

**PROPUESTA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO DE
PETRÓLEO EN EL AUTOCONSUMO DEL CAMPO TUA**

ANDRES MAURICIO ANGEL PINTO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**PROPUESTA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO DE
PETRÓLEO EN EL AUTOCONSUMO DEL CAMPO TUA**

ANDRES MAURICIO ANGEL PINTO

**Monografía presentada como requisito para optar al título de
Especialización en Producción de Hidrocarburos.**

**Director:
INGENIERO JULIO CESAR PEREZ ANGULO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	15
1. GAS NATURAL.....	17
1.1 CLASIFICACIÓN	17
1.2 COMPONENTES.....	18
1.3 USOS.....	20
1.4 CARACTERÍSTICAS	23
1.5 EXTRACCIÓN	24
1.6 TRANSPORTE	25
2. GAS NATURAL EN COLOMBIA	27
2.1 RESERVAS Y PRODUCCIÓN.....	28
2.2 OFERTA	30
2.3 CONSUMO	32
2.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	34
2.5 SISTEMA DE TRANSPORTE.....	36
2.6 CALIDAD	43
3. CONDICIONES DEL CAMPO TUA.....	45
3.1 DESCRIPCION	45
3.2 FACILIDAD DE PRODUCCION.....	46
3.2.1 Manifold de entrada	47
3.2.2. Separación de fases	49
3.2.2.1 Descripción	49
3.2.2.2 Separador Trifásico (Bota de Gas) SE-TU-101.....	49
3.2.2.3 Gun Barrel TK-TU-201	50

3.3 ALMACENAMIENTO DE CRUDO	52
3.3.1 Tanques de Almacenamiento de Crudo.....	52
3.4 PRUEBAS DE POZO.....	53
3.4.1 Descripción	53
3.4.2 Separadores Bifásicos (Bota de Gas) SE-TU-102A y SE-TU-102B.....	54
3.4.3 Tanques de Prueba de Pozos (TK-TU-202 A y 202B)	55
3.5 EXTRACCIÓN DE CONDENSADOS Y COMBUSTION DE GAS	56
3.5.1 Cabezales de Gas de Alta y Baja	57
3.5.2 Cabezal de Gas de Cobertura	57
3.5.3 KOD (Knock-Out Drum)	58
3.5.4 Tea.....	59
4. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	60
4.1 PRUEBAS DE PRODUCCION	60
4.2 COMPOSICION DEL GAS.....	61
5. GENERACION ELECTRICA	65
5.1 PRINCIPIO.....	65
5.1.1 Componentes.....	67
5.2 EQUIPOS DE GENERACION ELECTRICA EN CAMPO TUA	68
5.3 PARAMETROS DE OPERACION	70
6. ANALISIS TECNICO	72
6.1 SISTEMA BI-FUEL	72
6.1.1 Componentes.....	74
6.1.1.1 Sistema tren de gas	74
6.1.1.2 Mezclador de aire-combustible	75
6.1.1.3 Panel de control	75
6.1.2 Funcionamiento	76
6.1.3 Características	77
6.1.4 Desventajas	79
6.2 GENERACION ELECTRICA A PARTIR DE GAS NATURAL	80
6.3 COMPARACION ENERGETICA GAS NATURAL VS DIESEL	81

6.3.1 Poder Calorífico	81
6.3.2 Formas.....	82
6.3.3 Unidades.....	82
6.4 ASPECTOS AMBIENTALES	83
6.4.1 Utilización de Diésel.....	83
6.4.2 Quema de gas en la tea.....	85
6.4.3 Nivel de emisiones del gas natural frente a otros combustibles.....	88
6.4.3.1 Emisiones del gas natural	90
6.5 VENTAJAS OPERACIONALES.....	92
6.6 CALCULOS.....	93
6.6.1 Consumo de gas.....	94
6.6.2 Diseño tubería Scrubber-Acumulador.....	98
6.6.2.1 Pérdidas de energía del sistema.....	99
6.6.2.1.1 Perdidas menores	99
6.6.2.1.2 Perdidas por fricción	105
6.6.2.2 Diámetro de la tubería.....	108
6.6.3 Diseño de Scrubber	110
7. ANALISIS ECONOMICO.....	119
7.1 VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA EVALUACION.....	119
7.1.1 Flujo de caja.....	119
7.1.1.1 Costo del proyecto	120
7.1.1.1.1 Costos de inversión.....	120
7.1.1.1.2 Costo de operación	123
7.1.1.2 Ingresos	124
7.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN	125
7.2.1 Valor Presente Neto (VPN).....	125
7.2.2 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).....	126
7.2.3 Periodo de Restitución (PR).....	127
7.3 RESULTADOS.....	128
8. FACILIDAD PROPUESTA MANEJO DE GAS	130
8.1 DESCRIPCION	130

9. CONCLUSIONES	134
10. RECOMENDACIONES.....	136
BIBLIOGRAFÍA	137
ANEXOS.....	142

ÍNDICE DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Composición Típica del Gas Natural.-----	20
Tabla 2. Aplicaciones del Gas Natural -----	21
Tabla 3. Combustibles a los que puede sustituir el gas natural -----	22
Tabla 4. Producción de gas natural en Colombia 2013.-----	31
Tabla 5. Consumo Agosto 2014 de combustible para generación. -----	34
Tabla 6. Características de los principales gasoductos de Colombia.-----	38
Tabla 7. Características del sistema de transporte de Progasur.-----	39
Tabla 8. Especificaciones de calidad del Gas Natural. -----	43
Tabla 9. Parámetros prueba de potencial pozos Tua-1 y 2.-----	61
Tabla 10. Resultados prueba de potencial pozos Tua-1 y 2. -----	61
Tabla 11. Resultados cromatografía gas Campo Tua. -----	62
Tabla 12. Resultados adicionales cromatografía gas Campo Tua. -----	62
Tabla 13. Características grupo electrógeno Campo Tua. -----	69
Tabla 14. Comparativa del poder calorífico inferior del gas natural y diésel. -----	82
Tabla 15. Resistencia de válvulas y acoplamientos -----	99
Tabla 16. Factor de fricción para tubería de acero comercial nueva y limpia -----	100
Tabla 17. Resultados iteración cálculos Coeficiente de arrastre-----	114
Tabla 18. Calculo de dimensiones del Scrubber -----	117
Tabla 19. Costo de construcción de línea de gas Facilidad de producción – grupo electrógeno. -----	122
Tabla 20. Costo de automatización del Scrubber -----	123
Tabla 21. Costo de operación -----	124
Tabla 22. Ingresos por cuenta de ahorro de la sustitución del diésel-----	124
Tabla 23. Resultados del análisis económico -----	129

ÍNDICE DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Obtención del gas natural-----	25
Figura 2. Evolución de las reservas y producción del gas natural. -----	29
Figura 3. Oferta de gas por campos. -----	30
Figura 4. Consumo de gas natural por sector. -----	33
Figura 5. Evolución de consumo de combustibles para la generación -----	36
Figura 6. Mapa Topologico – Sistema Interior -----	40
Figura 7. Mapa Topologico – Sistema Costa-----	41
Figura 8. Esquema de la red nacional de transporte de Gas Natural-----	42
Figura 9. Localización del Bloque Llanos 34, Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. -----	46
Figura 10. Plano Facilidad Campo Tua -----	46
Figura 11. Manifold de entrada-----	47
Figura 12. Línea General Facilidad Campo Tua-----	48
Figura 13. Bota de gas Trifásica SE-TU-101 -----	50
Figura 14. Gun Barrel TK-TU-201 -----	52
Figura 15. Tanques de almacenamiento -----	53
Figura 16. Línea de Prueba Facilidad Campo Tua -----	54
Figura 17. Tanque de prueba TK-TU-202A-----	56
Figura 18. Cabezal de baja TK-TU-202A-----	57
Figura 19. KNOCK-OUT DRUM -----	58
Figura 20. Tea -----	59
Figura 21 Diagrama de fases Gas Campo Tua-----	63
Figura 22. Principio generación de electricidad-----	66
Figura 23. Partes eléctricas de un generador. -----	67

Figura 24. Partes mecánicas de un generador. -----	68
Figura 25. Generadores 1005, 1109 y 616, propiedad de la empresa Bristol. -----	69
Figura 26. Generadores 1054 y 1057, propiedad de la empresa Bristol. -----	70
Figura 27. Distribución generación área de variadores Campo Tua. -----	71
Figura 28. Esquemático del sistema dual-fuel en modo HGO y LO. -----	73
Figura 29. Diagrama del tren de gas del Kit Bi-fuel-----	74
Figura 30. Diagrama del mezclador de aire-combustible del kit Bi-fuel -----	75
Figura 31. Diagrama kit Bi-fuel. -----	77
Figura 32. Fotografía de quema de gas en un campo petrolero. -----	86
Figura 33. Nivel de emisiones del gas natural vs diésel.-----	89
Figura 34. Comparativo de emisión de CO2 -----	90
Figura 35. Gráfico de rugosidad relativa-----	106
Figura 36. Diagrama de Moody -----	107
Figura 37. Esquema de Scrubber propuesto. -----	118
Figura 38. Expansión Joule Thomson-----	131
Figura 39. Facilidad propuesta para el manejo, medición y disposición del gas para generación en Campo Tua. -----	133

ÍNDICE DE ANEXOS

pág.

Anexo A. Cromatografía gas Campo Tua -----	143
--------------------------------------------	-----

RESUMEN

TÍTULO: PROPUESTA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO DE PETROLEO EN EL AUTOCONSUMO DEL CAMPO TUA.¹

AUTOR: ANDRES MAURICIO ANGEL PINTO²

PALABRAS CLAVES: Gas natural, Facilidad de producción, Campo Tua, Generación eléctrica, Diésel, Reservas, Grupo electrógeno.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo tiene como propósito plantear una alternativa de aprovechamiento del gas natural asociado del petróleo, el cual se quema sin beneficio alguno en la tea de la facilidad de producción del Campo Tua, ubicado en el bloque Llanos 34 y el cual es operado desde el año 2012 por la compañía Geopark Colombia S.A.S.

La idea es aprovechar este gas para disminuir la contaminación ambiental, ya que se pretende sustituir el diésel que actualmente se utiliza como combustible para la generación eléctrica y reducir el volumen de gas quemado, a su vez obtener beneficio económico por cuenta del remplazo del diésel.

Para la elaborar este estudio, se inició con una descripción de las características y componentes del gas natural. Posteriormente, se da a conocer el panorama actual en cuanto a reservas y producción de gas en Colombia, adicionalmente la importancia que tiene dicho combustible en la generación de electricidad. Luego, se realizara un resumen del grupo electrógeno, facilidad de producción, propiedades y volúmenes producidos de gas natural en Campo Tua. Adicionalmente, se presentará un análisis técnico y económico en el que se dará a conocer los beneficios que tiene la utilización del gas natural, debido a disponibilidad, niveles de emisiones contaminantes y costos operativos. Por último, se realizara la propuesta de una facilidad con el fin de manejar, cuantificar y disponer del gas natural para la generación de electricidad.

¹ Trabajo de grado.

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ing. Julio Cesar Perez Angulo (DIRECTOR)

ABSTRACT

TITLE: OFFER FOR THE UTILIZATION OF THE ASSOCIATE GAS OF OIL IN THE SELF-CONSUMPTION OF THE FIELD TUA.³

AUTHOR: ANDRES MAURICIO ANGEL PINTO⁴

KEYWORDS: Natural gas, Facility of production, Field Tua, Electrical Generation, Diesel Reservations, Electricity-generating Group.

DESCRIPTION:

The present work has as intention raise an alternative of utilization of the natural associate gas of the oil, which burns without any benefit in the torch of the facility of production of the Field Tua, located in the block Plains 34 and which is produced from the year 2012 by the company Geopark Colombia S.A.S.

The idea is to take advantage of this gas to diminish the environmental pollution, since one tries to replace the diesel that nowadays is in use as fuel for the electrical generation and to reduce the volume of burnt gas, in turn to obtain economic benefit at the expense of I replace of the diesel.

This study to elaborate it, it began with a description of the characteristics and components of the natural gas. Later, the current panorama is announced as for reservations and gas production in Colombia, additional the importance that has above mentioned combustible in the generation of electricity. Then, there was realized a summary of the electricity-generating group, facility of production, properties and volumes produced of natural gas in Field Tua. Additional, one will present a technical and economic analysis in which there will be announced the benefits that there has the utilization of the natural gas, due to availability, levels of pollutant emission and operative costs. Finally, the offer of a facility was realized in order to handle, to quantify and to have the natural gas for the generation of electricity.

³ Thesis de Grade.

⁴ Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Eng. Julio Cesar Perez Angulo (DIRECTOR).

INTRODUCCIÓN

Una vez se inicia la producción de un campo de petróleo y este sale a la superficie, en gran porcentaje de las ocasiones que son dependientes de las características de los fluidos, existe presencia de gas natural. Si el sitio donde se realizan las operaciones está ubicada en áreas del mundo que carecen de una infraestructura de gas o de un mercado cercano, una parte considerable del gas asociado puede liberarse a la atmósfera, encendido (quemado) o no encendido (venteado) por motivos netamente económicos. Cada año se queman unos 150.000 millones de metros cúbicos de gas natural, cifra que equivale a una cuarta parte de todo el consumo de gas de Estados Unidos en un año; 30% del consumo anual de gas de la Unión Europea y 75% de las exportaciones de gas de Rusia.

Tradicionalmente se ha considerado la quema de gas natural como una manera efectiva y segura de eliminar excedentes de gas natural derivado de la producción de petróleo. Sin embargo, esta práctica contribuye a las emisiones de gas de efecto de invernadero y también resulta en la pérdida de un valioso recurso energético. Consecuentemente con dicha problemática se hace necesario la optimización de los recursos energéticos y disminución de contaminantes y por ello surge dicho trabajo de grado que brinda la posibilidad del aprovechamiento del gas asociado de petróleo para el autoconsumo en Campo Tua.

Este trabajo será de gran importancia para Geopark Colombia S.A.S. ya que el aprovechamiento del gas asociado del petróleo en la generación eléctrica, ayudara a disminuir los costos operativos y niveles de contaminación por concepto de consumo de diésel, disminuir las emisiones de dióxido de carbono resultantes de la quema del gas, el cual es uno de los principales causales del efecto invernadero y adicionalmente asegurar la estabilidad en la producción de hidrocarburos al

garantizar el suministro interno de combustible del grupo electrógeno, disminuyendo en gran proporción la dependencia de un abastecimiento externo.

El presente trabajo de monografía servirá de guía para ser implementado en otros campos de petróleo a nivel nacional donde se tengan características similares, en cuanto a producción de gas, condiciones operativas y falta de infraestructura para transportar dicho recurso para su aprovechamiento en la industria u hogares.

1. GAS NATURAL

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso que se obtiene de rocas porosas del interior de la corteza terrestre y se encuentra mezclado con el petróleo crudo cerca de los yacimientos, que en su mayor parte está constituida por metano y etano y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Como se trata de un gas, puede encontrarse sólo en yacimientos separados. La manera más común en que se encuentra este combustible es atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable. En condiciones de alta presión se mezcla o disuelve aceite crudo. Generalmente, esta mezcla contiene impurezas tales como vapor de agua, gas carbónico y nitrógeno. Otras veces puede contener impurezas como sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y helio.⁵

1.1 CLASIFICACIÓN

Por su Origen.

- Gas asociado: Es aquel que se halla disuelto en el petróleo del yacimiento de modo que cuando se lo extrae, junto con él viene el gas. En yacimientos de este tipo, dentro de las condiciones de presión y temperatura existente, los líquidos están saturados de gases, que se desprenden durante el proceso de extracción. En el gas asociado, el contenido de etano es más alto que en los gases no asociados y suelen contener cantidades importantes de propano (C₃H₈), butanos (C₄H₁₀), pentano (C₅H₁₂) hasta los hexanos (C₆H₁₄), por lo que es una fuente importante para la obtención de GLP.

⁵ Tomado de www.ecopetrol.com.co

- Gas no asociado: El gas no asociado es el gas que se encuentra en los reservorios que no contienen cantidades significativas de petróleo crudo. A menudo se produce a mayor profundidad, donde el calor ha dividido los hidrocarburos en moléculas de gas más pequeñas y ligeras.⁶

Por su composición:

- Gas amargo: Contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros), es aquel gas natural que contiene H₂S por encima de 4 ppm por cada pie cúbico.
- Gas dulce: Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos, o adsorbentes, es aquel gas natural que contiene H₂S por debajo de 4 ppm por cada pie cúbico.
- Gas húmedo: Contiene cantidades importantes de hidrocarburos más pesados que el metano, es el gas asociado.
- Gas seco: Contiene cantidades menores de otros hidrocarburos líquidos.⁷

1.2 COMPONENTES

En términos generales, el gas natural es una mezcla en proporciones variables de elementos de naturaleza tanto orgánica (parafinas) como inorgánica, los cuales pueden clasificarse como: Combustibles, diluyentes y contaminantes.

⁶ Tomado de Oil and Gas Glossary.

⁷ Tomado de <http://profesores.fib.unam.mx>

COMBUSTIBLES: Son los hidrocarburos que van desde el Metano hasta el Heptano e incluso hidrocarburos más pesados. Normalmente el Metano es el constituyente de mayor proporción en la mezcla.

DILUYENTES: Son compuestos inertes, no combustibles, considerados como agentes que disminuyen el poder calorífico del gas natural. Los más comunes son: Dióxido de Carbono, Nitrógeno, Oxígeno, Vapor de Agua, Helio, Argón, Kriptón, Xenón, etc. Dependiendo de la concentración de estos compuestos, puede ser necesaria su remoción para cumplir con las especificaciones de calidad que debe tener el gas natural para su transporte y utilización.

CONTAMINANTES: Los contaminantes en el gas natural pueden causar daño (por efectos de corrosión) principalmente a las instalaciones metálicas que estén en contacto con el mismo. Para evitar aquello, y además para cumplir con las normas sanitarias que existen tradicionalmente, estos deben ser eliminados o mantenidos a muy bajas concentraciones. Algunos de ellos tienen una acción tóxica y perjudicial para el medio ambiente. Lo más comunes son: Nitrógeno, Vapor de Agua, Sulfuro de Hidrogeno, Disulfuro de Carbono, Sulfuro de Carbonilo, Mercaptanos, Azufre orgánico y libre. Los sólidos que pueden presentarse en el gas como suciedad y al igual que el contenido líquido deben eliminarse para conformar un gas limpio.

En el análisis ordinario de una muestra de gas natural, el grupo de componentes orgánicos (parafínicos) representa normalmente más del 90 % en volumen y está formado por los siguientes compuestos: Metano, 60 – 90 %; Etano, 3 – 10 %; Propano, 1.5 – 6 %; Butano Normal e Isobutano, 0.5 – 4 %; Pentano Normal e Isopentano, 0.3 – 2 %; Hexanos, 0 – 1.5 %; y Heptanos Plus, 0 – 1 %. Este último es un componente complejo y su denominación es adoptada para describir todo el remanente de componentes pesados, su peso es mayor que el de los Hexanos y

debido a las ínfimas concentraciones en el gas, resulta difícil su identificación desde el punto de vista de laboratorio.

El grupo de componentes inorgánicos (no hidrocarburos) aportan normalmente menos del 10 % en volumen en la muestra de gas y están representados generalmente por: Dióxido de Carbono, 1 – 8 %; Sulfuro de Hidrogeno, 0 – 1 %; Nitrógeno, 0 – 3 %. Además de los compuestos anteriores también se encuentran presente en el gas natural cantidades variables de agua, la misma que no se incluye en los análisis de composición ya que estos se realizan en base seca, dándose por descontado su presencia.

La composición del gas natural incluye diversos hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, por sobre el 90%, y en proporciones menores etano, propano, butano, pentano y pequeñas proporciones de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno.⁸

Tabla 1. Composición Típica del Gas Natural.

Hidrocarburo	Composición Química	Rango (en %)
Metano	CH ₄	91-95
Etano	C ₂ H ₆	2-6
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-2
Propano	C ₃ H ₈	0-2
Nitrógeno	N	0-1

Fuente: <http://www.innergy.cl>

1.3 USOS

El gas natural tiene diversas aplicaciones en la industria, el comercio, la generación eléctrica, el sector residencial y el transporte de pasajeros. Ofrece

⁸ Tomado de <https://www.dspace.espol.edu.ec>

grandes ventajas en procesos industriales donde se requiere de ambientes limpios, procesos controlados y combustibles de alta confiabilidad y eficiencia.⁹

En Tabla 2 se presentan algunas de las aplicaciones más comunes de gas natural.

Tabla 2. Aplicaciones del Gas Natural

Sector	Aplicaciones/Procesos
Industrial	Generación de vapor
	Industria de alimentos
	Secado
	Cocción de productos cerámicos
	Fundición de metales
	Tratamientos térmicos
	Temple y recocido de metales
	Generación eléctrica
	Producción de petroquímicos
	Sistema de calefacción
	Hornos de fusión
Comercio y Servicios	Calefacción central
	Aire acondicionado
	Cocción/preparación de alimentos
	Agua caliente
Energía	Cogeneración eléctrica
	Centrales térmicas
Residencial	Cocina
	Calefacción
	Agua caliente
	Aire acondicionado
Transporte de pasajeros	Taxis
	Buses

Fuente: <http://www.innenergy.cl>

Adicionalmente, el gas natural es utilizado como materia prima en diversos procesos químicos e industriales. De manera relativamente fácil y económica puede ser convertido a hidrógeno, etileno, o metanol; los materiales básicos para diversos tipos de plásticos y fertilizantes.¹⁰

⁹ Tomado de <https://www.dspace.espol.edu.ec>

¹⁰ Tomado de <http://www.innenergy.cl>

Debido a que el gas natural puede ser utilizado con grandes beneficios en un amplio número de aplicaciones, puede sustituir a los energéticos alternativos que se señalan en la tabla 3.

Tabla 3. Combustibles a los que puede sustituir el gas natural

Sector	Energía y/o combustible que puede sustituir
Industrial	Carbón
	Electricidad
	DHM
	Diésel
	Fuel Oil
	Gas licuado
	Gasolina
	Kerosene
	Leña
Generación eléctrica	Carbón
	Fuel Oil
Comercio	Carbón
	Electricidad
	Fuel Oil
	Gas de ciudad
	Gas licuado
	Kerosene
Residencial	Electricidad
	Gas de ciudad
	Gas licuado
	Kerosene
	Leña
Transporte de pasajeros	Gasolina
	Petróleo Diésel

Fuente: Khol, Arthut L. Riesenfeld. Gas Purification. Editorial Gulf Publishing Company. Quinta edición, 2000 p. 126

1.4 CARACTERÍSTICAS

El gas natural tiene ciertas características que dependen de su origen, formación y otras que son inherentes a todo gas. Las principales son las siguientes:

Tienen en su composición hidrocarburos pesados, esto quiere decir desde los pentanos hacia arriba (C5+). Estos hidrocarburos son líquidos a una temperatura y presión muy cercanas a las atmosféricas, razón por la que se transforman en líquidos con muy bajos niveles de compresión o de disminución de la temperatura. Estos hidrocarburos son los que forman la gasolina natural, que es un subproducto de las plantas de fabricación de GLP o mezcla de propano y butanos.

