

**ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS
PRODUCIDO EN CAMPO GUADUAS**

LUIS FERNANDO RODRÍGUEZ GUERRERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCRABUROS
BUCARAMANGA**

2017

**ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS
PRODUCIDO EN CAMPO GUADUAS**

LUIS FERNANDO RODRÍGUEZ GUERRERO

Monografía para optar al título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos

Director

**OSCAR ADOLFO ORTEGON GÓMEZ
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCRABUROS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

*A Dios, a mis Padres Luis Alfonso Rodríguez y Marina Guerrero, a mi esposa
Luz Nelly Echeverry y a mi Hermana Luz Myriam Rodríguez
Por su amor, apoyo incondicional, por ser ellos la razón y la motivación.*

Luis Fernando Rodríguez G.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a:

Pacific Estratus Energy Corp, por su apoyo mediante sus políticas la capacitación y entrenamiento, por el acceso a la información y recursos que hicieron posible la realización de este proyecto.

Escuela de Ingeniería de Petróleos, a todo el personal docente de la especialización por los conocimientos y experiencias compartidas. Al personal administrativo por su apoyo en todo momento.

Oscar Ortegón, director de esta monografía, por su apoyo, enseñanzas y valiosa colaboración.

A mis compañeros de trabajo por sus aportes y orientación durante el desarrollo de este trabajo.

A todas aquellas personas que de una u otra forma hicieron posible la culminación de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. IDENTIFICACIÓN DE PROCESOS CAMPO GUADUAS	19
1.1 GENERALIDADES CAMPO GUADUAS.....	19
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.	22
1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO.	23
2. MARCO TEORICO	26
2.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE.....	26
2.1.1 Descripción de los equipos	29
2.2 GAS NATURAL.....	32
2.2.1 Origen y características del gas natural	34
2.2.2 Usos del gas natural	35
2.3 TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL.	36
2.4. MARCO DE POLITICA Y REGULATORIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.....	42
2.5 BASES Y PREMISAS.	51
2.5.1 Red Colombiana de gasoductos	51
2.5.2 Sistema de Gasoducto Virtual.....	60
2.5.3 Especificaciones del gas natural a ser transportado por Gasoductos.....	61
2.5.4 Calidad del Gas Tratado Campo Guaduas	63

2.5.5 Pronósticos de Producción Campo Guaduas	63
3. IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN, TRATAMIENTO Y APROVECHAMIENTO DEL GAS EN EL CAMPO GUADUAS.	66
3.1 SEPARACIÓN.	70
3.2 COMPRESIÓN.	73
3.3 ENDULZAMIENTO.	75
3.4 DESHIDRATACIÓN.	82
3.5 PROCESOS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN EL CAMPO GUADUAS.	89
3.5.1 Generación de Energía.....	90
3.5.2 Despacho petróleo por oleoducto	100
3.5.3 Consumo Equipos Separación, Tratamiento y Compresión.....	107
3.5.4 Inyección de gas al Yacimiento.....	107
3.5.5 Transferencia De Custodia	111
3.5.6 Quema de gas	119
3.5.7 Consolidado Aprovechamiento gas Campo Guaduas	119
4. ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO GUADUAS.....	122
4.1 VENTA DE GAS POR GASODUCTO.....	122
4.2 CONVERSIÓN DE GAS NATURAL A LÍQUIDOS.	123
4.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	127
4.3.1 Inyección de Agua	128
5. EVALUACIÓN TECNICO – ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS	131
5.1 VENTA DE GAS POR GASODUCTO.....	135

5.2 CONVERSIÓN DE GAS NATURAL A LÍQUIDOS.	143
5.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	146
6. CONCLUSIONES	151
7. RECOMENDACIONES	153
BIBLIOGRAFIA	154

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización Geográfica Campo Guaduas.....	20
Figura 2. Comportamiento Histórico Producción Campo Guaduas.....	22
Figura 3. Batería o facilidades de producción	28
Figura 4. Componentes del gas Natural antes de ser procesado	33
Figura 5. La cadena de valor del gas.....	35
Figura 6. Esquema General del proceso del gas.	39
Figura 7. Esquema regulatorio del GN en Colombia.....	43
Figura 8. Mercado Mayorista.	47
Figura 9. Mapa Topológico – Sistema Costa.	56
Figura 10. Mapa Topológico – Sistema Interior.	57
Figura 11. Esquema de la red nacional de transporte de gas natural.....	58
Figura 12. Mapa Conceptual Sistema Gasoducto Virtual	61
Figura 13. Resultado Cromatografía Gas Campo Guaduas – Diciembre 2014.	64
Figura 14. Pronostico Producción Campo Guaduas.	65
Figura 15. Fotografía Aérea de la Estación PF-1, Campo Guaduas.....	68
Figura 16. Esquema General de la Estación PF-1, Campo Guaduas.....	69
Figura 17. Procesamiento y tratamiento del gas.....	70
Figura 18. Zona Manifold General y de prueba, Estación PF-1.	71
Figura 19. Separador General y de prueba, Estación PF-1.	73
Figura 20. Compresor Ingersollrand, Estación PF-1.	75
Figura 21. Planta endulzamiento de gas, Estación PF-1.	77
Figura 22. Proceso Típico de amina	81
Figura 23. Recorrido de gas en la torre contactora.....	84
Figura 24. Recorrido de gas en el sistema de deshidratación.	85
Figura 25. Torre Contactora Campo Guaduas.....	87
Figura 26. Regenerador de glicol Campo Guaduas.....	88

Figura 27. Generadores Estación PF-1.	92
Figura 28. Generadores Locación ES-1.....	93
Figura 29. Generador Locación ES-2.	93
Figura 30. Generadores Locación ES-5.....	94
Figura 31. Bomba Tipo tornillo	102
Figura 32. Bomba Tipo tornillo, Vista B.....	103
Figura 33. Sistema de almacenamiento, bombeo y monitoreo de Crudo estación PF1.	104
Figura 34. Bombas de Despacho, Estación PF-1.	105
Figura 35. Comportamiento histórico Consumo Gas Bombas de despacho Enero 2014 – Marzo 2015.	106
Figura 36. Comportamiento histórico Inyección de gas Enero de 2012 – Marzo de 2015.	112
Figura 37. Sistema de filtración, medición y odorización de gas.....	114
Figura 38. Manifold de salida medidores 4 líneas, de 2”.....	114
Figura 39. Sistema de Reducción y Medición de Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.....	115
Figura 40. Sistema Modular GTM y MAT.....	116
Figura 41. Sistema Venta Gas Natural Vehicular Megagas.....	117
Figura 42. Comportamiento histórico Volúmenes Venta de Gas Enero 2012 – Marzo 2015.....	118
Figura 43. Comportamiento histórico Volúmenes Quema de Enero 2014 – Marzo 2015.....	120
Figura 44. Localización Geográfica Estación PF-1 – Estación Mariquita.....	123
Figura 45. Química de la conversión de gas a líquidos.	125
Figura 46. Descripción proceso Inyección de Agua, Campo Guaduas.	130
Figura 47. Comportamiento – Proyección de Volúmenes de gas – Escenario Base.....	133
Figura 48. Localización General de las alternativas planteadas para el gasoducto.	136

Figura 49. Proyección Precio Gas Natural.....	141
Figura 50. Localización Propuesta Planta GTL.....	144

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Infraestructura Desarrollada.....	20
Tabla 2. Resumen por actividad y temática, la principal normativa vigente del sector del gas natural.....	48
Tabla 3. Características de los sistemas principales de gasoductos del país.....	53
Tabla 4. Características del sistema de transporte de Progasur.....	55
Tabla 5. Especificaciones de Calidad del Gas Natural	61
Tabla 6. Riesgos para la salud del H2S.....	76
Tabla 7. Comparación propiedades Aminas.	79
Tabla 8. Consumo Histórico de Gas año 2011.	95
Tabla 9. Consumo Histórico de Gas año 2012.	96
Tabla 10. Consumo Histórico de Gas año 2013.	97
Tabla 11. Consumo Histórico de Gas año 2014.	98
Tabla 12. Consumo Histórico de Gas Enero - Marzo 2015.....	99
Tabla 13. Consumo gas Equipos Separación, Tratamiento y Compresión Enero 2014 – Marzo 2015.	109
Tabla 14. Consolidado Primer Trimestre año 2015 aprovechamiento gas Campo Guaduas.....	121
Tabla 15. Índices Financieros.	134
Tabla 16. Valoración alternativa.....	137
Tabla 17. Comparación de alternativas.	138
Tabla 18. Estimación Costos de Inversión CAPEX.....	139
Tabla 19. Estimación de OPEX (Fijos – Variables).....	140
Tabla 20. Proyección Precio Venta Gas.	140
Tabla 21. Flujo de caja – Indicadores de Rentabilidad, Alternativa Gasoducto. ...	142
Tabla 22. Estimación Costos Adecuación Locación - CAPEX.	145

Tabla 23. Estimación de OPEX - GTL.	145
Tabla 24. Resumen resultados evaluación económica.	146
Tabla 25. Flujo de caja – Indicadores de Rentabilidad, Alternativa GTL.....	147
Tabla 26. Comportamiento Consumo Energía Inyección Agua – Enero a Octubre 2015.	148
Tabla 27. Resumen Costos de Operación Inyección de Agua – Generación de energía.....	150

RESUMEN

TITULO: ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN CAMPO GUADUAS*

AUTOR: LUIS FERNANDO RODRIGUEZ GUERRERO**

PALABRAS CLAVES: Evaluación, Técnico - Económica, Tecnologías, Tratamiento y procesamiento de gas, Acondicionamiento, gas natural.

DESCRIPCIÓN:

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

La presente monografía es un análisis de alternativas, con el objetivo fundamental de establecer la viabilidad por medio de un análisis técnico económico para la implementación e incremento de los volúmenes de gas que se pueden comercializar, brindando un mayor apoyo y utilidades a un Campo Maduro como el Campo Guaduas.

En la actualidad, en el Campo Guaduas el volumen que se inyecta al yacimiento depende directamente de la producción y del volumen que se vende, por tal razón el volumen restante como un volumen disponible para ser aprovechado en otras operaciones o ventas.

Se realiza un análisis de alternativas teniendo en cuenta los pronósticos de producción para evaluar técnica y económicamente las alternativas propuestas en donde se obtuvo un análisis financiero donde se concluye que es un proyecto económicamente viable debido a que su flujo de caja representa una relación costo beneficio alto. que es un proyecto económicamente viable debido a que su flujo de caja representa una relación costo beneficio alto.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en Gerencia de Hidrocarburos Director: Oscar Ortégón, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF ALTERNATIVES FOR THE USE OF PRODUCED GAS IN GUADUAS FIELD*

AUTHOR: LUIS FERNANDO RODRIGUEZ GUERRERO**

KEYWORDS: Evaluation, technical – economic, technologies, treatment and gas process, conditioning, natural gas.

DESCRIPTION:

Currently, the demand and consume of natural gas had been increasing to local level, not just to be an economic fuel and environmentally clean, also because provide strategically development to the industry, that make necessary find new reservoirs and alternatives that allow increment the use of this resource.

This monograph is an analysis of alternatives, with the main objective to establish the viability trough an economic and technical analysis, for the implementation and incremental volumes of gas that can commercialize, bringing a high support and incomes to a mature field as Guaduas field.

Presently, in the Guaduas field the injection volume to the reservoir depends directly of the oil production and the volume dispatched for sell, for that reason the remaining volume, be as an available volume to be approached in others operations or sales.

Is realized an analysis taking in account the forecast production of proposed alternatives to evaluate technical and economically, when reach a financial analysis and as a conclusion that is an economically viable project due to the cashflow represents and high relation benefit-cost. when reach a financial analysis and as a conclusion that is an economically viable project due to the cashflow represents and high relation benefit-cost.

* Monograph

** Physicochemical Engineering Faculty. School of Engineering Petroleum Hydrocarbon Management Specialization. Directed by Oscar Ortegon

INTRODUCCIÓN

Durante el proceso de explotación de Campos de hidrocarburos, y de acuerdo con las características de los fluidos presentes en el yacimiento, viene asociada la producción de volúmenes significativos de gas natural, el cual era considerado por la industria petrolera como un subproducto sin interés que obstaculizaba las operaciones de producción de los hidrocarburos líquidos. Este era valorado solo como mecanismo de empuje.

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

Actualmente se está presentando un incremento en la demanda de gas natural tanto en Colombia como en el mundo, ya que es un recurso estratégico para el desarrollo industrial, razón por la cual resalta la importancia de su aprovechamiento debido a que se encuentra disponible para su utilización estas alternativas permitirían a corto plazo reactivar pozos productores con potencial de producción de gas, lo que significaría un beneficio tanto para la compañía como para la sociedad en general.

Este proyecto hace parte del propósito que tienen actualmente las compañías operadoras de los campos de Petróleo y Gas, que es buscar el mayor aprovechamiento de todos los recursos disponibles, como lo es en este caso el Gas Natural.

El propósito es identificar la mejor alternativa que permita el aprovechamiento del gas producido en el Campo Guaduas que permita hacer posible su comercialización.

1. IDENTIFICACIÓN DE PROCESOS CAMPO GUADUAS

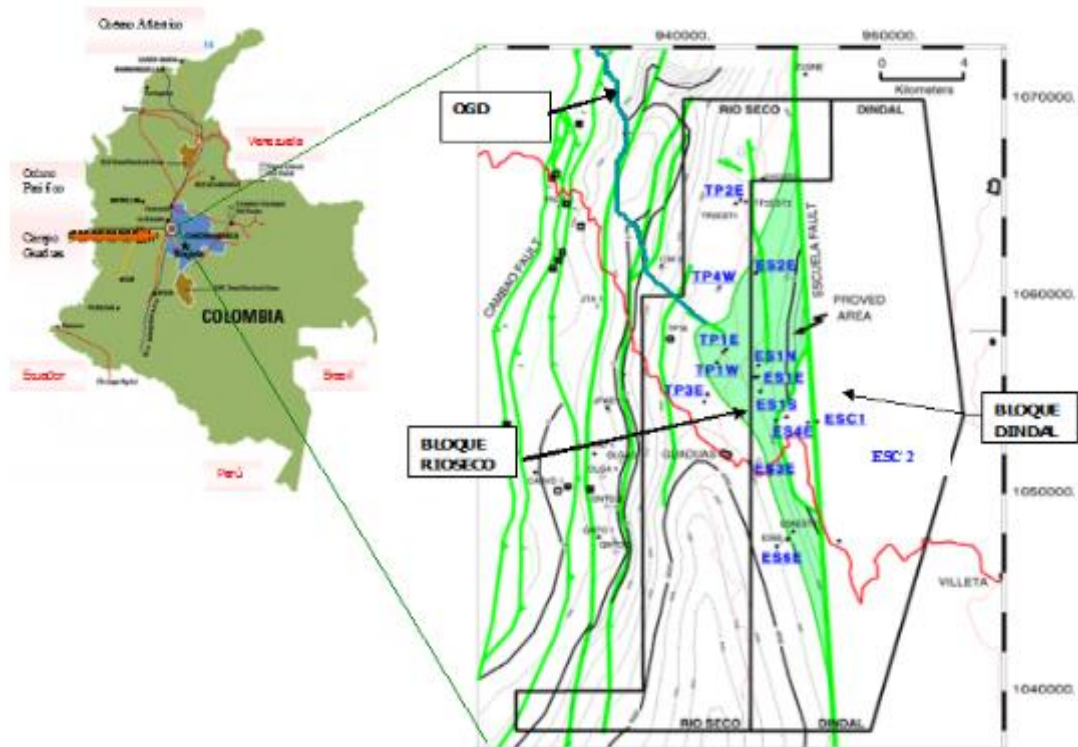
El Campo Guaduas están compuesto por Los Bloques DINDAL & RIO SECO, se encuentran ubicados al Occidente del Departamento de Cundinamarca, en los Municipios de Guaduas, Chaguaní, Caparrapí, San Juan de Río Seco y Villeta a una distancia aproximada de 132 Km., desde Bogotá por la vía Bogotá – Honda. Campo Guaduas

1.1 GENERALIDADES CAMPO GUADUAS.

El Campo Guaduas están compuesto por Los Bloques DINDAL & RIO SECO, se encuentran ubicados al Occidente del Departamento de Cundinamarca, en los Municipios de Guaduas, Chaguaní, Caparrapí, San Juan de Río Seco y Villeta a una distancia aproximada de 132 Km., desde Bogotá por la vía Bogotá – Honda.

El Campo Guaduas está compuesto por una estación de facilidades, un Gasoducto de 4 Kilómetros en 6”, una estación de medición de gas, un oleoducto de 63.7 Km en 10”, y una estación de medición y entrega de crudo ubicada en La Dorada Caldas.

Figura 1. Localización Geográfica Campo Guaduas.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

De los 5 pozos que se encuentran en operación, tres se encuentran completados con sistema de levantamiento artificial de Bombeo Electrosumergible (ESP), dos con bombeo mecánico.

Tabla 1. Infraestructura Desarrollada.

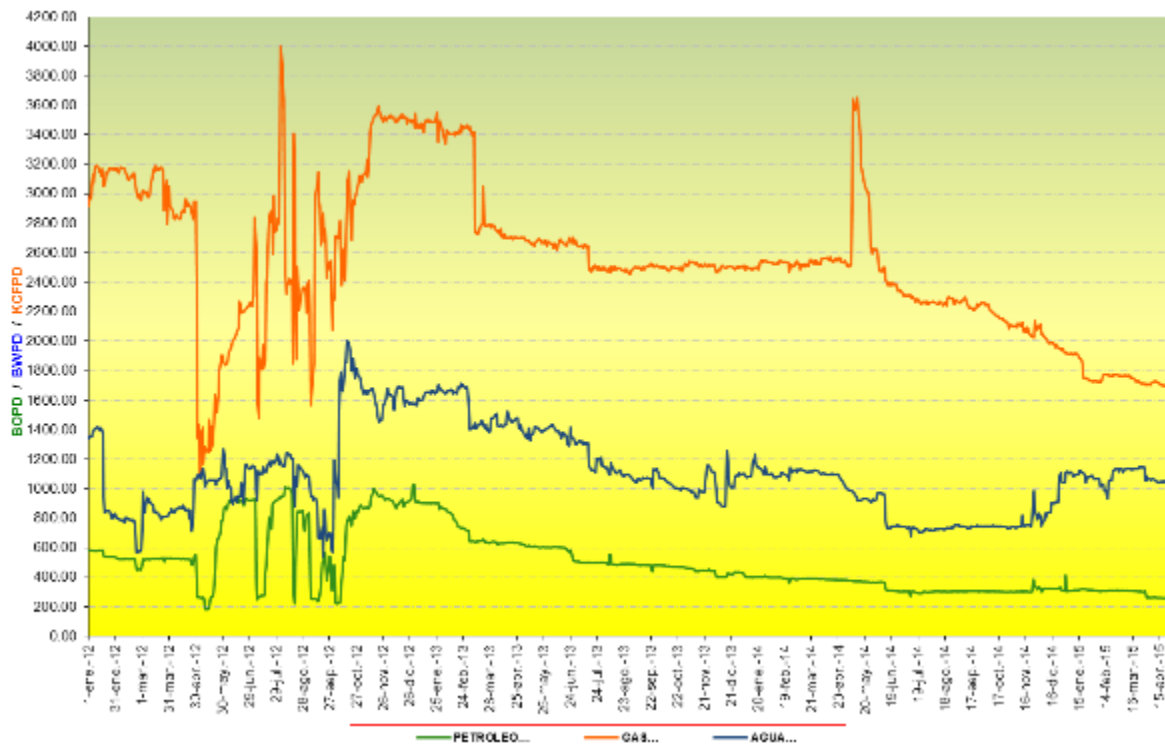
BLOQUE	LOCALIZACIÓN	POZO	ESTADO ACTUAL
RÍO SECO	PF-1	TP-1W	Pozo suspendido
		TP-1E	Pozo en suspendido
		---	Facilidades de producción (I Fase)
	TP-2	TP-2E	Pozo Abandonado
	TP-3	TP-3E	Suministro de agua (Captación Formación Hoyón)
	TP-4	TP-4W	Pozo Abandonado
	TP-6	TP-6N	Pozo suspendido

BLOQUE	LOCALIZACIÓN	POZO	ESTADO ACTUAL
		TP-6E	Pozo suspendido
	TP-16	TP-16E	Pozo Abandonado
	PF-2	---	Facilidades de producción (II Fase)
DINDAL	ES-1	ES-1S	Pozo en producción
		ES-1E	Monitor de presión
		ES-1N	Pozo suspendido
		TP-7W	Pozo en producción
	ES-2	ES-2E	Pozo en producción
		ES-2S	Pozo en producción
	ES-3	ES-3E	Pozo Inyector de agua
	ES-4	ES-4E	Pozo Inyector de gas
	ES-5	ES-5E	Monitor de presión
		ES-5S	Pozo suspendido
		ES-5N	Pozo en producción
		TP-5W	Monitor de presión
	ES-6	ES-6E	Pozo suspendido
		Capira 1x	Pozo suspendido

Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

En marzo de 2015 el promedio de producción 305 BOPD, 1.130 BWPD y 1.743 KPCD, y la producción acumulada es 11,7 MMBO, 27.889 MPC, y 6,1 MMBW; el comportamiento histórico de la producción en el periodo Enero 2012 – Marzo 2015 es el siguiente:

Figura 2. Comportamiento Histórico Producción Campo Guaduas.



Para atender los requerimientos de energía tanto en las instalaciones de Campo Guaduas, incluyendo los pozos, la estación de manejo de facilidades de producción, bombeo al oleoducto e inyección de gas se utilizan generadores a gas y para la inyección de agua este requerimiento se suple a través del sistema interconectado nacional, para un requerimiento total de 8,3 MW.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

Uno de los problemas esenciales que enfrenta la industria de gas natural en Colombia es el posible desabastecimiento de este recurso, por esta razón las compañías petroleras han incrementado la actividad exploratoria en búsqueda de nuevos yacimientos, como también en negocios o estrategias que permitan incrementar con un bajo riesgo el flujo de caja a través de proyectos de

inversiones que garanticen ingresos y retorno total de la inversión en los primeros meses de operación.

En el Campo Guaduas se presentan volúmenes de reinyección de gas al yacimiento; el gas producido es tratado en las plantas de tratamiento (endulzamiento y deshidratadora), con lo que se obtiene como resultado un gas que cumple con los parámetros de calidad establecidos en el RUT, una parte del gas se utiliza como consumo para generadores y bombas, adicionalmente se cuenta con una corriente de gas que es entregado a dos compañías comercializadoras y el volumen remanente es reinyectado nuevamente al yacimiento en el pozo ES-4.

Actualmente se está presentando un incremento en la demanda de gas natural tanto en Colombia como en el mundo, ya que es un recurso estratégico para el desarrollo industrial, razón por la cual resalta la importancia de su aprovechamiento debido a que se encuentra disponible para su utilización estas alternativas permitirían a corto plazo reactivar pozos productores con potencial de producción de gas, lo que significaría un beneficio tanto para la compañía como para la sociedad en general.

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO.

El presente proyecto busca como primera instancia realizar un documento de consulta en donde se presente el procedimiento para evaluar técnica y económicamente diferentes alternativas para el aprovechamiento del gas natural, con una posterior evaluación económica incluyendo un estimado de costos iniciales y un perfil de inversiones para los diferentes escenarios con su respectiva recuperación de la inversión de acuerdo a su rentabilidad y a los pronósticos esperados de producción de gas natural.

Los alcances detallados del proyecto se describen a continuación:

Bases y Premisas - Revisión de la información existente. Como un primer paso dentro de los estudios, se revisará toda la información técnica, cromatografías, facilidades existentes, históricos de consumos ventas y disposición del gas y demás información sobre la condición actual de los pozos. Para esta etapa se tiene contemplada la búsqueda de información mediante la continua comunicación con el equipo de Operaciones y producción de Pacific Stratus Energy.

Marco Conceptual - Planteamiento y Análisis de Alternativas. Comprende la revisión y el análisis de los procesos de producción y facilidades de separación, tratamiento, consumo, inyección y venta de gas existentes en el Campo Guaduas, Estación PF-1.

Se tendrá en cuenta el potencial y el pronóstico de producción así como el comportamiento histórico de las variables y procesos relacionados para determinar el volumen de gas que se encuentra comprometido y el que estaría disponible para su aprovechamiento en el futuro.

Las alternativas a evaluar en este trabajo son las siguientes:

Venta de gas por Gasoducto.

Conversión de gas Natural a Líquidos.

Generación eléctrica.

Evaluación Económica – Selección de alternativa. El alcance del estudio correspondiente al Análisis de las alternativas para el aprovechamiento del gas producido en el Campo Guaduas contempla la evaluación y jerarquización de opciones que permita realizar la evaluación económica para determinar los

indicadores económicos, que incluyen el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de pago como mecanismos de selección de la mejor alternativa presente.

2. MARCO TEORICO

El marco teórico del presente proyecto consta de un conjunto de conocimientos que permita orientar este proyecto de forma adecuada y ofrezca una conceptualización precisa de los términos que se utilizaron.

2.1 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE.

La producción de un pozo de petróleo consiste de una mezcla de fluidos, principalmente aceite, gas y agua y en menores proporciones otros compuestos como azufre, nitrógeno, oxígeno y metales tales como vanadio, níquel y potasio.

Debido a las propiedades físicas diferentes de los fluidos y a su uso, es necesario darle un manejo especial a cada uno de ellos. Es así como se tendrá que construir lo que se conoce como facilidades de producción o baterías (Figura 3).

La batería de la estación centralizada a donde llegan los fluidos de los pozos. Su capacidad está diseñada para manejar determinado número de pozos, generalmente de características similares de producción y proximidad. Por lo tanto, pueden existir varias baterías para atender la totalidad de los pozos en un campo o yacimiento.

El sitio de localización de una batería se selecciona comparando las ventajas y desventajas de varios sitios alternativos. Entre los factores de selección sobresalen los siguientes:

Aproximación o cercanía a los pozos actuales y los previstos para el futuro, para evitar pérdidas innecesarias de presión de los pozos.

Facilidad de acceso y costo de transporte de equipos, material, servicios y personal.

Disponibilidad de agua para lavado, limpieza, contra – incendio, agua de enfriamiento y potable.

Facilidad de eliminación de desechos, evitando la contaminación ambiental.

Disponibilidad de combustible y energía eléctrica.

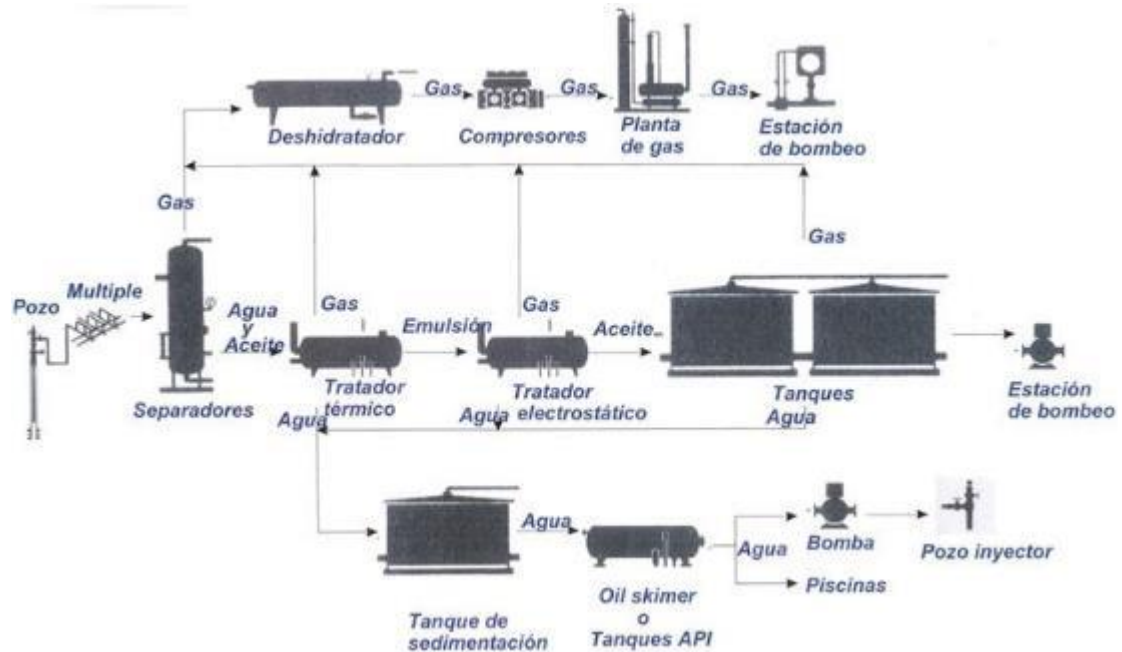
Datos climatológicos. Se tienen en cuenta condiciones severas de viento, inundaciones, tempestades, etc.

