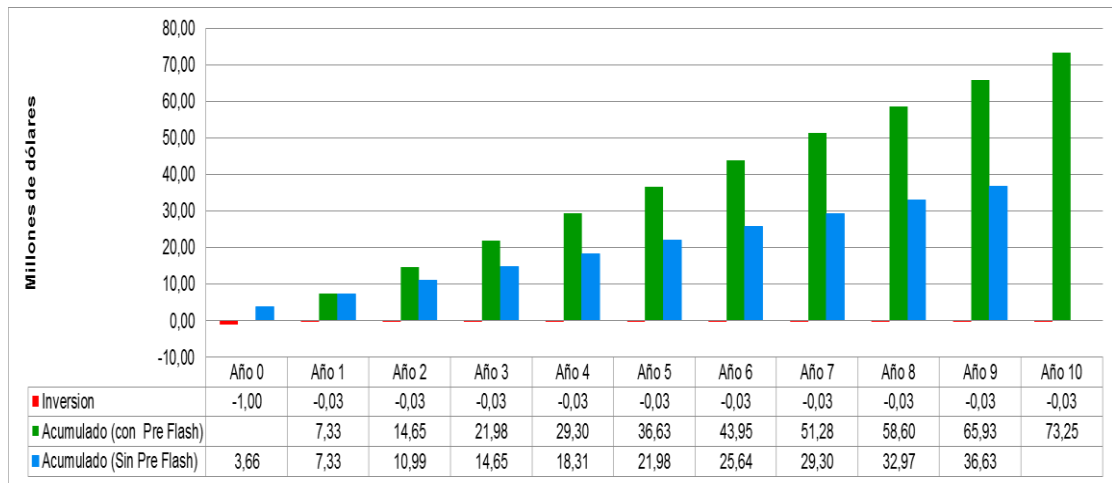
Tabla 12 Análisis de Resultados

FLUJO DE EFECTIVO NETO	
AÑO	VALOR
1	\$44.124.000,00
2	\$43.958.088,00
3	\$43.784.676,00
4	\$43.604.001,00
5	\$43.416.281,25
6	\$43.219.879,31
7	\$43.014.973,08
8	\$42.800.494,73
9	\$42.575.965,67
10	\$42.341.495,35
INVERSION=	\$ 1.920.000,00
VPN=	\$180.713.860,01
TIR=	294%

Los resultados esperados en optimización de producción adicional de GLP, NGL y reducción de quemas los próximos 10 años son los mostrados en la figura 43.

La ejecución de este proyecto genera una rentabilidad a 10 años mayor a los de US\$ 180 MM, lo que garantiza la recuperación de la inversión en los primeros 7 meses de operación de las (Jet Pumps) de la vasija pre flash con rendimiento máximo de inversión del 294%.

Figura 42 Inversión / Ingresos Proyectados Pre Flash



4.3. SELECCIÓN DEL PROYECTO

La ejecución del proyecto del Pre Flash proyecta mayor rentabilidad y máximo rendimiento con un bajo costo de inversión, adicional a los beneficios relacionados a continuación:

- Utilización de una vasija disponible.
- No necesita de implementación de sistemas instrumentados lo cual disminuye el tiempo de montaje.
- Se requieren varias líneas de tubería, de fácil adquisición (60% de la tubería a utilizar es existente).
- Rápida implementación.
- Expansión del mercado de LPG.

La propuesta de la implementación de las Jet Pumps aunque reflejan excelentes proyecciones de rentabilidad y rendimiento de la inversión requieren de un elevado costo de implementación y de mantenimiento permanente a los equipos, adicional

se requiere de la utilización de gas de inyección para colocar los livianos de la planta de LPG en la succión de las MP de reinyección lo que genera incertidumbre a corto plazo debido a la declinación de producción de gas del campo y por ende disminución del volumen de gas disponible para reinyectar. Impacta directamente en la declinación del gas destinado para reinyección.

Por lo anteriormente mencionado se recomienda la instalación del Pre Flash en la planta de GLP campo Cusiana para la optimización en la producción de GLP y NGL.

Según GASNOVA (Unión de Empresas Colombianas de Gas Propano) Actualmente se presenta un déficit de GLP en el país lo que genera una excelente oportunidad de negocio para la planta de GLP en el campo Cusiana.

La producción actual de GLP en la planta Cusiana es comercializada en su totalidad diariamente dejando sin stock de almacenamiento el campo como estrategia para satisfacer eventos de baja producción en el país como la crisis energética que se presentó en el 2016 con el daño sufrido en la planta de producción Termoyopal la cual redujo significativamente la oferta de GLP en el país.