- Los gases de origen natural, sea en estado libre o asociado, son gases saturados, esto quiere decir que no contienen compuestos con dobles enlaces o triples enlaces. Por lo tanto la composición de estos gases responderán a la formula general de $C_nH_{(2n+2)}$.
- El propano y butanos mezclados y que según hemos indicado constituyen el GLP, son hidrocarburos que se mantienen líquidos a la temperatura ambiente, siempre que su presión supere las 140 psi. Obviamente a mayor temperatura ambiente, mayor será la presión requerida para mantenerse en estado líquido.
- No tiene una composición química definida, ya que varía de acuerdo al yacimiento del cual proviene.
- Su componente fundamental es el metano (CH₄).
- Es un gas más liviano que el aire.
- Puede ser toxico, de acuerdo a su composición.

- La utilización del gas natural, incide en el aumento de la calidad de vida puesto que es la energía fósil menos contaminante, dado su composición química.
- Es mucho más eficiente que otros combustibles.¹¹

1.5 EXTRACCIÓN

Antes de realizar la perforación de un pozo con el fin de comunicar el yacimiento con la superficie, los geólogos y geofísicos, son empleados para tratar de encontrar las condiciones correctas en los suelos para un yacimiento de petróleo o en su caso gas natural.

Para localizar los depósitos de petróleo y de gas natural, los geólogos buscan regiones geológicas con las características geológicas necesarias para la formación del petróleo y gas, estas condiciones son, rocas ricas en compuestos orgánicos, temperaturas lo suficientemente altas para generar petróleo a partir de material orgánico y formaciones rocosas que aprisionen el petróleo.

Normalmente, utilizan la exploración sísmica, que es un método Geofísico que permite determinar en profundidad la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas o capas de la tierra, mediante la detección de ondas acústicas, producidas por una fuente artificial (martillo, vibro, sismigel, etc.), propagadas a través del subsuelo según la elasticidad de las capas, que se detectan en la superficie tras reflejarse o refractarse usando sensores (geófonos).¹²

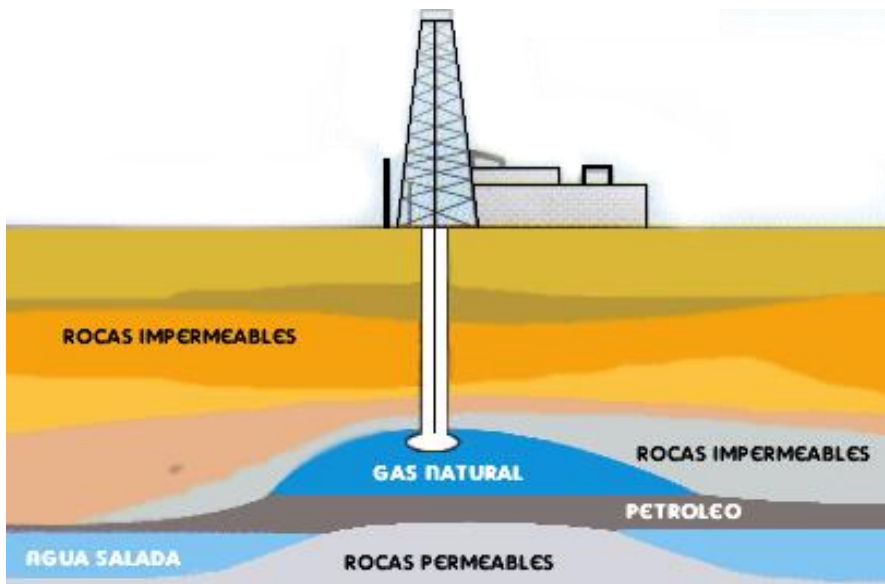
Cuando se identifican formaciones geológicas potencialmente ricas en petróleo, se perforan pozos en la cuenca sedimentaria. Si un pozo perfora una roca de almacén porosa que contenga depósitos significativos de petróleo y gas natural, la

¹¹ Tomado de <https://www.dspace.espol.edu.ec>

¹² Tomado de <http://exploracionsismica.blogspot.com/>

presión en el interior de la trampa puede hacer que los hidrocarburos líquidos salgan espontáneamente a la superficie. No obstante, esta presión suele disminuir, de forma que suele utilizarse sistemas de levantamiento artificial para que el petróleo y el gas lleguen hasta la superficie.¹³

Figura 1. Obtención del gas natural



Fuente: <http://emergenciascongasnatural.blogspot.com>

1.6 TRANSPORTE

Después de extraído, almacenado y procesado el gas natural, un olor especial es agregado al gas por seguridad con el objetivo de ayudar a las personas a identificar posibles fugas del gas debido a su característica casi inodora. Como generalmente los yacimientos de gas natural están alejados de las zonas donde

¹³ Tomado de <http://www.juntadeandalucia.es>

se consume, se deben transportar a través de tubería, denominada gasoducto, hasta los centros de consumo.

Para el transporte del gas por tuberías en grandes extensiones es necesario trabajar a presiones elevadas, de manera de vencer las resistencias por fricción. Estas presiones se logran con el diseño y aplicación de compresores, que comunican al gas la presión adecuada para lograr su desplazamiento de acuerdo a la distancia a recorrer. Además, la compresión del gas se efectúa en otras oportunidades, por ejemplo, en el almacenamiento cuando el mismo se realiza a alta presión, o en la utilización cuando la demanda industrial requiere una presión superior a la de distribución, etc. El número de plantas compresoras y su potencia, dependerá del tipo de gas a transportar, la distancia a cubrir, así como de las presiones de trabajo y el diámetro de tubería seleccionado, para lograr la solución técnico-económica más satisfactoria. En el trayecto del gasoducto se proyectan centros de distribución donde se regula y mide el consumo de gas, el que luego sigue por la canalización principal del gasoducto.¹⁴

¹⁴ Tomado de <http://www.portalplanetasedna.com>

2. GAS NATURAL EN COLOMBIA

Colombia es un país que cuenta con una importante dotación de recursos naturales energéticos, entre los que se cuenta el carbón, hidroenergía y gas natural, entre otros. A lo largo de los últimos 20 años, el sector de gas natural en Colombia ha experimentado un alto crecimiento de la demanda acompañado de la introducción y profundización de un marco de mercado, a partir de la Ley 142 de 1994. El sector logró, por medio de una combinación de mercado y política energética, su consolidación no sólo en los mercados localizados alrededor de los campos de producción, sino en el nivel nacional, llevando el gas hasta sitios tan remotos de los campos de producción como el Valle del Cauca y Norte de Santander.

Desde comienzos de la década de los 90 se inició la masificación del uso del gas natural en los distintos sectores socioeconómicos y tal ha sido el impacto que tuvo en el consumo de energía, que pasó en 1990 de una participación relativa de 6,7% a un 20,5% en 2012, registrando un cambio significativo en la matriz de consumo y guardadas proporciones se constituyó en una revolución energética.

No solamente los hogares entraron en la era del gas natural, sino la industria en sus procesos, la generación de electricidad y el sector transporte con la sustitución de combustibles líquidos, viéndose favorecidos por la factura que pagaban comparada con otros recursos energéticos, con lo cual se convirtió en un caso de éxito a nivel Latinoamericano, pese a la concentración de este recurso en dos grandes áreas geográficas, la primera localizada en la Costa Norte del país con los campos Ballena y Chuchupa y la segunda en los Llanos Orientales, donde se localizan los campos de Cusiana y Cupiagua.¹⁵

¹⁵ Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014, p 37.

2.1 RESERVAS Y PRODUCCIÓN

Los cambios generados en la organización institucional del sector de hidrocarburos a mediados de la primera década del nuevo siglo, permitieron modificar la trayectoria seguida y se dio un impulso significativo a las actividades de exploración y producción, logrando una incorporación importante de reservas de gas natural que hoy mantiene una R/P de 16 años y que se estima podría incrementarse gracias a los avances tecnológicos y nuevas técnicas para la explotación y desarrollo de Yacimientos no Convencionales y los localizados en el offshore, pese a los aumentos importantes de producción requeridos para atender la progresiva demanda. La Figura 2, presenta la evolución de las reservas y de la producción de gas natural en Colombia.

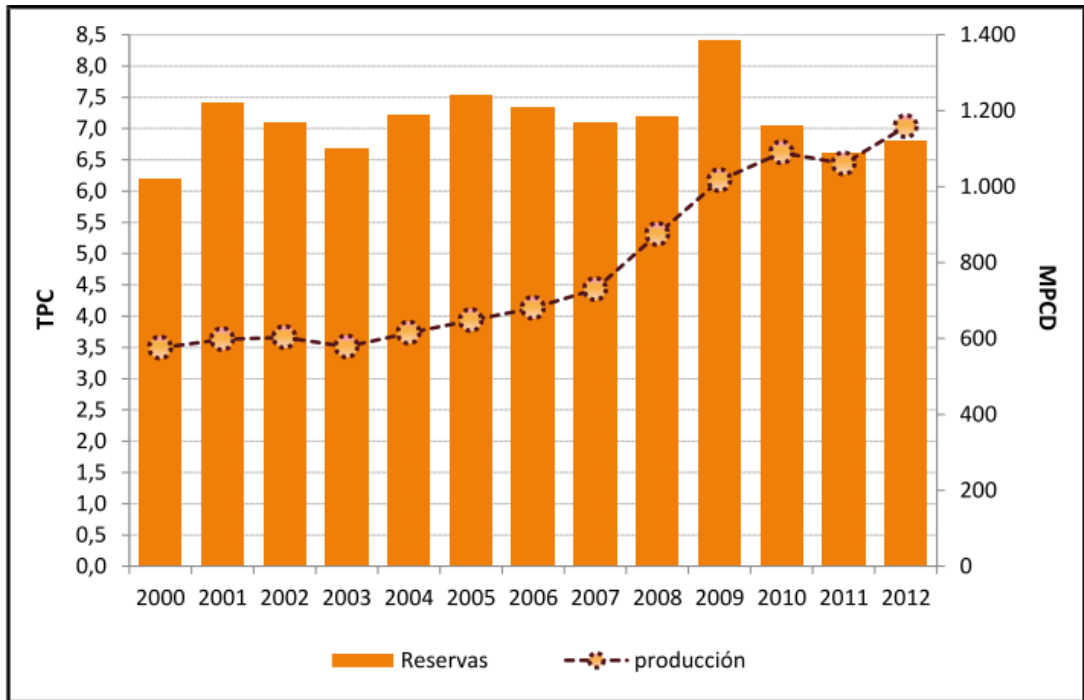
En cuanto a la producción, al finalizar el año 2012 el país disponía de 6,8 T PC, cerca de 200 GPC más que en 2011, las cuales han sido estimadas de acuerdo con los criterios establecido por SPE (the society of petroleum engineers). En términos generales, las reservas de gas natural se han mantenido en niveles que bordean los 7 Tera Pies Cúbicos, descontando los volúmenes producidos, que en promedio ha sido de 1 TCP por año, lo que representan una tasa de crecimiento promedio año de 1% entre 2000 y 2012.

Durante el 2012 se alcanzó una extracción de 1.150 MPCD, lográndose un registro histórico y superando los volúmenes logrados en 2010, cuando el sistema fue exigido al máximo para cubrir la demanda del sector eléctrico generada por el fenómeno de “El Niño”.

La Costa Atlántica ha sido la región de mayor aporte consecuencia directa de las distintas inversiones realizadas para recuperar la mayor cantidad de gas natural de los campos de Guajira, el cual se produce de forma libre, es decir que no se encuentra asociado con petróleo.¹⁶

¹⁶ Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014, p 38.

Figura 2. Evolución de las reservas y producción del gas natural.



Fuente: ANH

Cabe señalar que no todo el gas natural producido en los más de 55 campos con los que hoy cuenta nuestro país puede ser utilizado, pues por razones de seguridad se requiere enviar a tea (antorcha) ciertos volúmenes para evitar manifestaciones de explosión, o porque se requiere para la extracción de petróleo y es necesario reinyectarlo o porque es necesario para el autoconsumo en los campos.

Por ello, a continuación se realiza un análisis del comportamiento de la oferta disponible para entender la situación que se genera a corto y largo plazo sobre la disponibilidad del recurso y los riesgos percibidos en el abastecimiento y la disponibilidad para exportaciones, siendo éstas una decisión de la política energética colombiana.¹⁷

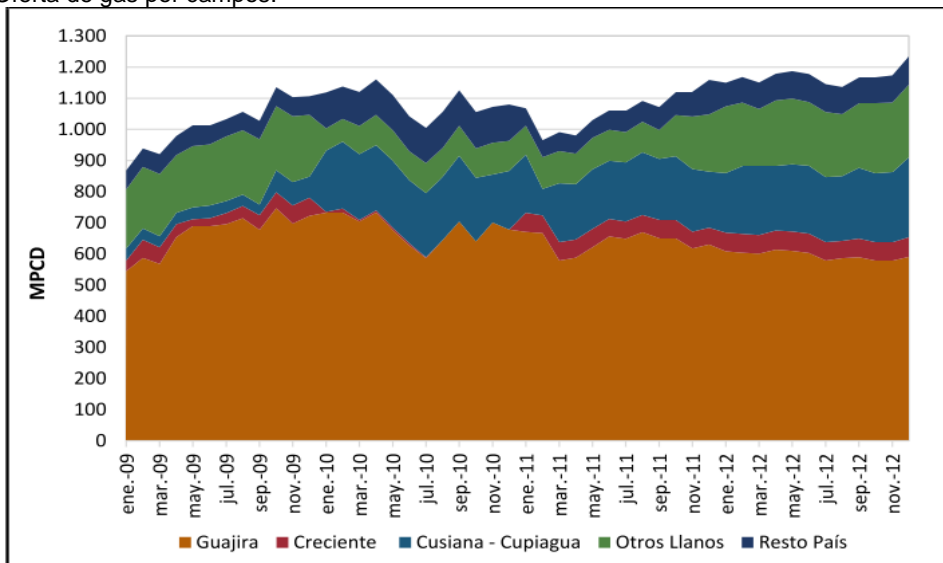
¹⁷ Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014, p 39.

2.2 OFERTA

La oferta de gas en Colombia se halla concentrada tanto en lo que afecta a la dimensión espacial, como a la comercial, pues algo más del 44% proviene de los campos de la Guajira, 44% de Cusiana y el restante 12% emana de los campos localizados en los Valles Inferior, Medio y Superior del Magdalena, y en la mayoría de los casos ECOPETROL S. A posee una participación importante de los volúmenes comercializados. La Figura 3, representa la evolución de la oferta desde el año 2009 de manera mensual, con el fin de contrastarlo con la demanda obtenida en el mismo periodo.

Han sido importantes los esfuerzos por aumentar la producción de gas natural, especialmente en los campos de la Guajira y en el área de los Llanos Orientales. Numerosos trabajos de reacondicionamiento, así como el mejoramiento de la infraestructura y la perforación de nuevos pozos, permitieron elevar la producción de los campos localizados en el departamento de la Guajira hasta niveles cercanos a los 700 MPCD durante el año 2009.

Figura 3. Oferta de gas por campos.



Fuente: MME, ANH y ACP.

Al finalizar el año 2009, los campos de Cusiana y Cupiagua incrementaron también su producción, con lo cual la oferta de gas natural asociado empezó a adquirir gran importancia en el esquema de suministro colombiano, además de que la expansión comenzó desplazándose de la Costa al interior del país. Sin embargo, el suministro de gas pierde cierta flexibilidad, toda vez que la producción de gas en este tipo de yacimientos depende directamente de la producción de líquidos asociados a este.

Durante el año 2013 el país produjo aproximadamente 1.174 MPCD de gas natural de los cuales Guajira representó el 44,8%, los campos localizados en los Llanos contribuyeron con el 43,6%, en tanto que el Valle Medio participó con 4,5%, Valle Inferior aportó 6% y el restante 1,1% provino de las cuencas del Catatumbo y Valle Superior del Magdalena. La Tabla 4 relaciona la información de manera desagregada.

Tabla 4. Producción de gas natural en Colombia 2013.

Cuenca	Producción (MPCD)
Catatumbo	2,62
Guajira	526,1
Llanos Orientales	511,8
Valle Inferior Magdalena	69,9
Valle Medio Magdalena	50,6
Valle Superior Magdalena	10,5
TOTAL	1.174

Fuente: MME, ANH y ACP.

Lo cierto es que se requiere mantener y aumentar los niveles de producción para atender la creciente demanda. Por otra parte, si los resultados de la actividad exploratoria no son tan satisfactorios en razón a que buena parte de esta actividad se orienta más a la búsqueda de petróleo, dada su mayor rentabilidad, es probable que haya aumentos modestos de nuevas reservas de gas natural, salvo que en la

próxima ronda que realice la ANH en 2014 parte de su empeño se concentre en áreas prospectivas para el gas natural.

De lo antes expuesto se puede mencionar que existe alta incertidumbre acerca de la oferta disponible, en el mediano y largo plazo. Es decir, en ausencia de incorporación de suficientes reservas que permitan mantener los niveles de producción requeridos para suplir los requerimientos del país y dadas las características del mercado en lo que a concentración espacial se refiere, generen complejidades que impidan el desarrollo equilibrado del mercado.¹⁸

2.3 CONSUMO

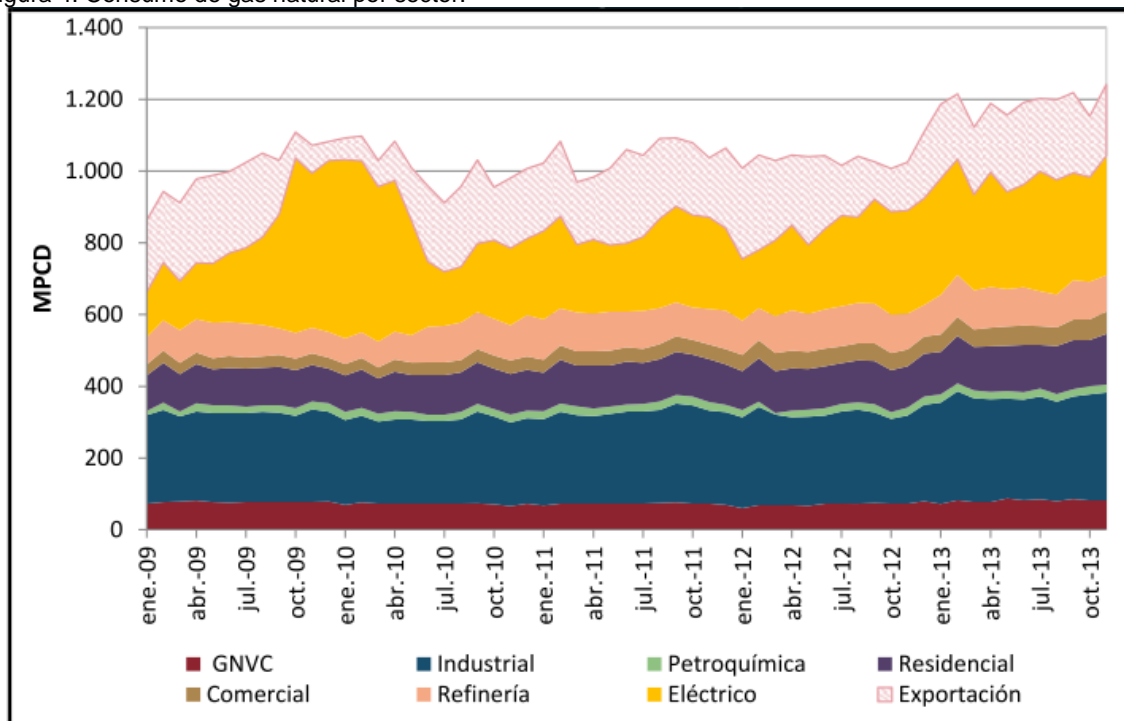
El consumo de gas natural muestra un pasado relativamente corto, en cerca de dos décadas y medio cambió la estructura de consumo final de energía en Colombia y hoy más de 6,5 millones de usuarios consumen este recurso en distintos usos. Presenta una tasa de crecimiento interanual cercano al 10% entre 2000 y 2012. La Figura 4, registra la evolución de la demanda en los últimos años. El mercado residencial se extiende a aproximadamente a 867 poblaciones con una cobertura que sobrepasa el 80% en las poblaciones atendidas, con un cubrimiento de 460.000 vehículos que utilizan esta fuente como combustible automotor y una significativa participación en el consumo de las industrias colombianas, haciendo más competitivos el comercio, la industria y el transporte público. Indudablemente, son importantes los beneficios recibidos frente a otras fuentes lo que hace prever que seguirá siendo un recurso importante en la matriz energética colombiana.

Durante el periodo 2009 y 2013, el consumo interno de gas natural se ha incrementado en 380 MPCD, equivalente a 57,2%, registrándose incrementos en todos los sectores de consumo, sin embargo se destacan los sectores residencial

¹⁸ Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014, p 40.

con 39,3%, refinería con 37,9% e industria con 21,8%, representando un crecimiento interanual de 9,1%.¹⁹

Figura 4. Consumo de gas natural por sector.



Fuente: DESNATADOS GAS, CONCENTRA, UPME

Una característica fundamental del mercado de gas en Colombia se vincula con la volatilidad de la demanda frente a fenómenos climáticos como los de “El niño”. Mientras que la demanda promedio de gas muestra una estructura altamente diversificada, ella puede ser muy volátil ante el requerimiento de las centrales térmicas en períodos de sequías, en tanto la capacidad de embalse de las centrales hidroeléctricas es baja.

El tamaño del mercado interno en 2013 era del orden de 1.000 MPCD, de este mercado cerca del 56% en promedio correspondió a sectores de consumo final como lo son el residencial, comercial, industrial y vehicular. Por su parte, el sector

¹⁹ Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014, p 40.

eléctrico durante el mismo 2013, en promedio representó el 31% del total. A la par, las exportaciones mantuvieron un comportamiento regular que en promedio alcanzaron los 202 MPCD.

Sin embargo, cuando la demanda se enfrenta a fenómenos de “El niño” como el ocurrido entre junio de 2009 y mayo del 2010, el sistema hace frente a una oferta inflexible, pues la demanda del sector termoeléctrico, eje de la confiabilidad del sector eléctrico ante fenómenos climáticos extremo, necesariamente reduce la disponibilidad de gas para satisfacer otras demandas que podrían ser firmes como lo es sin duda la del sector industrial.²⁰

2.4 GENERACIÓN ELÉCTRICA

En la Tabla 6, se resume el consumo de los combustibles utilizados para la generación de electricidad durante el mes de Agosto de 2014.

Tabla 5. Consumo Agosto 2014 de combustible para generación.

Combustible	Consumo [GBTU]	Participación [%]
Gas Natural	9,322.1	70.2%
Carbón	3,829.6	28.9%
ACPM (FO2)	46.3	0.3%
Combustóleo (FO6)	73.4	0.6%
Total	13,271.0	-

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética UPME

Durante este periodo se necesitó en total 13.271 GBTU, incrementando el consumo en tan solo 0,3% respecto al mes anterior. El combustible más utilizado

²⁰ Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014, p 41.