Distancias a centros asistenciales y a sitios rurales y urbanos.

Resistencia del terreno generalmente expresada en fuerza por unidad de área, cuyo valor depende de la composición y compactación del suelo. Se determina mediante estudios de suelos.¹

¹ ARIZA LEON, Emiliano. Fundamentos en Upstream y Downstream de los hidrocarburos. En: Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Memorias. Bogotá, P 173-175.

Figura 3. Batería o facilidades de producción



Fuente: ARIZA LEON, Emiliano. Fundamentos en Upstream y Downstream de los hidrocarburos. En: Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Memorias. Bogotá, P 174.

Los principales procesos efectuados en superficie son:²

- Centralizar la producción de pozos.
- Separar el crudo del gas.
- Tratar el crudo (incluye lavado para retirarle la sal presente).
- Probar producción de pozos.
- Almacenar el crudo.
- Inyectar químicos (desemulsificantes, antiespumantes, inhibidores de corrosión).
- Fiscalizar la producción.
- Transferir la producción a oleoductos.
- Tratar los residuos de agua producida.
- Deshidratar el gas húmedo.

² BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades. Memorias, Bogotá, P 14.

- Tratar y comprimir el gas.

Para cumplir con el objetivo de recibir y tratar los fluidos producidos en un campo petrolero en forma eficiente y entregarlos fiscalizados en condiciones de ser utilizados en los procesos de refinación o exploración de crudos, se debe disponer de los siguientes elementos básicos:³

- Líneas de flujo.
- Múltiple de producción (Manifold).
- Separadores (General y de prueba).
- Tratadores térmicos.
- Inyectores de químicos.
- Tanques de lavado y almacenamiento.
- Tanques para pruebas de pozos.
- Bombas de transferencia.
- Unidades de medición (LACT).
- Sistemas de tratamiento de agua.
- Piscinas de tratamiento de agua.
- Sistemas de recolección y manejo de gas.
- Compresores de gas y de aire.
- Sistemas de seguridad y contra incendio.
- Controles remotos de medidas y alarmas.
- Sistema de comunicaciones.
- Facilidades para los operadores y personal de mantenimiento.

2.1.1 Descripción de los equipos⁴. En general, en cada campo productor pueden existir, en mayor o menor escala, los siguientes elementos que conforman las facilidades de producción requeridas para producir, tratar y entregar el crudo y procesar el gas para ser comercializado:

³ Ibíd., P 15.

⁴ Ibíd., P. 20-22.

- Cabeza del pozo: consiste en una serie de válvulas que se instalan en un pozo productor, normalmente denominada “árbol de navidad”, al cual se conectan las líneas de flujo. El árbol de navidad lo conforma la válvula master inferior y superior, swab, wing y choque ajustable. En la cabeza de pozo generalmente se miden algunas variables tales como: presión del tubing y del casing, temperatura y BS&W.
- Líneas de flujo: son tuberías por las cuales se va a transportar los fluidos producidos, desde la cabeza del pozo, hasta el “mánifold” o múltiple de llegada del crudo a las estaciones de recolección y tratamiento que se hayan establecido para este fin.
- Manifold: El sitio a donde llega la producción de varios pozos de petróleo de un campo se le denomina “manifold” o “múltiple” de llegada a una estación de recolección o tratamiento y consiste básicamente en una serie de facilidades y válvulas que permiten recibir y sirve para controlar adecuadamente la producción de los diferentes pozos que conforman un campo petrolero.

El manifold de llegada de pozos es un punto de distribución de los fluidos, que depende del número de pozos alineados en dicho manifold.

Desde allí se pueden enviar los fluidos provenientes de los pozos a los separadores de crudo y gas, o a los tanques de almacenamiento y separación de crudo y agua. También permiten poner a prueba de producción cada pozo para conocer su potencial productor.

Los fluidos de los diferentes pozos productores de un campo petrolero se transportan a través de las líneas de flujo que se conectan a la cabeza de cada pozo hasta llegar al Manifold, para luego pasar a las estaciones de recolección, sistemas de separación de crudo-gas-agua, tratamiento del crudo,

almacenamiento de fluidos y sistema de recolección, tratamiento y compresión de gas.

- Separador: Son recipientes cerrados, utilizados para separar mecánicamente los líquidos y gas de una corriente combinada de estos fluidos a determinada presión y temperatura. En general, estas vasijas funcionan mediante el choque de la corriente entrante con placas que separan el gas del líquido (bifásicos). Pueden contar con sistemas internos que permiten recolectar el aceite libre y el drenaje de agua (trifásico).

En las facilidades de producción generalmente existen los separadores de prueba, los cuales reciben el fluido del pozo que se va a probar, de acuerdo a la programación (las pruebas se realizan durante 6 u 8 horas dependiendo del pozo y se extrapola a 24 horas) para fines de fiscalización, y el separador general, por el cual se trata el fluido proveniente de los demás pozos.

- Calentador: Recipiente (vasija) que somete a calentamiento el líquido que alberga para elevar la temperatura (aceite y agua emulsificados). El incremento de temperatura facilita el rompimiento de la emulsión ayudando a separar a mayor nivel de detalle el petróleo del agua.
- Scruber: Equipo (vasija) cuya función es extraer el contenido líquido en una corriente de gas, lo cual se logra haciendo pasar la corriente por un camino tortuoso donde condensa el líquido que había sido arrastrado en etapas anteriores.
- Skimer: Es una piscina en cemento impermeabilizada, cuyo propósito es recibir las aguas aceitosas drenadas en varios puntos del proceso; También es llamado separador API. De este proceso, se logra separar del agua

extraída de los procesos, trazas de hidrocarburos líquidos que no hayan podido ser separados en etapas anteriores.

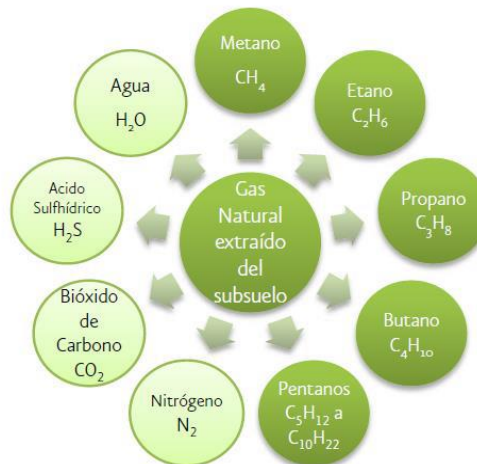
- Tanques de almacenamiento: Recipiente (vasija) donde se almacena el fluido en la etapa final del proceso y en donde se acopia los fluidos que se encuentran en especificación. De este recipiente se despacha la producción hacia el destino final.

2.2 GAS NATURAL.

Se denomina gas natural a la mezcla formada por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, está compuesto principalmente por metano, con cantidades menores de etano, propano, butanos y pentanos. Contiene además, componentes no hidrocarburos tales como nitrógeno, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, helio, mercaptanos y vapor de agua. El gas natural no contiene monóxido de carbono⁵.

⁵ MARTINEZ LOZANO, Jorge Alberto. Evaluación Tecnico-Economica del uso del gas asociado de producción del Campo la Cañada Norte como alternativa de suministro para la red de distribución de gas domiciliario en los municipios de Paicol, Tesalia y La Plata. Trabajo de grado Especialista en Ingeniería de Gas. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, P 20.

Figura 4. Componentes del gas Natural antes de ser procesado



Fuente: MARTINEZ LOZANO, Jorge Alberto. Evaluación Técnico-Económica del uso del gas asociado de producción del Campo la Cañada Norte como alternativa de suministro para la red de distribución de gas domiciliario en los municipios de Paicol, Tesalia y La Plata. Trabajo de grado Especialista en Ingeniería de Gas. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, P 20

El gas natural, al igual que el petróleo crudo, se encuentra en yacimientos formados en "trampas geológicas", cuando se encuentra solo en el yacimiento se conoce como Gas Natural Libre y cuando el gas natural está mezclado con el crudo al ser extraído del yacimiento se denomina Gas Natural Asociado. En este caso puede describirse como la porción volátil del petróleo.

En general, el gas natural puede clasificarse de dos formas diferentes. Una de acuerdo con el contenido de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), y la otra de acuerdo con la cantidad de líquidos que se pueden extraer de él, dentro de la primera clasificación se tienen⁶:

- Gas dulce: Es aquel que contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno (H_2S), menores a 4 ppm.

⁶ Ibíd., P 21.

- Gas agrio o ácido: Se caracteriza por presentar cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) u otros componentes ácidos (mercaptanos, etc.) razón por la cual se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.

Dentro de la segunda clasificación se tiene:

- Gas rico: Es el gas que debido a su composición, permite obtener cantidades considerables de hidrocarburos líquidos, C_3+ , mayor de 3 GPM (galones por 1000 pies cúbicos en condiciones estándar).
- Gas pobre: Está compuesto principalmente por metano y etano. Por esta razón, la obtención de hidrocarburos líquidos a partir del gas es muy baja, toda vez que el GPM es menor que 3.

2.2.1 Origen y características del gas natural. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples, compuesta principalmente de metano (CH_4) y otros hidrocarburos más pesados; además también puede contener trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua. Dependiendo de su origen se clasifica en:

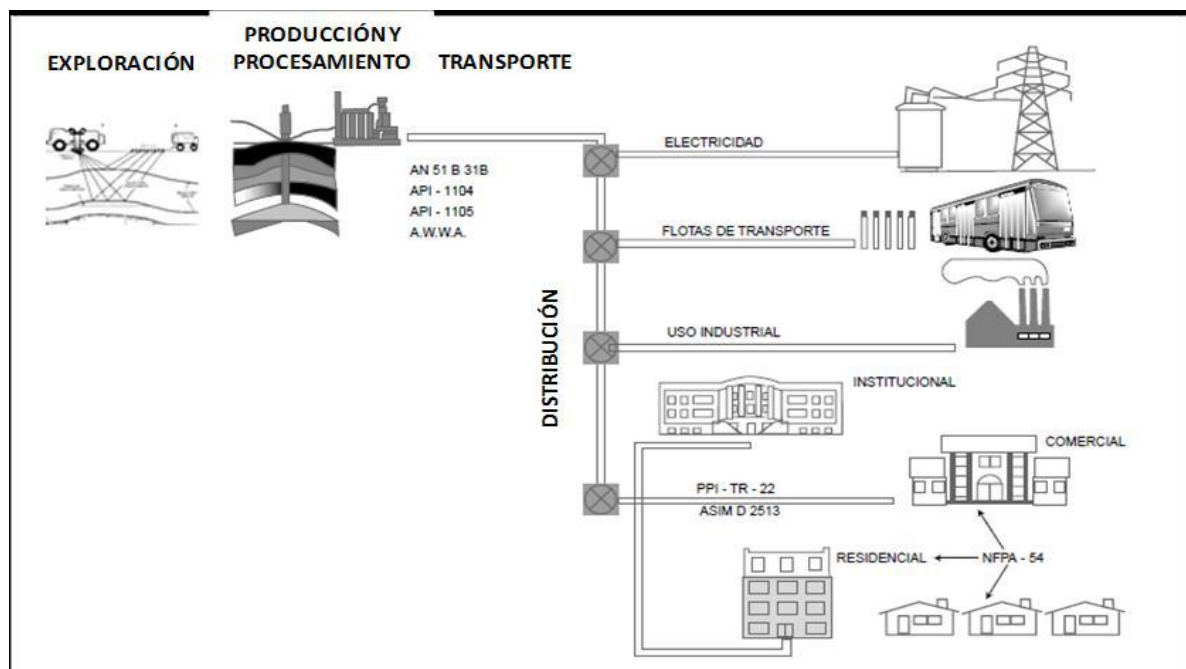
- Gas asociado: es el que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas.
- Gas no asociado: es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo.

Tal como es extraído, es inodoro, incoloro, no tóxico y más liviano que el aire. Es así como al gas de uso doméstico se le agrega un poco de Metilmercaptano, para que sea fácil detectar por olfato una fuga e impedir su combustión espontánea.

2.2.2 Usos del gas natural. Una vez tratado el gas natural, se obtiene el gas seco o gas natural comercial el cual puede ser usado como:

- Combustible: Para transporte (autobuses y taxis), hogares (calentadores de agua, estufas, calefacción), comercio (aire acondicionado, calentadores de agua, hornos) e industrias (sistema de calefacción, secado, generación de vapor, hornos).
- Generación de energía eléctrica: Por medio de plantas generación a partir de gas natural. Ésta tecnología consiste en utilizar la combustión del gas natural y, en algunas ocasiones el vapor que producen los gases de escape, para generar electricidad de manera complementaria.
- Materia prima: En la elaboración de productos petroquímicos ya que de forma relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol, para fabricar diversos tipos de plásticos y fertilizantes.

Figura 5. La cadena de valor del gas



Fuente: Ecopetrol S.A

Los principales usos del gas natural en el sector petrolero son⁷:

- En programas de inyección en los yacimientos con el propósito de recuperar crudos, así como para conservarlo para usos futuros.
- Como combustible, en la generación de vapor y electricidad, y en otras operaciones de producción y refinación.
- Como materia prima, en el proceso de desulfuración, a fin de mejorar la calidad de los derivados del petróleo.

2.3 TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL.

El gas natural para su transporte y consumo energético requiere que se evalúe su calidad con el fin de alcanzar óptima operación de los equipos que lo manejan o una adecuada eficiencia en los procesos de combustión.

Las especificaciones del gas natural son necesarias para garantizar la seguridad de los usuarios, realizar operaciones seguras durante el transporte, proteger las infraestructuras de los gasoductos y redes de distribución y fijan las bases y criterios para el procesamiento y tratamiento del gas natural.

Cuando se habla de calidad del gas natural entran a jugar un papel importante todos los actores involucrados con este combustible: productor, transportador, distribuidor y consumidor final.

Un gasoducto troncal manejado por un solo transportador, recibe el gas de diferentes productores, como es el caso de Colombia, entonces se debe definir una calidad del gas que técnicamente garantice la operación de los equipos, su

⁷ SUAREZ, Rosmar. Diseño de una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, PDVSA, Edo. Monagas. Trabajo de grado Especialista en Ingeniería de Gas. Barcelona. Universidad de Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. 2009. 32 P.

durabilidad, la conservación del medio ambiente y la vida de los operadores y de la población en general⁸.

El gas natural carece de olor, color y sabor en su estado natural. Por motivos de seguridad, se debe agregar un olor distintivo al gas para que la gente detecte su presencia en caso de fuga. Generalmente el odorante es una mezcla de compuestos que contiene azufre, como mercaptanos y sulfatos, que brindan al gas su olor característico. Los siguientes factores deben ser considerados al seleccionar un odorante para el gas natural:

- El olor debe ser distinguible y desagradable.
- Idealmente el odorante no debe ligarse con el suelo o lixiviarse en el caso de una fuga subterránea.
- El odorante y sus productos de combustión no deben ser corrosivos ni tóxicos.
- El odorante no debe condensarse a las temperaturas comunes en los sistemas de distribución y transmisión.
- Una vez odorizado, el gas natural debe ser detectable, por una persona con un sentido de olfato normal al 20% de su límite inferior de explosión (LIE), o al 1% de gas en el aire⁹.

El gas que viene del yacimiento, no se puede vender directamente, sino que debe ser sometido a un proceso para cumplir con las especificaciones de calidad de tal manera que pueda ser transportado a través de los gasoductos, manejado y controlado fácil y seguramente en las estaciones de compresión y distribución y finalmente llegue al consumidor garantizando confiabilidad en sus propiedades y suministro permanente.

El proceso que sigue un gas natural depende de la composición. Los pasos de un proceso típico pueden ser los siguientes¹⁰:

⁸ ARIZA LEON, Emiliano. Fundamentos en Upstream y Downstream de los hidrocarburos. En: Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Memorias. Bogotá, P 212-213.

⁹ Ibid., P 214.

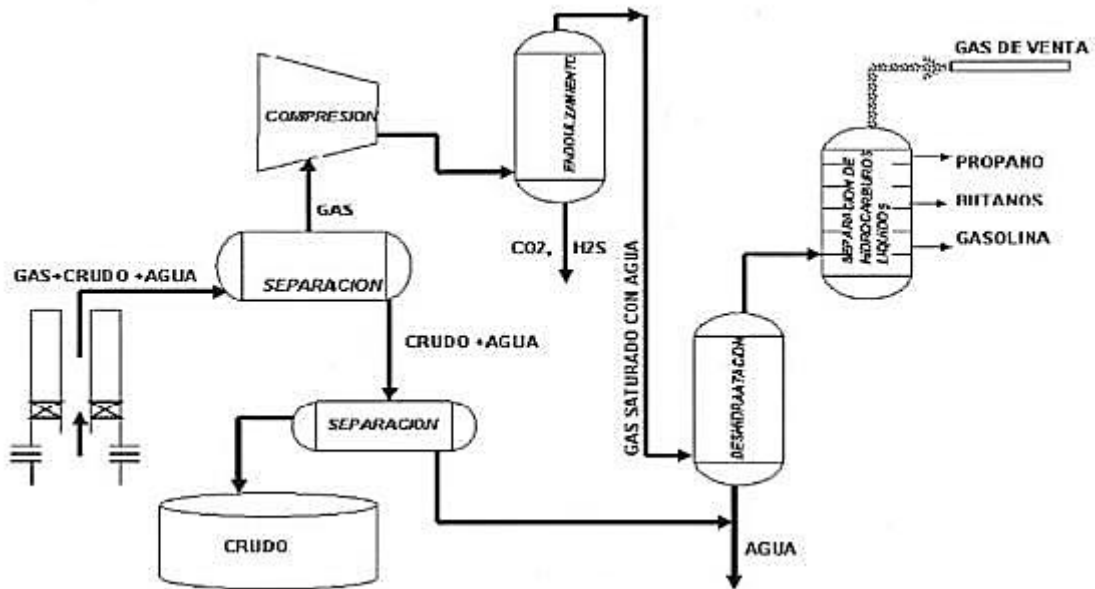
- Producción: El gas natural puede provenir de un yacimiento de gas seco o asociado con el crudo. El fluido que viene generalmente es multifásico porque está compuesto de gas más agua (todo tipo de gas viene saturado con agua) si es seco y adicionalmente crudo cuando es asociado. Además, algunas veces viene acompañado de contaminantes sólidos.
- Separación inicial: El fluido multifásico debe ser separado en dos o tres corrientes tales como gas, crudo y agua. La separación física se lleva a cabo en el separador de entrada el cual varía de forma (vertical, horizontal, esférico, entre otros) dependiendo de la cantidad, composición y propiedades de los fluidos de entrada.
- Compresión: El gas separado del líquido es comprimido para enviarlo a un proceso de tratamiento en cual incluye endulzamiento (si es necesario) y deshidratación.
- Remoción de gases ácidos: El gas natural puede contener bióxido de carbono (CO_2) y/o sulfuro de hidrógeno (H_2S). Estos gases disueltos en agua son altamente corrosivos y perjudiciales para el sistema. El gas natural que tenga estos dos componentes en un contenido que exceda el límite exigido en las especificaciones de calidad se le debe hacer un tratamiento para la remoción de dichos gases.

El tratamiento consiste en poner en contacto en una torre absolvedora un solvente tal como las alcalonamidas (monoetanolamina, dietanolamina) que arrastra los gases ácidos de la corriente de gas natural. Mediante calor el gas ácido es parado e incinerado y el solvente regenerado puede ser utilizado de nuevo. El gas tratado cuyo contenido de los gases ácidos está por debajo del

¹⁰ Ibid, P 215.

especificado por el gas de venta se denomina gas dulce, por eso normalmente a este tratamiento se llama endulzamiento.

Figura 6. Esquema General del proceso del gas.



Fuente: ARIZA LEON, Emiliano. Fundamentos en Upstream y Downstream de los hidrocarburos. En: Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Memorias. Bogotá, P 215.

- **Deshidratación:** Todo gas natural producido está totalmente saturado con agua en su fase de vapor, por que proviene de un yacimiento saturado (en equilibrio) con agua.

Es necesario retirarle el agua al gas para evitar la formación de hidratos, cumplir con las especificaciones de gas de venta y minimizar la corrosión.

El hidrato es un sólido cristalino, parecido al hielo, que se forman a temperaturas muy superiores al punto de congelamiento del agua, cuando el agua líquida está presente con el gas natural a presiones altas. La

temperatura de formación de los hidratos a una presión dada depende de la composición del gas.

La formación de hidratos impide el flujo del gas y crean altas caídas de presión en el sistema llegando a presentar hasta taponamiento, además causan errores en los sistemas de medición y control de presión.

La deshidratación del gas se puede hacer con un desecante sólido o líquido. El desecante líquido más usado es el glicol, el cual es inyectado por el topo de una torre absorbadora y a medida que desciende retira el agua del gas húmedo que fluye en contracorriente desde el fondo de la torre. El gas seco sale por el tope de la torre y la mezcla agua – glicol sale por el fondo y va a un proceso donde se separa el agua y el glicol pobre (sin agua) va de nuevo a la torre absorbadora.

Los desecantes sólidos más usados son la sílica – gel, la alúmina, cloruro de calcio y los tamices moleculares.

- Control de hidrocarburos líquidos: El gas venta no debe contener hidrocarburos líquidos, por tal motivo se debe controlar el punto de rocío por hidrocarburos.

El punto de rocío es la temperatura a una máxima presión dada en donde en el gas empieza a formarse líquidos y es función de la composición del gas natural, temperatura y presión.

En Estados Unidos estas especificaciones son de 15 °F a 800 psia, para asegurar que no se formen hidrocarburos líquidos cuando la línea del gasoducto se enfríe o cuando ocurre enfriamiento debido a la expansión.

Para cumplir con esta especificación, es necesario remover todos los hidrocarburos pesados de la mezcla, lo cual se logra mediante procesos como:

La adsorción con sólidos, refrigeración, absorción con aceites o turbo – expansión.

- Separación de líquidos recuperados del gas natural: La mezcla de hidrocarburos líquidos recuperados del gas natural tiene muchos componentes los cuales son separados generalmente por destilación para obtener etano, GLP (mezcla de propano y butano), pentano y más pesados
- Transporte y distribución de gas: Una vez el gas sale de la planta de tratamiento, cumpliendo con las especificaciones de calidad, el gas se envía por un gasoducto aprovechando la presión con que sale el gas del yacimiento o comprimiéndolo para llevarlo a los centros de consumo.

Los gasoductos son diseñados y construidos bajo normas internacionales teniendo en cuenta la producción máxima de presión de operación, las caídas de presión y calidad del gas a transportar.

Del gasoducto que pasa cerca de una ciudad o pueblo salen redes de tubería, las cuales son manejadas y controladas por Empresas de Servicios Públicos que compran el gas, lo distribuyen y facturan a los clientes quienes pueden ser de tipo residencial, comercial o industrial.

Durante el proceso de transferencia se reduce la presión del gas y se mide en estaciones de regulación y medición. Los niveles de presión que se manejan son:

- ✓ Alta presión: Entre 60 y 250 psig.
- ✓ Media presión: Entre 5 y 60 psig.

- ✓ Baja presión: Menores a 1 psig.

En Colombia se cuenta con una red de gasoducto que cubre gran parte del país, para evitar problemas en los gasoductos se debe:

Hacer un adecuado tratamiento del gas antes de ser transportado. Si el agua o hidrocarburos líquidos están presentes en la línea, removerlos periódicamente mediante el envío de raspadores (marranos – pigs) para minimizar la corrosión y disminuir la caída de presión. Además, con esta práctica se logra la remoción de depósitos sólidos a las paredes de la tubería.

Agregar la cantidad y tipo de inhibidor de hidratos adecuado.

Colocar en la planta de tratamiento un sistema de filtración de sólidos para separar partículas menores a 5 micrones.

Utilizar inhibidores de corrosión.

Realizar monitoreo permanente a la corrosión.

2.4. MARCO DE POLITICA Y REGULATORIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA.

En la actualidad existe un gran número de reglamentaciones y estándares aplicables al manejo del gas natural, teniendo en cuenta la complejidad técnica de su manejo. No obstante, el desarrollo normativo se ha asociado principalmente al gas que es comercializado, como el caso del gas natural residencial. En este sentido, el factor, quizá más importante, que particulariza la industria del gas natural sobre otras en Colombia, y en especial a la de los hidrocarburos líquidos, es su condición de servicio público, así dispuesto en el artículo 1° de la ley 142 de 1994.

Lo anterior implica que este servicio debe ser prestado por el Estado, o un particular en su representación, bajo la regulación, control y vigilancia del Estado mismo, a cambio del pago de una tarifa previamente establecida.

Figura 7. Esquema regulatorio del GN en Colombia.



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 51.

Basado en lo anterior, se hace necesario conocer el esquema o estructura reguladora de la industria del gas natural en Colombia, la cual se describe a continuación. En diciembre de 1992, el Gobierno Nacional reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de

Planeación Minero Energética (UPME) conformando lo que en la actualidad es el marco regulatorio para el gas natural en Colombia¹¹.

Los servicios públicos se encuentran regulados por comisiones encargadas de controlar e impulsar el desarrollo sostenible de dichos servicios. Para el caso del gas natural, esta función es ejercida por la CREG, quien se ha encargado de fijar, establecer y regular los precios de la cadena de valor del gas natural para cada uno de los actores intervinientes en el proceso productivo.

En el art. 33 de la Constitución de 1991, se dispuso como derecho colectivo la libre competencia, evitando el Estado la obstrucción o restricción de la libertad económica y controlando cualquier abuso que personas o empresas que se beneficiaran de su posición dominante en el mercado nacional. De acuerdo a lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía en cumplimiento de la Ley 142, fraccionó la cadena productiva del gas natural, dejando a Ecopetrol por fuera del negocio de transporte. Posteriormente, mediante Ley 401 de 1997 se escindió de su patrimonio los activos correspondientes a redes troncales de gas creando la empresa estatal ECOGAS¹².

Esta información cobra especial relevancia para el presente trabajo, puesto que para las empresas productoras solo les es posible el transporte de gas, siempre y cuando éste vaya a ser usado en su esquema productivo, siendo el caso de los procesos de reinyección o autogeneración, pues en caso de ser transportado para efectos de comercialización, debe regirse por el marco normativo establecido por los entes relacionados anteriormente. Igualmente, tampoco es posible realizar un proceso de autogeneración con el gas de producción para comercialización de

¹¹ MONROY RINCON, Angelica Maria. Evaluación del aprovechamiento del gas de producción para el Campo Azucena. Trabajo de grado Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, P 52

¹² Ibid., P 53.

energía eléctrica. Esto limita el proceso de generación eléctrica para el autoconsumo¹³.

Los problemas de escasez de gas natural en firme ocurridos en el año 2007, dieron origen a la promulgación del Decreto 2987 de 2008, por parte del Ministerio de Minas y Energía, el cual dispuso que los transportadores y distribuidores de gas natural y cualquier otro agente podía incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

La industria de gas natural se ha caracterizado por ser una industria intensiva en capital, donde la cantidad de energía almacenada o transportada por inversión en infraestructura es sustancialmente menor en comparación con la respectiva para el petróleo o sus derivados líquidos.

Adicionalmente, dado que la infraestructura de gas natural utiliza zonas públicas y privadas, y su desarrollo tiene los respectivos impactos ambientales y sociales, el Estado también administra y regula el uso del terreno y la protección del medio ambiente.

La Resolución 18 1495 de 02 de Sept de 2009 establece en el artículo 52 del capítulo 3 que:

“Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o

¹³ Ibid., P 53.

antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía.”

Con la Resolución 071 del 03 de Diciembre de 1999, reglamente el adoptar el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural –RUT, y se reglamentan las especificaciones de calidad del gas natural.

En los últimos años, específicamente de 2010 a 2013, los principales objetivos de política para el sector del gas natural han sido:

Fortalecimiento institucional y de la coordinación sectorial, a través de publicación oportuna de información de producción y comercialización de gas.

Remuneración de redes teniendo en cuenta el costo del uso de energéticos sustitutos como criterio de eficiencia.

Mecanismos de comercialización y precios que incentiven las actividades de exploración y producción de gas convencional y no convencional.

Promover la inversión en infraestructura de confiabilidad en el suministro y transporte de gas.

Dar prioridad al consumo interno sobre las exportaciones.

Definir mecanismos de comercialización que promuevan la competencia, propicien la formación de precios eficientes, mitiguen la concentración del mercado y generen información oportuna.