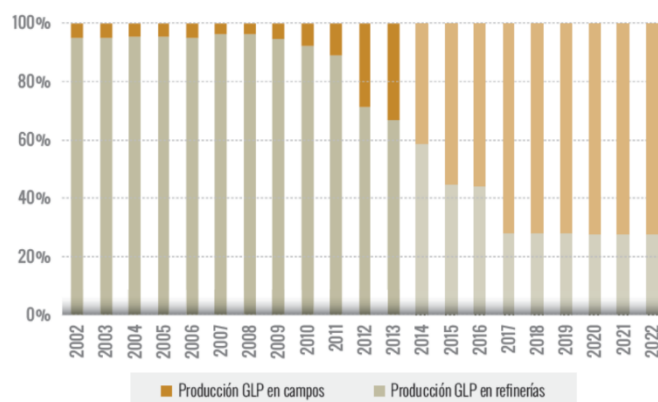
La optimización en la producción de GLP con la implementación del Pre Flash se muestra como una excelente opción de generación de valor para la compañía ya que actualmente la demanda sobre el GLP de Cusiana va en aumento debido a su composición la cual es atrayente para los nuevos mercados.

Tabla 13 Calidad GLP Cusiana

Cusiana									
Mes	% C1 y C2	% C3	% C4	%C5	Densidad relativa	Densidad kg/gal	P. Calor. (BTU/lb)	P. Calor. (BTU/lb)	P. Calor. (BTU/lb)
2011	3	49	48	1	0,536	2,0266	21,325	47,013	95,275
2012	2	52	45	0	0,5343	2,0201	21,334	47,032	95,011

Según las proyecciones realizadas por Unidad de Planeación Minero Energética UPME se espera que la máxima producción de GLP este en los campos y no en las refinerías como se muestra en la figura 43.

Figura 43 Distribución de la producción de GLP, según su origen



El GLP, que en Colombia ha emprendido un importante proceso de fortalecimiento en términos de sus usos, está siendo tomado como fuente de energía para diferentes proyectos; por ejemplo, Ecopetrol tiene proyectado la creación de una planta de generación eléctrica la cual va a funcionar a partir del GLP y que alcanzaría una capacidad de 20 MW.

5. CONCLUSIONES

- La producción de gas natural en el país se presenta actualmente como un gran reto para el soporte energético de la nación debido a la declinación progresiva que en los diferentes campos de producción; dentro de algunos años las reservas de gas natural no serán capaces de satisfacer la demanda que va en aumento, por lo cual se presenta como una buena oportunidad de negocio para el GLP de Cusiana.
- La producción y distribución del GLP es más rentable y su generación de energía es más confiable y amigable con el medio ambiente lo cual ha originado el interés de nuevos inversionistas lo cual genera oportunidades de negocio para la compañía.
- El transporte y almacenamiento de GLP en el país demuestra una ventaja sobre los otros combustibles energéticos ya que este puede llegar a satisfacer requerimientos energéticos a las comunidades menos pobladas, ciudades distantes y áreas rurales las cuales no cuentan gasoductos ni redes eléctricas.
- El maximizar la capacidad de producción de GLP de la planta Cusiana es una opción segura que garantizara el suministro de GLP al país por parte de Ecopetrol cuando se presenten fallas operativas o disminución en la capacidad de producción en las refinerías del país.
- La incursión de la planta de GLP Cusiana al mercado nacional cambio el panorama de oferta de GLP en el país garantizando excedentes sostenibles de producción a mediano y largo plazo.

- Se consideraron tres opciones para la optimización en la optimización de la producción de GLP y NGL, siendo descartada la primera propuesta por afectación directa a la integridad de los compresores de gas ácido; la segunda opción con la instalación de las Jet Pumps reflejaron alta rentabilidad en la inversión del proyecto y cumple con el objetivo de incrementar la producción de productos blancos pero a un elevado costo de implementación y mantenimiento de equipos. Por lo anteriormente mencionado se recomienda la ejecución de la vasija Pre Flash por su bajo costo en la implementación y no requiere mantenimiento adicional en el futuro.
- El análisis operacional realizado a las propuestas sirvieron como base para determinar la viabilidad en la ejecución de las mismas, salvaguardando la integridad en las personas, equipos y medio ambiente en el campo Cusiana.
- Con la instalación del pre flash se descongestiona en un 80% el gas liberado en la vasija Flash, permitiendo elevar la producción de productos blancos en la operación de la planta de GLP.
- Se espera lograr una reducción significativa en las quemas generadas en las operaciones del campo Cusiana reflejado en el no pago de multas a la AHN.
- Se evidencia la importancia de los análisis financieros en la selección de proyectos como base para asegurar la rentabilidad de la inversión realizada por la compañía.