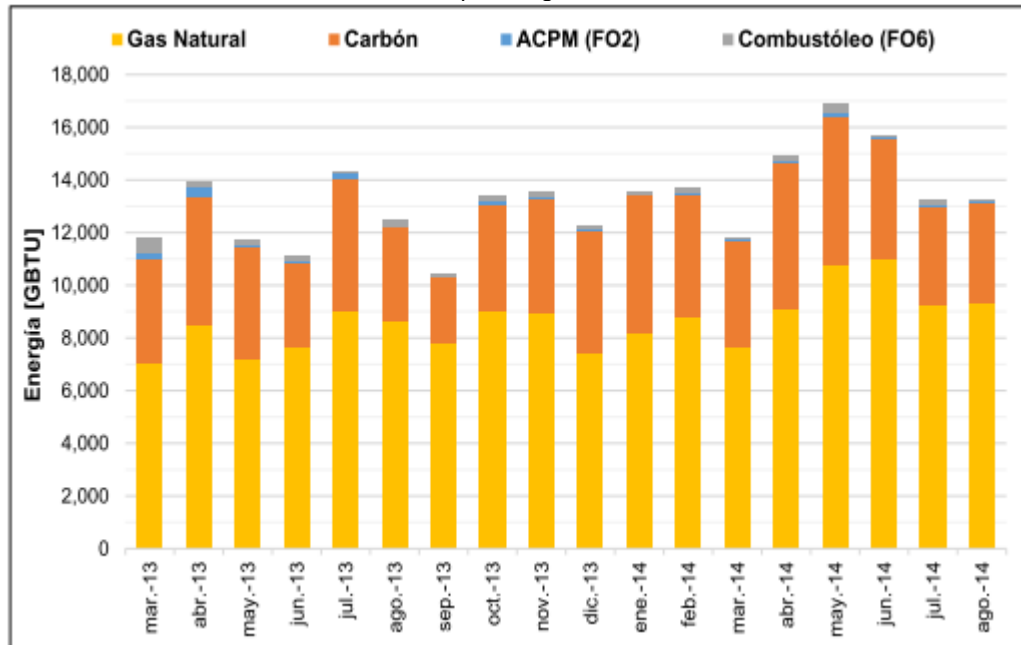
fue el gas natural, el cual alcanzó una participación que supero el 70%, seguido por el carbón con el 28,9%.

En el caso del carbón se observa una reducción cercana a los 140.0 GBTU (cerca del 3.8%) en comparación al mes de julio. De la misma forma se encontró una reducción en el consumo de los combustibles líquidos, ACPM (FO2) y combustóleo (FO6) cercana al 50% en los dos casos.

Asimismo en la Figura 5 se presenta el comportamiento del consumo de combustibles del SIN durante los últimos 18 meses. Allí se observa la magnitud del incremento de la demanda de fósiles entre el mes de marzo y el mes de junio. De la misma forma se puede observar en la gráfica que el mayor consumo de gas natural registrado ocurrió durante el mes de junio, superando los 11,000.0 GBTU/mes. Por otro lado se puede observar la similitud en la necesidad de uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad en los meses de julio y agosto.²¹

²¹ Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano, Agosto 2014

Figura 5. Evolución de consumo de combustibles para la generación



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética UPME

2.5 SISTEMA DE TRANSPORTE

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-Jobo.

- 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 Cerro matoso. Abastece un gran número de poblaciones a lo largo de su recorrido. Este subsistema tiene la opción, de acuerdo con los requerimientos 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 principales:
 - Gasoducto Ballena – Barrancabermeja.
 - Gasoducto Centro – Oriente.
 - Sur de Bolívar – Santander.
 - Gasoducto Mariquita – Cali.
 - Gasoducto Cusiana – Apiay – Bogotá.
 - Gasoducto Cusiana – Porvenir – La Belleza.²²

²² Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano, Agosto 2014

Tabla 6. Características de los principales gasoductos de Colombia.

Sistema	Longitud (Km)	Diámetro (pulgadas)	Capacidad (MPCD)	Tramos	Punto de Entrada	Estaciones compresoras y terminales
Ballena – B/bermeja	578	18	260		Ballena	Hato Nuevo, La Jagua, Casacará, Curumani, Norean, San Alberto y B/bermeja
Centro – Oriente	1005	4 – 6 – 12 - 14 – 20 - 22	230	B/bermeja - Sebastopol	Cusiana, B/bermeja, ECP Dina, Rio Ceibas, Hocol, Toqui Toqui	Vasconia, Miraflores, Puente Guillermo y Mariquita.
			201	Sebastopol - Vasconia		
			196	La Belleza - Vasconia		
			182	La Belleza - Cogua		
			192	Vasconia - Mariquita		
			15	Mariquita – Gualanday		
			11	Gualanday - Neiva		
Sur de Bolívar - Santander	308	10 – 8 – 2.	64		Cusiana	
Mariquita – Cali	343	20	168	Mariquita - Cali	Mariquita Cusiana	Padua
Cusiana – Apiay - Bogotá	442	3 – 6 – 10 - 12	30	Cusiana – Apiay	Cusiana	Apiay
			14	Apiay – Villavicencio – Ocoa		
			18	Apiay – Usme		
Cusiana – Porvenir – La Belleza	223	20	390		Cusiana	Miraflores – Puente Guillermo
Morichal – Yopal	13,2	4	4		Morichal	

Fuente: Boletín Electrónico de operaciones – TGI. 2014

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 construidos 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%.²³

Por su parte Progasur transporta gas natural hacia municipios del sur de Cundinamarca, Tolima y Huila. Esos gasoductos se describen en la tabla 7.

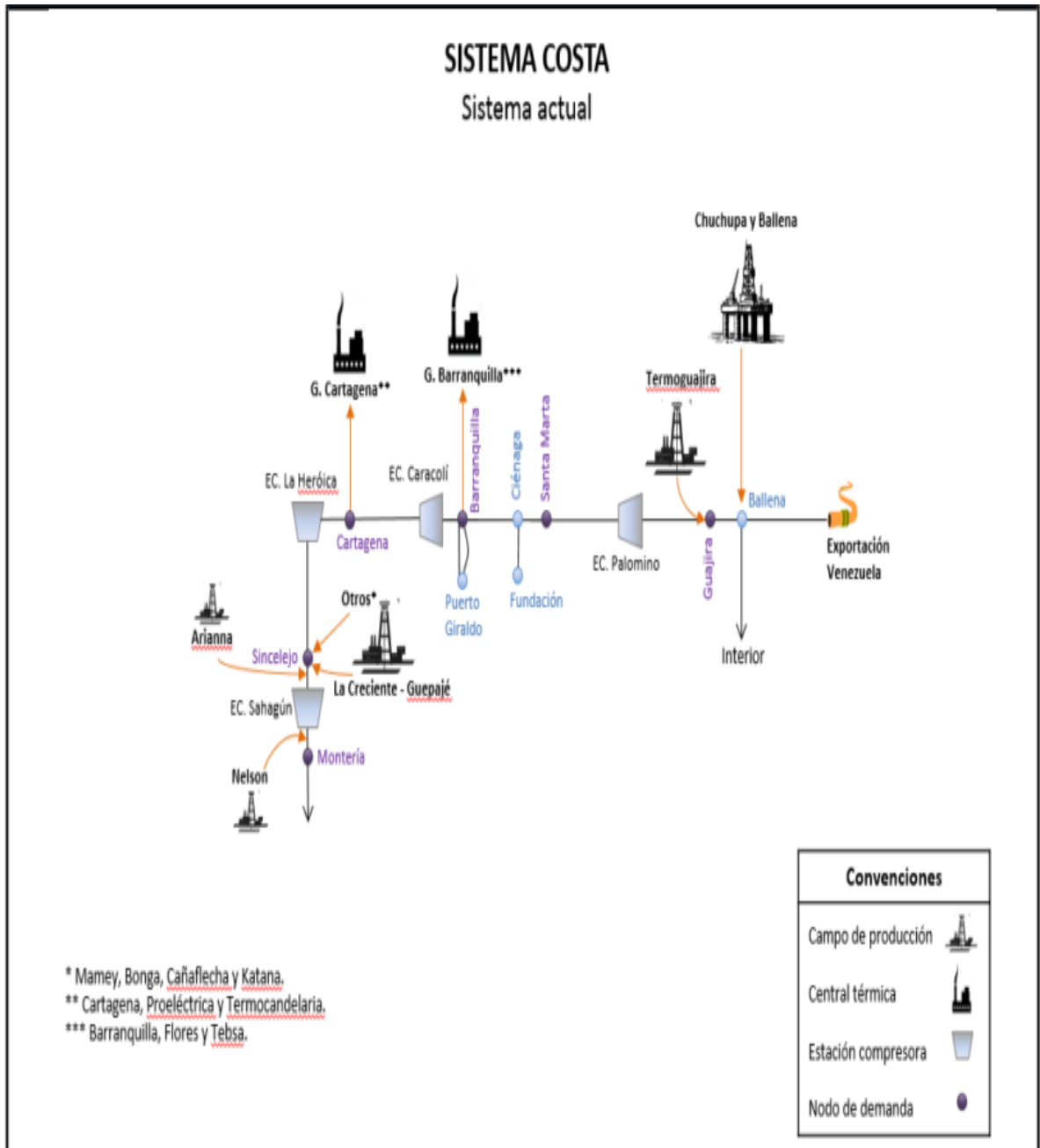
Tabla 7. Características del sistema de transporte de Progasur.

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 –Fusagasugá	3	38,1	0,6
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: PROGASUR 2014.

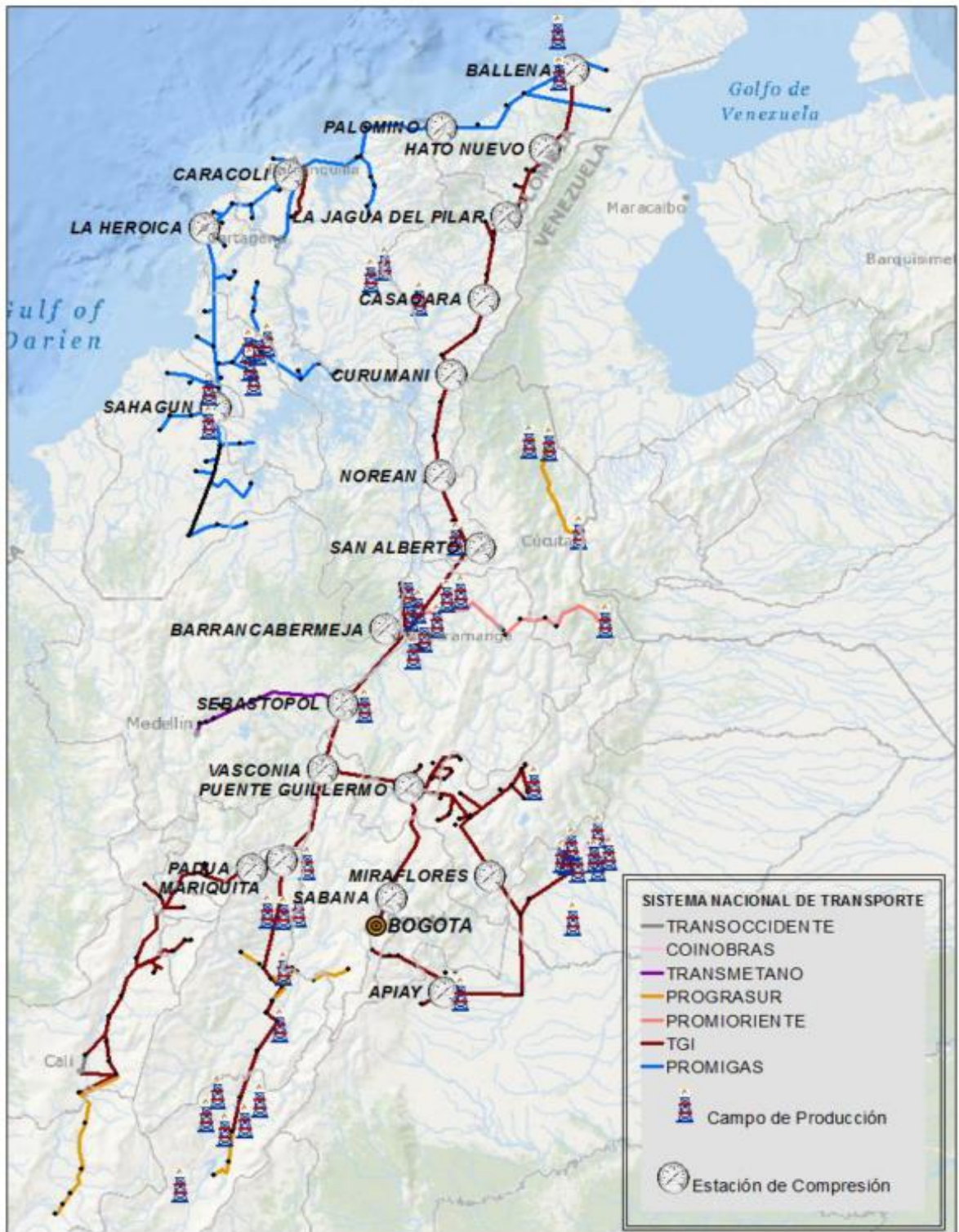
²³ Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano, Agosto 2014

Figura 7. Mapa Topologico – Sistema Costa



Fuente: Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014

Figura 8. Esquema de la red nacional de transporte de Gas Natural



Fuente: Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014

2.6 CALIDAD

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida en Colombia, deberá cumplir con las especificaciones de calidad que se especifican en la tabla 8.

Tabla 8. Especificaciones de calidad del Gas Natural.

ESPECIFICACIONES	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	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
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de 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	6.0 Lb / MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 PCS

Fuente: Resolución CREG 054 de 2007.

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 “Cricondentherm” 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.²⁵

²⁵ Tomado de Resolución No. 071 de 1999

3. CONDICIONES DEL CAMPO TUA

3.1 DESCRIPCION

El campo Tua, se localiza en la cuenca de los llanos orientales en el bloque Llanos 34, está localizado en jurisdicción de los municipios de Tauramena y Villanueva al suroccidente del departamento del Casanare, fue descubierto por la compañía Geopark Colombia S.A.S. en julio de 2012 con el pozo Tua 1 (formación Mirador), por inconvenientes con el equipo de fondo y alto aporte de agua de producción se decidió cambiar a la formación Guadalupe a partir del mes de Diciembre de 2014, mientras estuvo en la formación Mirador no tuvo aporte de gas, actualmente el caudal de gas es de aproximadamente 175 MSCFD. Debido a interpretaciones preliminares de los datos sísmicos disponibles los cuales indicaron que la estructura de Tua contiene múltiples oportunidades para perforaciones y continuando con el desarrollo del yacimiento se perforaron los pozos Tua-2 y 3 completados en el mes de Diciembre de 2012.²⁶ Los pozos Tua-4 y 5 completados en el mes de abril de 2013, Tua-6 en producción desde Febrero de 2014 y Tua-8 completado en el mes de Noviembre de 2014, todos estos pozos se encuentran actualmente operando con una producción promedio de 7500 BOPD y 220 MSCFD de la Formación Guadalupe, con un promedio de 15,6° API y produciendo mediante levantamiento artificial por Bombeo Electro sumergible.²⁷

²⁶ Tomado del artículo "Desarrollo del yacimiento petrolero Tua en Colombia", publicado por la empresa Geopark, Diciembre 2012. (Adaptado)

El conjunto de equipos que conforman la facilidad tienen el objetivo de efectuar la recolección de los fluidos de los pozos, tratamiento y almacenamiento del crudo deshidratado, separación, manejo y disposición del gas asociado, tratamiento y disposición de aguas de producción, a continuación se realizara una descripción de cada uno de estos sistemas.

3.2.1 Manifold de entrada

El múltiple de entrada está conformado por 4 cabezales W-901, W-902, W-903 y W-904, dos de 10" para producción, y dos de 4" para prueba. A estos llegarán 6 líneas de flujo provenientes de los diferentes pozos del Campo TUA, dos de 6" para producción, dos de 4" para pozos de prueba y 2 líneas adicionales de 6" y 4", que se encuentran como reservas para producción y prueba respectivamente para futuras ampliaciones.

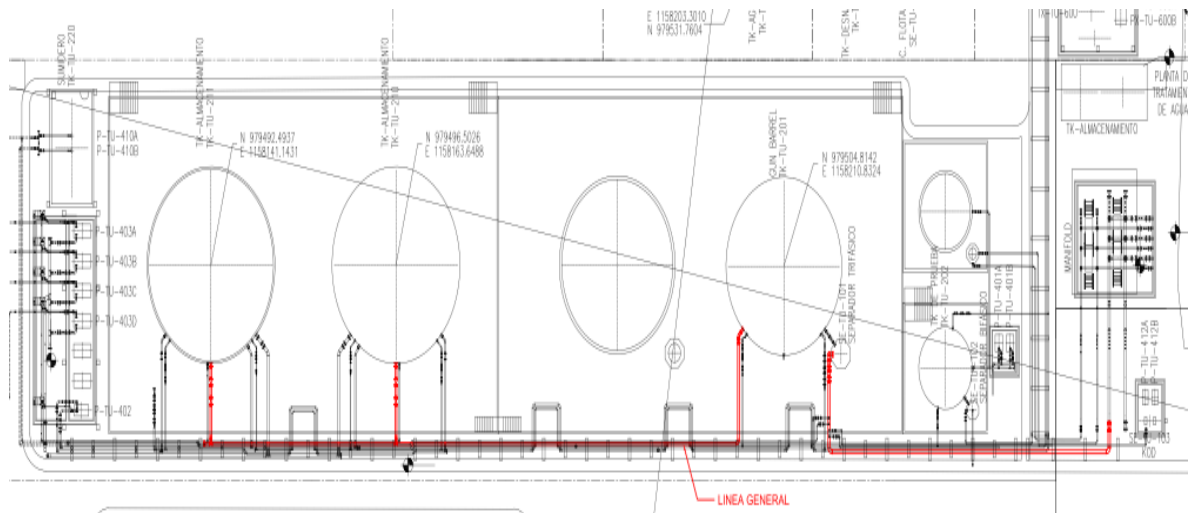
Figura 11. Manifold de entrada



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

El Cabezal W-901 es dirigido hacia el Separador Bifásico de Prueba SE-TU-102; el W-902 es llevado por la línea general al Separador Trifásico SE-TU-101, actualmente la totalidad de los pozos se encuentran por la línea general y el cabezal de prueba es utilizado para aislar individualmente la producción de un pozo para determinar el aporte de fluidos (gas, crudo y agua) mínimo una vez al mes teniendo en cuenta el cronograma de pruebas de producción. En la figura 12, se observa la ubicación y los equipos que integra la línea general de la facilidad.

Figura 12. Línea General Facilidat Campo Tua



Fuente: Geopark Colombia S.A.S.

Los Cabezales W-903 y W-904 están destinados para Producción y Prueba respectivamente para ampliaciones futuras.

3.2.2. Separación de fases

3.2.2.1 Descripción

Los procesos de Separación de Gas y de Deshidratación consiste de dos etapas sucesivas: en la primera los fluidos de producción ingresan a una Bota de Gas Trifásica donde se hace una separación de gas, crudo y agua libre. La bota de Gas Trifásica SE-TU-101 puede procesar un total de 20 KBPD de fluidos y está dimensionada para tener un tiempo de retención de 8 minutos.

A la entrada de la bota existe un sistema de inyección de químico rompedor de emulsión directa y antiespumante.

Como segunda etapa se utiliza un Gun Barrel TK-TU-201, el cual opera alrededor de 180°F, obteniéndose un rebose del Gun Barrel promedio de BS&W 0,5%.

El Gun Barrel tiene una capacidad para tratar hasta 40 KBPD de la emulsión agua-crudo y esta dimensionado para tener un tiempo de retención máximo de 8 horas, dependiendo de la cantidad de emulsión tratada.

3.2.2.2 Separador Trifásico (Bota de Gas) SE-TU-101

El crudo de producción proveniente del manifold por medio del cabezal W-902 es dirigido por medio de una línea de 10" hacia el Separador Trifásico SE-TU-101 el cual consiste en un tambor vertical donde se separan las fases gaseosa, oleosa y acuosa y funciona a una temperatura de 180°F y una presión de 20 psig.

Este mecanismo permite desviar la corriente gaseosa hacia el KOD SE-TU-103, evitando su emisión directa a la atmósfera, y a su vez reduce la cantidad de agua libre en el fluido al separar gran parte de ésta enviándola directamente al Tanque Desnatador TK-TU-230. El crudo con un BSW aproximado entre 40-75% es direccionado hacia el tanque Gun Barrel TK-TU-201 por efecto de Gravedad.

La presión dentro de la bota de gas es regulada a 20 psig por la válvula PCV-1012 ubicada en una línea de 3" llamada Cabezal de Gas de Alta la cual dirige el flujo de gas hacia el KOD SE-TU-103 y posteriormente a la Tea FL-TU-210 para su combustión.

Figura 13. Bota de gas Trifásica SE-TU-101



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

3.2.2.3 Gun Barrel TK-TU-201

El Gun Barrel TK-TU-201 está dimensionado para manejar hasta 40 KBPD, con un tiempo de retención de hasta 8 horas, dependiendo de la cantidad recibida de emulsión. De la separación Agua-Crudo realizada en este tanque tendrá como resultado un crudo de especificación BSW < 0.5%, que es la calidad exigida para ser enviado a almacenamiento. Éste cuenta con sistemas internos para la generación de turbulencia, que facilita la separación de las gotas de aceite y agua. Se crea un colchón de agua por el que entra la corriente, y el aceite separado asciende formando una película que es enviado al tanque de Almacenamiento. La emulsión efluente del Separador Trifásico SE-TU-101 tendrá un BSW entre el 40% y 70%, y una temperatura alrededor de 180 °F, antes de su entrada a este

equipo. Es conducida hasta el fondo del Gun Barrel TK-TU-201 a través de una tubería de 8”.

El crudo entra al Gun Barrel a través de un distribuidor central con brazos radiales cuya finalidad es controlar la entrada de la emulsión por múltiples agujeros pequeños distribuidos en tubos en toda el área del fondo del tanque para romper la emulsión y obligar la separación de crudo-agua. Por efecto de la diferencia de densidades, la menor densidad del crudo con respecto al agua, hace que éste ascienda a través del colchón de agua y flote sobre el mismo en la zona de residencia de crudo en la parte superior del tanque.

El crudo es recogido por medio de rebose en un colector de aceite en forma de anillo en la parte superior del Tanque, saliendo después por una tubería de 8” y fluyendo luego por gravedad hacia los tanques de Almacenamiento TK-TU-210 y 211.

El gas que pueda liberarse en el Gun Barrel será transportado hacia el KOD empleando una línea de baja presión llamado Cabezal de Gas de Baja.

El agua, la cual se encuentra en la zona inferior del Tanque, es recogida a una altura 400 mm desde la base del tanque por medio de un Anillo Colector de Agua. Dicho Colector ha sido perforado por debajo con orificios de 1”, los cuales han sido ubicados abajo para asegurar que se tome el agua con menor cantidad de aceite. La salida de agua se conectará con la línea de agua libre proveniente de la bota de gas, llevando el agua producida directamente al Tanque Desnatados TK-TU-230.