Resolución CREG 089 de 2013, Reglamenta aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación de gas

natural, donde se define al “Mercado mayorista de gas natural: conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. También comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. Estas transacciones se harán con sujeción al reglamento de operación de gas natural.”

Figura 8. Mercado Mayorista.

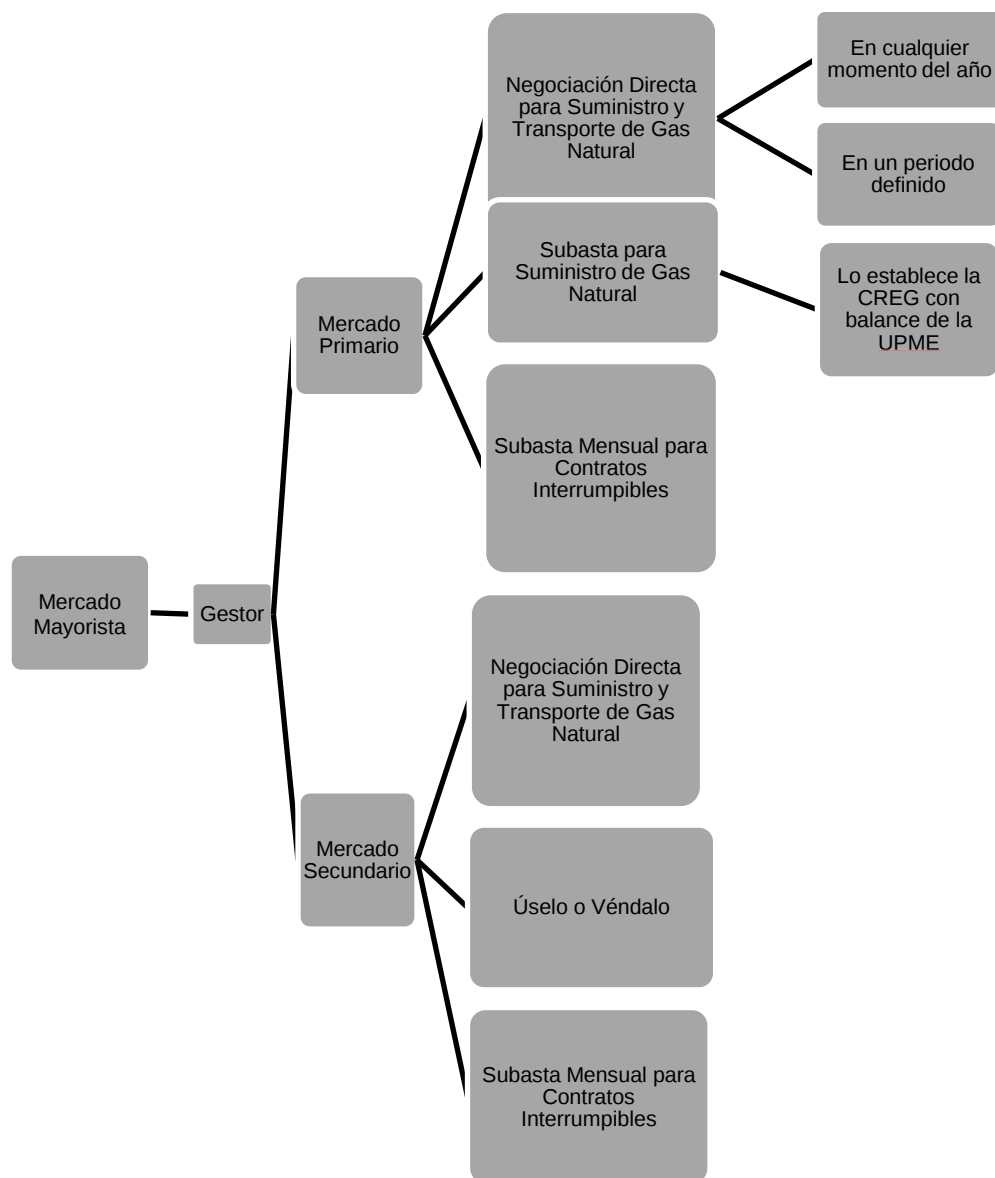


Tabla 2. Resumen por actividad y temática, la principal normativa vigente del sector del gas natural.

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
Producción	Índice de abastecimiento y límite a las exportaciones: Res. MinMinas 181704 de 2011 Res. MinMinas 72472 de 2013 Reglamento de comercialización: Res. CREG 089 de 2013 Res. CREG 123 de 2013 Res. CREG 122 de 2013 Res. CREG 130 de 2013 Res. CREG 151 de 2013 Res. CREG 204 de 2013 Gestor del mercado: Res. CREG 124 de 2013 Res. CREG 150 de 2013 Res. CREG 200 de 2013 Res. CREG 021 de 2014 Restricciones a la integración vertical: Res. CREG 057 de 1996 Opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de	Precio punto de entrada al SNT: Res. CREG 088 de 2013 Costo oportunidad gas dejado de exportar: Res. CREG 041 de 2013 Ingreso regulado por el uso de gas natural importado en generaciones de seguridad: Res. CREG 062 de 2013 Res. CREG 152 de 2013 Res. CREG 022 de 2014		

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
	Energía Firme del Cargo por Confiabilidad: Res. CREG 106 de 2011 Res. CREG 025 de 2014			
Transporte	Reglamento Único de Transporte: Res. CREG 071 de 1999 (RUT) Res. CREG 084 de 2000 Res. CREG 102 de 2001 Res. CREG 014 de 2003 Res. CREG 054 de 2007 Res. CREG 033, 041, 077 y 154 de 2008 Res. CREG 130, 131 y 187 de 2009 Res. CREG 169 y 171 de 2011 Res. CREG 078 de 2013 Res. CREG 126 de 2013	Costo transporte por ductos: Res. CREG 126 de 2010 Costo transporte terrestre de gas natural comprimido: Res. CREG 008 de 2005		
Distribución	Código de distribución de gas combustible: Res. CREG 067 de 1995 Res. CREG 127 de 2013	Fórmulas tarifarias distribución gas por red de tubería: Res. CREG 137 de 2013 Res. CREG 138 de 2013 Y sus modificaciones: Res. CREG 183 de 2013 Res. CREG 184 de 2013	Res. CREG 100 de 2013	Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Res. 90902 de 2013

Actividad	Organización de la industria	Precios	Calidad del servicio	Normatividad técnica
		Res. CREG 205 de 2013 Res. CREG 008 de 2014 Cargos de distribución y comercialización: Res. CREG 202 de 2013		Revisiones periódicas de instalaciones internas: Res. CREG 059 de 2012

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 57.

2.5 BASES Y PREMISAS.

El desarrollo del estudio se fundamentó en las bases y premisas, las cuales se describen a continuación:

Para realizar el estudio de Análisis de Alternativas para el Aprovechamiento del Gas Producido en Campo Guaduas se considera como bases generales la siguiente información:

2.5.1 Red Colombiana de gasoductos. La red colombiana de gasoductos está conformada principalmente por el sistema de la Costa Atlántica y del Interior.

La red de la costa atlántica pertenece y es operada por la empresa PROMIGAS, está conformado por dos subsistemas principales, Ballena-Cartagena y Cartagena-Jobo¹⁴:

- Subsistema Ballena-Cartagena transporta gas natural proveniente de los campos del Departamento de la Guajira: Chuchupa y Ballena. El gas se recibe en la Estación Ballena (Guajira) y se transporta hasta las ciudades de Santa Marta, Barranquilla y Cartagena, atendiendo a lo largo de su recorrido varias poblaciones y plantas termoeléctricas de la Costa Atlántica. Tiene una longitud de 673,3 km.
- El Subsistema Cartagena - Jobo tiene una longitud de 193 km y transporta gas natural proveniente del yacimiento denominado Güepajé, ubicado en el Municipio de San Pedro (Sucre), hacia Cartagena y hacia la planta de Cerromatoso. Abastece un gran número de poblaciones a lo largo de su recorrido. Este subsistema tiene la opción, de acuerdo con los requerimientos

¹⁴ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 43 – 44.

de consumo, de enviar el gas de la Guajira que viene desde Ballena hasta Jobo.

El gasoducto cuenta con diferentes estaciones para su funcionamiento: la Estación Ballena, las Estaciones Arenosa y Heroica y las Estaciones Compresoras Palomino, Cartagena y Sahagún.

La red del interior pertenece y es operada por varias empresas:

- Transportadora de gas internacional – TGI.
- Transmetano.
- Promioriente.
- Transoccidente.
- Progasur.
- Coinobras.

La red propiedad de TGI- Transportadora de gas internacional, posee más de 3900 km de gasoducto y está conformada por 7 sistemas principales¹⁵:

- Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.
- Gasoducto Centro – Oriente.
- Sur de Bolívar – Santander.
- Gasoducto Mariquita – Cali.
- Gasoducto Cusiana – Apiay – Bogotá.
- Gasoducto Cusiana – Porvenir – La Belleza.
- Gasoducto Morichal – Yopal.

¹⁵ Ibid., P 45.

Tabla 3. Características de los sistemas principales de gasoductos del país.

Sistema	Longitud (km)	Diámetro (Pulgadas)	Tramos	Capacidad (MPCD)	Punto Entrada	Estaciones compresoras y terminales
Ballena – Barrancabermeja	578	18		260	Ballena	Hato Nuevo, La Jagua, Casacará, Curumaní, Norean, San Alberto y Barranca/rmeja
Centro - Oriente	1005	4 - 6 - 12 - 14 - 20 - 22	Barrancabermeja - Sebastopol	230	Cusiana, Barrancbermeja, ECP Dina, Rio Ceibas, Hocol, Toqui Toqui	Vasconia, Miraflores, Puente Guillermo y Mariquita
			Sebastopol - Vasconia	201		
			La Belleza - Vasconia	196		
			La Belleza - Cogua	182		
			Vasconia - Mariquita	192		
			Mariquita – Gualanday	15		
			Gualanday - Neiva	11		
Sur de Bolívar - Santander	308	10 - 8 - 2		64	Cusiana	-
Mariquita - Cali	343	20	Mariquita - Cali	168	Mariquita Cusiana	Padua

Sistema	Longitud (km)	Diámetro (Pulgadas)	Tramos	Capacidad (MPCD)	Punto Entrada	Estaciones compresoras y terminales
Cusiana - Apiay - Bogotá	442	3 – 6 – 10 - 12	Cusiana – Apiay	30	Cusiana	Apiay
			Apiay – Villavicencio – Ocoa	14		
			Apiay - Usme	18		
Cusiana – Porvenir – La Belleza	223	20		390	Cusiana	Miraflores – Puente Guillermo
Morichal – Yopal	13,2	4		4	Morichal	

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 45.

La red que transporta el gas natural desde Sebastopol hacia Medellín es de propiedad de la empresa Transportadora de Metano S.A – Transmetano, cuenta con 188 km contruidos de gasoducto y una capacidad máxima de transporte 78 MPCD en líneas de 2, 4, 6, 8, 12 y 14 pulgadas de diámetro. Promigas tiene una participación en Transmetano del 99,6%.

Transoriente transporta gas natural hacia la ciudad de Bucaramanga en dos tramos:

- Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga.
- Gibraltar – Bucaramanga.

El tramo Barrancabermeja – Payoa – Bucaramanga tiene una capacidad de 35,8 MPCD y 160 km de longitud, cuenta con una línea principal en 8” y un loop en 6”. La línea Gibraltar – Bucaramanga tiene una capacidad de 49,9 MPCD en 177,15 km de 12 pulgadas de diámetro.

La Empresa Transoccidente transporta gas natural desde Cali hacia Yumbo a través de 10,8 km de gasoducto el cual cuenta con una capacidad de transporta de 73,6 MPCD. Actualmente Promigas tiene una participación en Transoccidente del 69%.

Por su parte Progasur transporta gas natural hacia municipios del sur de Cundinamarca, Tolima y Huila. Esos gasoductos se describen a continuación:

Tabla 4. Características del sistema de transporte de Progasur.

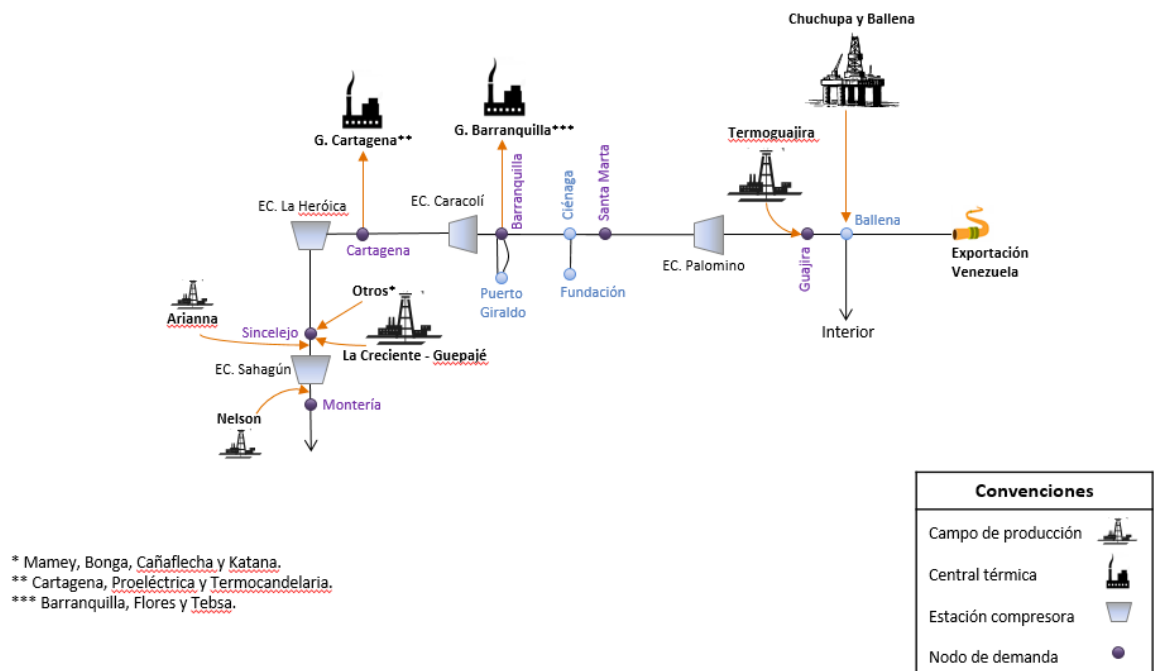
Gasoducto	Diámetro (pulgadas)	Longitud (km)	Capacidad (MPCD)
Sur Neiva – Hobo	8	52,6	2,8
Flandes - Girardot - Ricaurte	4 – 6	12	2,2
Guando - Melgar -	3	38,1	0,6

Gasoducto	Diámetro (pulgadas)	Longitud (km)	Capacidad (MPCD)
Fusagasugá			
Ramal Pradera/Jamundí - Popayán	4	119,6	3,7
Campo Sardinata - Cúcuta	4	67,8	4,3
Buenos Aires - Ibagué	6	18,9	15,6
Chicoral - Flandes	6	27,1	12
Flandes - Guando	6	39,5	10,7

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 45.

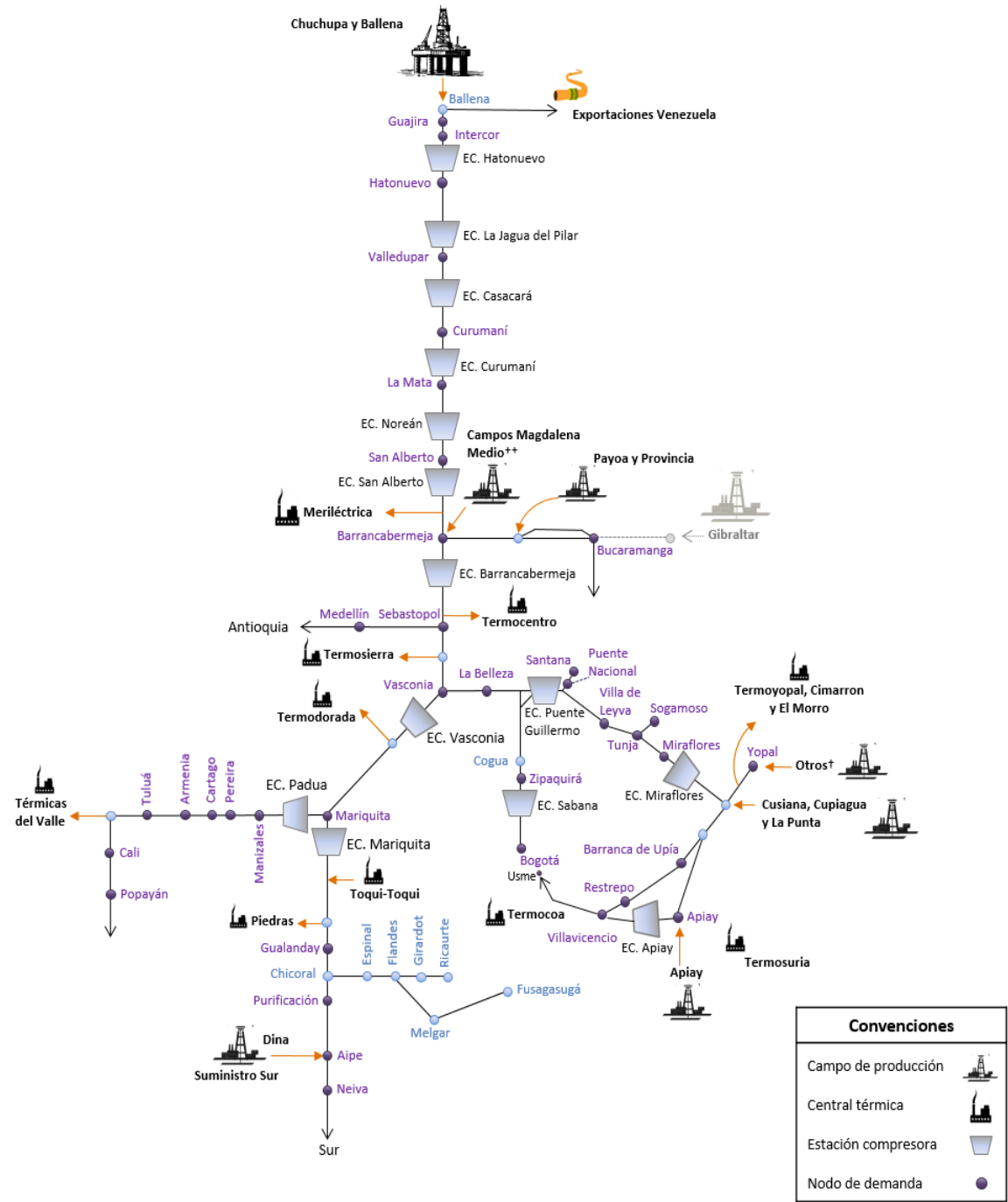
En noviembre de 2013, se formalizó el proceso de fusión por parte de Progasur sobre la compañía Transportadora Gasoducto del Tolima S.A.- TRANSGASTOL, por lo cual los gasoductos que con anterioridad operaba TRANSGASTOL ahora son operados PROGASUR, estos son Buenos Aires – Ibagué, Chicoral – Flandes y Flandes – Guando.

Figura 9. Mapa Topológico – Sistema Costa.



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 47.

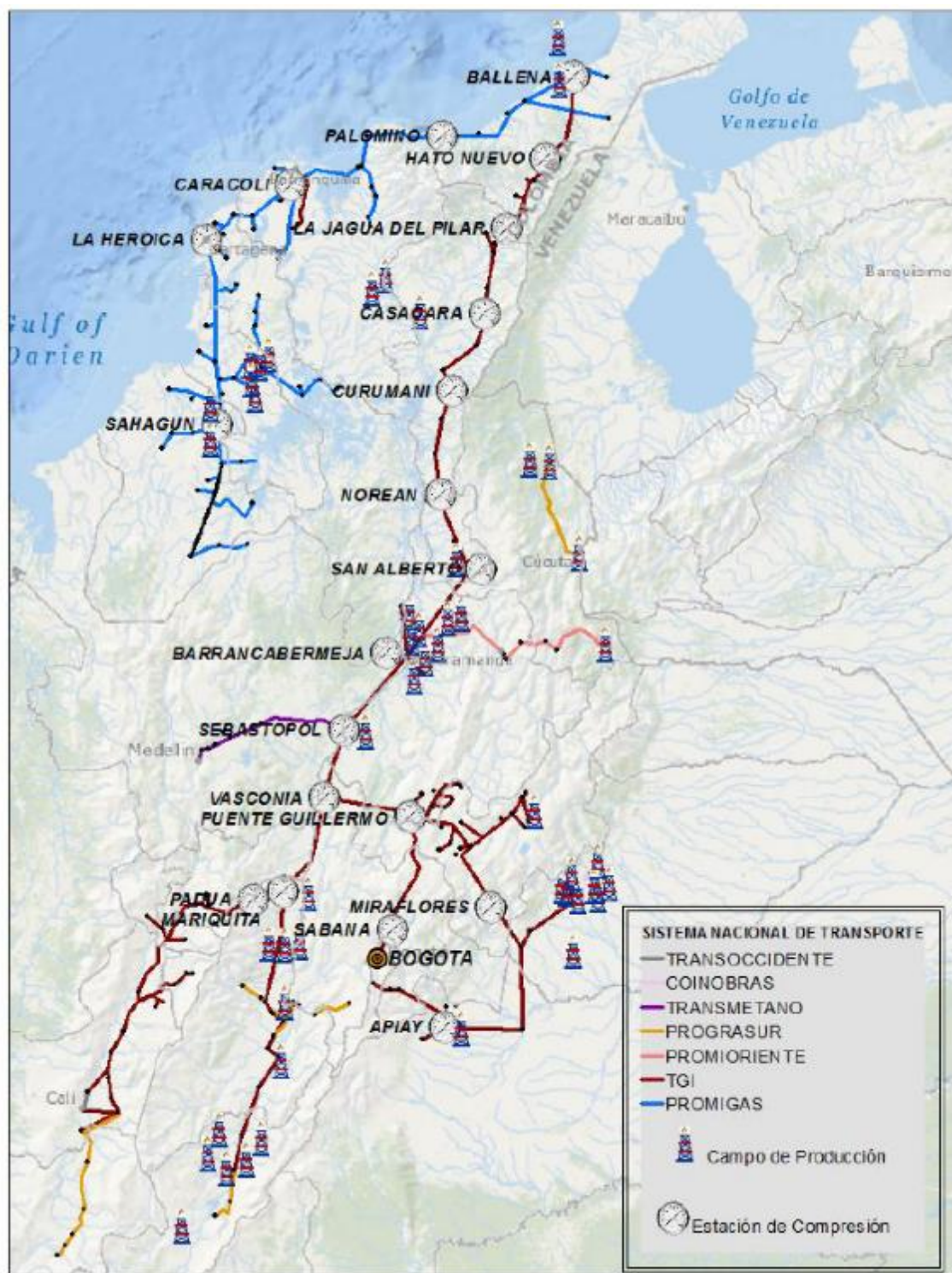
Figura 10. Mapa Topológico – Sistema Interior.



† Santo Domingo, Morichal, Tocaría, Rancho Hermoso, Ramiquí, Pauto-Floreña y La Casona.
†† Yarigui – Cantagallo, Gala, Llanito, Lisama – Nutria, Tesoro – Peroles, El Centro y La Cira Infantas.

Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 46.

Figura 11. Esquema de la red nacional de transporte de gas natural



Fuente: UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 48.

2.5.2 Sistema de Gasoducto Virtual. Consiste en un sistema modular de compresión, transporte y descompresión de GNC, para abastecer de Gas Natural por carretera a pueblos, grupos de pueblos, industrias o estaciones remotas de GNC, donde la distancia, el volumen y estacionalidad de la demanda, no justifican económicamente la inversión en un Gasoducto.

Este sistema fundamenta su tecnología en conceptos de diseño totalmente modulares que permiten la construcción de instalaciones de abastecimiento de Gas Natural por carretera en forma rápida, sencilla y económica, totalmente escalable en función del crecimiento de la demanda.

La versatilidad del sistema está apoyada en 3 conceptos:

- Estaciones modulares de Compresión de GNC.
- Plantas modulares de regulación de presión.
- Sistema modular de almacenamiento y transporte de gas.

Este sistema de gasoducto virtual, elimina todas las limitaciones de áreas de desarrollo que producen las redes de distribución tradicionales y más aún, en cuanto permite llevar a cabo programas de distribución de Gas Natural altamente flexibles orientados hacia la satisfacción de necesidades de abastecimientos, adaptándose perfectamente a variaciones significativas de volúmenes y puntos geográficos a abastecer.

El concepto de modularidad bajo el cual fue diseñado este sistema, lo convierte en una solución para distintas, donde la distancia, el volumen y estacionalidad de la demanda, no justifican económicamente la inversión en un Gasoducto.

Figura 12. Mapa Conceptual Sistema Gasoducto Virtual



Fuente: Grupo Galileo

2.5.3 Especificaciones del gas natural a ser transportado por Gasoductos.

Con la Resolución 071 del 03 de Diciembre de 1999, reglamente el adoptar el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural –RUT, y se reglamentan las especificaciones de calidad del gas natural.

Tabla 5. Especificaciones de Calidad del Gas Natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Máximo poder calorifico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorifico bruto (GHV) (Nota 7)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100 PCS
Contenido total de Azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100 PCS

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Ingles
Contenido CO ₂ , máximo en % Volumen	2%	2%
Contenido N ₂ , máximo en % Volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % Volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % Volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6 lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/100 PCS

Fuente. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 071 (03, Diciembre, 1999). Por el cual se establece el Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural – (RUT). Bogotá D.C.: 39 p.

- **Nota 1:** Todos los datos referidos a metro cúbico ó pie cúbico de gas se referencian a Condiciones Estándar.
- **Nota 2:** El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del Sistema de Transporte. La característica para medir la calidad será el “Cricondenthem” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas.
- **Nota 3:** Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.
- **Nota 4:** El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones. Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en

la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1200 Psia, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente. Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.

2.5.4 Calidad del Gas Tratado Campo Guaduas. Se toman como base el resultado de la muestra analizada el día 13 de Diciembre de 2014, por la Compañía Core Lab, Figura 13.

2.5.5 Pronósticos de Producción Campo Guaduas. En la siguiente grafica se ilustra el pronóstico de producción de gas para el Campo Guaduas, continuando con la operación de los pozos que se encuentran en este momento en operación entregados por la compañía Pacific Stratus Energy los cuales se tienen hasta diciembre de 2020 (Figura 15).

Figura 13. Resultado Cromatografía Gas Campo Guaduas – Diciembre 2014.