- El reinyectar el exceso de gas liviano saliendo del pre flash ayudaría el recobro de líquidos del campo Cusiana, no se quemaría el gas que no se procesa ni se consume en la planta ayudando a darle energía natural al yacimiento.
- La producción diaria de GLP de la planta Cusiana se comercializa en su totalidad por la calidad en el contenido del producto; esto nos garantiza que la producción de GLP adicional que se obtendría con la instalación del Pre Flash seria comercializada en su totalidad.
- La zona central del país (Bogotá, Cundinamarca y Boyacá) se abastece en su mayor parte de la planta de GLP de Cusiana debido a la facilidad de suministro y transporte de GLP lo cual asegura el mercado para la producción esperada con la instalación del pre flash.
- La coyuntura de precios actuales, potencializa el GLP como un combustible de alto grado de preferencia gracias a su bajo costo (USD\$17 bbl). Esto facilita la colocación del 100% de LPG producido en el mercado garantizando el recobro de las inversiones realizadas en optimización de plantas para incremento de producción y eficiencia.

6. RECOMENDACIONES

- Con la declinación que viene presentando el campo Cusiana se recomienda la implementación del proyecto de pre flash lo cual reduce significativamente las quemas en las teas garantizando un mayor aprovechamiento del gas.
- Se recomienda la implementación del pre flash como medida de optimización de producción de GLP y NGL ya que la inversión requerida es significativamente menor que la de la compra e instalación de las Jet Pumps, el resultado en aumento de producción es relativamente igual y la inversión es recuperada a los 7 primeros meses de funcionamiento del proyecto.
- La planta de GLP Cusiana presenta una excelente comercialización de GLP debido a su calidad, dejando baja existencia diaria de producto en las balsas de almacenamiento; por esta razón se recomienda la ejecución del proyecto de instalación de la vasija pre flash lo cual garantiza una mayor rentabilidad en ventas para la empresa.
- La instalación del pre flash representa una menor inversión debido a la utilización de una vasija disponible, no necesita de implementación de sistemas instrumentados lo cual disminuye el tiempo de ejecución; por lo cual es recomendable la selección de este proyecto para el incremento en la producción de GLP y NGL de manera sostenible.
- El proyecto de compra e instalación de las Jet Pumps resulta ser muy atractivo por los resultados esperados y la pronta recuperación de la inversión; no es viable ante la alta declinación del gas destinado para reinyección y el alto costo de implementación.

- No se recomienda poner en funcionamiento los compresores de gas ácido debido a las fallas recurrentes evidenciadas en las pruebas realizadas; al alinear nuevamente estos equipos se está arriesgando la integridad de los mismos, de las personas y del medio ambiente.

BIBLIOGRAFIA

BACA URBINA. Gabriel. Evaluación de proyectos. 4 ed. México: Mc Graw Hill. 2001.

COLFECAR. Estudios económicos. Gas licuado de petróleo: ¿una opción de combustible para el transportador de carga por carretera?. 2014.

CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas). Informe de gestión 2014-2015.

EQUION ENERGIA LTDA. Manual General de Operaciones Plantas de Gas. DOCUMENTO No.SGP/F-PRU-035, Rev. 3. 2011

EQUION ENERGIA LTDA. Manual De Operación Planta Lpg Cusiana; DOCUMENTO No. LPG/F-PRM 121, Rev. 4. 2011

EQUION ENERGIA LTDA. Manual General de Operaciones fase II DOCUMENTO No. FFD/F-PRM-900, Rev. 4. 2011

FIGUEROA ALCÁZAR. Hermes. Economía: Es la hora del GLP, afirma el Ministro de Minas. En: El Universal, Bogota. 2014. URL: <http://www.eluniversal.com.co/economica/es-la-hora-del-glp-afirma-el-ministro-de-minas-150065>>.

NORMA TECNICA COLOMBIANA. Petróleo y sus derivados, especificaciones para gases licuados del petróleo. 2002.

SILVA BRACHO, Frankiln Jose. Tratamiento y procesamiento del crudo y del gas natural. Santa Cruz – Bolivia, 2012.

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS: Informe Sectorial Energía Eléctrica, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo. Bogotá 2013.

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). La cadena del gas licuado del petróleo en Colombia: Actualización 2005.

UPME, “Cadena del gas licuado de petróleo”, Ministerio de Minas y Energía Colombia, 2013.

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023. Febrero 2015

UPME (Unidad de Planeación Minero Energética). Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2024. Agosto 2015.