El Gun Barrel está provisto de líneas externas de muestreo que permiten al operador tomar muestras del contenido del tanque a diferentes alturas y de esta manera conocer la ubicación del colchón de agua, la interfase crudo-agua, el nivel del crudo limpio y poder establecer un perfil.

Figura 14. Gun Barrel TK-TU-201



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

3.3 ALMACENAMIENTO DE CRUDO

3.3.1 Tanques de Almacenamiento de Crudo

Para el almacenamiento y manejo del crudo producido, la Estación cuenta con una capacidad nominal total de 16622 bbls, distribuida en dos Tanques de almacenamiento TK-TU-210 y TK-TU-211 cada uno de 8311 bbls nominales. Un tanque estará recibiendo la producción, mientras el otro estará en el proceso de verificación de calidad y despacho hacia el cargadero.

El sistema de almacenamiento cuenta con la bomba de trasiego P-TU-402 de capacidad de 3,6 barriles por minuto y una potencia de 10HP, que permite en dado caso mover el crudo de mala calidad al sistema de Separación para su Re-procesamiento, o recircular el crudo entre los dos tanques de almacenamiento, si se hace necesario.

En las líneas de entrada y salida de los tanques tiene instaladas válvulas on/off con indicadores de posición e interlocks para el cierre o apertura según las señales de control y protección.

La temperatura de operación del crudo en los tanques de almacenamiento oscila entre los 150 y los 190 °F, lo cual hace que puedan generarse vapores. Estos

tanques tienen consigo un sistema de gas de cobertura, que mantienen el tanque a una presión entre 0.5 y 1.5 Psi, por medio de válvulas reguladoras de presión y evitan la salida de gases a la atmósfera, enviándolos por la línea de gas de baja directamente hacia el KOD SE-TU-103.

Figura 15. Tanques de almacenamiento



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

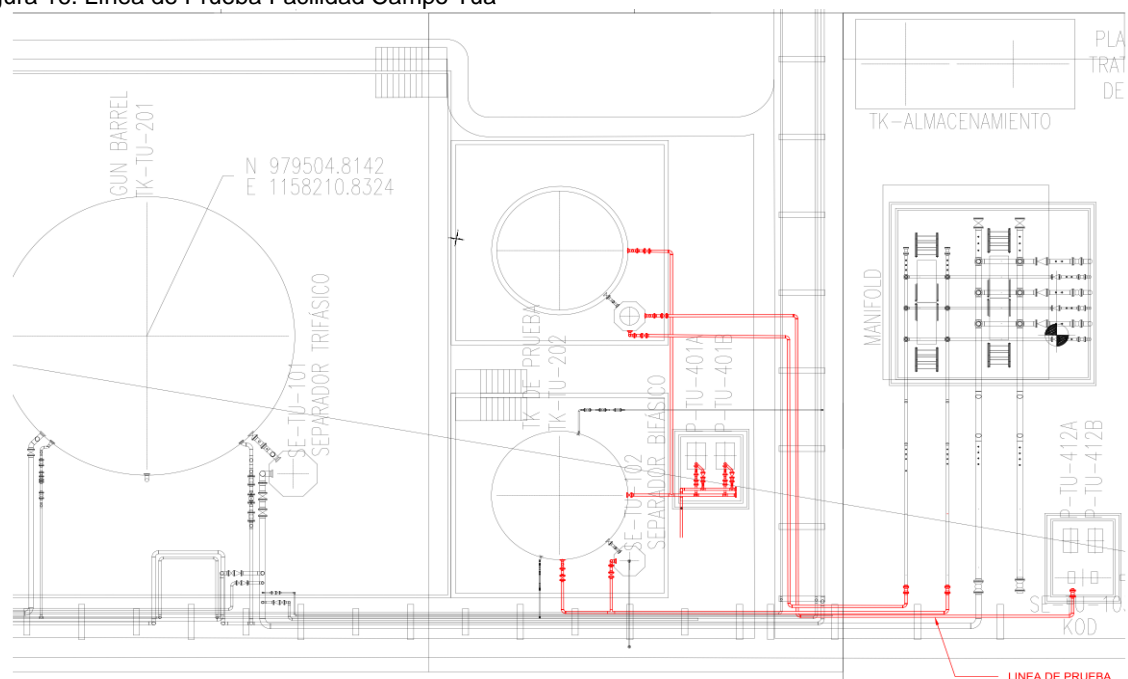
3.4 PRUEBAS DE POZO

3.4.1 Descripción

Cada pozo se debe poner a prueba por lo menos con una frecuencia de un mes para tener el registro del comportamiento de la producción de cada una de sus fases. El crudo proveniente de los Pozos de prueba ingresa a la Estación por medio de dos líneas de 4" hasta el cabezal W-901 y W-904, los cuales son dirigidos respectivamente a dos Separadores Bifásicos SE-TU-102A y SE-TU-102B, donde se hará la separación de la fase gaseosa y la fase líquida, la cual es enviada enseguida a los Tanques de Prueba TK-TU-202A y 202B donde se

separará el Crudo y el Agua. El objetivo de este sistema de prueba es el de conocer las cantidades de Gas, Crudo y Agua correspondientes al pozo que se encuentre en prueba. Al finalizar la prueba el fluido es succionado y reenviado a Reproceso o de acuerdo a su calidad, la fase acuosa puede ser enviada al Tanque Desnatados TK-TU-230. En la figura 16 se puede observar la ubicación y los equipos que hacen parte de la línea de prueba.

Figura 16. Línea de Prueba Facilidad Campo Tua



Fuente: Geopark Colombia S.A.S.

3.4.2 Separadores Bifásicos (Bota de Gas) SE-TU-102A y SE-TU-102B

Los Separadores Bifásicos Verticales SE-TU-102A y SE-TU-102B operan a una temperatura de 170°F y una presión de 15psig. Tiene una capacidad de 3.2 KBPD y un tiempo de retención de 5 minutos. Para el registro de la cantidad de gas del

pozo de prueba instaló sobre la línea de salida de los Separadores Bifásicos un medidor de placa orificio.

La presión dentro de las botas de gas bifásicas será regulada por la Válvula PCV-1022 con un setting de 15 psig donde el flujo restante será dirigido hacia el KOD SE-TU-103 por medio del Cabezal de Alta y a continuación a la Tea FL-TU-210.

El flujo del crudo resultante de la separación de las Botas de Gas Bifásicas será direccionado hacia los Tanques de Prueba TK-TU-202A y 202B por efecto de gravedad.

3.4.3 Tanques de Prueba de Pozos (TK-TU-202 A y 202B)

La salida de crudo de los separadores bifásicos SE-TU-102A y SE-TU-102B es dirigida hacia los Tanques de prueba TK-TU-202A y TK-TU-202B donde se permite que se separen las fases acuosa y oleosa para luego determinar el volumen producido por el pozo. Para determinar la calidad del crudo se toman muestras para llevar al laboratorio y analizarlas. Estos tanques tienen un volumen de 1010 barriles cada uno y permite un tiempo de retención de 8 horas.

El sistema empleara válvulas reguladoras de presión instalados a la línea de salida de gas de 3". Este sistema mantiene el tanque a una presión entre 0.5 y 1.5 Psi, por medio de válvulas reguladoras de presión y evita la salida de gases a la atmósfera, enviándolos por el cabezal de gas de baja directamente hacia el KOD SE-TU-103.

Figura 17. Tanque de prueba TK-TU-202A



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

3.5 EXTRACCIÓN DE CONDENSADOS Y COMBUSTION DE GAS

De acuerdo a las pruebas de producción realizadas se estima que el gas asociado es del orden de 220 SCFD. Por esa razón se ha previsto que todo el gas que se separe de las Botas de Gas y del Gun Barrel sea enviado a una Tea de baja presión (0 a 0,5 psig) por medio de dos cabezales de gas.

El sistema completo de la combustión de Gas estará conformado por:

Cabezales de Gas de Alta y Baja

Líneas de relevo y válvulas de seguridad

Cabezal de Gas de cobertura

KOD (Knock-Out Drum)

Chimenea y boquilla (TIP) de la tea.

3.5.1 Cabezales de Gas de Alta y Baja

Cabezal de alta proveniente de las botas de gas, SE-TU-101 y SE-TU-102A y 102B.

Cabezal de baja proveniente del Gun Barrel TK-TU-201 y Tanques de Prueba TK-TU-202A y 202B, el cual recibe también la salida de gas de los tanques de Almacenamiento de Crudo TK-TU-210/211, Tanque Desnatados TK-TU-230 y Tanque de Agua Filtrada TK-TU-231.

Figura 18. Cabezal de baja TK-TU-202A



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

La producción de gas en la Bota Trifásica SE-TU-101 se encuentra actualmente entre 180 y 220 MSCFD.

3.5.2 Cabezal de Gas de Cobertura

El sistema de gas de cobertura se encuentra regulado a una presión de 10 psig y es utilizado para llevar el gas de los equipos:

Tanque de Prueba TK-TU-202,

Tanques de Almacenamiento de Crudo TK-TU-210/211,

Tanque Desnatador TK-TU-230,
Tanque de Agua Filtrada TK-TU-231.

3.5.3 KOD (Knock-Out Drum)

El KOD o Tambor de Gas SE-TU-103 es un recipiente Horizontal con diámetro 30” y Longitud de 6.6 ft, recibe el flujo de gas de los Cabezales de Gas de alta y de baja.

El KOD es utilizado para separar las pequeñas gotas de líquido asociadas al gas que es direccionado a la Tea, con el fin de evitar riesgos en la combustión del gas. Los condensados recuperados en el KOD son enviados al Tanque Sumidero TK-TU-220 por medio de las Bombas P-TU-412 A/B. En caso de alto-alto nivel de condensados en el KOD, se produce una apagada general de la Estación al cerrar las válvulas SDV-1001 y SDV-1002 ubicadas en el múltiple de entrada.

El gas depurado en el KOD sale por línea de tres (3) pulgadas al sistema de tea (FL-TU-210) en donde es quemado.

Figura 19. KNOCK-OUT DRUM



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

3.5.4 Tea

El sistema de tea cumple con dos funciones: primero sirve de alivio para las sobrepresiones que se producen normalmente en los equipos y que son controladas por los instrumentos de presión, y segundo para recibir los gases que se puedan expulsar del sistema de Separación Primaria y Secundaria.

La tubería de cada uno de los equipos que van conectados a la tea se reúne en un cabezal de 3" que se envía al Tambor de knock-out de la TEA FL-TU-210, donde son quemados. La cantidad de gas a quemar es medido por un transmisor de flujo que será instalado en la línea de descarga del KOD.

La tea instalada tiene una capacidad de 500 MSCFD, mayor que la producción promedio estimada para que pueda manejar los baches instantáneos de gas que pueden llegar al sistema, como es normal en estos casos.

La Tea se ubicó a una distancia aproximada de 30 metros fuera del área de influencia de la estación, calculándose de acuerdo a los parámetros establecidos en la norma API STD 521, tomando como criterio de diseño una radiación permitida de 500 BTU/hr ft².

Figura 20. Tea



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

4. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

Para un adecuado desarrollo de un yacimiento es necesario realizar un seguimiento apropiado de las características, componentes y volúmenes de los fluidos producidos. La manera de caracterizarlos es por medio de ensayos de pozos detallados, un muestreo cuidadosamente pre-diseñado, pruebas de laboratorio para determinar densidades, viscosidad, salinidad, etc., y análisis composicionales del petróleo y gas, a continuación se resumirán las últimas pruebas de potencial y cromatografía del gas que se han obtenido.

4.1 PRUEBAS DE PRODUCCION

En lo que respecta al Campo Tua la estimación de los caudales de petróleo, gas y agua se realiza 1 vez por semana en las facilidades de producción, tal y como se describió en el capítulo 5, la facilidad cuenta con una línea de prueba que la conforman un separador bifásico donde se realiza la separación gas-líquido, la línea de salida del gas tiene instalado un medidor tipo placa orificio para cuantificar el caudal, el gas se direcciona hacia el Knock-Out Drum para separar las pequeñas gotas de líquido asociadas al gas y posteriormente el gas es enviado hacia la tea para su correspondiente quema, el líquido sale del separador hacia uno de los dos tanques de prueba con capacidad cada uno de 1010 Barriles donde se establece el volumen y se muestrea para realizar las pruebas en el laboratorio de salinidad, gravedad API y % SW para caracterizar el crudo y cloruros para el agua. En la tabla 9, se resumen los parámetros y en la tabla 10, los resultados de las últimas pruebas de potencial obtenidas de los pozos Tua-1 y 2, pozos que actualmente aportan el gas del Campo Tua.

Tabla 9. Parámetros prueba de potencial pozos Tua-1 y 2.

PARAMETROS DE LA PRUEBA									
Pozo	Levantamiento Artificial	Fecha	Formación	Duración (Hrs.)	WHP (psi)	WHT (°F)	Choque (X/64")	Frec. (Hz)	PIP (Psi)
TUA-1	BES	18/12/2014	GUADALUPE	10	147	124	60	30	2.431
TUA-2	BES	19/12/2014	GUADALUPE	12	145	180	62	48	-

Fuente: Reporte de producción Diciembre 2014 Campo Tua.

Tabla 10. Resultados prueba de potencial pozos Tua-1 y 2.

RESULTADOS DE LA PRUEBA							
Fluidos (BFPD)	NSV (BOPD)	Agua (BWPD)	S&W (%)	Gas (MSCFPD)	GOR	°API @ 60°F	CL (ppm)
1.031	1025,17	6,06	0,59	163,50	159	15	245,0
2.323	2310,32	13,07	0,56	54,30	24	16	158,0

Fuente: Reporte de producción Diciembre 2014 Campo Tua.

4.2 COMPOSICION DEL GAS

Mediante un análisis de cromatografía realizado por la empresa Core Lab en el mes de Enero de 2013, se pudo establecer la composición del gas del campo Tua, dicha muestra fue tomada a la salida del separador, en la Tabla 11 y 12, se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 11. Resultados cromatografía gas Campo Tua.

Componentes	Mole %	Weight %
Dióxido de Carbono	5,35	8,23
Nitrógeno	1,47	1,44
Metano	59,90	33,61
Etano	12,65	13,29
Propano	8,42	12,98
i-Butano	2,17	4,41
n-Butano	3,48	7,08
i-Pentano	1,53	3,85
n-Pentano	1,51	3,81
Hexano	1,74	5,21
Heptano	1,10	3,50
Octano	0,51	1,85
Nonano	0,13	0,55
Decano	0,03	0,14
Undecano	0,01	0,05
Dodecano plus	0,00	0,00
Total	100	100

Fuente: Estudio realizado por la empresa Core Lab para Geopark Colombia S.A.S., Enero 2013.

Nota: Las condiciones de la prueba fueron a 24 Psig y 109°F.

Tabla 12. Resultados adicionales cromatografía gas Campo Tua.

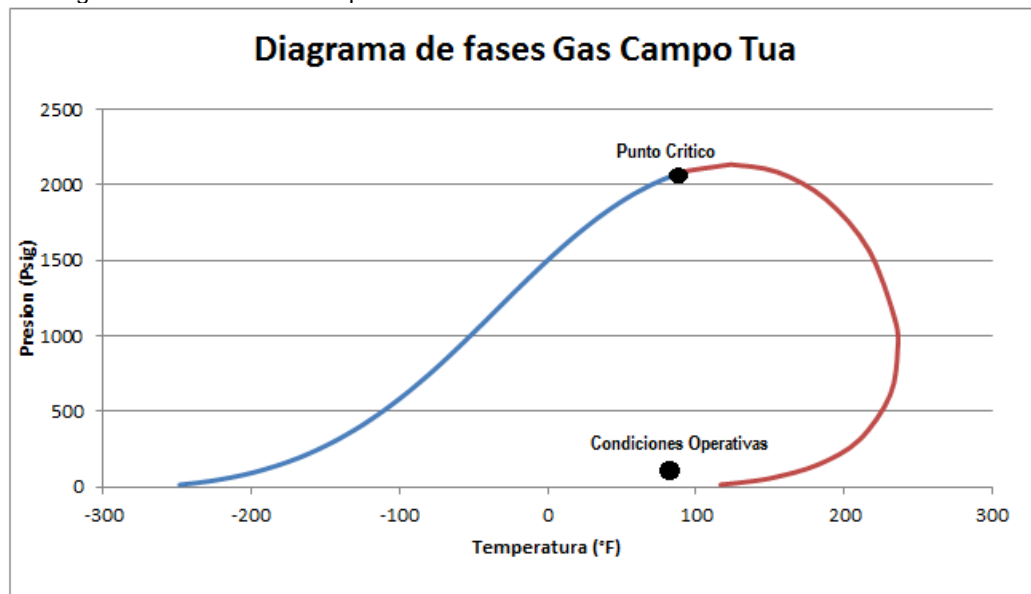
Gravedad gas	0,9936	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Poder calorífico Bruto	1538,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Poder calorífico Neto	1404,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Composición H2S	9	ppm (volumen), 24 Psi y 109 °F

Fuente: Estudio realizado por la empresa Core Lab para Geopark Colombia S.A.S., Enero 2013.

Luego de verificar las características del gas de Campo Tua, se puede concluir que se trata de un gas rico por su baja composición de metano y por ende un poder calorífico alto, esto genera tener una capacidad detonante mayor que un gas pobre, ya que produce los radicales libres necesarios para el inicio de la

reacción a una temperatura inferior produciendo el efecto de sobre detonación, dando como consecuencia: degradación de pistones, camisas y válvulas, disparo de motor al activarse el sistema de anti-knocking y pérdida de rendimiento y de potencia.

Figura 21 Diagrama de fases Gas Campo Tua



Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 21, se presenta el diagrama de fases construido a partir de la cromatografía del gas de Campo Tua, en este se evidencia que a condiciones operativas (15 Psi y 80°F) estaríamos dentro de la envolvente, lo cual nos ocasionaría tener una cantidad importante de condensados, que a su vez traería una serie de inconvenientes operacionales a la hora de alimentar con este tipo de combustible los generadores de electricidad.

De acuerdo al análisis realizado de la composición, propiedades y diagrama de fases del gas natural de Campo Tua, a este se le debe realizar un pre-tratamiento con el fin de tener condiciones óptimas para ser utilizado como combustible en los

generadores de electricidad, dicho procedimiento será tema de estudio en el capítulo 8.

5. GENERACION ELECTRICA

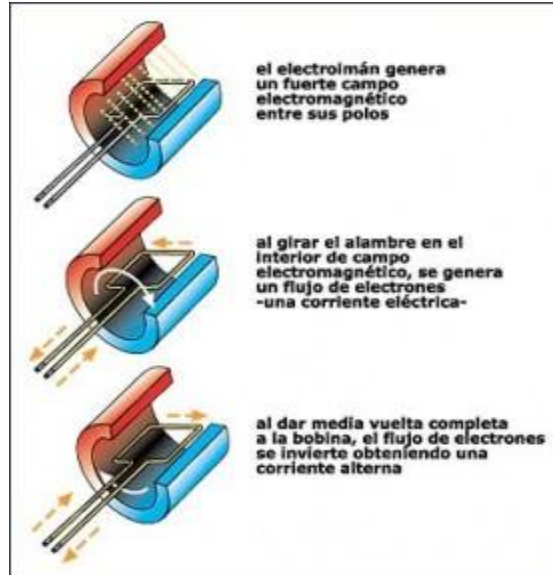
La electricidad es una fuente de energía básica, indispensable para poder operar la infraestructura que compone el campo Tua, es de vital importancia para el constante desarrollo y crecimiento de la compañía. En campo Tua con mayor razón, se necesita de este flujo eléctrico de alta calidad, debido a que de este depende la producción de los pozos ya que todos cuentan con levantamiento artificial por bombeo electro sumergible. El proveer energía de calidad garantiza, a nivel funcional, que no se tengan pérdidas económicas, ambientales, de eficiencia y humanas por fallas en sus sistemas operacionales, de producción y de seguridad. Los datos obtenidos durante la investigación en campo Tua, a nivel de producción de energía diaria promedio requerida fue de 23 Mw/día para operar de forma eficiente, logrando llevar a cabo todas las tareas de producción relacionadas a la extracción del crudo, tratamiento, almacenamiento y despacho, así como supliendo las necesidades energéticas de los subsistemas que no forman parte de la producción en sí, sino que son sistemas de apoyo, tales como los sistemas de iluminación, informáticos, sistemas de seguridad y campamento de producción. A continuación se describirá el principio bajo el cual operan los generadores eléctricos y se realizara una descripción de los equipos y parámetros con los cuales se encuentran operando en campo Tua.

5.1 PRINCIPIO

Un generador eléctrico es un aparato capaz de mantener una diferencia de cargas eléctricas entre dos puntos (es decir, voltaje), transformando otras formas de energía en energía mecánica y posteriormente en una corriente alterna de electricidad (aunque esta corriente alterna puede ser convertida a corriente directa con una rectificación). Para construir un generador eléctrico se utiliza el principio

de “inducción electromagnética” descubierto por Michael Faraday en 1831, y que establece que si un conductor eléctrico es movido a través de un campo magnético, se inducirá una corriente eléctrica que fluirá a través del conductor.

Figura 22. Principio generación de electricidad



Fuente: Tomado de <http://www.artinaid.com>

Debido a que uno de los elementos fundamentales de la materia es precisamente la carga electromagnética compuesta de un campo magnético y un campo eléctrico asociado al movimiento de las partículas. Un generador utiliza un campo magnético para energizar cinéticamente electrones y provocar una interacción con otros electrones, que tiene como consecuencia la generación de la corriente eléctrica y un voltaje.²⁸

En el interior del generador se genera el proceso de combustión que es la reacción química exotérmica de una sustancia llamada combustible, con un comburente que generalmente es el oxígeno del aire. Para que se desencadene la reacción es necesario que co-existan tres elementos: Combustible (material que

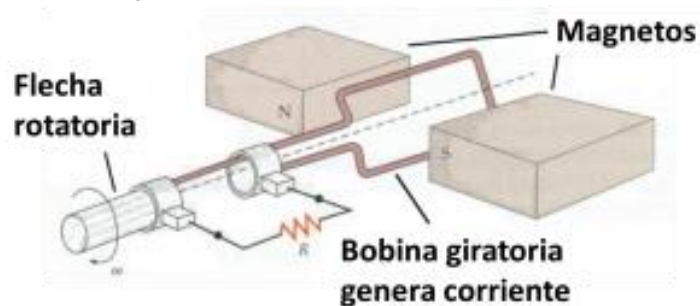
²⁸ Tomado de <http://www.artinaid.com>

arde), comburente (material que hace arder) y un desencadenante (suministra la energía requerida para alcanzar la temperatura de inicio de la combustión. La combustión genera luminiscencia, calor y gases que dependen de la composición de los elementos que intervienen en la reacción; ellos pueden ser: CO₂, H₂O (como vapor), Hollín, NO_x, CO y otros.²⁹

5.1.1 Componentes

Desde un punto de vista eléctrico, los componentes de un generador son un campo magnético, y un objeto que rota en las inmediaciones de dicho campo magnético, y que conduce la electricidad “generada” hacia un circuito.