CORE LABORATORIES

COMPANY: PACIFIC

Compositional Analysis of Fuel Gas to C12+

Sampling Date	13-Dec-2014
Sampling Location	CAMPO GUADUAS
Cylinder Number	B424
Sample Description	LINEA GAS VENTA
Sampling Conditions	330.0 psig @ 100.0°F

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	0.31	0.83
N ₂ Nitrogen	0.13	0.23
C ₁ Methane	98.24	96.13
C ₂ Ethane	1.06	1.94
C ₃ Propane	0.16	0.42
iC ₄ i-Butane	0.05	0.18
nC ₄ n-Butane	0.02	0.08
iC ₅ i-Pentane	0.02	0.10
nC ₅ n-Pentane	0.01	0.03
C ₆ Hexanes	0.00	0.06
C ₇ Heptanes	0.00	0.00
C ₈ Octanes	0.00	0.00
C ₉ Nonanes	0.00	0.00
C ₁₀ Decanes	0.00	0.00
C ₁₁ Undecanes	0.00	0.00
C ₁₂ ⁺ Dodecanes plus	0.00	0.00
Totals :	100.00	100.00

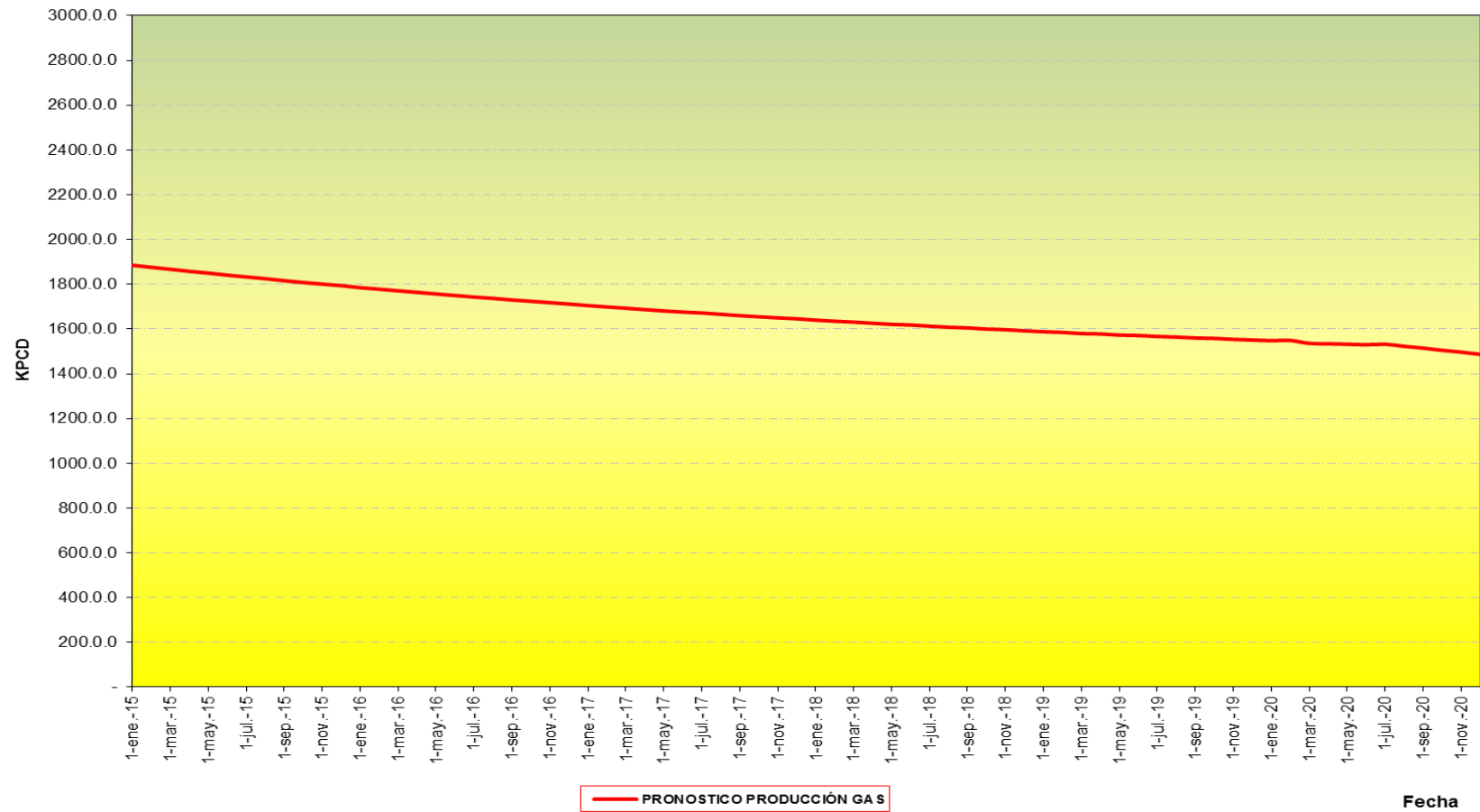
Note: 0.00 means less than 0.005.

Calculated Residue Properties	Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇ ⁺ Heptanes plus	-	-
C ₁₀ ⁺ Decanes plus	-	-
C ₁₂ ⁺ Dodecanes plus	-	-

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0.5657	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	16.390	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	0.6895	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1015.3	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	914.2	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	668.20	psia
Pseudo Critical Temp.	346.70	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0.997969	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (80% Propane)	0.07	Gal/1000 PC
GPM (100% Propane)	0.08	Gal/1000 PC
Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1017.4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	916.1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

Fuente: Core Lab

Figura 14. Pronostico Producción Campo Guaduas.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp.

3. IDENTIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES ACTUALES DEL PROCESO DE PRODUCCIÓN, TRATAMIENTO Y APROVECHAMIENTO DEL GAS EN EL CAMPO GUADUAS.

El Campo Guaduas, Estación PF-1 cuenta con una serie de equipos destinados para la separación y tratamiento de la mezcla de los fluidos producidos por los pozos (crudo, gas asociado y agua de producción). Los equipos destinados para la separación primaria de las fases en el campo son los separadores. En la estación existen tres separadores: separador de producción general y dos separadores de prueba.

El separador de producción general, es el equipo que recibe la producción de los pozos productores, recolectada por el múltiple de producción (manifold), este es un separador trifásico horizontal, ANSI 150, con una capacidad de 25.000 BFPD, 15.000 KPCD. Los separadores de prueba, ANSI 150 y ANSI 300, de capacidad de 5.000 BFPD y 5.000 KPCD, permiten ejecutar las pruebas de producción a cada uno de los pozos.

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

- Scrubber.
- Compresor.
- Sistema de Endulzamiento con Amina.
- Sistema de deshidratación con Glicol.

El Scrubber es un separador bifásico, que recibe el flujo de gas asociado proveniente de los separadores. Posteriormente, el gas destinado para la venta es conducido hacia la unidad de compresión para que su presión sea aumentada

para circularlo a la torre contactora con amina para que sea retirado el H₂S y CO₂. Posteriormente se dirige hacia la torre deshidratadora de glicol, porque la torre contactora con glicol no puede trabajar a baja presión, además mejora el proceso de absorción debido a que el vapor de agua en el gas disminuye a presiones altas para que finalmente sea entregado a las corrientes de inyección de gas y línea de ventas.

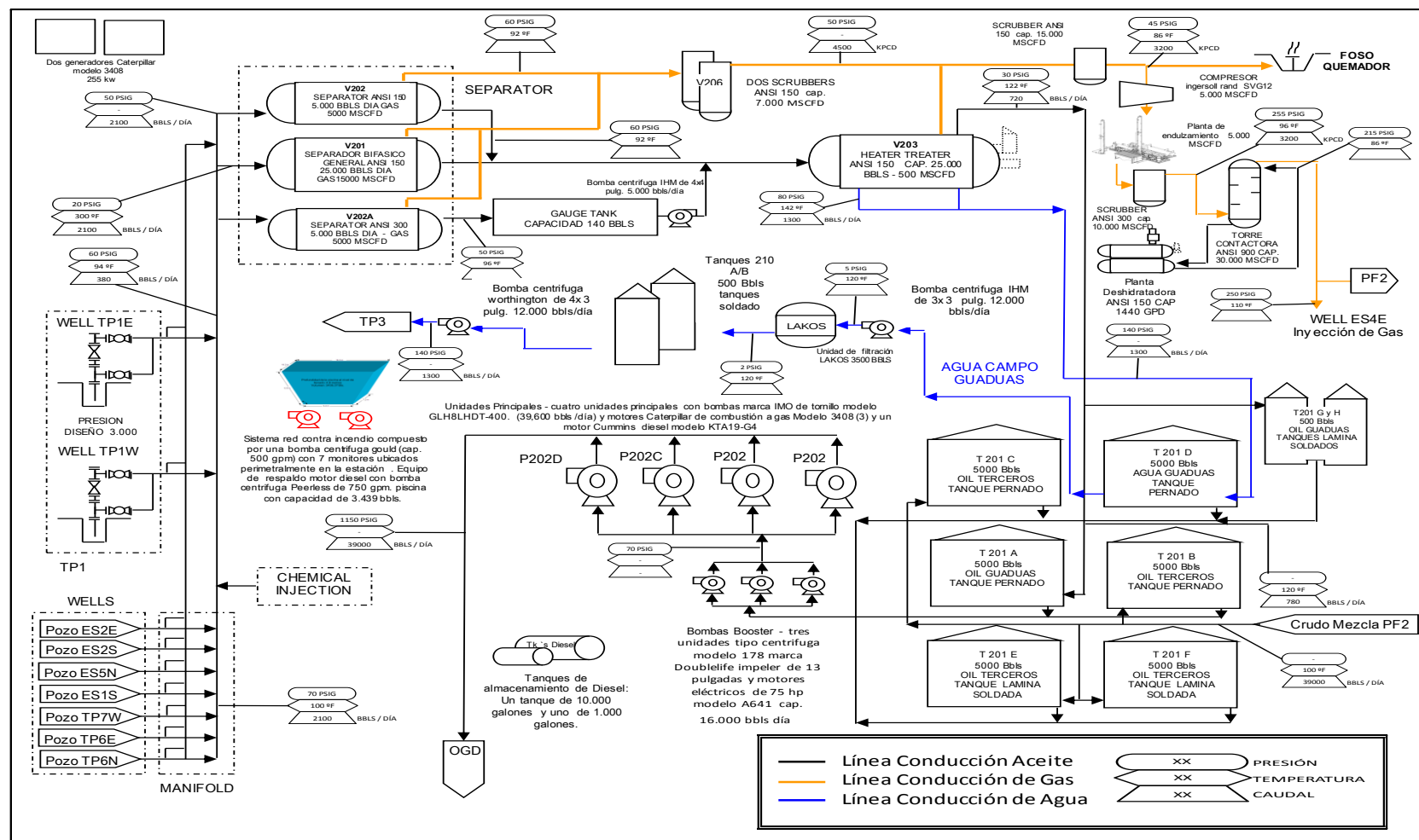
A continuación, se describirá las etapas de tratamiento del gas natural en el Campo Guaduas conforme a las especificaciones de calidad exigidas por el Reglamento Único de Transporte (RUT).

Figura 15. Fotografía Aérea de la Estación PF-1, Campo Guaduas.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp.

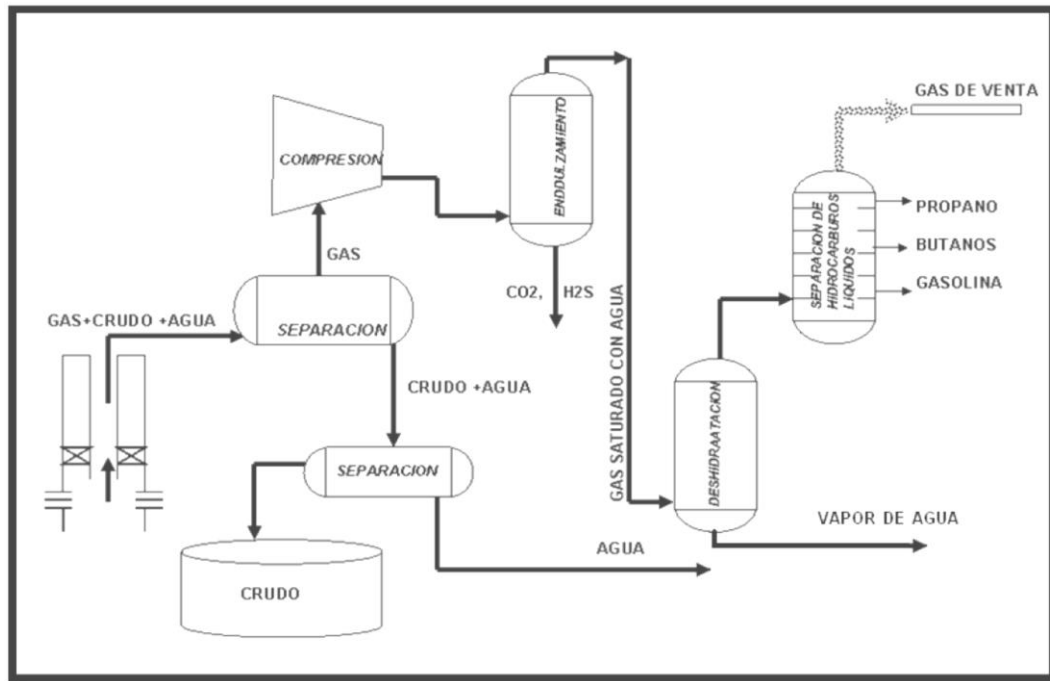
Figura 16. Esquema General de la Estación PF-1, Campo Guaduas.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp.

El procesamiento y tratamiento del gas natural principalmente consta de las etapas de separación, compresión, endulzamiento y deshidratación.

Figura 17. Procesamiento y tratamiento del gas.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

3.1 SEPARACIÓN.

Los fluidos provenientes del pozo están compuestos de una mezcla de gases y líquidos, que a medida que fluye el pozo, las temperaturas y las presiones varían generando velocidades en las cuales el gas asociado al líquido se va liberando y separando, arrastrando gotas de líquido y este a su vez burbujas de gas¹⁶.

La función principal de los separadores es separar el agua, el gas y los sedimentos de petróleo.

¹⁶ VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Bogotá, P. 23.

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

Figura 18. Zona Manifold General y de prueba, Estación PF-1.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

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

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

Cuando el gas sale de los enderezadores, este pasa hacia la extractora de humedad que acumula la cantidad de líquido que todavía tenga el gas, y luego el gas sale por la línea de gas¹⁷.

El separador de producción general del Campo Guaduas es un separador trifásico que opera como bifásico, cuenta con una capacidad de 25.000 BFPD, a este separador llega la producción total del campo, posteriormente están los dos separadores de prueba de capacidad de 5.000 BFPD, que también operan como bifásicos, actualmente solo opera un separador y en otro se encuentra de respaldo, recibe la producción de un pozo, con el fin de determinar sus características de producción y llevar un seguimiento a su comportamiento productivo, este procedimiento es exigido por el ministerio de minas y energía.

¹⁷ BEGGS, H Dale, Gas Production Operations. Tulsa, Oklahoma, P. 214.

Figura 19. Separador General y de prueba, Estación PF-1.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

Por último, se encuentra el Scrubber, que es un separador bifásico con capacidad de 15.000 KPCD, que recibe el flujo de gas asociado proveniente de los separadores.

3.2 COMPRESIÓN.

La compresión implica forzar al flujo de gases de un sistema de baja presión a sistemas de alta presión por medios mecánicos. El insumo energético requerido dependerá de las características del gas y las condiciones de servicio.

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

Los compresores pueden ser clasificados como compresores de desplazamiento positivo y compresores dinámicos. En los compresores de desplazamiento positivo o reciprocantes el gas que es transportado a baja presión pasa a una alta presión gracias a un dispositivo que reduce el volumen haciendo que se aumente la presión.

Para el tratamiento del gas el Campo Guaduas cuenta con un compresor de gas de desplazamiento positivo de dos etapas INGERSOLLRAND - SVG12 con capacidad de hasta 5000 KPCD, esta unidad eleva la presión de 50 psig a 270 psig.

Figura 20. Compresor Ingersollrand, Estación PF-1.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp.

3.3 ENDULZAMIENTO.

El gas natural a menudo contiene contaminantes que deben ser eliminados, tales como el dióxido de carbono CO_2 , sulfuro de hidrógeno H_2S , mercaptanos, entre otros, estos compuestos son conocidos como “gases ácidos”, los gases como el H_2S en combinación con el agua forma ácido sulfúrico, mientras que el CO_2 forma ácido carbónico.

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

El H₂S es extremadamente tóxico aún en concentraciones relativamente bajas y a medida que aumenta en el aire, el sentido del olfato se fatiga hasta el punto que su olor característico no puede ser detectado.

Tabla 6. Riesgos para la salud del H₂S.

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

Fuente: VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Bogotá, P. 25.

El Dióxido de carbono gaseoso es un gas natural que es 50% más pesado que el aire además es incoloro e inodoro, también un principal subproducto de la combustión. El CO₂ es inactivo y por lo tanto no inflamable. Cuando el oxígeno es desplazado por el CO₂, puede crear una atmósfera deficiente produciendo asfixia, El peligro principal del CO₂ es la exposición a concentraciones elevadas¹⁸.

¹⁸ GAS PROCESSOR SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering data book. 12 ed. Tulsa, Oklahoma. 2004. 16 p 28

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

Figura 21. Planta endulzamiento de gas, Estación PF-1.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

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

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

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

Las aminas secundarias tienen una capacidad razonable de absorción de gases ácidos y son fácilmente recuperables. Las aminas terciarias tienen baja capacidad, pero son más selectivas para la absorción de H_2S .

Las alcanol aminas son particularmente aplicables en caso de procesos con presiones parciales de gases ácidos. Debido a que el contenido de agua de la solución, minimiza la absorción de los hidrocarburos pesados, estos procesos son adecuados para gases ricos en hidrocarburos pesados. Algunas aminas se pueden utilizar para eliminar de forma selectiva el H_2S en presencia del CO_2 ¹⁹.

Las aminas se clasifican de acuerdo con el número de átomos de hidrógeno del amoníaco que se sustituyen por grupos orgánicos. Los que tienen un solo grupo

¹⁹ Ibid., 16 p 30

se llaman aminas primarias, los que tienen dos se llaman aminas secundarias y los que tienen tres, aminas terciarias. Las aminas son compuestos muy polares.

Las primarias y secundarias pueden formar puentes de hidrógeno, las terciarias puras no los pueden formar, sin embargo, pueden aceptar enlaces de hidrógeno con moléculas que tengan enlaces O-H o N-H.

MDEA (Metildietanolamina) es una amina terciaria la cual es menos básica y se puede utilizar en concentraciones un poco más altas. Esta ventaja se complementa con el hecho de que es selectiva, reaccionando con todo el H₂S y solamente parte del CO₂. La MEA (Metiletilamina) Y DEA (Dietilamina) reaccionan con todo el CO₂ presente en el gas ácido.

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

Tabla 7. Comparación propiedades Aminas.

Solvente	MEA	DEA	DGA	MDEA
Formula química	RNH ₂	R ₂ NH	RO(CH ₂) ₂ NH ₂	R ₂ CH ₃ N
Peso molecular	61	105	105	119
Tipo de amina	Primaria	Secundaria	Primaria	Terciaria
Presión de vapor 100°F (mmHg)	1,5	0,058	0,16	0,0061
Punto de congelamiento (°F)	15	20	-40	-25
Capacidad relativa (%)	100	58	58	51

Solvente	MEA	DEA	DGA	MDEA
Peso de la solución (%)	20	30	60	50
Selectividad de H ₂ S / CO ₂	1	1	1	3
Concentración del solvente (wt%)	15 - 20	20 - 35	45 -65	40 - 55
CO ₂	660	630	850	600
Calor de reacción (BTU/Lb, AG, H ₂ S)	620	550	675	500

Fuente: GAS PROCESSOR SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering data book. 12 ed. Tulsa, Oklahoma. 2004. 21 p5

La DEA se usa para endulzar corrientes de gas natural que contengan un total de un 10 %, o más, de gases ácidos (H₂S y/o CO₂) a presiones de operación de 500.38 PSI o mayores. En cambio, la TEA no se recomienda debido a su baja capacidad para la absorción de CO₂ (resultante de un valor equivalente más alto), su baja reactividad (como una amina terciaria) y su estabilidad, muy pobre. Sin embargo, las aminas terciarias se usan cuando se requiere alta selectividad hacia el H₂S.

En un proceso típico con aminas el gas ácido entra a través de un separador de entrada para la eliminación de líquidos y / o sólidos. Desde el separador, la corriente de gas entra en la parte inferior del contactor donde entra en contacto con la amina que fluye hacia abajo desde la parte superior de la columna. Los componentes de los gases ácidos en el gas reaccionan con la amina para formar una sal regenerable. A medida que el gas continúa fluyendo hacia arriba por el contactor, más gases ácidos reaccionan químicamente con la amina. El gas endulzado deja el contactor por la parte superior y pasa a través de un separador de salida para la captura de cualquier solución que podrían ser arrastrados. El gas

La planta de amina que se encuentra en operación en Campo Guaduas tiene una capacidad instalada de 5.000 KPCD, opera en un rango de presión promedio 270 – 250 psig, con una concentración de 25% MDEA – 75% Agua, se produce la remoción del dióxido de carbono bajando el contenido de CO₂ de 8.01% a < 2.0% molar (absorción química).

3.4 DESHIDRATACIÓN.

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

Para prevenir o eliminar cualquiera de estos problemas, es necesario remover el vapor de agua o humedad presente en el caudal de gas. La deshidratación del gas es el proceso en el cual se remueve la humedad del gas, bajando la temperatura a la cual el vapor se condensa; esta temperatura es llamada “punto de rocío”²¹.

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

Actualmente existen varios métodos para deshidratar el gas, dependiendo de las condiciones exigidas por el gas, las necesidades del campo y los fluidos producidos, se puede realizar un enfriamiento del sistema, que consiste en enfriar

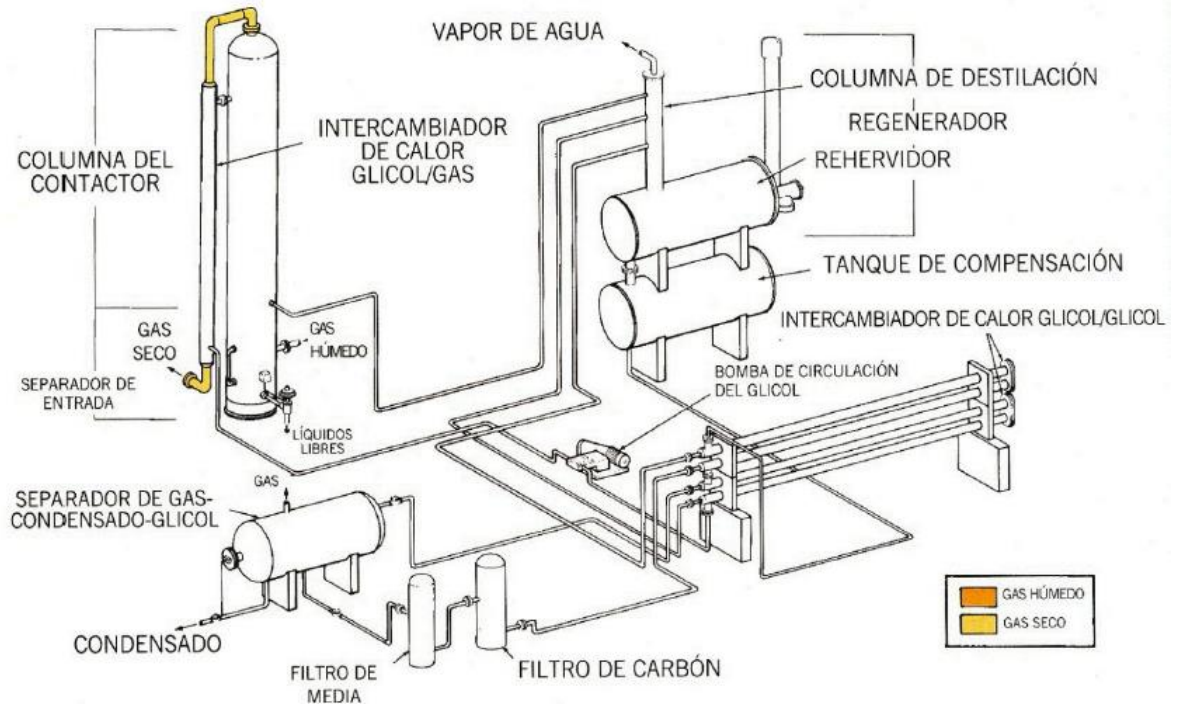
²¹ VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Bogotá D.C. 2002. P 185.

el gas hasta una temperatura en la cual se forme una masa para luego remover, por otro lado estaría la utilización de un intercambiador de calor a baja temperatura, este método no es muy usado, debido a la inhabilidad para operar a bajas presiones; también se puede realizar por medio de un desecante sólido, este usa el gel de sílice o alúmina sólida para el tratamiento, pero este método es relativamente costoso, aunque puede reducir el contenido de agua a niveles bastante bajos, normalmente tiende a ser usados en plantas procesadoras de gas a bajas temperaturas, pero su utilización en campos petroleros no es común.

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

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

Figura 23. Recorrido de gas en la torre contactora.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

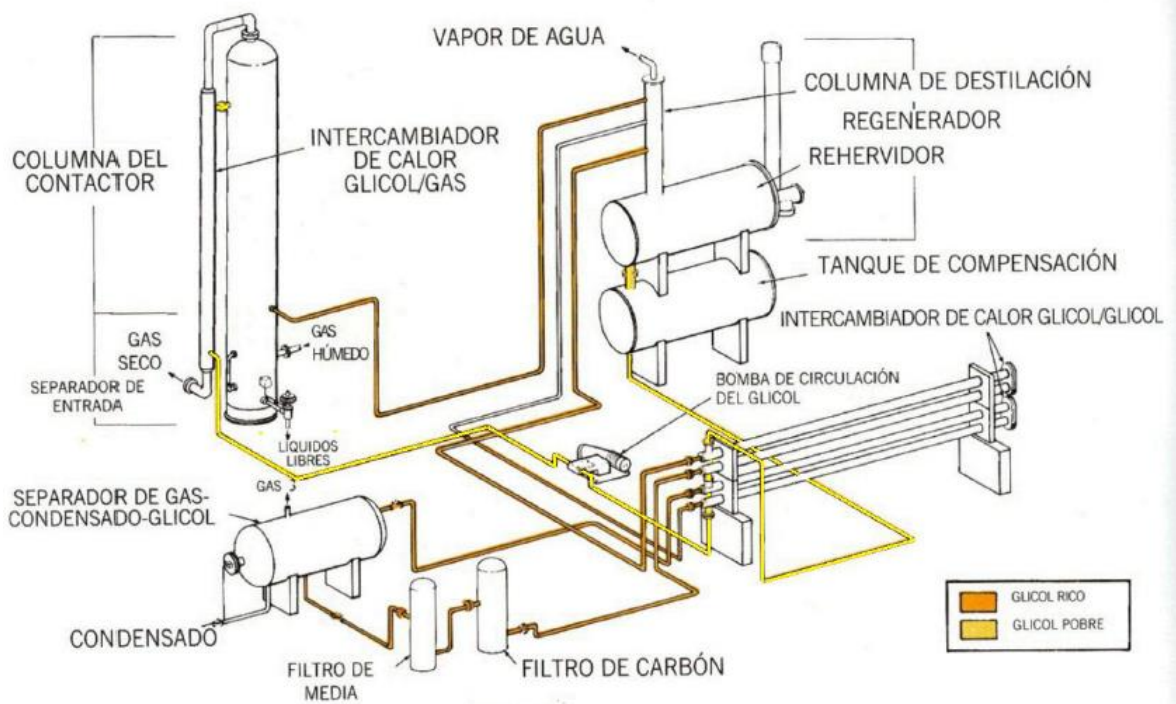
La unidad de regeneración de glicol está compuesta de un rehervidor donde el vapor es generado del agua contenida en el glicol. El agua despojada y cualquier pérdida de hidrocarburos son venteados por la parte superior de la columna despojadora.

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

Normalmente muchas operaciones son diseñadas a presiones entre 1000 y 1200 psi. El proceso de absorción mejora a altas presiones, ya que un gas altamente presurizado contiene menor cantidad de vapor de agua comparado con uno de

baja presión a la misma temperatura. Sin embargo, una presión exagerada se traduce a incrementos de costos en la operación y se requiere una alta potencia de bombeo de glicol. Por otro lado, si la presión es muy baja, el tamaño de la columna debe ser muy larga, la regeneración de glicol se alcanza de mejor manera a bajas presiones, normalmente a presión atmosférica.

Figura 24. Recorrido de gas en el sistema de deshidratación.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

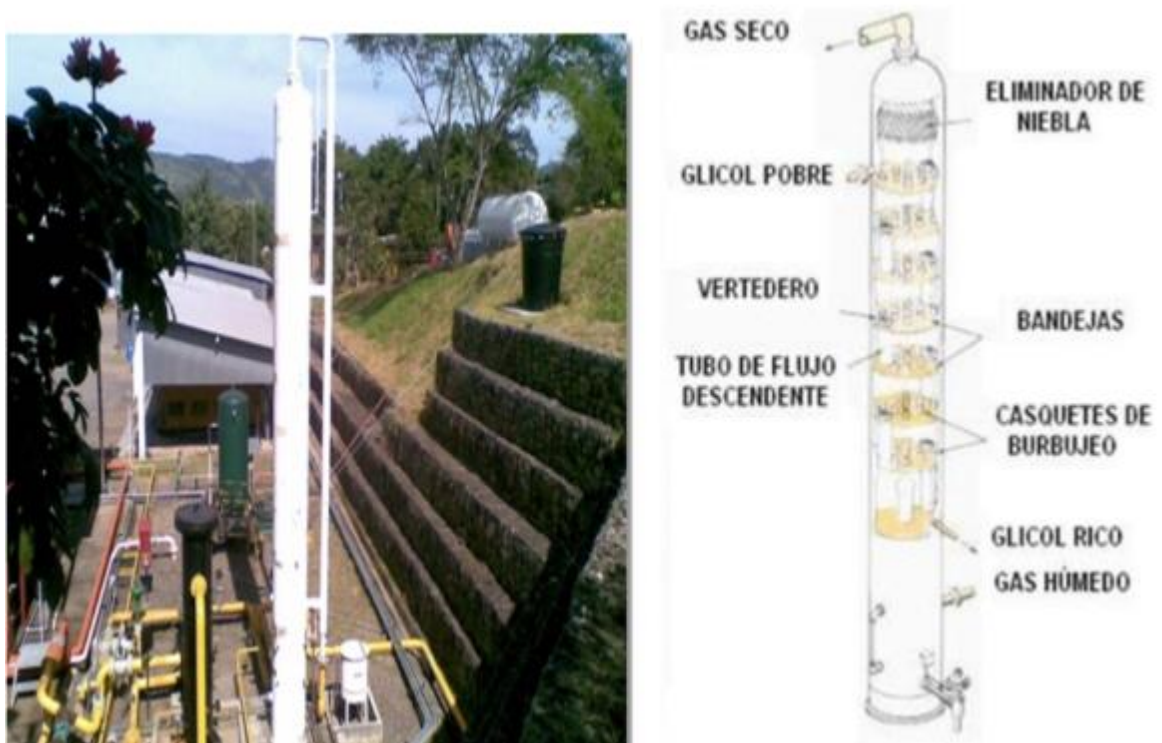
Normalmente, la temperatura de gas es mantenida entre los 80 y 110°F ya que no debe ser muy baja con el fin de evitar condensaciones de vapor de agua e hidrocarburos, y la temperatura de entrada del glicol es mantenida cerca de 10°F por encima de la temperatura de gas de salida, debido a que es posible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

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

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

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

Figura 25. Torre Contactora Campo Guaduas.