Figura 23. Partes eléctricas de un generador.



Fuente: Tomado de <http://www.artinaid.com>

Los componentes de un generador desde el punto de vista mecánico son:

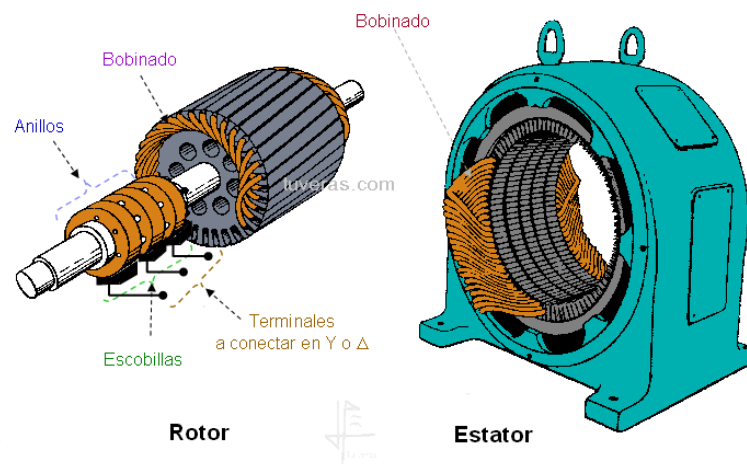
- Estator, que es una armadura metálica en reposo recubierta por alambres de cobre que forman un circuito.

²⁹ Karim G.A; Burn K.S.(1980). The combustion of gaseous fuels in a dual fuel engine of the compression ignition type with particular reference to cold intake temperature conditions. SAE 800263.

- Rotor, que es un eje que rota dentro del estator impulsado por una turbina. Este rotor en su parte más externa tiene un electroimán alimentado por una corriente eléctrica pequeña.

Al girar el rotor a grandes velocidades gracias a una energía mecánica externa proveniente de una turbina, se producen corrientes en los hilos de cobre del estator. Las turbinas aprovechan las fuentes de energía externa, transformándolas en energía mecánica, que a su vez es la que se utiliza para transformarla en energía eléctrica. 30

Figura 24. Partes mecánicas de un generador.



Fuente: Tomado de <http://www.artinaid.com>

5.2 EQUIPOS DE GENERACION ELECTRICA EN CAMPO TUA

Actualmente en Campo Tua se tienen 5 generadores de propiedad de la empresa Bristol (2,5 MW) para alimentar los variadores de frecuencia de las bombas electro sumergibles de los pozos, los cuales se encuentran distribuidos en dos áreas de generación, generadores 1005, 1109 y 616 quienes alimentan los variadores de

³⁰ Tomado de <http://www.artinaid.com>

los pozos Tua-1, 2, 3, 6 y Aruco y generadores 1054 y 1057 para alimentar los variadores de los pozos Tua-4 y 5. En la Tabla 13, se presentan las principales características del grupo electrógeno.

Tabla 13. Características grupo electrógeno Campo Tua.

ITEM	EQUIPO				
	B-1005	B-1109	B-616	B-1054	B-1057
ESTADO	OP	OP	SB	SB	OP
MODELO	P625E3	P625E1	P625E3	P625E3	P625E3
MARCA	FGWilson	FGWilson	FGWilson	FGWilson	FGWilson
MOTOR	Perkins 2506A-E15TAG4	Perkins 2806C-E16TAG1	Perkins 2506A-E15TAG4	Perkins 2506A-E15TAG4	Perkins 2506A-E15TAG4
TIPO (Tiempos)	4	4	4	4	4
CILINDROS	6 en línea	6 en línea	6 en línea	6 en línea	6 en línea
VELOCIDAD	1800 RPM	1800 RPM	1800 RPM	1800 RPM	1800 RPM
POTENCIA	500 Kw / 625 Kva	500 Kw / 625 Kva	500 Kw / 625 Kva	500 Kw / 625 Kva	500 Kw / 625 Kva
TURBO CARGADOR	Si	Si	Si	Si	Si
CARGA	267 Kw	270 Kw	N/A	N/A	270 Kw
FACTOR DE POTENCIA	0.91 L	0.97 L	N/A	N/A	0.97 L

Fuente: Bristol

Figura 25. Generadores 1005, 1109 y 616, propiedad de la empresa Bristol.



Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

Figura 26. Generadores 1054 y 1057, propiedad de la empresa Bristol.

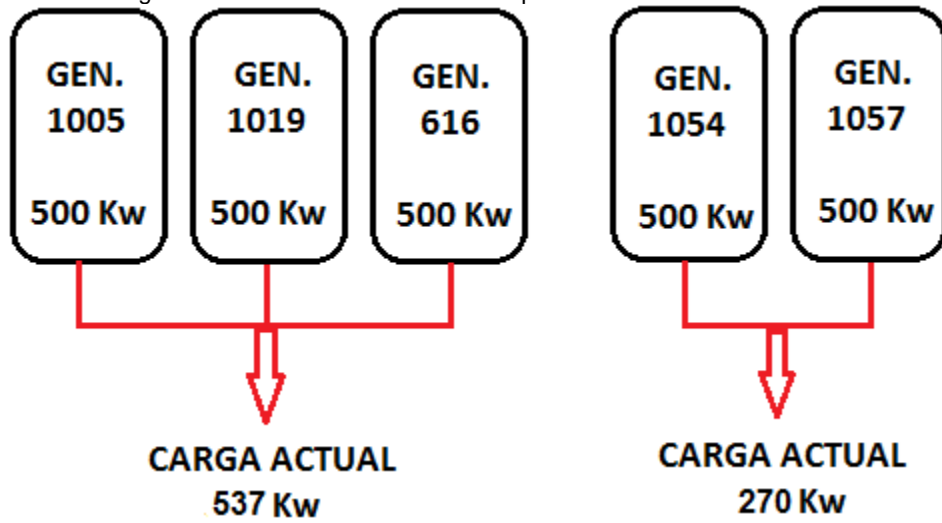


Fuente: Registro fotográfico tomado durante visita a Campo Tua, Geopark Colombia S.A.S.

5.3 PARAMETROS DE OPERACION

En el Figura 27, se muestra la distribución de los generadores y la carga actual de cada área de generación, en cada área los generadores se encuentran conectados mediante sincronismo con el fin de realizar las transferencias de electricidad sin necesidad de suspender el servicio, teniendo en cuenta la carga que manejan actualmente los generadores 1005, 1109 y 616 que es aproximadamente de 537 Kw es necesario tener en paralelo dos equipos y uno en stand by, en el área de los generadores 1054 y 1057 se maneja una carga de 270 Kw trabajando uno de los generadores y el otro en stand by, con las cargas actuales cada generador se encuentra trabajando en un 53% de su potencia nominal. Los generadores utilizan para su funcionamiento 100% Diésel y el consumo aproximado diario es de 1300 gls.

Figura 27. Distribución generación área de variadores Campo Tua.



Fuente: Información suministrada durante visita realizada a Campo Tua.

6. ANALISIS TECNICO

Este capítulo se dedica específicamente a la evaluación técnica del aprovechamiento del gas asociado del petróleo que actualmente es producido en Campo Tua, para la generación de energía eléctrica mediante la implementación de la tecnología Bi-Fuel, esto con el fin de sustituir parte del volumen utilizado de diésel.

6.1 SISTEMA BI-FUEL

El sistema Bi-fuel consiste en un equipamiento que se le adiciona a un motor diésel de serie, para permitir la operación simultánea del motor con dos combustibles: uno líquido, que puede ser diésel o biodiesel y otro gaseoso, que puede ser: Gas natural, gas licuado de petróleo (GLP), biogás u otro.

Los menores costos de funcionamiento y el uso de fuentes alternativas de combustible con funcionamiento dual de combustible del motor, han atraído a muchos investigadores a aplicar este tipo de tecnología en diferentes áreas. Los primeros experimentos con sistema de combustible dual fueron realizados por Cave en 1929 y Helmore y Sokes en 1930, en los que se indujo hidrógeno como combustible secundario en los motores diésel. Sin embargo, en ese momento, el motor con sistema Bi-fuel no se utilizó comercialmente debido a su complejidad mecánica y a complicaciones asociadas con relaciones de compresión relativamente bajas.³¹

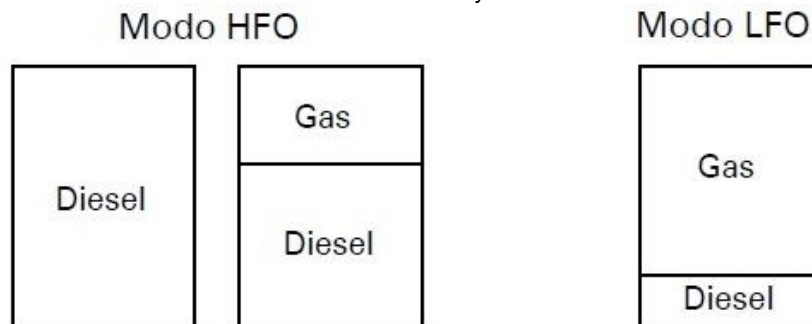
Se pueden encontrar aplicaciones de sistemas duales de combustible en motores usados en el sector automotor, aplicaciones marinas, generación eléctrica y motores estacionarios, en compresores y bombas. Específicamente para la aplicación en sistemas de generación eléctrica donde los sistemas de control

³¹ Liu, Z. (1998). An examination of the combustion characteristics of compression ignition engines fuelled with gaseous fuels. Ph.D. thesis, Department of Mechanical Engineering, University of Calgary, Canada.

operan de manera particular para mantener la velocidad de rotación del MCI alrededor de un valor de referencia, se han desarrollado dos tecnologías de operación dual:

- HFO (High Fuel Operation): Es la operación del MCI con una cantidad relativamente alta de diésel y presenta dos modos de la operación del MCI: el modo de operación normal, en el cual el combustible diésel es controlado para producir el trabajo en el motor; el modo de sustitución en el cual, parte del combustible diésel se reemplaza por un valor fijo de gas y se continúa regulando el diésel en la cámara. La principal ventaja técnica de este sistema es que permitió la operación del motor con solo diésel, o diésel y gas en distintas proporciones, lo cual le da gran flexibilidad al operador del equipo para trabajar el motor según la disponibilidad de gas que se tenga o la cantidad que desee ahorrar de diésel.
- LFO (Low Fuel Operation): modo de operación en el cual el combustible requerido es controlado por gas y se adiciona una pequeña cantidad de diésel que sirve como piloto para desencadenar la combustión en la cámara.³²

Figura 28. Esquemático del sistema dual-fuel en modo HGO y LO.



Fuente: Tomado de Comportamiento de un motor diésel de 1.105 hp operado mediante el sistema Bi-fuel con diésel – gas natural en campos petroleros.

³² Arango Gómez, Jorge Eduardo. Sierra Vargas, Fabio Emiro. Pérez Súa, Sergio. Comportamiento de un motor diésel de 1.105 hp operado mediante el sistema dual-fuel con diésel – gas natural en campos petroleros. Universidad Nacional de Colombia, 2014.

6.1.1 Componentes

6.1.1.1 Sistema tren de gas

El Sistema “tren de gas” incluye un filtro de gas de 50 micrones, una válvula solenoide electrónica activada durante una emergencia o parada del sistema, un regulador de gas de cero presiones, el cual reduce la presión del gas que entra (1-5 PSI) aproximadamente a la presión atmosférica y una válvula de alimentación de gas, situado aguas abajo del regulador de presión de gas, es una válvula tipo aguja y es uno de los componentes ajustables al kit Bi-fuel del sistema. Este dispositivo se establece durante la puesta a punto en la fase de la conversión del motor y establece flujo máximo, esta válvula se mantiene en una posición fija con independencia de la carga del motor.³³

En la Figura 29, se puede observar los componentes del tren de gas.

Figura 29. Diagrama del tren de gas del Kit Bi-fuel



Fuente: tomado de <http://www.ftcenergygroup.com.co/>

³³ Tomado de <http://www.ftcenergygroup.com.co/>

6.1.1.2 Mezclador de aire-combustible

El mezclador de aire-combustible tiene como objetivo la mezcla óptima de gas natural y aire que entra al motor. La mezcla de aire con combustible es conseguida por medio de un sofisticado diseño de ventura fijo que evita la reducción de eficiencia de la válvula de aire. El mezclador de aire/combustible de baja restricción asegura que un adecuado flujo de aire será abastecido al motor y que la eficiencia de la operación no sea comprometida por la instalación del componente. El mezclador es instalado entre el filtro de aire y el turbocompresor.³⁴

Figura 30. Diagrama del mezclador de aire-combustible del kit Bi-fuel



Fuente: Tomado de <http://www.ftcenergygroup.com.co/>

6.1.1.3 Panel de control

El Sistema monitorea varios parámetros del sistema y del motor como la presión de aire y temperatura del múltiple, temperatura de los gases de escape, succión de entrada, presión de gas y vibración del motor. Esa información permite al controlador determinar cuándo activar o desactivar la operación Bi-combustible dependiendo del rendimiento del motor, nivel de carga, temperatura ambiental,

³⁴ Tomado de <http://www.ftcenergygroup.com.co/>

límites de pre-detonación o niveles de presión del gas abastecido. En caso de presentarse alarmas, estas son anunciadas claramente y mantiene un registro de los últimos 100 eventos.³⁵

6.1.2 Funcionamiento

En la configuración típica, el gas es suministrado entre el filtro de aire del motor y el turbo cargador. El gas es abastecido a una temperatura aproximada a la atmosférica usando un mezclador propio de aire y combustible que permite un alto nivel de mezcla de gas con la menor restricción de aire posible. Después de salir del mezclador, la mezcla de aire/gas es comprimida en el turbo cargador y entonces distribuida para cada cilindro por las entradas del múltiple de aire del motor.

La mezcla no-inflamable es comprimida en el cilindro durante el ciclo de compresión del pistón y encendida cuando el inyector de diésel es activado. Siendo la mezcla de aire/gas mantenida en condición no-inflamable, la pre ignición de la mezcla aire/gas no ocurre. El flujo de gas para el motor depende de la carga y varía conforme a los cambios en el flujo de aire de combustión.

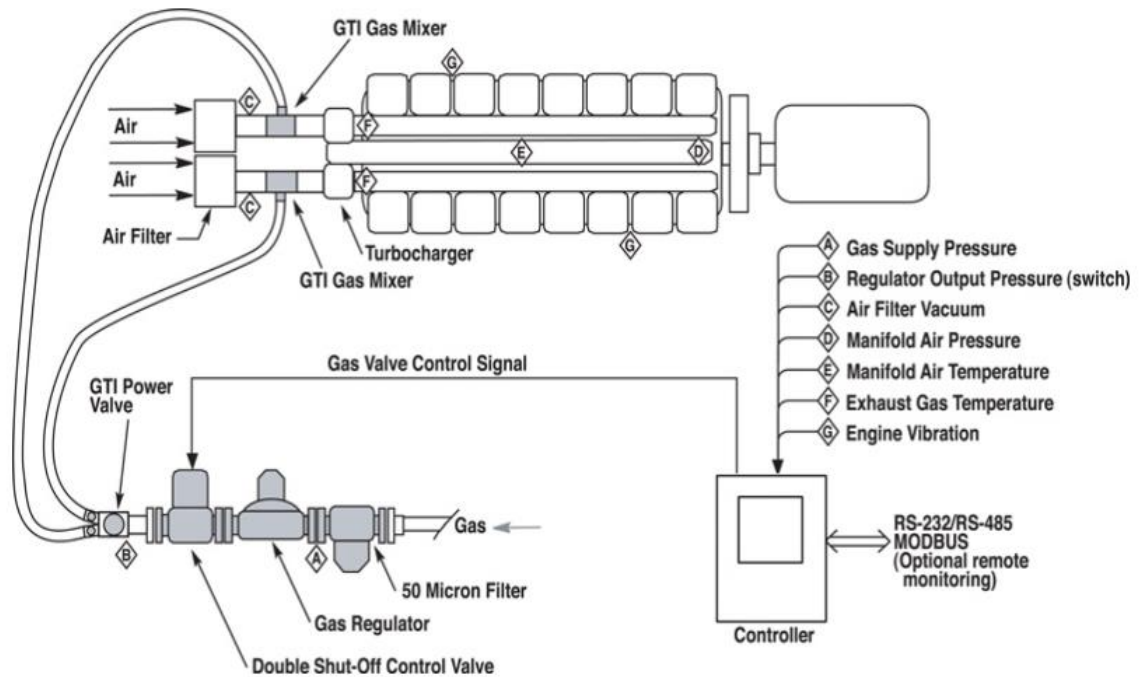
La presión máxima en los cilindros se encuentran dentro de los límites normales, aunque el gas natural tiene una densidad de energía menor que el combustible diésel, la operación de exceso de aire de combustión pobre del motor diésel combinada con la compresión proporcionada por el turbocompresor, permite que el sistema pueda suministrar cantidades adecuadas de gas natural a la cámara de combustión, para asegurar que la potencia equivalente se mantenga dentro de valores normales.

Todas las especificaciones del motor para sincronización de la inyección, sincronización de válvulas, relación de compresión, etc., permanecen sin cambios

³⁵ Tomado de <http://www.ftcenergygroup.com.co/>

después de la instalación del Sistema de vi-fuel, y no se requieren modificaciones en el motor.

Figura 31. Diagrama kit Bi-fuel.



Fuente: Tomado de <http://www.ftcenergygroup.com.co/>

6.1.3 Características

- Puede funcionar con múltiples combustibles alternativos como: Metano, Butano, Propano, Hidrógeno, GLP, Bio-metano o con la mezcla de varios.
- Diseñado con una electrónica (hardware) muy robusta y un software altamente inteligente (dinámico) que permite manejar y controlar óptimamente la combinación de gas/aire/diésel.
- El mezclador está diseñado bajo el principio efecto Venturi que solo trabaja cuando el motor está encendido.

- Los tiempos de respuesta son mucho más rápidos, los ajustes de abertura están dentro de cualquier porcentaje; esto permite un control mucho más estricto del gas, lo cual hace que el equipo trabaje sobre condiciones dinámicas buscando siempre el mayor punto de sustitución. ³⁶
- La instalación del sistema dual no compromete el desempeño original del motor. Un equipo de 1.000 Kw de potencia, mantendrá 1.000 Kw luego de la instalación, funcionando ya sea con 100% diésel o en modo dual; no hay pérdida de potencia en el motor a rangos normales de operación del sistema, solo en algunos casos se puede presentar una disminución de potencia y es debido a la composición del gas; sin embargo disminuyendo la cantidad de diésel remplazada por gas se puede recuperar la potencia perdida.
- El sistema está diseñado para pasar de modo dual a modo diésel sin inconvenientes durante la transición, puede realizarse el cambio de manera gradual o inmediata.
- Se han reportado extensiones en los intervalos de cambio de aceite y en la vida útil de los motores debido fundamentalmente al resultado de la limpia combustión que caracteriza al gas natural. ³⁷
- Los parámetros de calor por radiación, eficiencia, calor de escape y calor liberado al sistema de refrigeración, permanecen prácticamente inalterables respecto a los valores originales suministrados por el fabricante del motor; por lo tanto aquellos motores de grupos electrógenos utilizados en aplicaciones de cogeneración recuperan la misma cantidad de calor funcionando en el modo dual Bi-combustible como en el modo 100% diésel. ³⁸
- Estudios realizados por la Technical University of Kaiserslautern publicados en SBS, Bosch y Clean Air Power, muestran que el potencial de reducción de

³⁶ Tomado de presentación de la empresa Bristol "Sistemas Bi-Fuel (Dual)".

³⁷ Sahoo, B.B.; Sahoo, N.; U.K. Saha, U.K. (2009). of engine parameters and type of gaseous fuel on the performance of dual-fuel gas diesel engines—A critical review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, 1151–1184.

³⁸ Poonia, P.; Ramesh, A.; Gaur, R. R. (1999). Experimental Investigation of the Factors Affecting the Performance of a LPG Diesel Dual Fuel Engine. SAE Paper No 1999-01-1123.

emisiones en un motor diésel en el cual se ha sustituido el 50% de combustible diésel por gas natural es:

- Reducción de CO: 95%
- Reducción de HC: 66%
- Reducción de PM: 42%
- Reducción de Nox: 35%
- En términos generales, el funcionamiento en modo Bi-fuel no tiene efectos negativos en las tasas de desgaste del motor y durabilidad. Las cargas del motor térmico son equivalentes a la operación 100% diésel, sin exceso de desgaste de los componentes de la cámara de combustión (pistones, anillos, válvulas, inyectores, etc.) que se produce. Además, muchos de los usuarios del Sistema Bi-Fuel han reportado beneficios positivos en relación con el desgaste del motor incluyendo los intervalos de cambio de aceite prolongados y tiempo adicional entre las revisiones. Este es principalmente el resultado de las características de combustión más limpia de gas natural en comparación con el combustible diésel.³⁹

6.1.4 Desventajas

Las investigaciones indican que los problemas que se pueden presentar con el uso del sistema Bi-fuel son:

- El principal problema de operación del motor en modo dual de combustible es que a baja carga la eficiencia del sistema disminuye, es decir que el nivel de sustitución se bajó en comparación con otros puntos de mayor carga en el equipo, por lo cual el sistema fue más eficiente (mayor sustitución de diésel por gas) a medida que se aumentó la potencia exigida al motor.⁴⁰

³⁹ Tomado de <http://www.gti-altronic.com>

⁴⁰ Xianhua D, Philip H. (1986). Emissions and fuel economy of a prechamber diesel engine with natural gas duel fueling. SAE 860069.

- Las emisiones de hidrocarburos no quemados y monóxido de carbono, cuando el equipo operó con baja carga pueden ser más altos en comparación con el funcionamiento con solo diésel.⁴¹
- Según el tipo de gas y su composición se pueden presentar problemas con los componentes del motor en contacto con este, los principales problemas se han reportado por gas con H₂S, lo cual hace que se requiera disminuir el periodo para overhaul del equipo. Es indispensable de un Scrubber en el circuito de gas para evitar inconvenientes con la presencia de condensados en el gas de pozo.
- Es recomendable operar el motor con el sistema Bi-fuel con carga mayor al 50% del valor nominal, sin que esto excluya que se puede operar con régimen de carga menor, si para el operador no es relevante el tema de cantidad de gas a utilizarse o las emisiones, además de un buen filtro de gas y/o Scrubber dependiendo de la composición del gas.
- No es posible utilizar 100% gas para alimentar el motor diésel mediante el kit Bi-fuel, debido a la muy alta temperatura de ignición del gas natural (aproximadamente 1.300 grados Fahrenheit), suficiente calor que no se genera durante la carrera de compresión diésel para encender 100% el gas natural. Como tal, los motores de gas dedicados emplean bujías de encendido y un sistema de encendido para facilitar la combustión de la mezcla aire-gas natural.⁴²

6.2 GENERACION ELECTRICA A PARTIR DE GAS NATURAL

El consumo de gas natural del mundo continúa creciendo, aumentando su cuota de mercado del consumo total de energía primaria. Para los países industrializados, se espera que el gas natural proporcione el mayor incremento en

⁴¹ Karim G.A; Burn K.S.(1980). The combustion of gaseous fuels in a dual fuel engine of the compression ignition type with particular reference to cold intake temperature conditions. SAE 800263.

⁴² Tomado de <http://www.gti-altronic.com>

el consumo de energía, entre los principales combustibles, debido a la utilización en el sector de la energía eléctrica. La electricidad puede ser producida utilizando diferentes tipos de combustible. El uso de gas combustible para la generación de energía ha aumentado en el pasado y jugará un papel más importante y estratégico en un futuro próximo. La producción de electricidad a través de centrales de ciclo combinado, con una alta eficiencia termodinámica y la baja contaminación en la atmósfera, se incrementará el uso del gas, tanto en repotenciación y nuevas plantas.⁴³

Las compañías de electricidad y los proveedores independientes de energía alrededor del mundo emplean cada vez más el gas natural para alimentar sus centrales eléctricas. Generalmente, las centrales que funcionan con gas natural tienen menores costos de capital, se construyen más rápidamente, funcionan con mayor eficacia y emiten menos contaminación atmosférica que las centrales que utilizan otros combustibles fósiles.

Los avances tecnológicos en materia de diseño, eficacia y utilización de turbinas, así como en los procesos de cogeneración, fomentan el empleo de gas natural en la generación de energía. La cogeneración del gas natural produce al mismo tiempo potencia y calor que son útiles tanto para las industrias como para los usuarios comerciales.

6.3 COMPARACION ENERGETICA GAS NATURAL VS DIESEL

6.3.1 Poder Calorífico

Se define como la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cubico, de combustible al oxidarse en forma completa.

⁴³Tomado del artículo "The future role of natural gas in power generation". S.Fomiatti, G.Zampaglione, Eni-Agip Division. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Ravenna, Italy. March 2001.

Es decir cuando el carbono pase a anhídrido carbónico:⁴⁴



6.3.2 Formas

El poder calorífico bruto (anteriormente denominado como potencia calorífica neta superior) es un valor característico del combustible y describe la energía liberada durante la combustión completa en relación con la cantidad de combustible aportada.

El poder calorífico neto (anteriormente denominado como potencia calorífica neta inferior) es, por otra parte, la energía liberada menos el calor de evaporación del vapor de agua generado durante la combustión a 25°C, nuevamente en relación con la cantidad de combustible aportada. El poder calorífico neto es en general, inferior al poder de combustión.⁴⁵

6.3.3 Unidades

Las unidades en las que por lo general se expresa el poder calorífico en el gas natural es BTU/SCFD y para el diésel en BTU/gal.

En la Tabla 14, se describen los valores de poder calorífico del gas y diésel promedio para Colombia.

Tabla 14. Comparativa del poder calorífico inferior del gas natural y diésel.

Combustible	Poder Calorífico
Diésel	138000 BTU/gal
Gas Natural	1000 BTU/PC

Fuente: Promigas

⁴⁴ Fernández, Jorge Felix. Poder calorífico de combustibles industriales. Universidad Tecnológica Nacional.

⁴⁵ Tomado de <http://www.academiatesto.com.ar/>

Haciendo la comparación, se necesita un volumen de 138 SCFPD de gas natural para producir la misma cantidad de calor de 1 galón de diésel, cabe anotar que es un mayor volumen pero es compensado de acuerdo al costo del gas, tema que será de análisis en el siguiente capítulo.

6.4 ASPECTOS AMBIENTALES

A continuación se realizara un resumen de los efectos que causa la utilización del diésel, se explicaran las consecuencias de efectuar la quema de gas en la tea y por último se efectuara una breve descripción de las ventajas que tiene la utilización del gas natural frente a otros combustibles.

6.4.1 Utilización de Diésel

El diésel es otro combustible hidrocarburo importante, derivado de la destilación atmosférica del petróleo crudo. Se consume principalmente en máquinas de combustión interna de alto aprovechamiento de energía, con elevado rendimiento y eficiencia mecánica. Tradicionalmente, su uso se orienta fundamentalmente para motores diseñados para combustible diésel, tales como camiones, autobuses, transporte férreo, embarcaciones y generadores de energía eléctrica.

Las emisiones de diésel a largo plazo, perjudican a la gente y al medio ambiente, por lo que es importante buscar fuentes alternativas que nos permitan generar energía limpia.

A continuación, se describe la forma en que los motores diésel, incluidos los generadores, son perjudiciales para la salud y para el medio ambiente.

En los motores diésel, como resultado de la combustión producida, el principal agente contaminante que se emite corresponde al material particulado, de bajo micraje, con diámetros promedio del orden de dos micras, siendo así

perfectamente respirable. Además su composición mayoritaria es de hidrocarburos poli cíclicos aromáticos de alto poder calorífico, asociados a partículas de carbón por estar absorbidos a éstos.

Los productos normales de una combustión completa, como la que debería desarrollarse en el interior de un motor diésel, son el bióxido de carbono CO₂ y el agua H₂O. Sin embargo, existen una serie de productos contaminantes que se emiten debido a la combustión incompleta y a efectos secundarios.

Los productos de la combustión incompleta, son los siguientes,

- Hidrocarburos no quemados: Parafinas, olefinas, materias aromáticas.
- Hidrocarburos parcialmente quemados: Aldehídos, cetonas, ácidos carbónicos, monóxido de carbono.
- Productos térmicos de craqueo y productos resultantes: Acetileno, etileno, hidrógeno, hollín, hidrógenos de carbono poli cíclicos.

Los productos secundarios de la combustión, son los siguientes,

- Del nitrógeno del aire: óxidos azoicos.
- De los aditivos del combustible: Óxidos de plomo, haluros de plomo.
- De las impurezas del combustible: óxidos de azufre.

Y por último los productos oxidantes, los cuales mediante la reacción secundaria fotoquímica se forman, bajo la acción de la luz solar y a partir de los componentes de los gases de escape. El olor procedente de los gases de escape de un motor diésel, a pesar de que solo recientemente se ha considerado como contaminante atmosférico, es altamente desagradable para los humanos. La fuente del olor se ha atribuido a pequeñas concentraciones de diversos hidrocarburos no quemados. El humo procedente de un motor diésel se clasifica como negro. El humo negro está constituido principalmente por carbón no quemado que se ha aglomerado para formar pequeñas partículas.

Con base en la masa, el humo es la menor de las principales emisiones de un motor diésel, sin embargo es importante recalcar que es el más notable. El humo

negro puede ser causado por una condición de sobrecarga, es decir, al estar alimentando demasiado combustible al motor.

Otro problema de los motores diésel, es el monóxido de carbono CO, que como el humo negro, se produce durante la combustión, cuando el oxígeno presente no es suficiente para oxidar en su totalidad el combustible. Por tanto, el CO es una función directa de la relación entre el combustible y el aire.

El problema más difícil para el control de emisión en los motores diésel es reducir simultáneamente tanto el humo (partículas), CO₂ y los óxidos de nitrógeno. Por esto, el analizar posibles usos de energéticos alternativos, son beneficiosos tanto para la salud como para el medio ambiente, además de que podrían significar un aumento en la calidad del ambiente y la eficiencia energética.

6.4.2 Quema de gas en la tea

La quema de gas se utiliza frecuentemente para eliminar el gas natural que se libera durante la extracción y el procesamiento de petróleo crudo cuando estas actividades se llevan a cabo en áreas remotas, lejos de posibles usuarios, donde a menudo no existe infraestructura in situ para utilizar el gas. Sin embargo, en los últimos años, están realizándose nuevos esfuerzos para eliminar la quema, como reinyectar el gas en el yacimiento para facilitar la extracción de petróleo crudo, convertirlo en gas natural licuado que puede ser transportado, enviarlo a los mercados por medio de gasoductos o utilizarlo in situ para la generación de electricidad.

Figura 32. Fotografía de quema de gas en un campo petrolero.



Fuente: <http://www.renovablesverdes.com>

Las estimaciones de quema de gas, que se realizaron para 60 países o regiones en todo el mundo, revelan que la quema de gas mundial se mantuvo considerablemente estable en los últimos 12 años, en el rango de 150.000 a 170.000 millones de metros cúbicos.

Según los datos satelitales, en 2006 las empresas y los países productores de petróleo quemaron alrededor de 170.000 millones de metros cúbicos de gas natural en todo el mundo, o cerca de cinco billones de pies cúbicos. Eso equivale al 27% del consumo total de gas natural de Estados Unidos y al 5,5% de la producción mundial total de gas natural en ese año. Si el gas se hubiera vendido en Estados Unidos en vez de quemarse, el valor total en el mercado estadounidense habría sido de aproximadamente US\$40.000 millones. La quema de gas también emite alrededor de 400 millones de toneladas de dióxido de carbono.⁴⁶

Según Bent Svensson, director de la Asociación de GGFR del Banco, “La quema de gas no sólo perjudica al medio ambiente al contribuir al calentamiento global, sino que es un enorme desperdicio de una fuente de energía más limpia que podría utilizarse para generar la electricidad que tanto se necesita en los países

⁴⁶ Tomado de <http://web.worldbank.org>

pobres de todo el mundo. Sólo en África se queman alrededor de 40.000 millones de metros cúbicos de gas cada año que, de ser utilizados, podrían generar la mitad de la electricidad que se necesita en el continente”.⁴⁷

Adicionalmente de los efectos vistos anteriormente que trae consigo la quema de gas para el medio ambiente en nuestro país por disposición legal del Ministerio de Minas y Energía se reglamentó dicha actividad mediante el artículo 52 de la resolución 181495 de 2009, la cual cito a continuación:

ARTÍCULO 52. PROHIBICIÓN DE QUEMA DE GAS Y DESPERDICIO. 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 antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

PARÁGRAFO 1º. Todo proyecto de almacenamiento subterráneo o en superficie de gas debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 21 “Informe Mensual sobre Mantenimiento de Presión (Inyección de Gas)”. La capacidad de inyección en los pozos dependerá de los resultados de la prueba de inyektividad, para lo cual será diligenciado previamente el Formulario 7 “Permiso para trabajos posteriores a la terminación oficial”.

PARÁGRAFO 2º. Cuando se efectúen trabajos de mantenimiento o reparación, se presenten fallas o desperfectos mecánicos de equipos de proceso y manejo de gas o de pozos fuera de control, no se requiere de autorización previa, pero se deberá presentar un informe al Ministerio de Minas y Energía cuantificando los problemas operacionales presentados y los volúmenes de gas quemados.

⁴⁷ Tomado de <http://web.worldbank.org>

PARÁGRAFO 3º. Excepcionalmente se podrá quemar gas, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía, quien autorizará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema.

PARÁGRAFO 4º. Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones determinadas en este artículo, serán objeto del pago de regalías.⁴⁸

6.4.3 Nivel de emisiones del gas natural frente a otros combustibles.

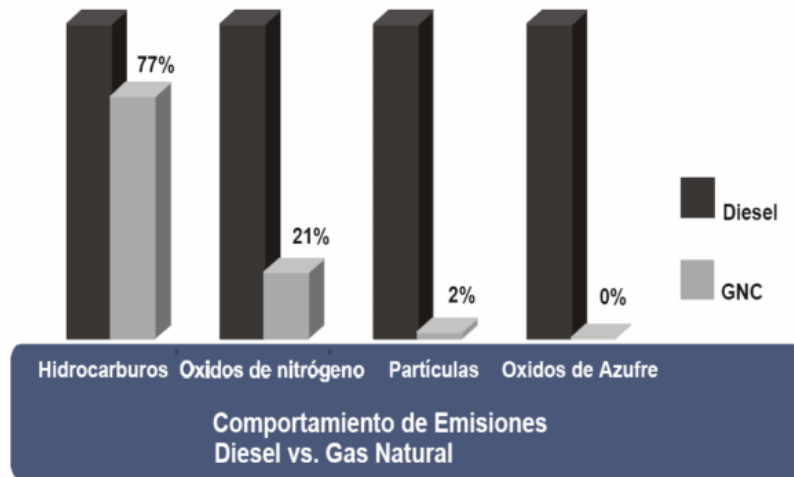
Los motores que utilizan como combustible el gas natural presentan ventajas ambientales sobre los motores a diésel que vale la pena destacar. En primer lugar, tienen una menor reactividad en hidrocarburos que los motores a gasolina o diésel.

Las emisiones de CO son centenas de veces menores y también se emiten menores volúmenes de HC y Nox, aunque estos últimos en menores proporciones.

Por ejemplo, en comparación con el diésel, el gas natural tiene significativamente menor nivel de emisiones contaminantes como lo podemos ver en la figura 33.

⁴⁸ Tomado de artículo 52 de la resolución 181495 de 2009

Figura 33. Nivel de emisiones del gas natural vs diésel.



Fuente: Análisis realizado por la empresa consultora ICF Consulting para la API – American Petroleum Institute en 2005, comparativa de porcentajes.

Con respecto al diésel, las emisiones de hidrocarburos y Nox están por debajo en un 33% y casi 80% respectivamente. Destaca la diferencia en emisiones de partículas, siendo éstas 98% menores en equipos y vehículos a gas.

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización.

Respecto a la fase de extracción, la única incidencia medioambiental está ligada a los pozos en los que el gas natural se encuentra ligado a yacimientos de petróleo que carecen de sistemas de reinyección.

Por otro lado, la transformación es mínima, limitándose a una fase de purificación y en algunos casos, eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de escorias.

Las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural son menores que las de otros combustibles por las siguientes razones:

- La menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario,

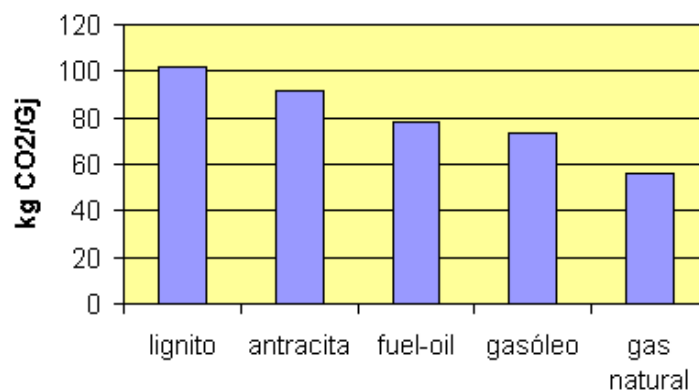
evitando los procesos de transformación como los que tienen lugar en las plantas de refino del crudo.

- La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: Generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización mediante dispositivos de compresión y absorción.
- Se puede emplear como combustible para vehículos, tanto privados como públicos, mejorando la calidad medioambiental del aire de las grandes ciudades. Menores emisiones de gases contaminantes (SO₂, CO₂, Nox y CH₄) por unidad de energía producida.⁴⁹

6.4.3.1 Emisiones del gas natural

- Emisiones de CO₂: el gas natural como cualquier otro combustible produce CO₂; sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus emisiones son un 40-50% menor de las del carbón y un 25-30% menores de las del fuel-oil.

Figura 34. Comparativo de emisión de CO₂



Fuente: Tomado de <http://www.minetur.gob.es>

⁴⁹ Tomado de <http://www.minetur.gob.es>

- Emisiones de Nox: los óxidos de nitrógeno se producen en la combustión al combinarse radicales de nitrógeno, procedentes del propio combustible o bien, del propio aire, con el oxígeno de la combustión. Este fenómeno tiene lugar en reacciones de elevada temperatura, especialmente procesos industriales y en motores alternativos, alcanzándole proporciones del 95-98% de NO y del 2-5% de NO₂. Dichos óxidos, por su carácter ácido contribuyen, junto con el SO₂ a la lluvia ácida y a la formación del “smog” (término anglosajón que se refiere a la mezcla de humedad y humo que se produce en invierno sobre las grandes ciudades). La naturaleza del gas (su combustión tiene lugar en fase gaseosa) permite alcanzar una mezcla más perfecta con el aire de combustión lo que conduce a combustiones completas y más eficientes, con un menor exceso de aire. La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de Nox que el carbón y 2,5 veces menos que el fuel-oil. Las modernas instalaciones tienen a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia o eliminándolo una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

- Emisiones de SO₂: se trata del principal causante de la lluvia ácida, que a su vez es el responsable de la destrucción de los bosques y la acidificación de los lagos. El gas natural tiene un contenido en azufre inferior a las 10ppm (partes por millón) en forma de odorizante, por lo que la emisión de SO₂ en su combustión es 150 veces menor a la del gas-oil, entre 70 y 1.500 veces menor que la del carbón y 2.500 veces menor que la que emite el fuel-oil.

- Emisiones de CH₄: el metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero más potente que el CO₂, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO₂. La mayor parte de las emisiones de metano a la

atmósfera son causadas por la actividad ganadera y los arrozales, que suponen alrededor del 50% de las emisiones causadas por el hombre.

- Partículas sólidas: el gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, etc., además permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna.⁵⁰

6.5 VENTAJAS OPERACIONALES

La ventaja más importante que tenemos en Campo Tua para el aprovechamiento del gas asociado es que disponemos con un volumen (220 MSCDFD) suficiente en sitio y bajo parámetros para ser aprovechado en el consumo de los generadores eléctricos.

La combustión del gas puede cesar instantáneamente tan pronto como cese la demanda de calor de los aparatos que lo utilizan, lo que lo hace muy adecuado para cargas variables e intermitentes, que es una de las principales características que tenemos en Campo Tua debido a la etapa de desarrollo en la que nos encontramos, lo cual implica un buen número de pozos nuevos, condición a la que debe ajustarse el grupo electrógeno, adicionalmente debido a tener levantamiento artificial por bombeo electro sumergible a menudo nos encontramos realizando ajustes de frecuencias con variaciones en la demanda de energía.

Con el aprovechamiento del gas asociado del petróleo que se propone se disminuirá el volumen de gas quemado, lo cual trae consigo un buen número de beneficios entre los cuales se encuentra disminuir emisiones contaminantes por cuenta de quema de gas, reducción de costos operacionales por cuenta de consumo de diésel, disminución del impacto ambiental debido a la sustitución del

⁵⁰ Tomado de <http://www.minetur.gob.es/energia/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>

diésel por el gas natural, que es un combustible más amigable con el medio ambiente y por último tendríamos una mayor estabilidad en la producción de hidrocarburos al garantizar el suministro interno de combustible del grupo electrógeno, disminuyendo en gran proporción la dependencia de un abastecimiento externo, el cual se ve en gran medida afectado por cuenta de la ubicación geográfica del campo e inconvenientes de orden público.

El grupo electrógeno que se encuentra trabajando actualmente en Campo Tua y que es de propiedad de la empresa Bristol es apto para trabajar con gas natural mediante la instalación de un kit Bi-fuel, ya que tiene la tecnología adecuada (gobernador electrónico) y se encuentra trabajando con una carga mayor al 50% de su carga nominal, condiciones en las que los porcentajes de sustitución de diésel son los mejores. Este sistema será suministrado e instalado directamente por la empresa Bristol, quienes ya lo han implementado en otros campos petroleros con muy buenos resultados.

6.6 CALCULOS

A continuación se presentaran los cálculos correspondientes del diseño de la facilidad que ayudara al manejo, medición y transporte del gas asociado hacia la generación eléctrica para ser utilizado como combustible. Inicialmente se obtendrá el volumen necesario para alimentar los generadores con los que se pretende realizar la prueba, de esta forma poder diseñar el tramo de tubería que conectara el Scrubber - acumulador. Por último se realizara el diseño del Scrubber basado en pronósticos de producción.

6.6.1 Consumo de gas

Teniendo en cuenta que el proyecto será evaluado bajo dos escenarios de porcentajes de sustitución de diésel 15% (Pesimista) y 30% (Optimista), resultados que por experiencia ha obtenido el personal de Bristol a lo largo de las diferentes pruebas realizadas, mediante la implementación del kit Bi-fuel.

Inicialmente se realizarán los cálculos del diésel que actualmente consumen los dos generadores (1005 y 1054), a los cuales se le propone implementar el kit Bi-fuel.

El consumo de diésel ha sido simulado como una relación lineal en un rango entre 30 y 100% de la potencia nominal para equipos con potencia entre 500 y 2500 kW, la siguiente ecuación representa el porcentaje del consumo nominal de combustible a plena carga, frente al porcentaje de carga de trabajo del equipo.⁵¹

$$F = 0,893X + 10,7$$

Dónde:

F : % del combustible que se consume a plena carga

X : % de carga del generador (carga actual / carga nominal * 100)

Para tener en cuenta el consumo a plena carga de los generadores que se encuentran en Campo Tua (Perkins 2506A-E15TAG4A), es de 729 galones/día.⁵²

A continuación se realizará el cálculo para el generador 1005 que trabaja actualmente con una carga de 267 kW.

⁵¹ Segaser Charles L. Conventional Alternating-Current Generators and Engine Generator Sets. Oak Ridge National Laboratory. 1978.

⁵² Tomado del Manual del Usuario de Motores Perkins

$$F = 0,893 * (267\text{kW} / 500\text{Kw} * 100) + 10,7$$

$$F = 58,4\%$$

Una vez resuelta la ecuación, se debe multiplicar por el consumo al 100% de su carga nominal, para hallar el consumo actual del generador.

$$\text{Consumo de diésel (gen. 1005)} = 729 \text{ galones/día} * 58,4\% / 100$$

$$\text{Consumo de diésel (gen. 1005)} = 425,6 \text{ galones/día}$$

Ahora se realizara el cálculo para el generador 1054 que trabaja actualmente con una carga de 270 kW.

$$F = 0,893 * (270\text{kW} / 500\text{Kw} * 100) + 10,7$$

$$F = 58,9\%$$

Una vez resuelta la ecuación, se debe multiplicar por el consumo al 100% de su carga nominal, para hallar el consumo actual del generador.

$$\text{Consumo de diésel (gen 1054)} = 729 \text{ galones/día} * 58,9\% / 100$$

$$\text{Consumo de diésel (gen 1054)} = 429,5 \text{ galones/día}$$

El consumo de diésel actual de los dos generadores en los que se pretende instalar el kit Bi-fuel es de 855 galones por día, el cual se corrobora con el que se obtiene a partir del cierre diario que se realiza mediante medición estática en el tanque de diésel de la estación.