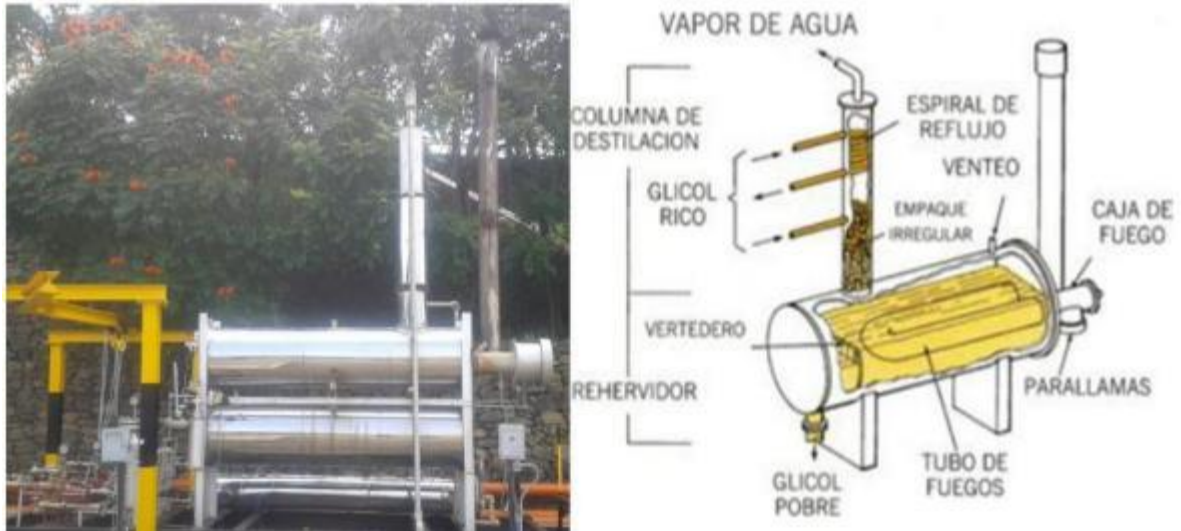
Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

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

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

En el rehervidor, que también es llamado regenerador, o deshidratador de glicol, se remueve la humedad que el glicol absorbió del gas en la torre contactora. Su funcionamiento consiste en donde un fluido caliente fluye a través del mismo espacio seguido de uno frío en forma alternada, con tan poca mezcla física como sea posible entre las dos corrientes.

Figura 26. Regenerador de glicol Campo Guaduas.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

La torre despojadora es una columna de aproximadamente 6 pies de altura que contiene de dos a tres platos o material de empaque si el diámetro es inferior a 18 pulgadas.

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

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

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

La planta de deshidratación que se encuentra en operación en Campo Guaduas tiene una capacidad instalada de 30.000 KPCD, opera en un rango de presión promedio 250 – 230 psig, recibe la corriente de gas húmedo (260 lb H₂O/MSCFD y 85°F) ingresa por la parte inferior de la torre contactora y pasa a través de ella. A medida que el gas sube a través de la torre se pone en contacto con el trietilenglicol que baja por cada plato (8 platos) removiendo la humedad del gas por contacto directo, de esta forma el gas que sale por la parte superior de la torre, con humedad de 4 a 6 lb. H₂O/MSCFD y una temperatura de 105 °F,

3.5 PROCESOS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL EN EL CAMPO GUADUAS.

A continuación, se describirán los diferentes procesos en los cuales se utiliza el gas en la operación.

Los procesos son los siguientes: Consumo de gas en generación de energía para la operación de los pozos y las facilidades de producción, transferencia de custodia (Venta), reinyección al yacimiento y finalmente el gas sobrante se quema en tea.

3.5.1 Generación de Energía. Una de las alternativas que en la actualidad evalúa las empresas dedicadas a la explotación de hidrocarburos, es desarrollar un proceso de autogeneración con el gas de producción. Lo anterior, teniendo en cuenta que muchos yacimientos tienen volúmenes de gas no económicos, los cuales no pueden ser transportados ni comercializados, convirtiéndolo en un subproducto de difícil manejo, pues la regulación ambiental actual restringe altamente la disposición vía quema en teas.

De otro lado, las operaciones propias de la explotación demandan un alto requerimiento energético que va desde los sistemas de levantamiento en los pozos, hasta las estaciones de tratamiento, pasando por el requerimiento en áreas generales. Este proceso requiere de un centro de generación, que en términos generales es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de calor. Este calor puede obtenerse tanto de combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón) como de la fisión nuclear del uranio u otro combustible nuclear o del sol como las solares termoeléctricas.

En general, los motores de combustión se caracterizan por su capacidad de transformar en movimiento la energía proveniente de la combustión de sustancias adecuadas, denominadas combustibles. Cuando la combustión se produce dentro de un recinto cerrado, se denominan motores de combustión interna, normalmente utilizados en automóviles. También existen motores de combustión externa, en los cuales la combustión se realiza en una cámara exterior al motor, llamada caldera, como las máquinas de vapor

Un motor de combustión interna, motor a explosión o motor a pistón, es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de la cámara de combustión. Su nombre se debe a que dicha combustión se produce dentro de la máquina en sí misma, a diferencia de, por ejemplo, la máquina de vapor.

La eficiencia eléctrica de un motor de combustión interna (o reciprocante) fluctúa entre 20% y 42%, dependiendo del motor utilizado y de la configuración. En un sistema de cogeneración la eficiencia total, considerando la entrega de energía eléctrica más la energía térmica, varía significativamente dependiendo del esquema de recuperación de calor que se seleccione. La temperatura de los gases de salida normalmente oscila entre 575 K a 875 K y se ha encontrado que la mejor forma de recuperar esta energía es por medio del calentamiento de agua, ya que se logran obtener eficiencias del combustible hasta del 80%.

Este tipo de motores producen la mayor cantidad de energía eléctrica por unidad de combustible consumido. En términos generales:

Presentan una eficiencia del 34 al 41%

Los gases residuales se dan a baja temperatura, entre 200 y 250 °C.

Los gases residuales se pueden utilizar para producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o calentar agua a 80-100 °C.

En el Campo Guaduas no se cuenta con redes de distribución eléctrica, razón por la cual debido a su ubicación solo está conectado a la red nacional la locación donde se realiza el proceso de inyección de agua de producción, y la locación que se tiene como patio de tubería.

Por esta razón, la cantidad de gas que se consume en generación depende directamente de la cantidad de pozos que se encuentren en producción, así como se puede observar en los cuadros históricos de consumo de gas de los generadores del Campo Guaduas.

A continuación, se relacionan los diferentes equipos que se encuentran disponibles para la operación en cada una de las locaciones:

Figura 27. Generadores Estación PF-1.

M-2410	
	
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
UBICACION:	ESTACION PF1
SERIAL No:	6NB02410
TAG:	M-2410
MARCA:	CATERPILLAR
MODELO:	G-3408
TIPO:	COMBUSTION
CAPACIDAD KW:	255
HP:	445
ALIMENTACION:	GAS NATURAL
FUNCION DEL EQUIPO:	GENERACION

M-2414	
	
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
UBICACION:	ESTACION PF1
SERIAL No:	6NB02414
TAG:	M-2414
MARCA:	CATERPILLAR
MODELO:	G-3408
TIPO:	COMBUSTION
CAPACIDAD KW:	255
HP:	445
ALIMENTACION:	GAS NATURAL
FUNCION DEL EQUIPO:	GENERACION

Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

Figura 28. Generadores Locación ES-1.

M-571		M-573	
			
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO		ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
UBICACION:	POZO ES1	UBICACION:	POZO ES1
SERIAL No:	25284571	SERIAL No:	25284573
TAG:	M-571	TAG:	M-573
MARCA:	CUMMINS	MARCA:	CUMMINS
MODELO:	GTA-19	MODELO:	GTA-19
TIPO:	COMBUSTION	TIPO:	COMBUSTION
CAPACIDAD KW:	250	CAPACIDAD KW:	250
HP:	445	HP:	445
ALIMENTACION:	GAS	ALIMENTACION:	GAS
FUNCION DEL EQUIPO:	GENERACION POZOS	FUNCION DEL EQUIPO:	GENERACION POZOS
PLAN DE MANTENIMIENTO:	1442	PLAN DE MANTENIMIENTO:	1437
PERIODICIDAD:	500 HORAS	PERIODICIDAD:	500 HORAS

Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

Figura 29. Generador Locación ES-2.

M-403	
	
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
UBICACION:	POZO ES2
SERIAL No:	43200403
TAG:	M-403
MARCA:	CUMMINS
MODELO:	GTA-14
TIPO:	COMBUSTION
CAPACIDAD KW:	225
HP:	359
ALIMENTACION:	GAS
FUNCION DEL EQUIPO:	GENERACION POZOS
PLAN DE MANTENIMIENTO:	1443
PERIODICIDAD:	500 HORAS

Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

Figura 30. Generadores Locación ES-5.



ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
UBICACION:	POZO ES5
SERIAL No:	43200404
TAG:	M-404
MARCA:	CUMMINS
MODELO:	GTA-14
TIPO:	COMBUSTION
CAPACIDAD KW:	225
HP:	359
ALIMENTACION:	GAS
FUNCION DEL EQUIPO:	GENERACION POZOS
PLAN DE MANTENIMIENTO:	1784
PERIODICIDAD:	500 HORAS



ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
UBICACION:	POZO ES5
SERIAL No:	43200487
TAG:	M-487
MARCA:	CUMMINS
MODELO:	GTA-14
TIPO:	COMBUSTION
CAPACIDAD KW:	225
HP:	359
ALIMENTACION:	GAS
FUNCION DEL EQUIPO:	GENERACION POZOS
PLAN DE MANTENIMIENTO:	1438
PERIODICIDAD:	500 HORAS

Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

A continuación, se relaciona el consumo histórico de gas mes a mes en para los años 2011, 2012, 2013 y 2014:

Tabla 8. Consumo Histórico de Gas año 2011.

MES	TOTAL CONSUMO GAS (KPC)	CONSUMO GENERADOR CUMMINS (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2410 (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2414 (KPC)	GENERADOR ES2 # 1 (KPC)	GENERADOR ES2 # 2 (KPC)	GENERADOR ES5 # 1 (KPC)	GENERADOR ES5 # 2 (KPC)	GENERADOR TP6 # 1 (KPC)	GENERADOR TP6 # 2 (KPC)	GENERADOR ES1 # 1 (KPC)	GENERADOR ES1 # 2 (KPC)
enero / 2011	20.090	0	0	3.480	2.610	0	3.480	0	2.630	2.630	2.630	2.630
febrero / 2011	19.916	810	0	3.360	2.520	0	3.360	0	2.306	2.520	2.520	2.520
marzo / 2011	22.566	2.678	150	3.708	1.260	0	3.705	0	2.696	2.790	2.790	2.790
abril / 2011	23.760	0	3.600	3.600	2.160	0	3.600	0	2.700	2.700	2.700	2.700
mayo / 2011	24.053	0	3.720	3.720	2.790	0	3.720	0	1.733	2.790	2.790	2.790
junio / 2011	21.600	0	3.600	3.600	2.700	0	3.600	0	0	2.700	2.700	2.700
julio / 2011	22.474	0	3.720	3.720	2.700	0	3.720	0	278	2.756	2.790	2.790
agosto / 2011	22.106	0	3.720	3.720	2.790	0	3.720	0	506	2.070	2.790	2.790
septiembre / 2011	19.625	0	3.288	3.288	2.682	0	3.600	0	1.403	0	2.682	2.682
octubre / 2011	20.832	0	2.976	2.976	2.790	0	3.720	0	2.790	0	2.790	2.790
noviembre / 2011	19.272	948	2.748	1.728	2.634	0	3.384	0	2.610	0	2.610	2.610
diciembre / 2011	15.438	2.046	2.232	0	2.232	0	2.232	0	2.232	0	2.232	2.232
TOTAL	251.732	6.482	29.754	36.900	29.868	0	41.841	0	21.884	20.956	32.024	32.024

Tabla 9. Consumo Histórico de Gas año 2012.

MES	TOTAL CONSUMO GAS (KPC)	CONSUMO GENERADOR CUMMINS (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2410 (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2414 (KPC)	GENERADOR ES2 # 1 (KPC)	GENERADOR ES2 # 2 (KPC)	GENERADOR ES5 # 1 (KPC)	GENERADOR ES5 # 2 (KPC)	GENERADOR TP6 # 1 (KPC)	GENERADOR TP6 # 2 (KPC)	GENERADOR ES1 # 1 (KPC)	GENERADOR ES1 # 2 (KPC)
enero / 2012	14.502	2.046	2.232	0	2.232	0	2.232	0	1.296	0	2.232	2.232
febrero / 2012	12.354	1.914	2.088	0	2.088	0	2.088	0	0	0	2.088	2.088
marzo / 2012	13.206	2.046	2.232	0	2.232	0	2.232	0	0	0	2.232	2.232
abril / 2012	11.910	66	1.986	1.914	2.160	0	2.160	0	0	0	1.812	1.812
mayo / 2012	9.745	0	2.046	2.046	1.992	720	828	193	0	0	60	1.860
junio / 2012	9.038	0	1.812	1.812	1.800	0	1.814	0	0	0	0	1.800
julio / 2012	9.300	0	1.860	1.860	1.860	0	1.860	0	0	0	0	1.860
agosto / 2012	7.980	0	1.860	1.860	1.860	0	540	0	0	0	0	1.860
septiembre / 2012	8.705	0	1.800	1.800	1.505	0	1.800	0	0	0	0	1.800
octubre / 2012	9.228	0	1.860	1.860	1.860	0	1.788	0	0	0	0	1.860
noviembre / 2012	9.000	0	1.800	1.800	1.800	0	1.800	0	0	0	0	1.800
diciembre / 2012	9.300	0	1.860	1.860	1.860	0	1.860	0	0	0	0	1.860
TOTAL	124.268	6.072	23.436	16.812	23.249	720	21.002	193	1.296	0	8.424	23.064

Tabla 10. Consumo Histórico de Gas año 2013.

MES	TOTAL CONSUMO GAS (KPC)	CONSUMO GENERADOR CUMMINS (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2410 (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2414 (KPC)	GENERADOR ES2 # 1 (KPC)	GENERADOR ES2 # 2 (KPC)	GENERADOR ES5 # 1 (KPC)	GENERADOR ES5 # 2 (KPC)	GENERADOR TP6 # 1 (KPC)	GENERADOR TP6 # 2 (KPC)	GENERADOR ES1 # 1 (KPC)	GENERADOR ES1 # 2 (KPC)
enero / 2013	9.300	0	1.860	1.860	1.860	0	1.860	0	0	0	0	1.860
febrero / 2013	8.400	0	1.680	1.680	1.680	0	1.680	0	0	0	0	1.680
marzo / 2013	9.300	0	1.860	1.860	1.860	0	1.860	0	0	0	0	1.860
abril / 2013	8.860	0	1.660	1.800	1.800	0	1.800	0	0	0	0	1.800
mayo / 2013	9.300	0	1.860	1.860	1.860	0	1.860	0	0	0	0	1.860
junio / 2013	9.000	0	1.800	1.800	1.800	0	1.800	0	0	0	0	1.800
julio / 2013	8.280	0	1.860	1.860	840	0	1.860	0	0	0	0	1.860
agosto / 2013	7.295	0	1.860	1.715	0	0	1.860	0	0	0	0	1.860
septiembre / 2013	7.200	0	1.800	1.800	0	0	1.800	0	0	0	0	1.800
octubre / 2013	7.440	0	1.860	1.860	0	0	1.860	0	0	0	0	1.860
noviembre / 2013	7.200	0	1.800	1.800	0	0	1.800	0	0	0	0	1.800
diciembre / 2013	7.440	0	1.860	1.860	0	0	1.860	0	0	0	0	1.860
TOTAL	99.015	0	21.760	21.755	11.700	0	21.900	0	0	0	0	21.900

Tabla 11. Consumo Histórico de Gas año 2014.

MES	TOTAL CONSUMO GAS (KPC)	CONSUMO GENERADOR CUMMINS (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2410 (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2414 (KPC)	GENERADOR ES2 # 1 (KPC)	GENERADOR ES2 # 2 (KPC)	GENERADOR ES5 # 1 (KPC)	GENERADOR ES5 # 2 (KPC)	GENERADOR TP6 # 1 (KPC)	GENERADOR TP6 # 2 (KPC)	GENERADOR ES1 # 1 (KPC)	GENERADOR ES1 # 2 (KPC)
enero / 2014	7.440	0	1.860	1.860	0	0	1.860	0	0	0	0	1.860
febrero / 2014	6.720	0	1.680	1.680	0	0	1.680	0	0	0	0	1.680
marzo / 2014	7.440	0	1.860	1.860	0	0	1.860	0	0	0	0	1.860
abril / 2014	7.200	0	1.800	1.800	0	0	1.800	0	0	0	0	1.800
mayo / 2014	8.220	0	1.860	1.860	0	0	1.860	0	540	0	240	1.860
junio / 2014	9.555	0	1.730	1.280	0	0	1.762	0	1.260	0	1.762	1.762
julio / 2014	8.407	0	1.860	1.860	0	0	1.562	0	0	0	1.562	1.562
agosto / 2014	8.407	0	1.860	1.860	0	0	1.562	0	0	0	1.562	1.562
septiembre / 2014	7.263	0	1.488	1.123	0	0	1.512	0	193	0	1.436	1.512
octubre / 2014	7.717	0	1.828	648	0	0	1.562	0	1.500	0	617	1.562
noviembre / 2014	7.074	0	1.138	1.400	0	0	1.512	0	0	0	1.512	1.512
diciembre / 2014	8.238	0	1.740	1.658	0	151	1.565	0	0	0	1.562	1.562
TOTAL	93.681	0	20.703	18.888	0	151	20.098	0	3.493	0	10.255	20.095

Tabla 12. Consumo Histórico de Gas Enero - Marzo 2015.

MES	TOTAL CONSUMO GAS (KPC)	CONSUMO GENERADOR CUMMINS (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2410 (KPC)	CONSUMO GENERADOR 2414 (KPC)	GENERADOR ES2 # 2 (KPC)	GENERADOR ES5 # 1 (KPC)	GENERADOR ES5 # 2 (KPC)	GENERADOR PF1 # 1 (KPC)	GENERADOR TP6 # 2 (KPC)	GENERADOR ES1 # 1 (KPC)	GENERADOR ES1 # 2 (KPC)
enero / 2015	7.068	0	1.380	480	521	1.562	0	0	0	1.562	1.562
febrero / 2015	6.384	0	1.320	360	470	1.411	0	0	0	1.411	1.411
marzo / 2015	7.068	0	1.710	150	521	1.562	0	0	0	1.562	1.562
TOTAL	20.520	0	4.410	990	1.512	4.536	0	0	0	4.536	4.536

Como se puede observar en los históricos, el consumo depende de la operación de los generadores para los pozos que tienen el requerimiento de energía, para el periodo de 2015 se registra su máximo valor en los meses Enero y Marzo con 7.068 KPC y el menos consumo en Febrero con 6.384 KPC; para efectos de cálculo se tomara como constante el promedio del año 2015, debido a que es el más representativo de las condiciones actuales de operación, requerimiento de energía y por lo tanto el consumo en generación promedio mes corresponde a 6.840 KPC y un promedio día de 228 KPC.

3.5.2 Despacho petróleo por oleoducto. Los equipos de Bombeo son en esencia dispositivos que transforman Energía para comunicarla a una masa de líquido, sea este viscoso o no que generalmente ve incrementada su presión o su velocidad.

El sistema de Bombeo recibe Energía mecánica procedente de diferentes formas en particular de la Energía Eléctrica a través de un motor, o de la Energía térmica mediante el uso de una turbina adaptada para el paso de vapor de agua a alta presión o gases de los gases de combustión, provenientes de un sistema adaptado para su generación o aprovechamiento secundario.

La cantidad de Energía entregada al líquido debe ser tal que además sirva para vencer las pérdidas por fricción que se presentan cuando el líquido viaja por tuberías y accesorios, la diferencia de altura existente entre los equipos del proceso alimentario, garantizar el flujo adecuado que requiere de acuerdo con la capacidad requerida por el proceso.

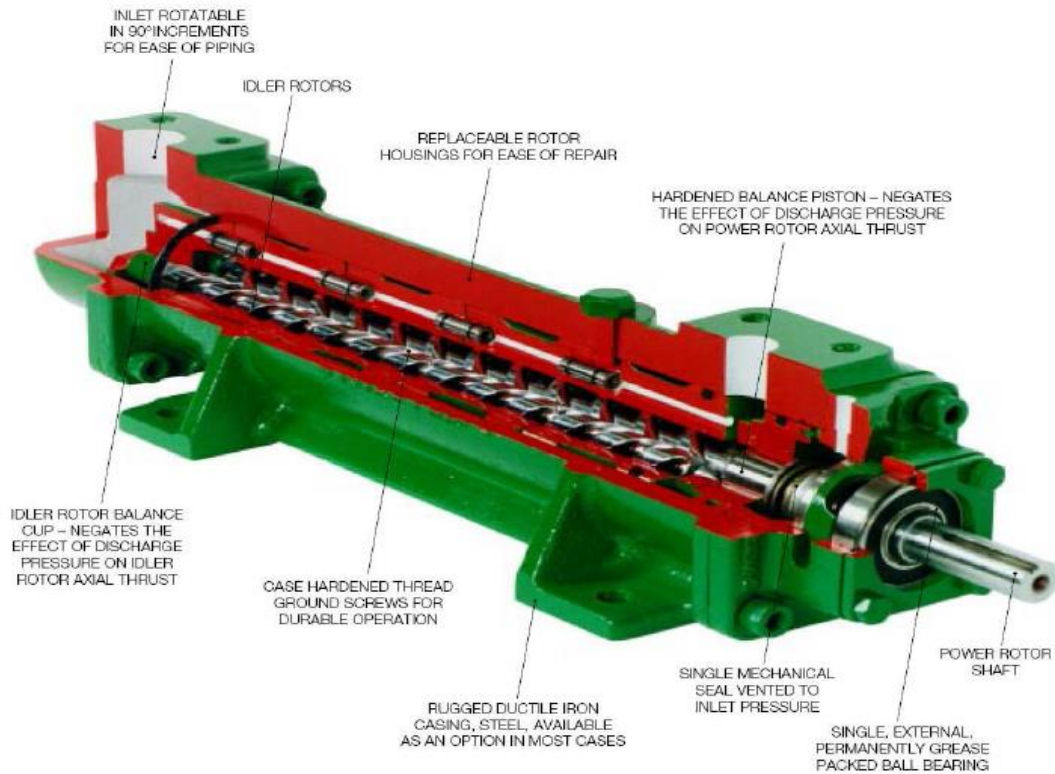
Cuando el proceso ocurre de manera inversa y el sistema recibe la carga de Energía a través del sistema mecánico este es el encargado de mover un

generador eléctrico que transforma esa Energía mecánica o potencial en Energía Eléctrica, tal como ocurre en las centrales hidroeléctricas²².

Continuando con el proceso el crudo deshidratado es almacenado en tanques, donde finalmente es fiscalizado. Una vez alcanzados los parámetros de calidad para venta (%BS&W< 0.5 %, contenido de sal:< 20 PTB y ° API > 18.0), el crudo es transferido por oleoducto (OGD) hasta su destino final con la ayuda de tres unidades tipo centrifuga modelo 178 marca Doublelife impeler de 13 pulgadas y motores eléctricos de 75 hp modelo A641 y cuatro unidades principales con bombas de tornillo marca IMO modelo GLH8LHDT-400, y motores Caterpillar de combustión a gas Modelo 3408 (3) y un motor Cummins diesel modelo KTA19-G4.

²² UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA Maquinaria y equipos de alimentos [en línea]. [consultado 08 de Septiembre de 2015]. Disponible en: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/211618/EXELARNING/leccin_21_generalidades_de_bombas.html

Figura 31 Bomba Tipo tornillo



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

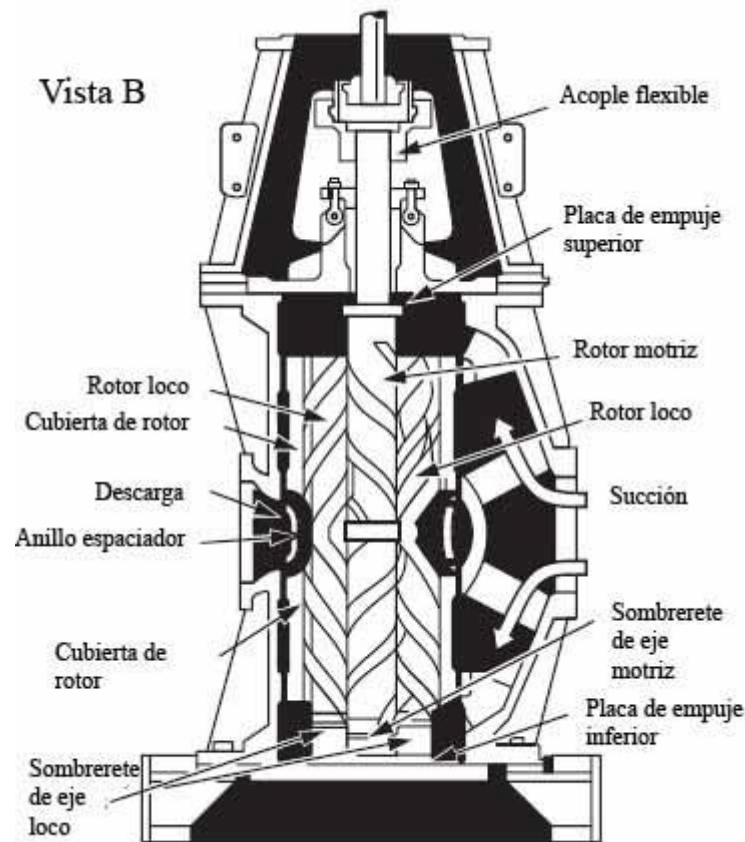
La bomba marca IMO, consta efectivamente de un tornillo tipo sin fin colocado en el interior de la carcasa de la bomba, que descansa en sus extremos sobre rodamientos. A pesar de ser baja en eficiencia y costosa, la bomba de tornillo es conveniente para las altas presiones, y entrega fluido con poco ruido o pulsación de presión.

La línea de suministro está conectada en el centro de la cubierta de la bomba en algunas bombas. El líquido entra en el puerto de succión de la bomba, que se abre en compartimientos en los extremos del montaje del tornillo²³.

²³ UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA Maquinaria y equipos de alimentos [en línea]. [consultado 08 de Septiembre de 2015]. Disponible en: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/211618/EXELARNING/leccin_27_bombas_de_tornillo.html

Cuando los tornillos giran, el líquido fluye entre los filetes de la rosca en cada extremo del conjunto. Los filetes de rosca arrastran el líquido dentro de la cubierta del centro de la bomba hacia al puerto de descarga.

Figura 32. Bomba Tipo tornillo, Vista B



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

Las bombas de tornillo están disponibles en variados diseños; sin embargo, todas funcionan de una manera similar. En una bomba de tornillo del tipo rotativo de desplazamiento fijo, el líquido se impulsa axialmente en forma constante y uniforme mediante la acción de sólo tres partes móviles, un rotor motriz y dos rotores locos arrastrados por el primero.