Para el cálculo del consumo de gas se realizara la conversión del caudal a sustituir de diésel en unidades de energía por día (BTU/día), utilizando el valor promedio para Colombia referido en el capítulo 6.3 (138.000 BTU/galón) y el valor de poder

calorífico neto del gas natural de Campo Tua hallado en la prueba de cromatografía (1000 BTU/PC). Para realizar los cálculos se utilizara la siguiente ecuación:

$$Diesel(BTU / dia) = \frac{Qd * Sd * PCd}{100}$$

Dónde:

Qd = consumo de diésel (galones/día)

Sd = % de diésel a sustituir

PCd = Poder calorífico del diésel para Colombia (BTU/galón)

Dichos cálculos se realizaran para los dos escenarios planteados:

➤ Escenario pesimista 15% de sustitución:

$$Diesel(BTU / dia) = \frac{855 \frac{galón}{día} * 15\% * 138.000 \frac{BTU}{galón}}{100}$$

$$Diesel(BTU / dia) = 17.698.500 \frac{BTU}{día}$$

Ahora con la ayuda del poder calorífico del gas se realiza la conversión de unidades de energía del diésel a gas, mediante la siguiente ecuación:

$$Gas(BTU / dia) = \frac{Ed}{PCg}$$

Dónde:

Ed = Diésel a sustituir (BTU/día)

PCg = Poder calorífico neto del gas de Campo Tua (BTU/PC)

$$Gas(BTU / dia) = \frac{17.698.500 \frac{BTU}{día}}{1000 \frac{BTU}{PC}}$$

$$Gas(BTU / dia) = 17.699 \frac{PC}{día}$$

➤ Escenario optimista 30% de sustitución:

$$Diesel(BTU / dia) = \frac{855 \frac{galón}{día} * 30\% * 138.000 \frac{BTU}{galón}}{100}$$

$$Diesel(BTU / dia) = 35.397.000 \frac{BTU}{día}$$

Ahora con la ayuda del poder calorífico del gas se realiza la conversión de unidades de energía del diésel a gas, mediante la siguiente ecuación:

$$Gas(BTU / dia) = \frac{Ed}{PCg}$$

Dónde:

Ed = Diésel a sustituir (BTU/día)

PCg = Poder calorífico neto del gas de Campo Tua (BTU/PC)

$$Gas(BTU / dia) = \frac{35.397.000 \frac{BTU}{día}}{1000 \frac{BTU}{PC}}$$

$$Gas(BTU / dia) = 35.397 \frac{PC}{día}$$

6.6.2 Diseño tubería Scrubber-Acumulador⁵³

Inicialmente la propuesta contempla implementar el kit Bi-fuel para dos generadores, pero si los resultados son buenos la idea es adecuarlo en el resto del grupo electrógeno, por tal motivo deben tenerse en cuenta las siguientes observaciones para el diseño de la línea de gas: la entrada de nuevos pozos, el continuo incremento en la frecuencia de las bombas electro sumergible en los pozos existentes y la instalación de una bomba eléctrica para inyección de agua de producción, de acuerdo a esto el área de mantenimiento pronostica que la demanda de energía eléctrica en esta área sea de aproximadamente 2 MW, que resultan en el consumo de alrededor de 100 MSCFD de gas natural, caudal con el que se realizaran los cálculos de diseño de la línea de gas.

A continuación se resumirán los datos que harán parte de los cálculos:

Tasa de gas: 100 MSCFD

Temperatura del gas: 540 °R (Proceso Isotérmico)

Longitud de la línea Scrubber – Acumulador: 1148,3 pies

Presión de operación del Scrubber: 25 Psi

Gravedad específica del gas: 0,9936

Factor de compresibilidad: 0,9936

Viscosidad del gas: 0,009 cp

⁵³ ⁵³ Mott, Robert L. Mecánica de fluidos. Sexta edición. 2006.

6.6.2.1 Pérdidas de energía del sistema

6.6.2.1.1 Perdidas menores

Cuando se realiza el diseño de una tubería un factor significativo son las pérdidas de presión a través de válvulas, codos, tees, ampliaciones y reducciones. Para dichos cálculos se asumirá que el diámetro interno de la tubería es de 2" y que se utilizara tubos de acero y nuevos.

El procedimiento para calcular la pérdida de energía que causan las válvulas y accesorios de acoplamiento, se describe a continuación:

- En la tabla 15, encontrar la longitud equivalente (L_e/D) para la válvula o acoplamiento.

Tabla 15. Resistencia de válvulas y acoplamientos

Tipo	Longitud equivalente en diámetro de tubería (L_e/D)
Válvula globo - abierta por completo	340
Válvula de ángulo - abierta por completo	150
Válvula de compuerta - abierta por completo	8
3/4 abierta	35
1/2 abierta	160
1/4 abierta	900
Válvula de verificación - tipo giratoria	100
Válvula de verificación - tipo bola	150
Válvula de mariposa - abierta por completo, 2 a 8 pulg	45
10 a 14 pulg	35
16 a 4 pulg	25
Válvula de pie - tipo disco de vástago	420
Válvula de pie - tipo disco de bisagra	75
Codo estándar a 90°	30
Codo a 90° de radio largo	20
Codo roscado de 90°	50
Codo estándar a 45°	16
Codo roscado a 45°	26
Vuelta cerrada en retorno	50
Te estándar - con flujo directo	20
en el ramal	60

Fuente: Información tomada de Mott, Robert L. Mecánica de fluidos. Sexta edición. 2006, p 297.

- Si la tubería es de acero, nueva y limpia: en la tabla 16, encontrar el factor de fricción (f_t) según el diámetro de la tubería.

Tabla 16. Factor de fricción para tubería de acero comercial nueva y limpia

Tamaño nominal de la tubería (pulg)	Factor de fricción
1/2	0,027
3/4	0,025
1	0,023
01/01/2004	0,022
01/01/2002	0,021
2	0,019
2-1/2, 3	0,018
3-1/2, 4	0,017
5	0,016
6	0,015
8 – 10	0,014
12 – 16	0,013
18 – 24	0,012

Fuente: Información tomada de Mott, Robert L. Mecánica de fluidos. Sexta edición. 2006, p 297.

- Calcular el coeficiente de resistencia (K), mediante la siguiente ecuación:

$$K = f_t \left(\frac{Le}{D} \right)$$

- Calcular las pérdidas menores, con la siguiente ecuación:

$$hl = K \left(\frac{V^2}{2g} \right)$$

Dónde:

hl = Pérdida menores (pies)

V = Velocidad del gas en la tubería (pies/seg)

g = Fuerza gravitacional (32,2 pie/seg)

A continuación se implementara el procedimiento para calcular las perdidas menores en los diferentes accesorios y válvulas del sistema. Antes se realizara el cálculo del Número de Reynold con el fin de saber el régimen de flujo ya que los valores de longitudes equivalentes de las tabla 15 se aplican para flujo turbulento, se utilizara la siguiente ecuación:

$$Re = 20 \frac{Q_g G E}{\mu d}$$

Dónde:

Q_g =Tasa de gas (MSCFD)

μ = Viscosidad del gas (cp)

d = diámetro interno de tubería (pulg)

$$Re = 20 \frac{(100)(0,9936)}{(0,009)(2)}$$

Re = 110040 (Flujo Turbulento Re>4000)

Adicionalmente se calculara la velocidad del gas en la tubería.

$$v = 60 \frac{Q_g T Z}{d^2 P}$$

Dónde:

Q_g = Tasa de flujo de gas (MSCFD)

T = Temperatura (°R)

d = Diámetro interno de la tubería (pulg)

P = Presión promedio de la tubería (Psia)

v = Velocidad del gas (pies/seg)

Z = Factor de compresibilidad

$$v = 60 \frac{(0,1)(540)(0,9936)}{(2)^2(18)}$$

$$v = 44,7 \frac{\text{pies}}{\text{seg}}$$

➤ Válvula de compuerta – Totalmente abierta (2)

Coeficiente de resistencia:

$$K = f_t \left(\frac{L_e}{D} \right)$$

$$K = 0,019(8)$$

$$K = 0,152$$

Perdidas menores:

$$hl = K \left(\frac{v^2}{2g} \right)$$

$$hl = 0,152 \left(\frac{(44,7)^2}{2(32,2)} \right)$$

$hl = 9,43 \text{ pies}$ (Pérdidas para las 2 válvulas de compuerta)

- Codo 90° (6)

Coeficiente de resistencia:

$$K = f \left(\frac{Le}{D} \right)$$

$$K = 0,019(30)$$

$$K = 0,57$$

Perdidas menores:

$$hl = K \left(\frac{v^2}{2g} \right)$$

$$hl = 0,57 \left(\frac{(44,7)^2}{2(32,2)} \right)$$

$hl = 106,1 \text{ pies}$ (Pérdidas para los 6 codos de 90°)

- Tee estándar con flujo directo (1)

Coeficiente de resistencia:

$$K = f \left(\frac{Le}{D} \right)$$

$$K = 0,019(20)$$

$$K = 0,38$$

Perdidas menores:

$$hl = K \left(\frac{v^2}{2g} \right)$$

$$hl = 0,38 \left(\frac{(44,7)^2}{2(32,2)} \right)$$

$$hl = 11,8 \text{ pies (Pérdidas para la tee en flujo directo)}$$

La energía total de pérdidas menores correspondientes a los accesorios y válvulas que tendrá el sistema es igual a 127,33 pies.

Para expresar la energía calculada en términos de presión se utilizara la ecuación general de energía:⁵⁴

$$Z1 + \frac{P1}{d1} + \frac{v1^2}{2g} = Z2 + \frac{P2}{d2} + \frac{v2^2}{2g} + hl$$

La caída de presión es la diferencia entre P2 y P1, teniendo en cuenta que se trata de una tubería horizontal y que la velocidad permanece constante, la ecuación queda de la siguiente forma:

$$\Delta P = dhl$$

⁵⁴ Mott, Robert L. Mecánica de fluidos. P 298

Dónde:

d = densidad del gas (lb/pie³)

hl = perdidas menores (pies)

$$\Delta P = dhl$$

$$\Delta P = \left(0,125 \frac{lb}{pie^3}\right) (127,33 \text{ pies}) \left(\frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ pulg}^2}\right)$$

$$\Delta P_m = 0,11 \text{ Psi}$$

6.6.2.1.2 Perdidas por fricción

Una ecuación general para la pérdida de presión debido a la fricción es la de Darcy-Weisbach. Esta ecuación puede ser derivada racionalmente por análisis dimensional del balance de energía, excepto el factor de fricción que debe ser determinado experimentalmente. La ecuación expresada en pies de fluido es la siguiente:

$$hf = f \left(\frac{L}{D}\right) \left(\frac{v^2}{2g}\right)$$

Al convertir estas pérdidas de pies de fluido a libras por pulgada cuadrada, la ecuación se convierte:

$$\Delta P_f = \frac{(dg)(fm)(L)(v^2)}{(144)(D)(2gc)}$$

Dónde:

d_g = Densidad del fluido monofásico (lb/pie³)

f_m = Factor de fricción de Moody (adimensional)

L = Longitud de la corriente de fluido (pies)

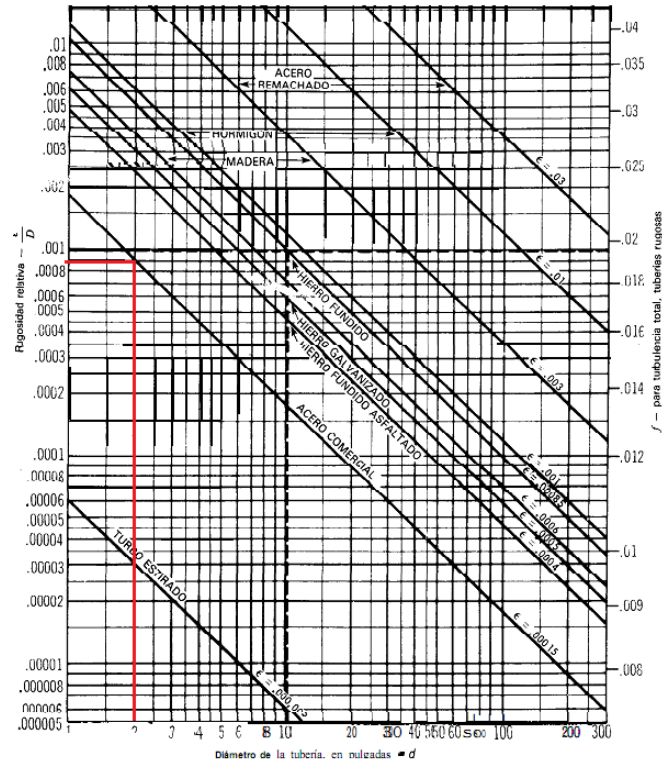
D = Diámetro de la tubería (pies)

v = Velocidad promedio del flujo (pies/seg)

g_c = constante gravitacional, 32,2 (pies-lbm)/(lbf-seg²)

Para el valor del factor de fricción, es necesario saber el dato de rugosidad relativa (e/D), para hallarlo se debe utilizar la figura 35, en la cual se ingresara con el Numero de Reynolds (110040) y se corta la curva del material de la tubería (acero), de esta forma se establece el valor de rugosidad relativa 0,009.

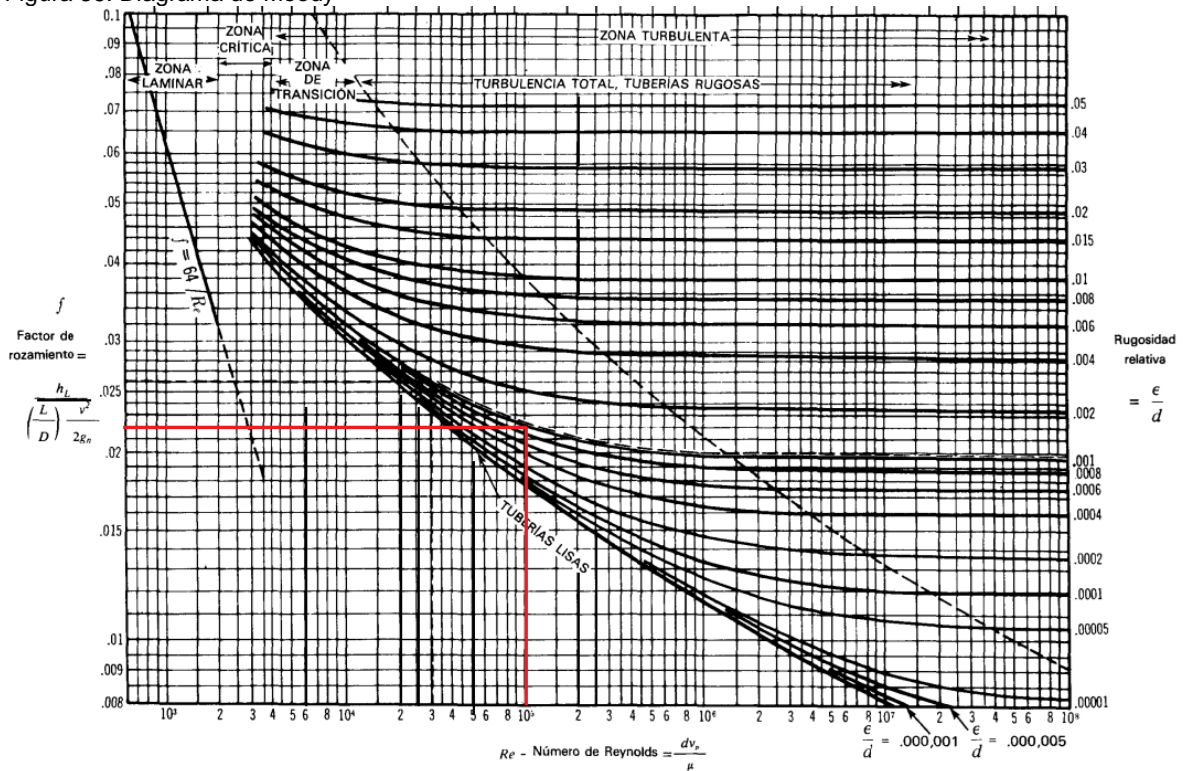
Figura 35. Gráfico de rugosidad relativa



Fuente: Ing. Manuel Cabarcas. Taller en clase flujo en tuberías y bombas.

En la figura 36, se presenta el diagrama de Moody para hallar el factor de fricción, se ingresa con el valor de número de Reynolds y se corta la línea del valor de rugosidad relativa y de esta forma se obtiene el valor de factor fricción (0,022).

Figura 36. Diagrama de Moody



Fuente: Ing. Manuel Cabarcas. Taller en clase flujo en tuberías y bombas.

Con el valor de factor de fricción de Moody, se completan los datos para hallar el diferencial de presión por fricción.

$$\Delta Pf = \frac{(dg)(fm)(L)(v^2)}{(144)(D)(2gc)}$$

$$\Delta Pf = \frac{(0,125)(0,022)(1148,3)(44,7^2)}{(144)(0,167)(2)(32,2)}$$

$$\Delta Pf = 4,1Psi$$

Resta sumar las perdidas menores y por fricción para determinar las pérdidas de energía totales del tramo de tubería entre el Scrubber y el acumulador.

$$\Delta Pt = \Delta Pf + \Delta Pm$$

$$\Delta Pt = 4,1 + 0,11$$

$$\Delta Pt = 4,21Psi$$

6.6.2.2 Diámetro de la tubería

Para el cálculo del diámetro de la tubería de gas se utilizara la ecuación de Weymouth, la cual está basada en medidas de aire comprimido fluyendo a través de tuberías que se encontraban en el rango de 0,8 a 11,8 pulgadas, en la zona del diagrama de Moody donde las curvas de rugosidad relativa son totalmente horizontal. Esta ecuación debe usarse para diámetros pequeños, tuberías cortas dentro de las facilidades de producción donde el número de Reynolds se espera sea alto.

Weymouth definió el factor de fricción como una función del diámetro mediante la siguiente ecuación:

$$f = \frac{0,032}{d^{\frac{1}{3}}}$$

Sustituyendo la anterior relación en la ecuación general, se obtiene la ecuación de Weymouth en unidades de campo:

$$Qg = 1,11d^{2,67} \left[\frac{P1^2 - P2^2}{LSZT1} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Dónde:

Qg = Tasa de flujo de gas (MMSCFD)

d = Diámetro interno de la tubería (pulg.)

$P1$ = Presión en el Scrubber (Psia)

$P2$ = Presión en el acumulador (Psia)

L = Longitud de la tubería (pies)

S = Gravedad específica del gas a condiciones estándar.

$T1$ = Temperatura del gas a la entrada (°R)

Z = Factor de compresibilidad

Teniendo en cuenta el valor correspondiente a las pérdidas menores y de fricción (4,21 Psi) calculado anteriormente y adicionalmente que el acumulador debe trabajar aproximadamente entre 20 y 25 Psi, se realizara el diseño con una presión en el Scrubber de 25 Psi, de esta forma el acumulador operara en 20,79 Psi.

Despejando la ecuación de Weymouth para calcular el diámetro de la línea quedaría de la siguiente forma:

$$d^{2,67} = \frac{Qg}{1,11 \left[\frac{P1^2 - P2^2}{LSZT1} \right]^{\frac{1}{2}}}$$

$$d^{2,67} = \frac{0,1}{1,11 \left[\frac{25^2 - 20,79^2}{(1148,3)(0,9936)(0,9936)(540)} \right]^{\frac{1}{2}}}$$

$$d = 1,84 \text{ pulg}$$

El diámetro de tubería adecuado para el diseño según las condiciones de operación sería de 2 pulg., ratificando el valor asumido al comienzo del diseño.

6.6.3 Diseño de Scrubber⁵⁵

Para realizar el diseño del Scrubber se tomó como referencia el diseño de un separador bifásico, a continuación se realizara el procedimiento para el diseño del equipo que se propone instalar en Campo Tua, para ayudar con la separación del gas natural - condensado. Se realizara el diseño del Scrubber para un caudal de 1 MMSCFD, de acuerdo a los pronósticos del área de yacimientos, teniendo en cuenta que Campo Tua está actualmente en un periodo de desarrollo y que se tiene contemplada la perforación de pozos de desarrollo que están ubicados en la parte superior de la estructura.

Datos:

Tasa de flujo de gas: 1 MMSCFD

Tasa de flujo de líquido: 3 BPD de 50° API

Presión de operación: 25 Psi

Temperatura de operación: 80 °F

Tamaño de gota a remover: 500 micras⁵⁶

⁵⁵ Santos Nicolás. Sistemas de separación. Universidad Industrial de Santander. 2014, p. 3-88 – 3-99.

⁵⁶ Santos Nicolás. Sistemas de separación. Universidad Industrial de Santander. 2014, p. 3-77

Tiempo de retención: 3 minutos (2 – 4 minutos para separación de gas natural – condensado).⁵⁷

Factor de compresibilidad: 0,9936

Gravedad específica gas: 0,9936

Viscosidad del gas: 0,009 cp

Desarrollo:

- Calcular el coeficiente de arrastre (Cd): Para realizar este cálculo es necesario hacer un proceso iterativo en el cual se asume un dato de Cd, para posteriormente calcular la velocidad de asentamiento y número de Reynolds, y de esta forma obtener valores de Cd, si la diferencia entre Cd (asumida) y Cd (calculada) es menor a 0,005 se toma dicho valor, si no cumple dicha condición se continuara asumiendo valores de Cd y repitiendo el procedimiento.

Densidad del condensado:

$$d_l = 62,4 \frac{141,5}{(131,5 + API)}$$

Dónde:

d_l = densidad del condensado (lb/pe³)

$$d_l = 62,4 \frac{141,5}{(131,5 + 50)}$$

$$d_l = 48,6 \frac{lb}{pe^3}$$

⁵⁷ Santos Nicolás. Sistemas de separación. Universidad Industrial de Santander. 2014, p. 3-78

Densidad del gas:

$$d_g = 2,7 \frac{GEP}{TZ}$$

Dónde:

d_g = densidad del gas (lb/pie³)

GE = Gravedad específica del gas

P = Presión de operación (P_{sia})

T = Temperatura de operación (R).

Z = Factor de compresibilidad

$$d_g = 2,7 \frac{(0,9936)(25)}{(540)(0,9936)}$$

$$d_g = 0,125 \frac{lb}{pie^3}$$

Asumir $C_d = 0,3$ y calcular la velocidad de asentamiento utilizando la siguiente ecuación:

$$V_t = 0,0119 \left[\left(\frac{d_l - d_g}{d_g} \right) \frac{dm}{C_d} \right]^{0,5}$$

Dónde:

V_t = Velocidad terminal de asentamiento de la gota (pie/s)

dm = Diámetro de la gota, micras.

$$V_t = 0,0119 \left[\left(\frac{48,6 - 0,125}{0,125} \right) \frac{500}{0,3} \right]^{0,5}$$

$$V_t = 9,567 \frac{pie}{s}$$

Calcular el número de Reynolds, mediante la siguiente ecuación:

$$Re = 0,0049 \frac{d_g d_m V_t}{\mu}$$

Dónde:

μ = viscosidad del gas (cp)

$$Re = 0,0049 \frac{(0,125)(500)(9,567)}{0,009}$$

$$Re = 325,543$$

Por ultimo calcular el coeficiente de arrastre con la siguiente ecuación:

$$Cd = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0,5}} + 0,34$$

$$Cd = \frac{24}{325,54} + \frac{3}{325,54^{0,5}} + 0,34$$

$$Cd = 0,58$$

Se iteran los cálculos hasta satisfacer la condición antes mencionada. En la tabla 17, se presentan los resultados de la iteración.