El rotor motriz es el único elemento impulsor, que se extiende fuera de la cubierta de la bomba para las conexiones de potencia a un motor eléctrico. Los rotores locos giran libres y son arrastrados por el rotor motriz mediante la acción de los filetes de rosca que endientan entre sí²⁴.

Esta actividad está continuamente monitoreada desde el cuarto de control (PF1 y estación La Dorada) por el personal de operaciones a través del sistema DELTA V; además se cuenta con el soporte y coordinación de un operador de oleoducto en la estación receptora en La Dorada. Allí, al crudo se le determinan nuevamente las especificaciones finales (sal, agua, azufre, API) y se mide el volumen de crudo en la unidad LACT y posteriormente es entregado al OAM.

Figura 33. Sistema de almacenamiento, bombeo y monitoreo de Crudo estación PF1.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

El volumen que se consume en la operación está directamente relacionado con la cantidad de petróleo que se tiene para transferir al oleoducto, por lo tanto su tiempo de operación en la siguiente grafica se puede observar el comportamiento histórico desde Enero de 2014 a Marzo de 2015 en el cual nos muestra una disminución en el volumen consumido debido a una reducción y cambios en el

²⁴ UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA Maquinaria y equipos de alimentos [en línea]. [consultado 08 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/211618/EXELARNING/leccin_27_bombas_de_tornillo.html

diseño en la operación de transferencias al oleoducto; para efectos de cálculo se tomara como constante el promedio del año 2015, debido a que es el más representativo de las condiciones actuales de operación, que corresponde a 63 KPC mensuales, para un consumo promedio día en bombeo de 2.1 KPC.

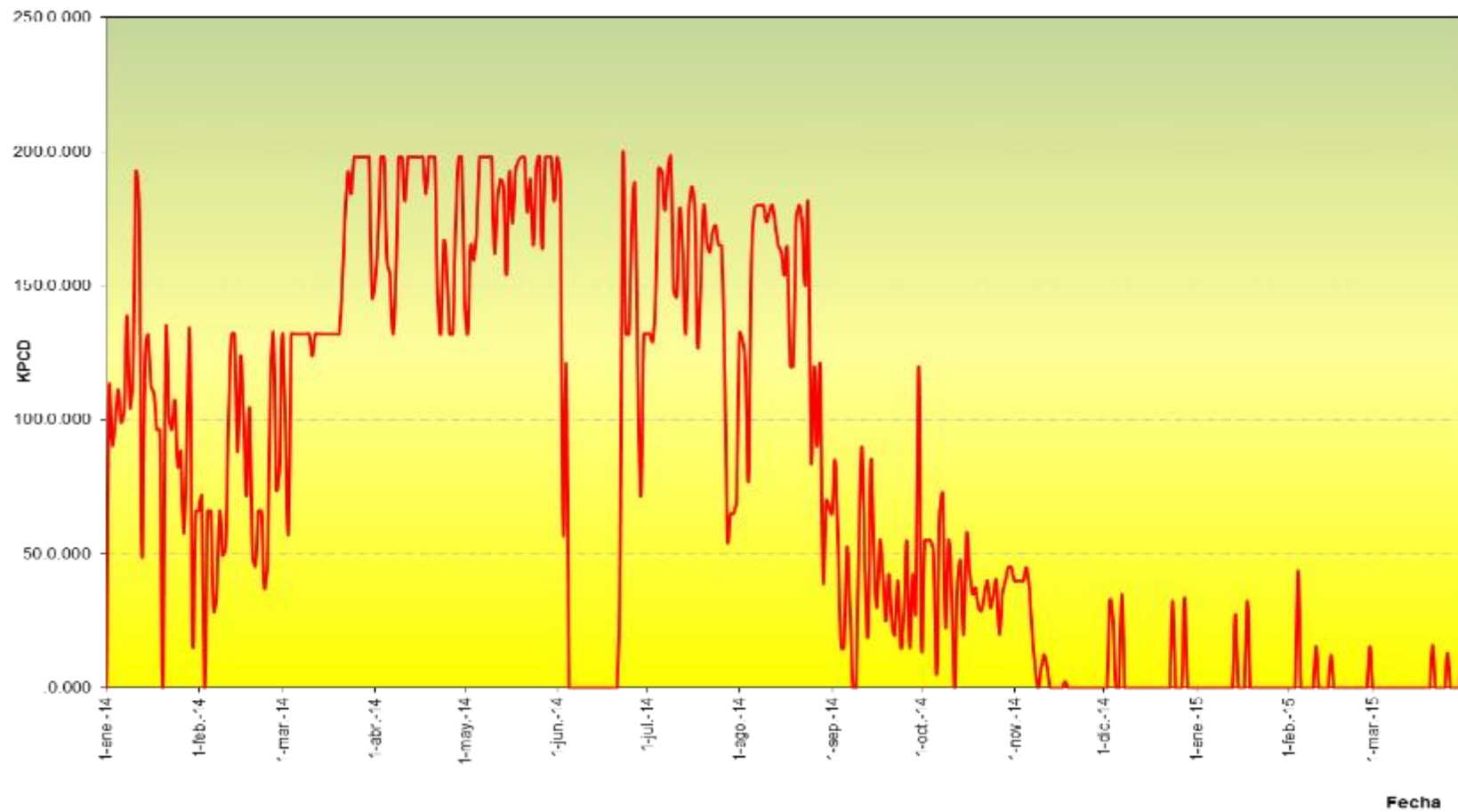
Figura 34. Bombas de Despacho, Estación PF-1.

M-202A		M-202B	
			
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO		ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
UBICACION:	ESTACION PF1	UBICACION:	ESTACION PF1
SERIAL No:	6NB02304	SERIAL No:	6NB02305
TAG:	P-202A	TAG:	P-202B
MARCA:	CATERPILLAR	MARCA:	CATERPILLAR
MODELO:	G-3408	MODELO:	G-3408
TIPO:	RECIPROCANTE	TIPO:	RECIPROCANTE
CAPACIDAD KW:	400	CAPACIDAD KW:	400
HP:	405	HP:	405
ALIMENTACION:	GAS	ALIMENTACION:	GAS
FUNCION DEL EQUIPO:	BOMBEO OGD	FUNCION DEL EQUIPO:	BOMBEO OGD

M-202C		M-202D	
			
ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO		ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO	
UBICACION:	ESTACION PF1	UBICACION:	ESTACION PF1
SERIAL No:	6NB02306	SERIAL No:	37227840
TAG:	P-202C	TAG:	P-202D
MARCA:	CATERPILLAR	MARCA:	CUMMINS
MODELO:	G-3408	MODELO:	KTA19-G2
TIPO:	RECIPROCANTE	TIPO:	RECIPROCANTE
CAPACIDAD KW:	400	CAPACIDAD KW:	
HP:	405	HP:	755
ALIMENTACION:	GAS	ALIMENTACION:	DIESEL
FUNCION DEL EQUIPO:	BOMBEO OGD	FUNCION DEL EQUIPO:	BOMBEO OGD

Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

Figura 35. Comportamiento histórico Consumo Gas Bombas de despacho Enero 2014 – Marzo 2015.



3.5.3 Consumo Equipos Separación, Tratamiento y Compresión. En todos los equipos relacionados anteriormente se requiere de un consumo de energía, esta energía puede ser térmica correspondiente a la combustión del gas para la transferencia de temperatura a los fluidos a tratar como lo es el petróleo en el tratador térmico o la amina y el glicol en los correspondientes regeneradores o energía mecánica mediante la combustión del gas para la transferencia que ocurre en los equipos de compresión.

A continuación, podemos observar el consumo de estos equipos en el periodo Enero 2014 – Marzo 2015, obteniendo que el volumen promedio de gas que se consumió en el año 2014 de 474 KPCD y para el primer trimestre de 2015 de 254 KPCD, por lo cual se puede tomar este valor sin duda como el más adecuado para futuros cálculos estimaciones debido a que es el más representativo para las condiciones actuales.

3.6.4 Inyección de gas al Yacimiento. Debido a que contamos en el país con normativa que prohíbe y penaliza la quema del gas la compañía opta operativamente por la inyección de gas al yacimiento, obteniendo como beneficios la conservación de energía al yacimiento y a su vez lo puede conservar para futuros mercados u oportunidades de comercialización.

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de petróleo y se usó inicialmente a comienzos del año 1900, con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el petróleo y, generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba

un recobro adicional de petróleo desinflando o agotando aceleradamente la presión del yacimiento²⁵.

El solo propósito de mejorar los métodos de producción justifica, en la mayoría de los casos, la inyección de gas, como este es más liviano que el petróleo, tiende a formar una capa superficial de gas bien definida, aun en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae de la parte más baja de la capa, dará como resultado una formación de conservación de energía y la posibilidad de mantener las tasas de producción relativamente elevadas, recobrando en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un periodo más largo.

²⁵ LA COMUNIDAD PETROLERA Inyección de gas [en línea]. [consultado 15 de Octubre de 2015]. Disponible en: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccin-de-gas.html>

Tabla 13. Consumo gas Equipos Separación, Tratamiento y Compresión Enero 2014 – Marzo 2015.

MES	TOTAL CONSUMO GAS (KPC)	CONSUMO PLANTA AMINAS (KPC)	CONSUMO PLANTA GLICOL (KPC)	CONSUMO TRATADOR (KPC)	CONSUMO COMPRESOR ES4 (KPC)	CONSUMO COMPRESOR PF1 (KPC)	CONSUMO COMPRESOR ES1 (KPC)
enero / 2014	11.653	1.549	1.548	1.116	3.720	3.720	0
febrero / 2014	10.524	1.398	1.398	1.008	3.360	3.360	0
marzo / 2014	11.656	1.552	1.548	1.116	3.720	3.720	0
abril / 2014	10.799	1.501	1.498	1.080	3.120	3.600	0
mayo / 2014	10.212	1.548	1.548	1.116	2.280	3.720	0
junio / 2014	9.273	1.500	1.498	1.080	1.395	3.600	200
julio / 2014	12.190	1.553	1.548	1.116	3.720	3.720	533
agosto / 2014	12.191	1.554	1.548	1.116	3.720	3.720	533
septiembre / 2014	11.798	1.504	1.498	1.080	3.600	3.600	516
octubre / 2014	12.126	1.547	1.490	1.116	3.720	3.720	533
noviembre / 2014	11.676	1.497	1.382	1.080	3.600	3.600	516
diciembre / 2014	10.316	1.090	1.240	1.116	3.720	2.635	516
enero / 2015	8.620	1.548	1.116	1.116	1.120	3.720	0
febrero / 2015	6.774	1.398	1.008	1.008	0	3.360	0
marzo / 2015	7.501	1.548	1.116	1.118	0	3.720	0

Además, el gas disuelto en el petróleo disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y, en consecuencia, los pozos productores pueden mantener la tasa de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo.

Una parte del gas después de ser separado, comprimido y tratado estando en condiciones RUT a una presión promedio de 250 – 230 psig, es enviado a través de una línea de 6", al pozo ES-4 que se utiliza como pozo inyector, se encuentra ubicado a 5.3 Km de distancia de la estación PF-1, el gas nuevamente es comprimido por un compresor Ingersoll Rand, modelo SGV12, que descarga a una presión promedio de 750 – 900 psig.

El volumen que se inyecta al yacimiento depende directamente de la producción y del volumen que se vende, por tal razón están relacionados al salir de la corriente de gas tratado, dando como prioridad siempre los equipos de la operación y en segundo orden la entrega de gas a los clientes, para obtener el volumen restante como un volumen disponible para ser aprovechado en otras operaciones o ventas, que en este momento tiene como destino la inyección al yacimiento.

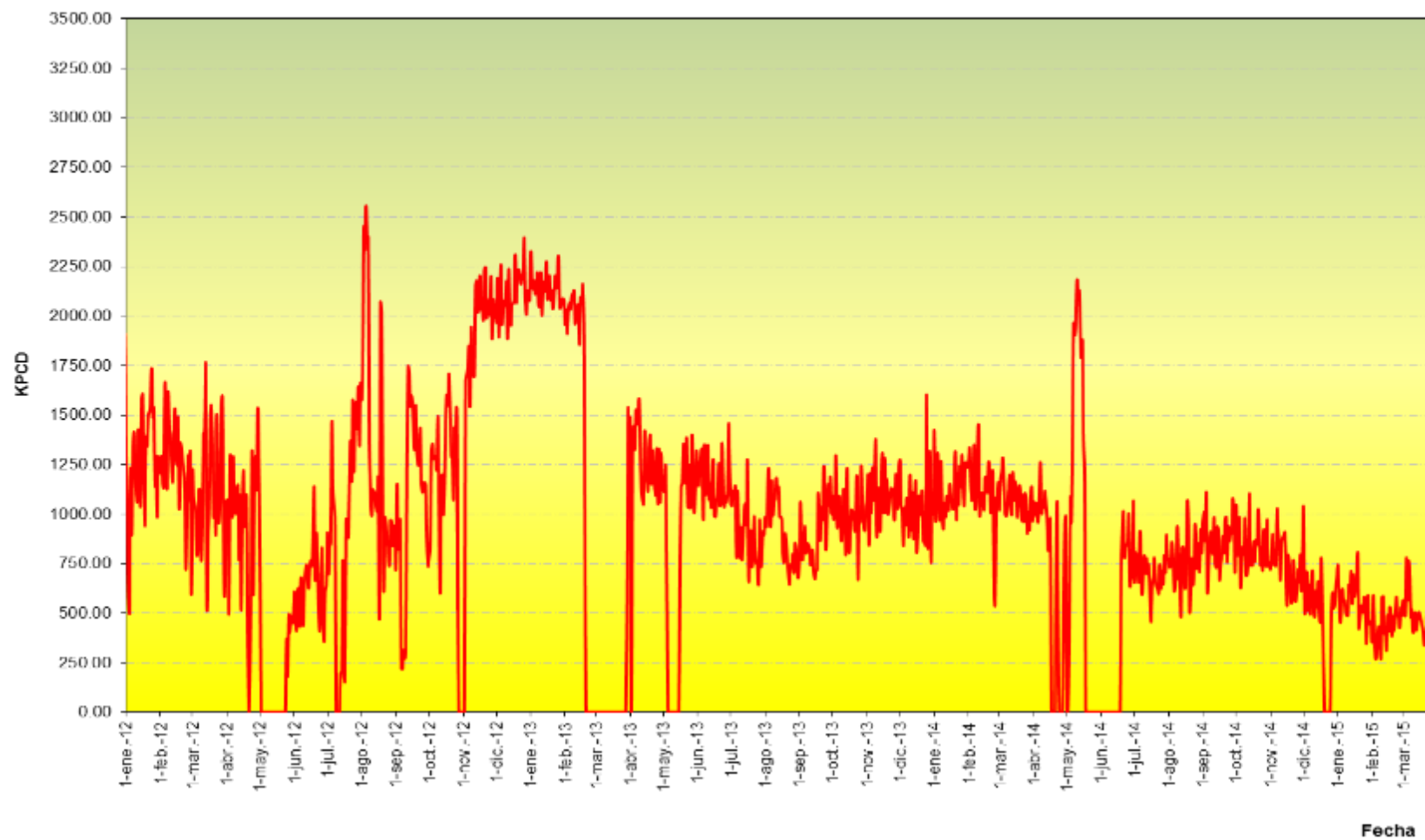
El volumen total que se inyectó al yacimiento en el año 2014 fue de 289.191 KPC, 14.744 KPCD en el mes de diciembre, para un promedio día de 792 KPC en el año 2014 y para el primer trimestre de 2015 el volumen total que se inyectó al yacimiento fue 44.588 KPC, con un volumen promedio de 14.863 KPC para este trimestre y un promedio día de 495 KPC.

En la siguiente grafica se puede observar el comportamiento histórico desde enero de 2012 a diciembre de 2014, se evidencia en 3 oportunidades que se suspendía la inyección los cuales corresponden a fechas en las cuales se realizó trabajos de mantenimiento en los equipos o líneas involucradas en el proceso de inyección.

3.5.5 Transferencia De Custodia. Una vez el gas ha sido totalmente tratado, es transportado a un lugar llamado punto de transferencia de custodia, que es definido como el sitio donde se transfiere la custodia del gas entre un productor – comercializador y un Transportador; o entre un Transportador y un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Almacenador Independiente, un Usuario Regulado atendido por un Comercializador (no localizado en áreas de servicio exclusivo), una Interconexión Internacional, entre dos transportadores, y a partir del cual el Agente que recibe el gas asume la custodia del mismo²⁶.

²⁶ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 041 (23, Abril, 2008). Por el cual se modifica y complementa el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – (RUT). Bogotá D.C.: 3 p

Figura 36. Comportamiento histórico Inyección de gas Enero de 2012 – Marzo de 2015.



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

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

Actualmente la compañía cuenta con tres contratos firmados para la comercialización del gas producido en el Campo Guaduas, estos contratos se tienen con las Compañías Alcanos para la distribución del gas domiciliario en el municipio de Guaduas y con la Compañía Megagas que lo comercializa a través de los módulos de transporte de gas natural comprimido GTM y MAT y otro contrato en la Compañía correspondiente a la Gerencia de Oleoductos, Estación PF-2 para la operación de los equipos de generación y despacho por Oleoducto.

Figura 37. Sistema de filtración, medición y odorización de gas.

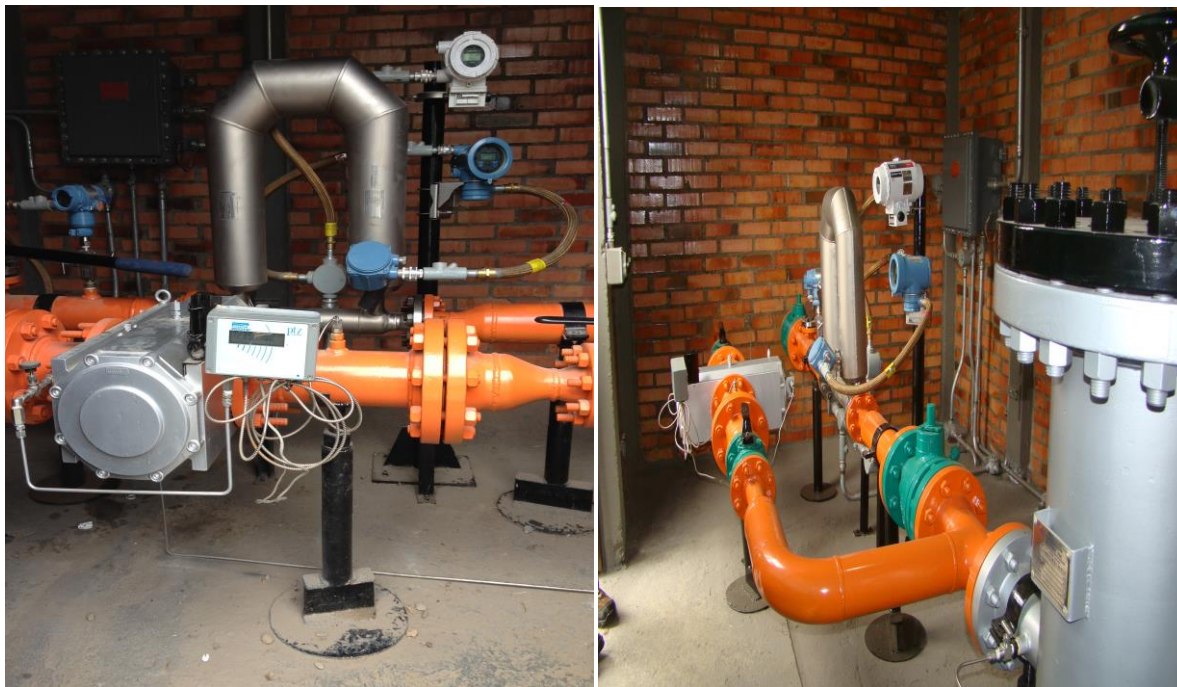


Figura 38. Manifold de salida medidores 4 líneas, de 2".



Figura 39. Sistema de Reducción y Medición de Alacanos de Colombia S.A. E.S.P.



El gas se entrega en el punto de transferencia y custodia a través de una línea de 4", a una presión promedio de 330 psi y una temperatura de 85°F, en este punto se cuenta con dos medidores los cuales se encargan de medir los volúmenes de cada corriente, el primero de lóbulos rotativos que mide únicamente la corriente de gas domiciliario para el municipio de Guaduas y el otro es un medidor tipo coriolis que mide la corriente de gas que se recomprime y carga en los módulos GTM y MAT.

Figura 40. Sistema Modular GTM y MAT.

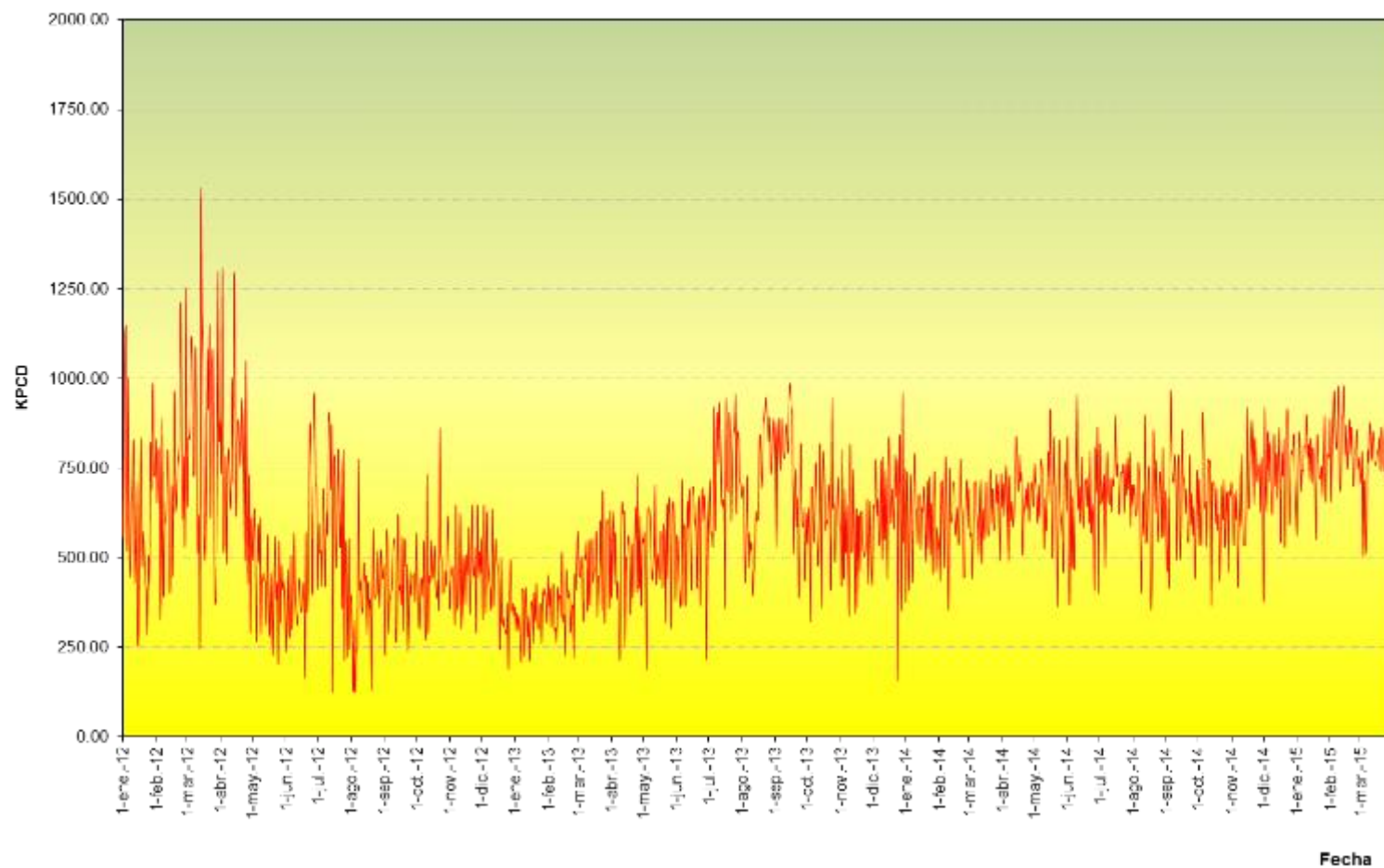


Se puede observar que el comportamiento de los volúmenes que han sido entregados para venta fue de 657 KPCD en promedio para el año 2014 y 780 KPCD en promedio para el año 2015, registrando permanentemente variaciones en los volúmenes de venta de gas que son debidos a los mismos mecanismos y restricciones que se presentan para el transporte de carga pesada como lo son el tráfico y/o restricciones vehiculares durante festividades y otras fechas, para el año 2015 se observar un incremento presentado por el consumo en la Estación PF-2, correspondiente a la modificación y ampliación de facilidades.

Figura 41. Sistema Venta Gas Natural Vehicular Megagas.



Figura 42. Comportamiento histórico Volúmenes Venta de Gas Enero 2012 – Marzo 2015.



3.5.6 Quema de gas. Todo el gas producido por los pozos del Campo Guaduas es enviado a la Estación PF-1, excepto el gas correspondiente a la producción del pozo TP-7W, debido a que la presión con la que se obtiene de cabeza de pozo es en promedio 20 psi y las líneas que se tienen disponibles para el transporte operan en ese punto a 60 psi en promedio y no se cuenta con un compresor que ayude a incrementar la presión para la entrada a esta línea de flujo por lo cual este gas es quemado en la locación.

Cuando se realizan mantenimientos o intervenciones a los equipos y/o líneas de flujo que intervienen en los procesos de inyección o venta de gas, es necesario igualmente realizar esta quema de gas tal y como se observa en la gráfica.

El volumen total que se quemó en el año 2014 fue 78.694 KPC, para un promedio día de 216 KPCD, y para el primer trimestre de 2015 fue 1.825 KPC, para un promedio de 20 KPCD.

3.5.7 Consolidado Aprovechamiento gas Campo Guaduas. Después de la identificación y descripción de todos los procesos operacionales en los que se tiene involucrado la utilización y/o aprovechamiento del gas producido en el Campo Guaduas, se puede identificar que el gas que se tiene disponible para otros procesos es el que se inyecta en el yacimiento, con base a la información consolidada se tomara como representativa los promedios del primer trimestre del año 2015 como base de información, debido a que corresponde a la realidad presente después de los cambios y optimización en los diferentes procesos, esta información se tiene en la tabla de consolidado 2015.

El volumen promedio diario de Inyección depende tanto de la producción como de los procesos asociados a su operación, consumo y venta.

Figura 43. Comportamiento histórico Volúmenes Quema de Enero 2014 – Marzo 2015.

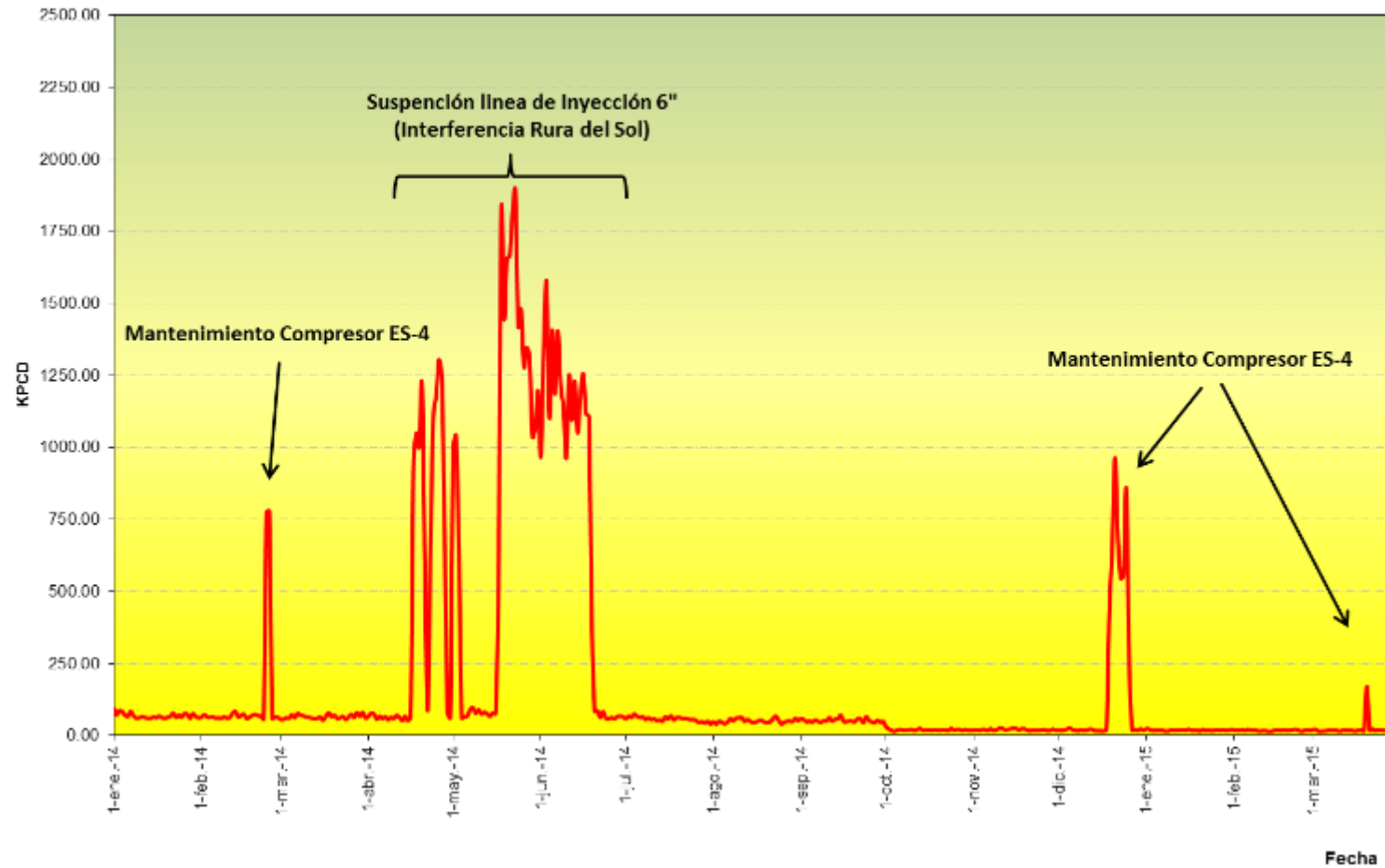


Tabla 14. Consolidado Primer Trimestre año 2015 aprovechamiento gas Campo Guaduas

MES	PRODUCCIÓN GAS KPC	CONSUMO GAS KPC	INYECCION DE GAS KPC	GAS QUEMADO KPC	GAS A VENTAS KPC	PODER CALORIFICO BTU	GRAVEDAD ESPECIFICA	HUMEDAD LBS/MMPC	CO2 (mole %)	HC DEW POINT °F	H2S
enero / 2015	57.030	15.748	17.266	590	23.426	1.014.00	0.5694	5.80	0.63	0.35	0.00
febrero / 2015	49.181	13.245	12.318	515	23.103	1.014.00	0.5694	5.80	0.66	0.35	0.00
marzo / 2015	54.018	14.611	15.004	720	23.683	1.014.00	0.5694	5.80	0.66	0.35	0.00
PROMEDIO AÑO	1.780	484	495	20	780	1.014.00	0.5694	5.80	0.65	0.35	0.00
TOTAL	160.229	43.604	44.588	1.825	70.212						

4. ALTERNATIVAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL PRODUCIDO EN EL CAMPO GUADUAS

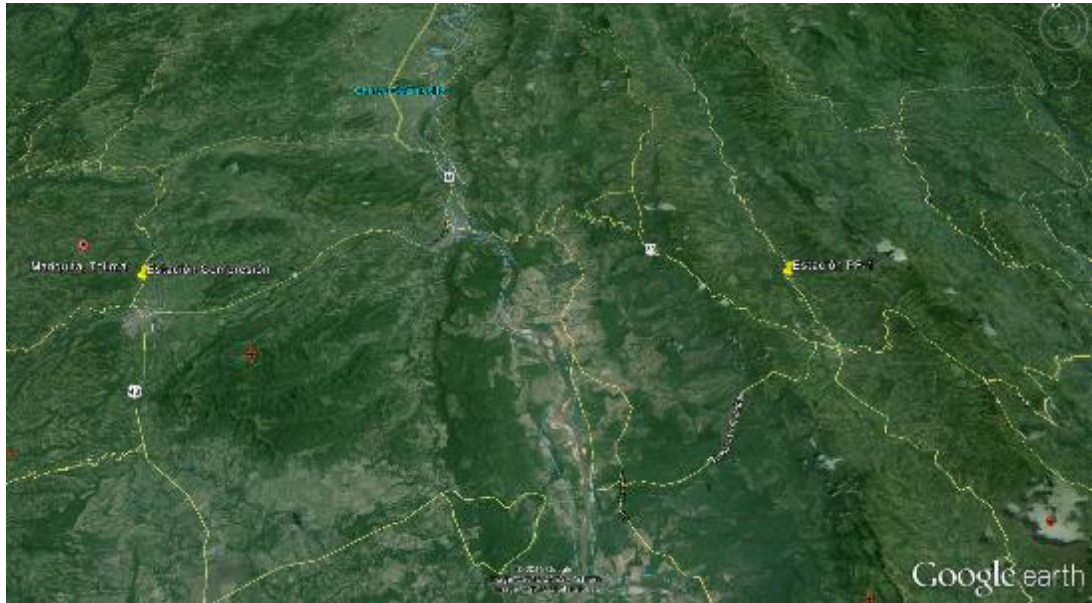
Como complemento para la finalización y posterior análisis se realizó la búsqueda de posibilidades de aplicación para este caso específico que permita el aprovechamiento del gas en Campo Guaduas; Dentro de las alternativas existentes y que no son implementadas en este momento tenemos la venta y transporte de gas a través de gasoducto, la conversión del gas natural en productos de hidrocarburos líquidos y la generación de gas en el pozo inyector de agua.

4.1 VENTA DE GAS POR GASODUCTO.

Desde el punto de vista técnico campo Guaduas no está conectado al sistema nacional de transporte de gas. Su actual distribución se está realizando a través del cargue en módulos GTM y MAT.

Verificando la red colombiana de gasoductos el punto de conexión más cercano se encuentra ubicado en el municipio de Mariquita, este gasoducto es propiedad de TGI, se encuentran los sistemas Mariquita – Gualanday y Mariquita – Cali.

Figura 44. Localización Geográfica Estación PF-1 – Estación Mariquita.



Fuente: Google Earth

4.2 CONVERSIÓN DE GAS NATURAL A LÍQUIDOS.

Hasta hace poco, había sólo dos formas prácticas de transportar gas natural: hacerlo circular a través de un gasoducto en estado gaseoso o enfriarlo y transportarlo como gas natural licuado (GNL). Una tercera alternativa, la tecnología de conversión de gas a líquidos, transforma químicamente el gas natural en productos líquidos, de combustión limpia, que pueden ser fácilmente despachados al mercado.

El proceso GTL, en el que una reacción química convierte el gas natural en productos de hidrocarburos líquidos, no es un invento nuevo. Luego de la Primera Guerra Mundial, las sanciones económicas impuestas impulsaron a los científicos alemanes a explorar formas de sintetizar el petróleo líquido proveniente de los abundantes recursos de carbón del país. Uno de los métodos exitosos, el proceso Fischer-Tropsch desarrollado en 1923 por Franz Fischer y Hans Tropsch en el

Instituto Kaiser-Wilhelm de Investigación del Carbón de Mülheim, Alemania, permitió convertir el metano obtenido de calentar carbón en combustible diésel de alta calidad, aceite lubricante y ceras.²⁷

El combustible diésel tenía una combustión limpia y producía emisiones con cantidades insignificantes de partículas y azufre. Para 1945, las compañías químicas alemanas habían construido nueve plantas Fischer-Tropsch para la generación de combustibles líquidos sintéticos limpios. Luego de la Segunda Guerra Mundial, varios países comenzaron a investigar la generación de combustibles sintéticos en base a la técnica de Fischer-Tropsch. Las plantas alemanas fueron desmontadas y trasladadas a Rusia, donde constituyeron la base para los esfuerzos industriales de producción de ceras y productos químicos. En un entorno de preocupación por la seguridad futura de las importaciones de hidrocarburos, se iniciaron trabajos en EUA y Sudáfrica para evaluar la eficacia de la reacción Fischer-Tropsch a diferentes presiones y temperaturas, con diferentes catalizadores; hierro, cobalto o níquel, y con diferentes métodos de circulación de los gases y líquidos a través del reactor. Para 1953, se puso en operación un concepto en Sudáfrica, y desde entonces, impulsados en gran medida por las restricciones impuestas sobre las importaciones de petróleo, los combustibles Fischer-Tropsch cubrieron el 36% de las necesidades de ese país en materia de combustibles líquidos.²⁸

La transformación de gas en líquidos utilizando el método de Fischer-Tropsch es un proceso de pasos múltiples, con gran consumo de energía, que separa las moléculas de gas natural, predominantemente metano, y las vuelve a juntar para dar lugar a moléculas más largas. El primer paso requiere la entrada de oxígeno [O₂] separado del aire. El oxígeno es insuflado en un reactor para extraer los

²⁷ SCHLUMBERGER. Conversión de gas natural a líquidos. En: Oilfiel Review: Invierno de 2003/2004, p 34.

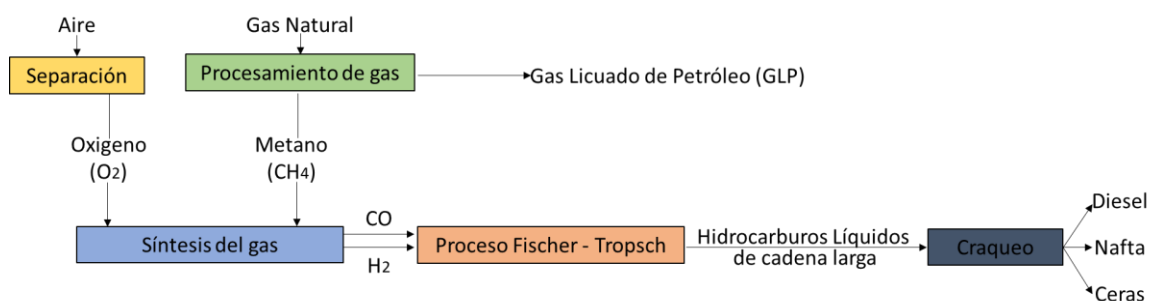
²⁸ Ibid., p 35.

átomos de hidrógeno del metano [CH₄]. Los productos son gas de hidrógeno sintético [H₂] y monóxido de carbono [CO], a veces denominado gas de síntesis.

El segundo paso utiliza un catalizador para recombinar el hidrógeno y el monóxido de carbono, dando lugar a los hidrocarburos líquidos. En la última etapa, los hidrocarburos líquidos son convertidos y fraccionados en productos que pueden ser utilizados de inmediato o mezclarse con otros productos. El producto más conocido es el diésel extremadamente puro, a veces conocido como gasoil. El diésel obtenido con el proceso Fischer-Tropsch, a diferencia del derivado de la destilación del crudo, tiene un contenido de óxido de azufre y óxido de nitrógeno prácticamente nulo, carece virtualmente de contenido de aromáticos, su combustión produce poca o ninguna emisión de partículas, y posee un alto índice de cetano. También se puede producir kerosén, etanol y dimetileter (DME). Otro producto de la reacción es la nafta que tiene alto contenido de parafinas. Las ceras derivadas de los procesos GTL pueden ser lo suficientemente puras para ser utilizadas en la industria cosmética y de envasado de comestibles.

Los procesos GTL actualmente en operación convierten 286 m³ [10,000 pc] de gas en un poco más de 0.16 m³ [1 barril] de combustible sintético líquido²⁹.

Figura 45. Química de la conversión de gas a líquidos.



Fuente: SCHLUMBERGER. Conversión de gas natural a líquidos. En: Oilfiel Review: Invierno de 2003/2004, p 37.

²⁹ Ibid., p 37.

La conversión de gas natural a combustible líquido beneficia al medio ambiente en dos aspectos. Primero, los hidrocarburos líquidos resultantes son puros y de combustión limpia. Son incoloros, inodoros y de baja toxicidad. En segundo lugar, la conversión de gas a líquidos permite a los productores transportar y comercializar el gas asociado que, de lo contrario, se quemaría liberándose en la atmósfera. Las propiedades de combustión limpia del diésel derivado del gas natural convertido fueron reconocidas Fischer y Tropsch probaron su combustible líquido sintetizado.

Para alimentar motores subterráneos, se daba prioridad a ese diésel sintético, cuya combustión producía emisiones insignificantes con respecto al diésel a base de petróleo. Los combustibles líquidos destilados a partir del petróleo crudo contienen típicamente azufre, nitrógeno, compuestos aromáticos y otras impurezas. Durante la combustión, estos combustibles a base de crudo emiten monóxido de carbono, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno, así como sustancias en partículas; elementos que contribuyen a la contaminación del aire y al efecto invernadero.³⁰

Las empresas, CompactGTL, Velocys y Novargi, están a la vanguardia del desarrollo de GTL a pequeña escala, y tienen sistemas diseñados específicamente para satisfacer los mercados sin explotar.

CompactGTL, con sede en el Reino Unido, tiene planes de encargar su primera planta de GTL modular en América del Norte a finales de 2016 para producir crudo sintético, a partir de gas natural. Syncrude, una sustancia blanca lechosa, libre de impurezas como el azufre que puede obtener un sobreprecio por el petróleo crudo debido a la flexibilidad que da a las refinerías a optimizar sus operaciones. "Hay una enorme cantidad de interés en América del Norte para esta solución", dijo Iain Baxter, director de desarrollo de negocios en CompactGTL. "La capacidad de

³⁰ Ibid., p 39.

toma de gas natural en el punto de producción y convertir eso en aceite en el acto, es decir una capacidad increíblemente valioso."

En 2011, CompactGTL dijo que encargó primera instalación integrada GTL modular del mundo, y es propiedad de Petrobras en Aracaju, Brasil. La planta de demostración en USD 45 millones estaba calificado y aprobado un año más tarde para su despliegue comercial de Petrobras, que sigue produciendo hasta 20 BPD de GTL productos de la instalación.

Una planta de GTL pequeña escala requiere alrededor de 10 MPCD / día de gas para producir 1.000 BPD de crudo sintético que, si mezclarse con el producto convencional en la línea de exportación existente, niega la necesidad de ninguna infraestructura adicional que no sea la propia planta.

"Para producir crudo sintético y ser capaz de combinar de nuevo con el crudo mineral luego le da, simplemente, la producción de petróleo adicional", dijo Baxter. "Ahora usted tiene un campo que sólo produce petróleo y que, en muchos casos, es lo que piensan hacer nuestros clientes".

El uso de plantas de GTL en pequeña escala para empatar en múltiples fuentes de gas asociado o trenzado hace que los campos petroleros más rentables. Desplegados en la cabeza del pozo, plantas de GTL eliminan la necesidad de la reinyección de gas natural en el yacimiento para añadir presión, que puede estabilizar las tasas de producción, sino que también puede dañar el yacimiento. En las formaciones de esquisto en los que se utiliza la fracturación hidráulica, reinyección normalmente no se realiza debido a las dificultades técnicas y de costos.³¹

4.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA.

³¹ AXYLROSE OIL & GAS PRODUCTION ACCESORIES Gas-To-Liquids Comes Of Age In A World Full Of Gas [en línea]. [consultado 01 de Noviembre de 2015]. Disponible en Internet: <http://axylrosecold.com/gas-liquids-comes-age-world-full-gas>

En el capítulo 3, donde se describió el marco regulatorio del gas natural en Colombia, se aclaró que para las empresas productoras solo les es posible el transporte de gas, siempre y cuando éste vaya a ser usado en su esquema productivo, siendo el caso de los procesos de reinyección o autogeneración, pues en caso de ser transportado para efectos de comercialización, debe regirse por el marco normativo establecido por los entes relacionados anteriormente. Igualmente, tampoco es posible realizar un proceso de autogeneración con el gas de producción para comercialización de energía eléctrica. Esto limita el proceso de generación eléctrica para el autoconsumo³².

Como se mencionó en el anterior capítulo, en el Campo Guaduas no se cuenta con redes de distribución eléctrica, razón por la cual debido a su ubicación solo está conectado a la red nacional la locación donde se realiza el proceso de inyección de agua de producción, y la locación que se tiene como patio de tubería.

La alternativa a evaluar que está contemplada dentro de la autogeneración que se tomara es el proceso:

4.3.1 Inyección de Agua. El agua del campo proviene como agua asociada a la producción de crudo, el cual es removido en la etapa de separación y calentamiento (tratador térmico), posteriormente pasa a un tanque de almacenamiento (Capacidad 5.000 Bbl) en este tanque se produce la separación de grasas y aceites y decantación de material sólido del agua. La operación de recibo y entrega de agua de producción en el tanque al sistema de filtración es continua.

³² MONROY RINCON, Angelica Maria. Evaluación del aprovechamiento del gas de producción para el Campo Azucena. Trabajo de grado Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, P 53.

El sistema de filtración está compuesto por un lecho de arena y antracita (unidad de filtración marca Lakos). El agua al pasar por esta unidad, es monitoreada continuamente para verificar que se encuentre dentro de los parámetros exigidos para inyección (grasas y aceites < 3.0 ppm, turbidez < 50 ntu y TSS < 3.0 mg/l) luego pasa a dos tanques con capacidad de 500 Bbl cada uno, de allí se transfiere por bombeo hacia dos frac tanks de 500 Bbl cada uno ubicados en la locación de TP3 (distancia 3,3 km - línea de 4") , de donde el agua de producción es cargada y transportada por un tracto camión al pozo inyector ES3E y descargado por gravedad a dos frac tank de 500 Bbl cada uno.

Al agua durante el proceso, se le adicionan productos químicos (coagulante, floculante, inhibidores de corrosión inhibidores de incrustación, secuestrante de oxígeno y bactericida) en diferentes puntos del sistema que ayudan a obtener la calidad de agua requerida para inyección.

Finalmente, el agua de producción es inyectada (Pozo ES3-E) a presión máxima 3.800 psig con la ayuda de un motor eléctrico y una bomba triplex.

Figura 46. Descripción proceso Inyección de Agua, Campo Guaduas.



5. EVALUACIÓN TECNICO – ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS

El gas natural es la fuente de energía de mayor crecimiento desde los años 70; Actualmente representa la quinta parte del consumo energético mundial. Gracias a sus ventajas económicas y ecológicas, el gas natural resulta cada día más atractivo para muchos países. Las compañías operadoras han desarrollado nuevas estrategias para aprovechar las características de este producto; por tanto el principal objetivo de la empresa es aumentar la productividad de este recurso, debido a una demanda y a un nivel de precios en aumento, para así incrementar la venta de un gas altamente competitivo en el mercado.

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

A continuación, se presentan las consideraciones generales para evaluar la aprobación o el rechazo de las alternativas.

Antes de iniciar con el análisis de las alternativas se debe comenzar con la identificación de los volúmenes que estarán disponibles para ser utilizados de acuerdo a los pronósticos de producción. Para proyectar el consumo de gas en operaciones se toma como base el obtenido en el capítulo 5, que es 484 KPCD, que corresponde al total consumo en Campo Guaduas (Generación, Bombeo, Tratamiento).

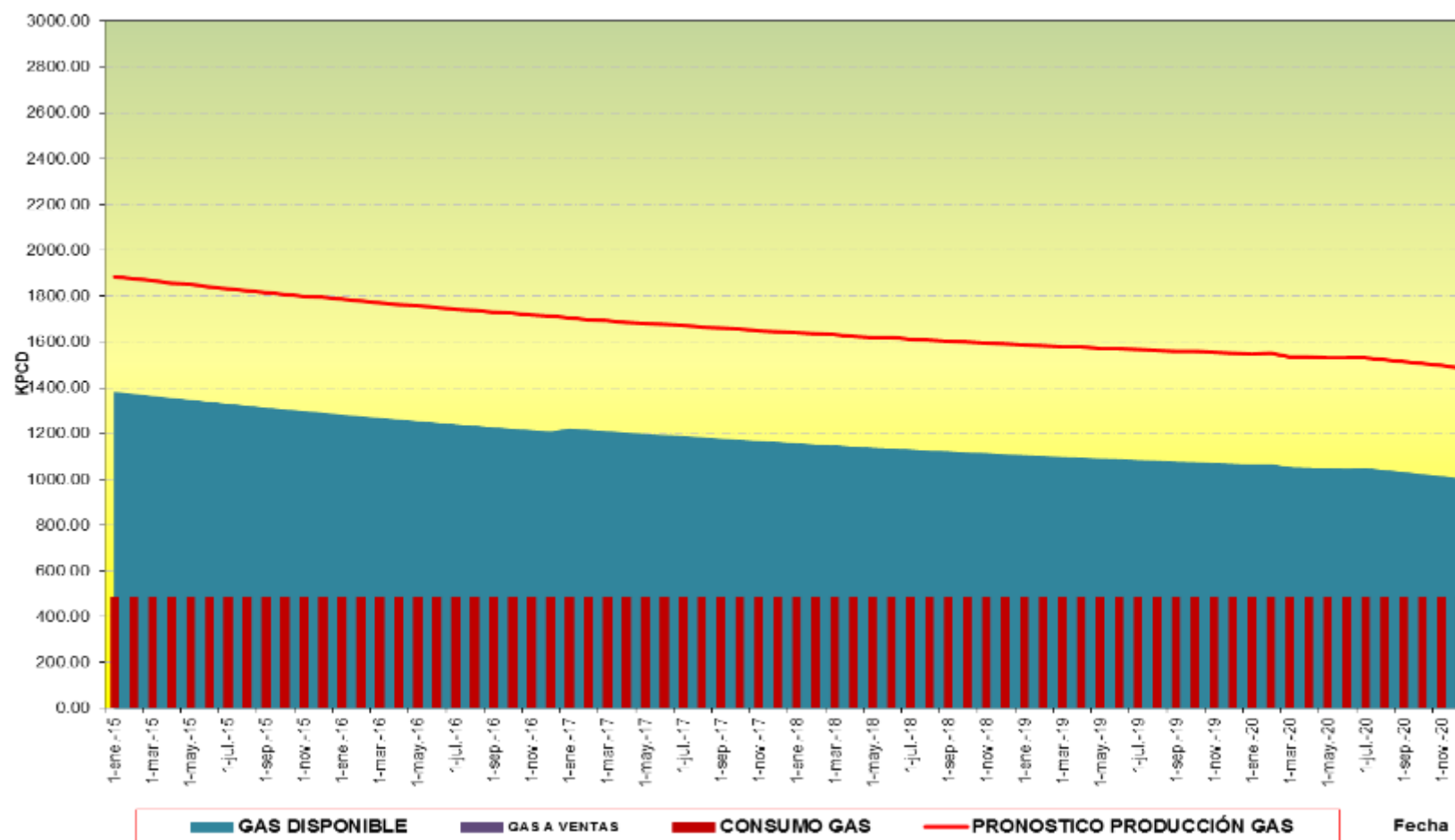
Para el caso de la venta de gas se y para efectos de evaluación se suspenderán los contratos vigentes desde enero y/o septiembre de 2016, tomando como gas

disponible el correspondiente a la producción después de consumo en operaciones.

El volumen de quema de gas, corresponde a la producción del pozo TP-7W que no tiene la presión suficiente para ingresar a la línea que transporta a la Estación PF-1, este volumen de gas se proyectara según los pronósticos de producción, esta operación finalizara, en el mes de Diciembre de 2016, mes en el cual no se obtendrá gas de este pozo.

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

Figura 47. Comportamiento – Proyección de Volúmenes de gas – Escenario Base.



Es de aclarar que la estimación de costos, corresponde a un proceso predictivo, utilizado para cuantificar, costear y fijar precios de los recursos requeridos por el alcance de una opción de proyecto; se tiene en cuenta la reserva de contingencia que hace referencia a una cantidad de dinero o tiempo que la experiencia o la gestión de riesgos demuestra que debe ser adicionada al estimado de costos o cronograma, según corresponda, para cubrir incertidumbres por el nivel de definición del proyecto.

Las provisiones especiales que se tienen son las desviaciones integradas al estimado de costos base que son obtenidas por medidas estadísticas de ítems imprevistos como:

- Cambios de cantidades.
- Tolerancias entre precios de equipo principal o material grueso (Bulk).
- Variaciones en costo de mano de obra y productividades, etc.

Estos costos son para cubrir cantidades adicionales a las que se tenga certeza que ocurrirán pero que no se sabe en qué magnitud exacta. Por ejemplo, en la compra de accesorios para tubería debe añadirse una cantidad adicional con el objeto de reponer desperdicios, piezas defectuosas o daños durante la instalación. Estos costos se incluyen en el estimado asociándolos al ítem específico del trabajo.

Para el análisis financiero se tomó como referencia la información de la siguiente tabla:

Tabla 15. Índices Financieros.

INDICE	VALOR
Tasa de interés de oportunidad (TIO)	12%
Regalias	20%
Impuesto Renta	33%
Depreciación a 5 años por metodo de linea recta	

Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

5.1 VENTA DE GAS POR GASODUCTO.

El punto de conexión más cercano se encuentra ubicado en el municipio de Mariquita, este gasoducto es propiedad de TGI, se encuentran los sistemas Mariquita – Gualanday y Mariquita – Cali.

Las condiciones de operación y diseño de la estación de compresión Mariquita PK 293 son las siguientes³³:

- El flujo mínimo a comprimir: 20 MPCD para una presión de succión de 830 psig y una presión de descarga de 1200 psig.
- Altura de la estación sobre el nivel del mar: 500 metros.
- Temperatura ambiente máxima: 90°F
- Temperatura máxima del gas en la succión: 86 °F
- Temperatura máxima del gas en la descarga: 120°F

De acuerdo al levantamiento de la información para realizar la interconexión y teniendo en cuenta el futuro de la estación de acuerdo a los pronósticos de producción, se plantea una línea de 3”, la cual inicialmente estará sobredimensionada para la venta de gas pero que nos permite en el momento que se requiera utilizar la misma cambiando el sentido de flujo para comprar gas y utilizarlo para consumo interno de la operación asegurando el suministro permanente.

El análisis comparativo de alternativas de ruta se fundamenta en un análisis integral que involucra diversas variables de decisión, a saber:

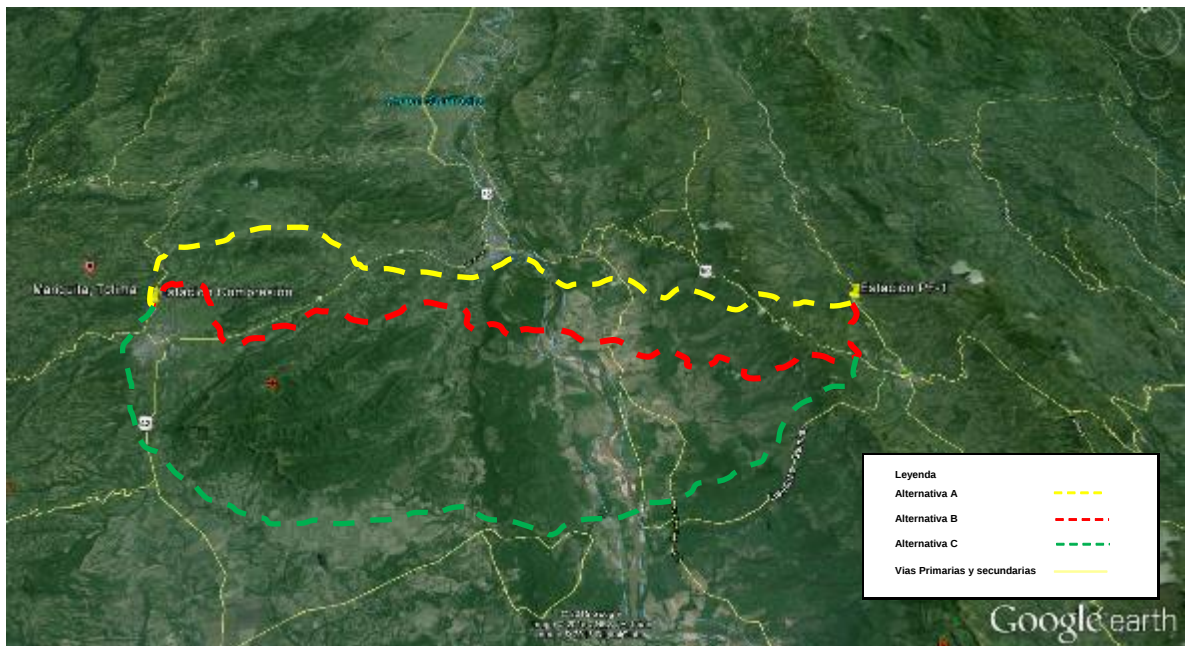
1. Longitud del Proyecto
2. Dificultad Constructiva y Operativa del Proyecto

³³ TGI GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ Estaciones Compresoras [en línea] [consultado 02 de Noviembre de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operacion/mapa-red-nacional-de-gasoductos/estaciones-de-compresion-de-gas?start=2>

3. Cruce subfluviales
4. Demanda de Recursos Naturales
5. Zonificación Ambiental (Sensibilidad – Importancia)
6. Zonificación de Impacto Ambiental
7. Zonificación de Manejo Ambiental
8. Análisis de riesgos por amenazas naturales
9. Análisis costo beneficio ambiental
10. Áreas de Exclusión o manejo especial del orden nacional o regional

Se adoptó un mecanismo de ordenamiento de las alternativas según un “nivel de preferencia” para cada variable o subvariable. Para cada una de ellas se ordenan las alternativas desde la “más conveniente” hasta la “menos conveniente”, dándole un valor ordinal (uno (1) a las más conveniente y cuatro (4) a la menos conveniente).

Figura 48. Localización General de las alternativas planteadas para el gasoducto.



Fuente: Google Earth

Este procedimiento permite ordenar el conjunto de alternativas según el “grado de conveniencia” siguiendo un principio objetivo de “cantidad de afectación” del proyecto hacia su entorno. Con ello, evidentemente se preferirá sobre las otras, aquella alternativa que menos afecte el medio receptor.

Cuando dos o más alternativas alcanzan el mismo “grado de conveniencia” en virtud a que la “cantidad de afectación” es la misma o su diferencia es marginal, se entiende que se presenta indiferencia entre ellas, por lo que el “orden de elegibilidad” que se les asigna es el mismo, respetando siempre las posiciones en la escala de elegibilidad.

Se considera como la alternativa más adecuada para desarrollar el proyecto aquella que presente mayor cantidad de elecciones como la “*más conveniente*” en primera instancia, mayor cantidad de veces como la “*segunda más conveniente*” en segunda instancia, mayor cantidad de veces como la “*tercera más conveniente*” en tercera instancia, y así sucesivamente.

Tabla 16. Valoración alternativa.

Variable	Valoración del Orden de Elegibilidad			
	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Variable 1	3	1	4	2
Variable 2	2	1	2	4
Variable 3	1	3	4	1
...				
Variable M	1	1	4	3
Consolidado	2	1	4	3

Tabla 17. Comparación de alternativas.

Criterios de evaluación	Alternativa		
	A	B	C
1. Longitud del Proyecto	1	1	3
2. Dificultad Constructiva y Operativa del Proyecto	2	1	3
3. Cruces subfluviales por perforación dirigida	1	3	2
4. Zonificación Ambiental (Sensibilidad – Importancia)	2	1	3
5. Demanda de Recursos Naturales	2	1	3
6. Zonificación de Impacto Ambiental	1	2	3
7. Zonificación de Manejo Ambiental	2	1	3
8. Análisis preliminar de riesgos ambientales	2	1	3
9. Análisis de costo efectividad ambiental	2	1	3
10. Áreas de Exclusión o manejo especial del orden nacional o regional	1	1	1
Calificación Final	16	13	27

La longitud de cada alternativa propuesta es la siguiente:

- Alternativa A: 63.02 Km.
- Alternativa B: 63.29 Km.
- Alternativa C: 77.04 Km.

En el caso de análisis se tomó como referencia el Oleoducto Guaduas – Dorada (OGD) debido a que: sus características son similares en cuanto a longitud, mismo punto de origen y por lo tanto condiciones geográficas similares.

La información correspondiente a los costos de inversión de la construcción de esta línea fue estimada con el apoyo del departamento de proyectos de la compañía Pacific Stratus Energy, según los costos los proyectos desarrollados en el Campo Guaduas y otros similares en los campos que tiene como área operacional.

Debido a que la presión requerida para la entrada al gasoducto es mayor a la descarga actual del compresor de gas venta (270 psi), por lo cual se requiere el traslado del equipo de compresión que se encuentra ubicado en el pozo inyector de gas, que nos puede suministrar el incremento de presión necesario para

permitir el ingreso de fluido al gasoducto principal y se evita la compra de un equipo adicional al proyecto.

Tabla 18. Estimación Costos de Inversión CAPEX.

ITEM	DESCRIPCIÓN	ALTERNATIVA - COSTO TOTAL (USD)		
		A	B	C
1	Estudios - Ingeniería	1.916.090.32	1.923.293.87	2.284.785.81
2	Suministros - Compras Materiales (Tubería, Válvulas, Accesorios)	10.346.887.74	10.385.786.90	12.337.843.35
3	Construcción, Instalación y Montaje	19.160.903.23	19.232.938.71	22.847.858.06
4	Gerencia Integral	1.149.654.19	1.153.976.32	1.370.871.48
5	Gestión Social	766.436.13	769.317.55	913.914.32
6	Gestión Ambiental, Licencias - HSEQ	1.149.654.19	1.153.976.32	1.370.871.48
7	Gestión Inmobiliaria	1.916.090.32	1.923.293.87	2.284.785.81
8	Seguridad Física	383.218.06	384.658.77	456.957.16
9	Gastos Administrativos	383.218.06	384.658.77	456.957.16
10	Traslado y montaje Compresor	177.419.35	177.419.35	177.419.35
11	Provisiones especiales	1.149.654.19	1.153.976.32	1.370.871.48
TOTAL		38.499.225.81	38.643.296.77	45.873.135.48

En estudios e ingeniería se propone que la Ingeniería básica se desarrolle por el área de proyectos y para la ingeniería de detalle sea elaborada dentro del contrato principal que se tiene con una de las compañías que se tiene contratadas.

Gestión inmobiliaria incluye todos los acercamientos y diligencias necesarias con los propietarios y otros entes para la compra o servidumbres de los predios necesarios para el proyecto, entre otros.

Seguridad física hace relación a los puestos de vigilancia necesarios según el esquema de la compañía para proyectos similares y recursos necesarios en la coordinación de las comunicaciones y apoyo con los entes gubernamentales y organismos de seguridad del Estado.

Gestión social, incluye el costo de personal necesario para realizar y fortalecer las alianzas estratégicas, acercamientos con las cabeceras municipales e inversión del 1%, entre otros.

Gestión ambiental, se relaciona con los costos asociados a licencias ambientales, plan de manejo, plan de reforestación e inversión del 1%, entre otros.

La alternativa seleccionada es la B, debido a que es la más adecuada en la evaluación comparativa y al comparar el costo en la evaluación de la inversión es la segunda mejor alternativa con una diferencia de 144.000 USD con la alternativa A.

Para la estimación de los costos de operación OPEX se dividió en los costos fijos, corresponden a los que son independientes del volumen de compresión y transporte, entre otros, los cuales se relacionan en la tabla 17; de igual forma para complementar los costos de operación se relaciona un costo variable que corresponde al costo que se tiene actualmente en el campo para el gas.

Tabla 19. Estimación de OPEX (Fijos – Variables).

COSTOS OPERACIÓN – OPEX		VALOR
Costos Fijos	Mantenimiento Compresor	46.028.0
	Mantenimiento - Calibración Equipos Medición	21.613.0
	Seguridad Física	38.710.0
	Personal	22.154.0
TOTAL COSTOS FIJOS (USD / AÑO)		128.505.0
COSTOS VARIABLES (USD / KPC)		0.10

Para determinar el precio de venta del gas durante la vida del proyecto 2016 – 2020, se realizara, un ajuste anual, según la proyección de los precios energéticos publicada por la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME tal y como se observa a continuación:

Tabla 20. Proyección Precio Venta Gas.

PRECIO VENTA GAS (USD / MBTU)				
AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
4.42	5.29	5.71	6.50	6.38

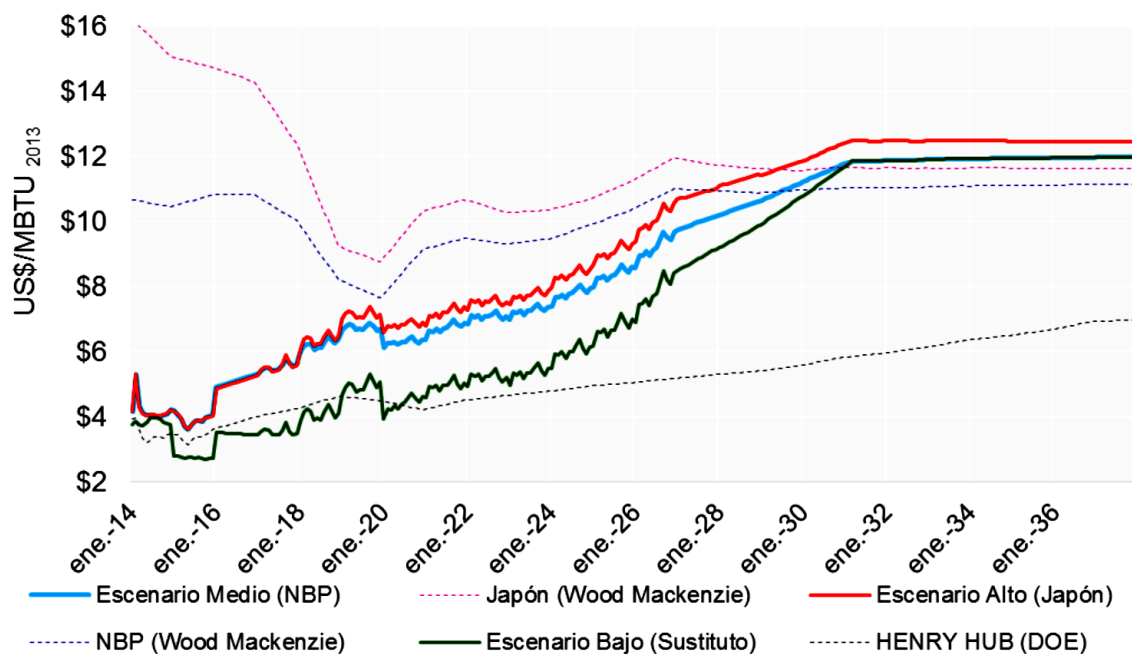
Figura 49. Proyección Precio Gas Natural.

Driver Nacional: Henry Hub

Driver Internacional (Ref.): NBP

– **IP:** \$3,81 US/MMBTU a \$11,97 US/MMBTU (9,31% anual)

– **Rango:** \$11.97 US/MMBTU – \$12,44 US/MMBTU



Fuente. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME, Proyección de precios energéticos: Cómo, por qué y para qué. Bogotá, 2014

Tabla 21. Flujo de caja – Indicadores de Rentabilidad, Alternativa Gasoducto.

AÑO	PRODUCCION GAS (KPC)	GAS A VENTA (MBTU)	PRECIO (USD / MBTU)	INGRESOS (USD)	REGALIAS (USD)	INGRESOS NETOS (USD)	CAPEX (USD)	OPEX (USD)	DEPRECIACION (USD)	COSTOS TOTALES (USD)	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS (USD)	IMPUESTO RENTA (USD)	UTILIDAD NETA (USD)	DEPRECIACION (USD)	FLUJO DE CAJA		
															NO DESCONTADO	DESCONTADO	ACUMULADO
0							-38.465.877	0	0	0	0	0	0	0	-38.465.877	-38.465.877	-38.465.877
1	454.777	462.690	4.42	2.045.089	409.018	1.636.071		173.983	-7.693.175	-7.519.193	9.155.264	3.021.237	6.134.027	7.693.175	13.827.202	12.345.716	-26.120.161
2	434.182	441.737	5.29	2.336.787	467.357	1.869.429		171.923	-7.693.175	-7.521.252	9.390.682	3.098.925	6.291.757	7.693.175	13.984.932	11.148.702	-14.971.459
3	412.777	419.959	5.71	2.397.967	479.593	1.918.374		169.783	-7.693.175	-7.523.393	9.441.766	3.115.783	6.325.983	7.693.175	14.019.159	9.978.560	-4.992.898
4	395.843	402.731	6.50	2.617.749	523.550	2.094.199		168.089	-7.693.175	-7.525.086	9.619.285	3.174.364	6.444.921	7.693.175	14.138.096	8.985.016	3.992.118
5	380.431	387.051	6.38	2.469.385	493.877	1.975.508		166.548	-7.693.175	-7.526.627	9.502.135	3.135.705	6.366.431	7.693.175	14.059.606	7.977.798	11.969.916

VNP	11.969.916		
TIR	24%		
TIEMPO DE REPAGO	4 AÑOS		
RELACION B/C	VPN Ingresos	50.435.793	1.31
	VPN egresos	-38.465.877	

5.2 CONVERSIÓN DE GAS NATURAL A LÍQUIDOS.

De los pronósticos de producción, y descontando el gas de consumo del Campo se tiene un gas disponible que varía de 1.221 KPCD en enero de 2016 a 1.003 KPCD en diciembre de 2020, para el análisis de esta alternativa se evaluara la opción de realizar un contrato de suministro en el cual una compañía que es propietaria de una planta de conversión de gas natural a líquidos GTL, a un periodo de 5 años, en el cual se tendrían las siguientes bases o compromisos:

- Empresa propietaria planta GTL:
 - ✓ Realizara la instalación de los equipos de GTL (Conversión Gas Natural a Líquido) y puesta en marcha de los mismos.
 - ✓ Entregará los hidrocarburos líquidos después de medición y fiscalización.
 - ✓ Cobrará una tarifa por barril tratado correspondiente a 9 USD / Bbl de hidrocarburo líquido.
 - ✓ Asumirá los gastos de: Operación, mantenimiento preventivo y correctivo de lo concerniente a los equipos de GTL.

- Pacific Stratus Energy (Campo Guaduas):
 - ✓ Realizara todas las obras civiles para la adecuación del área necesaria para la instalación y operación de la planta GTL.
 - ✓ Realizara todas las obras mecánicas para el transporte del gas a la ubicación de la planta GTL.
 - ✓ Entregará el gas tratado a la entrada de la planta.
 - ✓ Es responsable del transporte y venta de los hidrocarburos líquidos que se obtienen de la producción de la planta GTL.

La localización propuesta tiene las siguientes ventajas:

- Terrero propio.
- Terreno con vía de fácil acceso.

- Tendido de líneas eléctricas muy cerca.
- Conexión línea de gas en 2 pulgadas. a 250 m aproximadamente.
- Terreno plano sin inconvenientes de empozamiento de agua lluvia.
- Conexión cercana de agua dulce y alcantarillado.
- Estación PF-2 a 500 m.

Figura 50. Localización Propuesta Planta GTL.



Fuente: Pacific Stratus Energy Corp

Tabla 22. Estimación Costos Adecuación Locación - CAPEX.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO (USD)
1	Alistamiento Terreno - Construcción	300.000.0
2	Traslado e Instalación Tanques Cilíndricos Verticales	38.000.0
3	Cerramiento Perimetral	50.000.0
4	Gerencia Integral	10.140.0
5	Gestión Social	6.760.0
6	Gestión Ambiental, Licencias - HSEQ	10.140.0
7	Seguridad Física	5.070.0
8	Gastos Administrativos	3.380.0
9	Provisiones especiales	33.800.0
TOTAL		457.290.0

Para la estimación de los costos de operación OPEX únicamente se tiene en cuenta el costo del puesto de seguridad física, debido a que se encuentra en una locación que pertenece a la compañía, y para el transporte de fluidos se tiene en cuenta la tarifa vigente en el contrato marco del Campo Guaduas, correspondiente a un carrotanque sencillo que realizara el movimiento hasta la locación PF-2.

Tabla 23. Estimación de OPEX - GTL.

COSTOS OPERACIÓN - OPEX		VALOR
1	Seguridad Física (USD / AÑO)	38.710.0
2	Transporte Terrestre Fluidos - Carrotanque sencillo	58.870.97
TOTAL COSTOS FIJOS (USD / AÑO)		97.580.97
TOTAL COSTOS VARIABLE (USD / Bbl)		9.0

Para determinar la producción de hidrocarburos de la planta se basa en la relación mencionada en el capítulo 6, transformación de 10.000 KPC en 1.000 Bbl de hidrocarburo y el precio de venta durante la vida del proyecto 2016 – 2020, se toma en un valor constante de 70 USD / Bbl.

Tabla 24. Resumen resultados evaluación económica.

PROYECTO	INVERSIÓN (USD)	VNP (USD)	TIR (%)	TIEMPO DE REPAGO (AÑOS)	RELACION B/C
GASODUCTO	38.465.877	11.969.916	24%	4 AÑOS	1.31
GTL	457.290	4.623.356	282%	1 AÑO	11.11

5.3 GENERACIÓN DE ENERGÍA.

El suministro de energía para el proceso de inyección de agua, actualmente es tomado de la red nacional de la Empresa de Energía de Cundinamarca, este consumo representa un alto costo para la operación y como opción de optimizar y reducir los costos se propone analizar la opción de llevar el gas a está locación, el consumo y el costo se relaciona a continuación en la tabla 26.

Tabla 25. Flujo de caja – Indicadores de Rentabilidad, Alternativa GTL.

AÑO	PRODUCCION GAS (KPC)	PRODUCCIÓN HIDROCARBUROS (Bbl)	PRECIO (USD / Bbl)	INGRESOS (USD)	REGALIAS (USD)	INGRESOS NETOS (USD)	CAPEX (USD)	OPEX (USD)	DEPRECIACION (USD)	COSTOS TOTALES (USD)	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS (USD)	IMPUESTO RENTA (USD)	UTILIDAD NETA (USD)	DEPRECIACION (USD)	FLUJO DE CAJA		
															NO DESCONTADO	DESCONTADO	ACUMULADO
0							-457.290	0	0	0	0	0	0	0	-457.290	-457.290	-457.290
1	454.777	45.478	70.00	3.183.437	636.687	2.546.749		506.880	-91.458	415.422	2.131.327	703.338	1.427.989	91.458	1.519.447	1.356.649	899.359
2	434.182	43.418	70.00	3.039.273	607.855	2.431.419		488.345	-91.458	396.887	2.034.532	671.396	1.363.136	91.458	1.454.594	1.159.594	2.058.953
3	412.777	41.278	70.00	2.889.438	577.888	2.311.551		469.080	-91.458	377.622	1.933.928	638.196	1.295.732	91.458	1.387.190	987.374	3.046.328
4	395.843	39.584	70.00	2.770.900	554.180	2.216.720		453.840	-91.458	362.382	1.854.339	611.932	1.242.407	91.458	1.333.865	847.695	3.894.023
5	380.431	38.043	70.00	2.663.020	532.604	2.130.416		439.969	-91.458	348.511	1.781.905	588.029	1.193.876	91.458	1.285.334	729.333	4.623.356

VNP	4.623.356		
TIR	282%		
TIEMPO DE REPAGO	1 AÑO		
RELACION B/C	VPN Ingresos	5.080.646	11.11
	VPN egresos	-457.290	

Se tiene como alternativa Movilizar un Generador que se tiene disponible en el Campo Guaduas, sin utilizar en este momento para la generación de energía necesaria para la bomba de inyección Triplex, la presión de succión requerida es 30 psi y un consumo promedio de 50 KPCD.

Debido a que el pozo se encuentra ubicado a 6 Km del municipio de Guaduas, no existe líneas de flujo que comuniquen la Estación con el pozo, de igual forma tampoco es viable la construcción de la misma debido a la dificultad geográfica y demográfica, al pasar por el pueblo.

Tabla 26. Comportamiento Consumo Energía Inyección Agua – Enero a Octubre 2015.

MES	COSTO ENERGÍA COP / kWh	CONSUMO ENERGÍA kWh	COSTO SERVICIO COP	COSTO SERVICIO COP	COSTO SERVICIO USD
enero / 2015	345,5209	35.151	12.145.405	14.184.090	4.576
febrero / 2015	339,4576	37.620	12.770.395	15.336.200	4.947
marzo / 2015	338,3292	33.055	11.183.472	13.148.560	4.241
abril / 2015	351,0028	30.690	10.772.276	12.618.970	4.071
mayo / 2015	351,7339	42.020	14.779.858	17.392.200	5.610
junio / 2015	378,4783	32.010	12.115.090	14.116.600	4.554
julio / 2015	375,2304	34.595	12.981.096	14.816.290	4.779
agosto / 2015	365,1735	36.410	13.295.967	15.236.040	4.915
septiembre / 2015	341,9634	28.765	9.836.577	12.030.690	3.881
octubre / 2015	337,2427	32.285	10.887.881	13.072.090	4.217
PROMEDIO AÑO	352,4133	34.260	12.076.802	14.195.173	4.579
TOTAL	35.241.327	342.601	120.768.017	141.951.730	45.791

Fuente: Recibos Energía

Por tal razón se debería movilizar el gas por los módulos de gas comprimido, en este caso se compraría el gas a la Compañía Megagas, el mismo gas que el Campo Guaduas le vende a Megagas (Costo de compresión y administrativos).

Los resultados de la propuesta realizada por MegaGas son los siguientes:

➤ MegaGas:

- ✓ Realizara la instalación de los equipos de GNC (Gas Natural Comprimido) y puesta en marcha de los mismos.
- ✓ Entregará el gas natural Comprimido, Transportado, Almacenado y descomprimido en la locación del pozo ES-3.
- ✓ El Costo es de 620 COP por M3, estará sujeto anualmente a la variación del Índice de Precios de Transporte e IPC anual por variación de equipos entregados en comodato.
- ✓ Asumira los costos de obras civiles necesarias el área de Almacenamiento, Descompresión y Descargue de GNC VIRTUAL.
- ✓ Asumirá los gastos de: mantenimiento preventivo y correctivo de lo concerniente a los equipos de GNC (Transporte y Almacenamiento).
- ✓ MegaGas aportara para la operación de Transporte, Almacenamiento y descompresión de GNC los siguientes Equipos:
 - ✓ 1 MAT – Modulo de Almacenamiento – en Comodato.
 - ✓ 2 PAD – Plataformas de descargue – en comodato.
 - ✓ 1 PRP (Planta Reguladora de Presión) – en comodato.

➤ Pacific Stratus Energy (Campo Guaduas):

- ✓ Mantenimiento operativo de equipos entregados en Comodato (PRP, Planta Reguladora de Presión).

De acuerdo a esta información, el costo de compra del gas para el consumo es de 5,66 USD / KPC; el costo que se tiene en el contrato entre Pacific Stratus Energy y MegaGas es 4,42 USD / KPC, lo que nos da un costo neto de generación por consumo – Compra de gas de 1,24 USD / KPC.

Tabla 27. Resumen Costos de Operación Inyección de Agua – Generación de energía.

MES	COMPRA GAS MEGA GAS USD	COSTO VENTA GAS CONTRATO MEGA GAS USD	COSTO NETO CONSUMO GAS USD	COSTO MANTENIMIENTO EQUIPOS USD / AÑO	CONSOLIDADO COSTOS TOTALES
COSTO UNITARIO	5.66	4.42	1.24	25.070	-
COSTO DÍA	283	221	62		131
COSTO MES	8.490	6.630	1.860		3.949
COSTO AÑO	101.880	79.560	22.320		47.390

En la tabla 26 se puede observar que el costo promedio de energía para la inyección de agua es 4.579 USD / mes y de la tabla 27 se puede observar que el costo es 3.949 USD / mes, por lo cual se obtendría un ahorro mensual en los costos de 630 USD / mes y 7.559 USD / año.

6. CONCLUSIONES

De acuerdo con los resultados del análisis de las alternativas realizado en el presente trabajo se llegó a las siguientes conclusiones:

Después de evaluar el gas que se tiene proyectado producir según los pronósticos disponibles para el Campo Guaduas, los volúmenes disponibles para su aprovechamiento – comercialización descontando el necesario para el consumo es en promedio 1.137 KPCD, por lo cual se hacen necesarias alternativas que requieran una baja inversión de capital.

La alternativa para el aprovechamiento del gas producido en el Campo Guaduas es la conversión del gas natural a líquidos a través de la contratación de una compañía propietaria de una planta GTL, por ser la mejor opción al comparar los resultados del análisis económico, se recupera la inversión en un tiempo menor a 1 año y la relación beneficio / costo es 11; se cuenta con las facilidades para su implementación al contar con la propiedad del área necesaria, líneas de flujo cercanas, contratos vigentes para el transporte de los fluidos y corta distancia para su punto de entrega (Estación PF-2, distancia menor a 1 Km).

La alternativa de construcción de un gasoducto para la comercialización del gas producido se descarta pues se estima que las inversiones necesarias son 38.46 MUSD, bajo el actual panorama de la industria las compañías del sector optan por proyectos de baja inversión con alta rentabilidad y rápida recuperación de la inversión.

La alternativa de autogeneración de energía para el proceso de inyección de agua se descarta, debido a que el ahorro presentado no es atractivo en este momento,

siendo estimados en 630 USD mensuales, requiere la firma de contratos para el manejo, transporte de gas y requiere supervisión de personal actual de mantenimiento y operaciones, aumentando movilizaciones y recorridos al ser esta locación distante de las facilidades de producción.

7. RECOMENDACIONES

De acuerdo con las conclusiones anteriores, se recomienda:

Realizar un análisis por parte del área de yacimientos para evaluar posibilidades de reactivación de pozos que actualmente se encuentran suspendidos e identificar posibles candidatos que permitan incrementar la producción de gas del Campo Guaduas sin afectar la energía y producción de petróleo.

Se recomienda crear alianzas entre los comercializadores del gas a través del sistema Gasoducto Virtual y los beneficiarios de este sistema para gestionar estrategias y mercados que permitan incrementar los volúmenes que actualmente se están comercializando sin que signifique realizar inversiones significativas.

Generar sinergias operacionales con otras operadoras que permita evaluar buenas prácticas de aprovechamiento del gas producido en Campos con características similares.

BIBLIOGRAFIA

ARIZA LEON, Emiliano. Fundamentos en Upstream y Downstream de los hidrocarburos. En: Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Memorias. Bogotá, P 173-215.

AXYLROSE OIL & GAS PRODUCTION ACCESORIES, Gas-To-Liquids Comes Of Age In A World Full Of Gas [en línea]. [consultado 01 de Noviembre de 2015]. Disponible en Internet: <http://axylosecoltd.com/gas-liquids-comes-age-world-full-gas>

BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades. Memorias, Bogotá, P 14-22.

BEGGS, H Dale, Gas Production Operations. Tulsa, Oklahoma, P. 214.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS. Resolución 041 (23, Abril, 2008). Por el cual se modifica y complementa el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – (RUT). Bogotá D.C.: 3 p

GAS PROCESSOR SUPPLIERS ASSOCIATION (GPSA). Engineering data book. 12 ed. Tulsa, Oklahoma. 2004.

Ingeniería de Gas. Barcelona. Universidad de Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. 2009. 32 P.

LA COMUNIDAD PETROLERA Inyección de gas [en línea] [consultado 15 de Octubre de 2015]. Disponible en Internet: <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccin-de-gas.html>

MARTINEZ LOZANO, Jorge Alberto. Evaluación Tecnico-Economica del uso del gas asociado de producción del Campo la Cañada Norte como alternativa de suministro para la red de distribución de gas domiciliario en los municipios de Paicol, Tesalia y La Plata. Trabajo de grado Especialista en Ingeniería de Gas. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, P 20 - 21.

MONROY RINCON, Angelica Maria. Evaluación del aprovechamiento del gas de producción para el Campo Azucena. Trabajo de grado Especialista en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander, P 51 - 52.

SCHLUMBERGER. Conversión de gas natural a líquidos. En: Oilfiel Review: Invierno de 2003/2004, p 34-39.

SUAREZ, Rosmar. Diseño de una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, PDVSA, Edo. Monagas. Trabajo de grado Especialista en

TGI GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ Estaciones Compresoras [en línea]. [consultado 02 de Noviembre de 2015]. Disponible en: <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operacion/mapa-red-nacional-de-gasoductos/estaciones-de-compresion-de-gas?start=2>

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA UPME. Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2014. Bogotá, P 43 – 45.

UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA Maquinaria y equipos de alimentos [en línea]. [consultado 08 de Septiembre de 2015]. Disponible en: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/211618/EXELARNING/leccin_21_generalidades_de_bombas.html

UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA Maquinaria y equipos de alimentos [en línea]. [consultado 08 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/211618/EXELARNING/leccin_27_bombas_de_tornillo.html

UNIVERSIDAD NACIONAL ABIERTA Y A DISTANCIA, Maquinaria y equipos de alimentos [en línea]. [consultado 08 de Septiembre de 2015]. Disponible en Internet: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/211618/EXELARNING/leccin_27_bombas_de_tornillo.html

VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de producción en campos petroleros. Bogotá, P. 23-185.