Tabla 17. Resultados iteración cálculos Coeficiente de arrastre

Iteración	Cd*	Vt (pies/s)	Re	Cd
1	0,300	9,567	325,543	0,580
2	0,580	6,881	234,130	0,639
3	0,639	6,557	223,134	0,648
4	0,648	6,508	221,437	0,650

Fuente: Elaboración propia

- Determinar el diámetro mínimo, d , a partir de la siguiente ecuación. Cualquier diámetro mayor puede ser utilizado.

$$d^2 = 5040 \frac{TZQg}{P} \left[\left(\frac{dg}{dl - dg} \right) \frac{Cd}{dm} \right]^{0,5}$$

Dónde:

d = diámetro interno del Scrubber (pulgadas)

Qg = Tasa de flujo de gas (MMSCFD)

$$d^2 = 5040 \frac{(540)(0,9936)(1)}{25} \left[\left(\frac{0,125}{48,6 - 0,125} \right) \frac{0,648}{500} \right]^{0,5}$$

$$d = 14,1 \text{ pulg.}$$

- Calcular la restricción por capacidad de líquido, utilizando la siguiente ecuación:

$$d^2h = \frac{trQl}{0,12}$$

Dónde:

h = altura del volumen del líquido (pulg.)

tr = tiempo de retención deseado para el líquido (min.)

Ql = tasa de flujo de líquido (bpd)

Para realizar el cálculo se utilizaron diámetros a partir del mínimo obtenido (13,1 pulg.) y en múltiplos de 4.

$$d^2h = \frac{trQl}{0,12}$$

$$h = \frac{(3)(3)}{(0,12)(16)^2}$$

$$h = 0,29 \text{ pulg.}$$

En la tabla 18, se presentan los resultados obtenidos con el resto de diámetros.

- Calcular la longitud entre cordones de soldadura, Lss: La longitud entre cordones de soldadura (de junta a junta), Lss, del separador debe determinarse a partir de la geometría una vez el diámetro y la altura del

volumen de líquido se conocen.⁵⁸ Se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$L_{SS} = \frac{(h + 76)}{12} \quad (\text{Para diámetros } \leq 36 \text{ pulg.})$$

$$L_{SS} = \frac{(h + d + 40)}{12} \quad (\text{Para diámetros } > 36 \text{ pulg.})$$

Dónde:

L_{SS} = Longitud de junta a junta (pies)

d = diámetro mínimo por capacidad de gas (pulg.)

$$L_{SS} = \frac{(h + 76)}{12}$$

$$L_{SS} = \frac{(0,29 + 76)}{12}$$

$$L_{SS} = 6,36 \text{ pies}$$

En la tabla 18, se presentan los resultados obtenidos con el resto de diámetros.

- Calcular la relación de esbeltez ($12L_{SS}/d$) para cada diámetro. Se debe seleccionar una combinación de d y L_{SS} que tenga una relación de esbeltez entre 3 y 4.⁵⁹ Se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Esbeltez} = \frac{(12)(6,36)}{16}$$

⁵⁸ Santos Nicolás. Sistemas de separación. Universidad Industrial de Santander. 2014, p. 3-93

⁵⁹ Santos Nicolás. Sistemas de separación. Universidad Industrial de Santander. 2014, p. 3-95

$$Esbeltez = 4,8$$

En la tabla 18, se presentan los resultados obtenidos con el resto de diámetros.

Tabla 18. Calculo de dimensiones del Scrubber

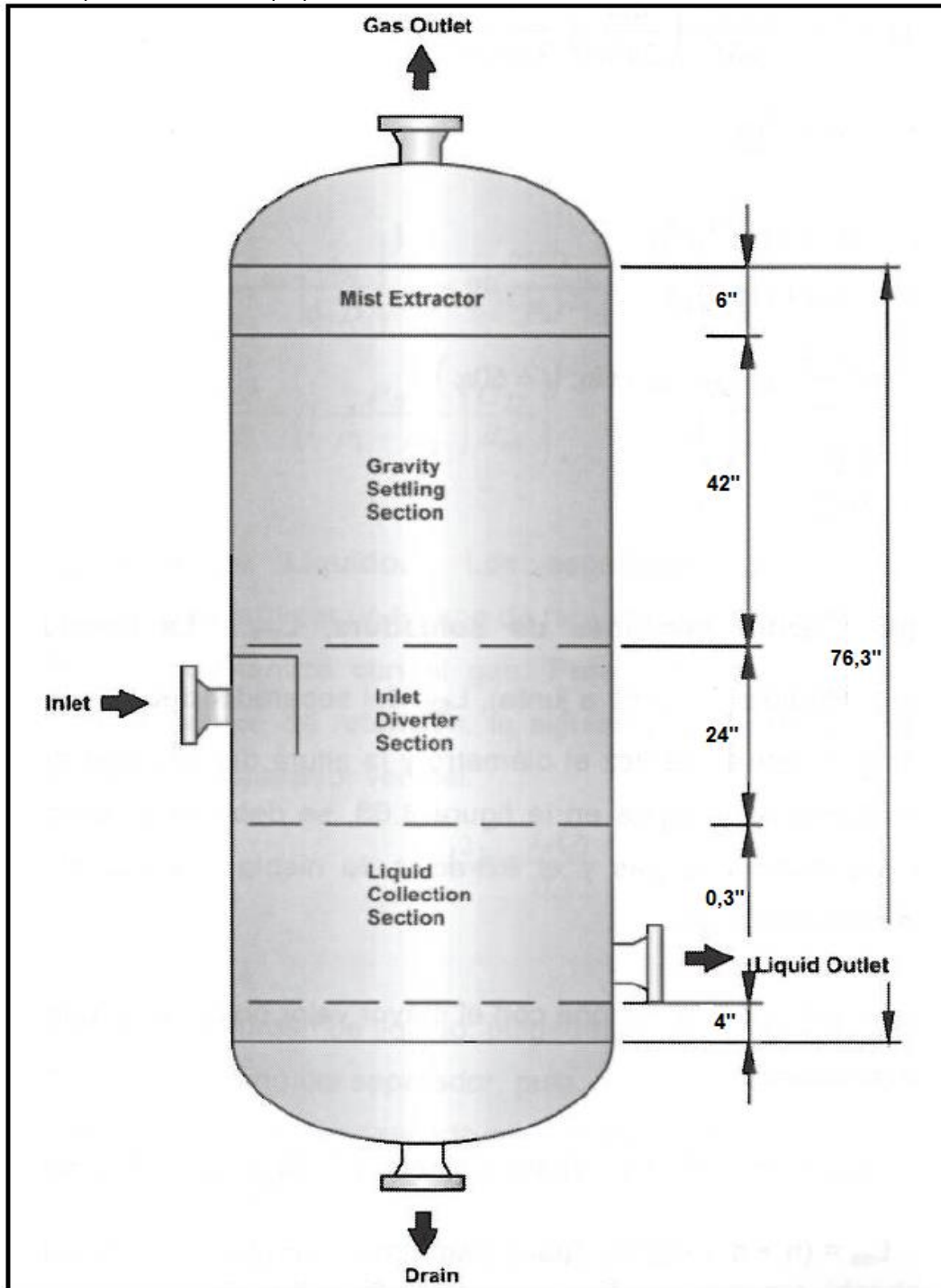
tr (min.)	d (pulg.)	h (pulg.)	Lss (pies)	Relación de esbeltez (12Lss/d)
3	16	0,29	6,36	4,8
	20	0,19	6,35	3,8
	24	0,13	6,34	3,2
	28	0,10	6,34	2,7
	32	0,07	6,34	2,4

Fuente: Elaboración propia.

Al revisar los datos obtenidos luego de efectuar los cálculos de diseño del Scrubber y teniendo en cuenta el rango de relación de esbeltez se decidió escoger el de 20 pulg de diámetro interno y 6,36 pies de longitud entre costuras. En el figura 37, se especifican las dimensiones del Scrubber, teniendo en cuenta recomendaciones de diseño encontradas en la literatura.⁶⁰

⁶⁰ Santos Nicolás. Sistemas de separación. Universidad Industrial de Santander. 2014, p. 3-94

Figura 37. Esquema de Scrubber propuesto.



Fuente. Tomado de Santos, Nicolás. Sistemas de separación. Universidad Industrial de Santander. 2014. p 3-94.

7. ANALISIS ECONOMICO

Como parte complementaria del estudio técnico, en este capítulo vamos a realizar un estudio económico que implica la instalación de la facilidad para poder suministrar gas bajo parámetros óptimos a la generación eléctrica del área de variadores de frecuencia del sistema de bombeo electro sumergible. Los principales objetivos del análisis es determinar el monto total de recursos económicos que serán necesarios para que el proyecto entre en funcionamiento y definir la factibilidad del proyecto. Para ello, utilizaremos tres criterios de evaluación financiera que son el valor presente neto (VPN), la tasa interna de rentabilidad (TIR) y el periodo de restitución (PR).

7.1 VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LA EVALUACION

Dadas las situaciones actuales y reales en las que se encuentra un proyecto se encuentran diversas variables que intervienen de una u otra forma en la evaluación oportuna de dicho proyecto.⁶¹

7.1.1 Flujo de caja

El estudio de flujo de caja es uno de los puntos más importantes a la hora de evaluar un proyecto de inversión. La construcción del flujo de caja es la proyección del comportamiento de los ingresos y egresos de un proyecto a lo largo del tiempo.

⁶¹ Oscar Vanegas Angarita, Evaluación de proyectos petroleros. Universidad Industrial de Santander. 2014, P 76.

El objetivo de la proyección del flujo de caja es medir la rentabilidad económica de un proyecto y la capacidad de pago frente a los posibles préstamos que se solicitarían para el financiamiento.

El flujo de caja se puede calcular para cualquier periodo, para el tema de estudio se utilizara un periodo de 2 años, asociado a acuerdos con la renta del kit Bi-fuel.

7.1.1.1 Costo del proyecto

Se entiende por costos todos los recursos y esfuerzos que se inviertan para producir un bien o servicio, categorizados principalmente como⁶²:

- Costos de inversión: son los costos que se adquieren a la hora de invertir.
- Costos corrientes: su cálculo se basa en las cantidades producidas.

El proyecto desde su inicio hasta su final abarca cierta cantidad de tiempo, por tanto los costos del ciclo de vida del proyecto incluye:

- Costos de diseño y desarrollo
- Costos de fabricación y pruebas
- Costos de operación
- Costos de mantenimiento
- Costos de recuperación
- Costos de adquisición⁶³

7.1.1.1.1 Costos de inversión

Para determinar el costo total de inversión que requiere el proyecto para entrar en operaciones, será necesario analizar el costo correspondiente a la construcción de las facilidades correspondientes para suministrar gas a los generadores, lo cual

⁶² Anónimo. Proyectos de inversión. 58 p.

⁶³ Oscar Vanegas Angarita. Evaluación de proyectos petroleros. Universidad Industrial de Santander. 2014, 78 p.

implica la fabricación de línea entre Scrubber y generadores que tiene una distancia aproximada de 350 metros, adquirir Intercambiador de calor, Scrubber y su correspondiente automatización.

Los costos tienen como objetivo mantener el óptimo funcionamiento del proceso de producción una vez que se ha realizado la inversión correspondiente.⁶⁴

En la tabla 19, se resumen los costos asociados a la construcción de la línea que conducirá el gas desde el Scrubber hasta los generadores de electricidad.

⁶⁴ Anónimo. Evaluación de rentabilidad en proyectos y recursos. 68 p.

Tabla 19. Costo de construcción de línea de gas Facilidad de producción – grupo electrógeno.

Ítem	Descripción Materiales	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1	ANGULO 3" x 1/4" x 6 MTS	1 UND	\$ 101.000	\$ 101.000
2	BRIDA W.N, DIAM 2", ANSI 150, RF, A105, SCH 40,	10 UND	\$ 26.850	\$ 268.500
3	CINTA TEFLON INDUSTRIAL X ROLLO GRANDE	2 UND	\$ 2.500	\$ 5.000
4	CODO 90°, ASTM A234 WPB, SCH 40, DIAM 2"	10 UND	\$ 39.500	\$ 395.000
5	ESPARRAGO DIAM 5/8" X 4 1/2", A193 GR B7 W/2 TUERC	40 UND	\$ 1.800	\$ 72.000
6	FLEXITALIC GASKET 2" X 150#	10 UND	\$ 2.252	\$ 22.520
7	MANOMETRO DE 0-100 PSI, GLIS DE 1/2 NPT X 2 1/2	4 UND	\$ 61.000	\$ 244.000
8	THREAOLET 3/4" X 1/2" X 3000 PSI, CS, ASTM	3 UND	\$ 6.860	\$ 20.580
9	TUBERIA A106 GR B, SCH 40, DIAM 2"	370 M	\$ 18.989	\$ 7.025.930
11	TUBERIA A106 GRB, SCH 40, DIAM 16"	3 M	\$ 250.678	\$ 752.034
12	VALVULA DE 1/2" * 150 Psi	6 UND	\$ 29.000	\$ 174.000
13	VALVULA COMPUERTA DE 2", ANSI 150 RF	7 UND	\$ 413.089	\$ 2.891.622
14	VALVULA BOLA DE 3", ANSI 150 RF, A216 WCB FLOAT,	3 UND	\$ 918.623	\$ 2.755.868
15	VALVULA CHEQUE 3", ANSI 150	2 UND	\$ 518.871	\$ 1.037.742
16	VALVULA ADIABATICA 3" ANSI 150	1 UND	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000
16	INDICADOR DE TEMPERATURA 3/4" (0 - 200 °F)	2 UND	\$ 227.700	\$ 455.400
17	MEDIDOR DE FLUJO ROTARY METER MARCA DRESSER SERIE C	1 UND	\$ 4.200.000	\$ 4.200.000
	Descripción Equipos	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1	Scrubber (1 MMSCFD)	1 UND	\$ 20.000.000	\$ 20.000.000
2	Intercambiador ANSI 150	1 UND	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000
3	Camión grúa	2 Días	\$ 1.200.000	\$ 2.400.000
	Descripción Personal	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1	Cuadrilla de soldadura	10 Días	\$ 2.420.000	\$ 24.200.000
	SUB TOTAL			\$ 129.021.196
	IMPREVISTOS (10%)			\$ 12.902.120
	TOTAL			\$ 141.923.316

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 20, se resumen los costos involucrados en la automatización del Scrubber.

Tabla 20. Costo de automatización del Scrubber

Ítem	Descripción Materiales	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1	SENSOR DE NIVEL LSH - LSL MAGNETROL	2 UND	\$ 1.450.000	\$ 2.900.000
2	VALVULA DE 2" NEUMATICA CON ACTUADOR	1 UND	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000
3	VALVULA CONTROLADORA 3", ANSI 150 (INCLUYE CONTROLADOR)	1 UND	\$ 6.000.000	\$ 6.000.000
5	VALVULA DE 3/8" * 150 Psi	4 UND	\$ 25.000	\$ 100.000
4	ELECTRO VALVULA 1"	1 UND	\$ 350.000	\$ 350.000
5	TUBING 3/8" * 6M	1 UND	\$ 110.000	\$ 110.000
6	CORAZA METALICA NEMA 7 1/2" x 16" (longitud)	1 UND	\$ 160.000	\$ 160.000
7	CONSUMIBLES Y ACCESORIOS (RACORES, TEE, CODOS, NIPPLES, ETC)	1 GL	\$ 300.000	\$ 300.000
Ítem	Descripción Personal	Cantidad	Valor Unitario	Valor Total
1	TECNICO INSTRUMENTISTA	3 Días	\$ 292.500	\$ 877.500
SUB TOTAL				\$ 13.197.500
IMPREVISTOS (10%)				\$ 1.319.750
TOTAL				\$ 14.517.250

Fuente: Elaboración propia

7.1.1.1.2 Costo de operación

Los costos correspondientes a la operación serían los generados por cuenta del alquiler del kit Bi-fuel, en la tabla 21, se describe el valor de dicho costo para los dos generadores a los cuales se les pretende instalar.

Tabla 21. Costo de operación

Costo de operación	Valor	Descripción
Alquiler de kit Bi-fuel (2)	\$ 7.000.000	COP/mensual

Fuente: Valor suministrado por Bristol

7.1.1.2 Ingresos

En este punto vamos analizar los posibles ingresos que el proyecto tendría al aprovechar el gas asociado como combustible para la generación de electricidad. Para ello, es posible obtener ahorro referente a la sustitución del diésel, para tener en cuenta el consumo promedio bajo parámetros normales de operación de cada generador es de 445 galones al día y el costo del diésel es de 7990 COP/galón (incluido transporte). En la tabla 22, se resumen los resultados obtenidos al simular las condiciones que podríamos tener mediante la implementación del kit Bi-fuel en dos de los generadores, teniendo en cuenta las características del gas producido en Campo Tua (poder calorífico = 1000 BTU/SCFD), para tener en cuenta se realizó el análisis para dos escenarios en los que se varia el porcentaje de sustitución de diésel, uno de 15% (Pesimista) y otro de 30% (Optimista).

Tabla 22. Ingresos por cuenta de ahorro de la sustitución del diésel

Condición de operación	Unidad	Modo Bi-fuel (% de sustitución)		
		100% Diésel	15%	30%
Porcentaje de diésel utilizado	%	100	15	30
Potencia eléctrica Nominal	Kw	1000	1000	1000
Potencia eléctrica Utilizada	Kw	537	530	530
Consumo de diésel	Galones/día	855	727	599
Ahorro de diésel	Galones/día	0	128	257
Consumo de gas	PC/día	0	17699	35397
Costo diésel	COP/día	\$ 6.831.450	\$ 5.806.733	\$ 4.782.015
Ahorro operando 2 generadores con Bi-fuel	COP/día		\$ 1.024.718	\$ 2.049.435
	COP/mes		\$ 30.741.525	\$ 61.483.050
	COP/año		\$ 374.021.888	\$ 748.043.775

Fuente: Elaboración propia

7.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

A partir de las diferentes unidades de negocio y de los proyectos provenientes de estas, las inversiones en gran manera son flujos iniciales de efectivo que harán realidad la puesta en marcha del proyecto en cuestión. El inversionista espera tener devuelta lo más pronto el dinero generado por aquella inversión, siendo el tiempo limitante de dicho propósito. Por tanto el inversionista se ve obligado a utilizar indicadores económicos para evaluar la conveniencia de dicha inversión para un tiempo determinado., con la certeza de obtener la mejor respuesta al aplicar estos conceptos económicos que propios de todo proyecto en la evaluación económica.⁶⁵

A continuación se emplearan indicadores como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y Periodo de Recuperación (PR), para realizar el análisis económico del proyecto.

7.2.1 Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto de un proyecto de inversión no es otra cosa que la diferencia de hoy de los dineros invertidos y recibidos en este, o expresando esta idea de otra manera, es el equivalente en pesos actuales de la diferencia entre todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.⁶⁶

La fórmula es la siguiente:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+i)^t} - I_0$$

⁶⁵ Oscar Vanegas Angarita. Evaluación de proyectos petroleros. Universidad Industrial de Santander. 2014, 84 p.

⁶⁶ Oscar Vanegas Angarita. Evaluación de proyectos petroleros. Universidad Industrial de Santander. 2014, 85 p.

Dónde:

BN_t = Representa el beneficio neto del flujo en el periodo t y puede tomar valores positivos o negativos.

i = Tasa de descuento

n = Representa el número de periodos sobre el cual se quiere capitalizar la inversión inicial.

I_0 = Inversión inicial en el momento cero.

Criterios:

Si $VPN > 0$. Se acepta el proyecto

Si $VPN = 0$. La aceptación o rechazo del proyecto es opcional

Si $VPN < 0$. Se rechaza el proyecto

Significado:

Si $VPN > 0$, es porque se ha cumplido con dicha tasa de descuento y además se ha generado una ganancia o beneficio adicional.

Si $VPN = 0$, es porque se ha cumplido con dicha tasa de descuento e indica que el proyecto renta justo lo que el inversionista exige a la inversión.

Si $VPN < 0$ es porque no se ha logrado satisfacer dicha tasa de descuento y se interpreta como la cantidad que falta para que el proyecto rente lo exigido por el inversionista.

7.2.2 Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

Es la tasa de interés que produce un VPN igual a cero, es una medida de rentabilidad adecuada. Como se trata del interés que ganan los dineros que

permanecen invertidos en el proyecto, se le da el nombre de tasa interna de rentabilidad.⁶⁷

La fórmula es la siguiente:

$$\sum_{t=1}^n \frac{BNt}{(1+r)^t} - I_0 = 0$$

Dónde:

BNt = Representa el beneficio neto del flujo en el periodo t y puede tomar valores positivos o negativos.

r = Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

n = Representa el número de periodos sobre el cual se quiere capitalizar la inversión inicial.

I_0 = Inversión inicial en el momento cero.

Los criterios tomados en cuenta para aceptar o rechazar el proyecto después de haber calculado la TIR son los siguientes:

Si $r \geq i$ (tasa de descuento), se acepta el proyecto.

Si $r < i$ (tasa de descuento), se rechaza el proyecto.

7.2.3 Periodo de Restitución (PR)

Este mide la bondad de un proyecto de inversión en términos del tiempo que se demora en recuperar la inversión.

La fórmula es la siguiente:

$$PR \longrightarrow \sum_{t=1}^n \frac{BNt}{(1+i)^t} = I_0$$

Dónde:

⁶⁷ Ing. Oscar Vanegas Angarita, Evaluación de proyectos petroleros. 89 p.

BN_t = Representa el beneficio neto del flujo en el periodo t y puede tomar valores positivos o negativos.

i = Tasa de descuento

n = Representa el número de periodos en el cual la sumatoria de los flujos netos igualo a I_0 .

I_0 = Inversión inicial en el momento cero.

El periodo de recuperación del capital dependerá mucho del tipo y magnitud del proyecto, sin embargo se tiene un rango de referencias comunes como los que se muestra a continuación:

- $PR \leq 1$ año (gran rentabilidad)
- PR entre 1 y 6 años (rentabilidad media)
- $PR > 6$ años (pequeña rentabilidad)

Si se utiliza este método para aceptar o rechazar un proyecto, entonces se escogerá proyectos cuyo periodo de recuperación del capital sea menor o igual que el periodo recuperación establecida como política de la empresa, de lo contrario se rechazará.

7.3 RESULTADOS

Después de haber determinado los flujos de caja mensuales para un periodo de 1 año, se procedió a determinar el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Rentabilidad y el Periodo de Recuperación, para los dos escenarios de sustitución de diésel que se proponen 15 y 30%, obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 23. Resultados del análisis económico

Criterio de evaluación	Escenarios propuestos (% sustitución diésel)	
	15	30
VPN ($i = 10,5\%$)	\$ 1.439.729	\$ 205.869.775
TIR	10,7%	33,8%
PR (meses)	7	3

Fuente: Elaboración propia

Nota: para realizar los cálculos se utilizó la tasa de descuento de Geopark (10,5%).

En la tabla de resultados se puede observar que tanto para el escenario de 15 como para el de 30%, se obtuvieron $VPN > 0$, $TIR >$ tasa de descuento (10,5%) y el periodo de restitución menor a un año, teniendo en cuenta las condiciones previamente establecidas:

- Si $VPN > 0$. Se acepta el proyecto
- Si $TIR \geq i$ (tasa de descuento), se acepta el proyecto.
- Periodo de restitución igual a 1 año (gran rentabilidad)

Se puede concluir que el proyecto es factible económicamente.

8. FACILIDAD PROPUESTA MANEJO DE GAS

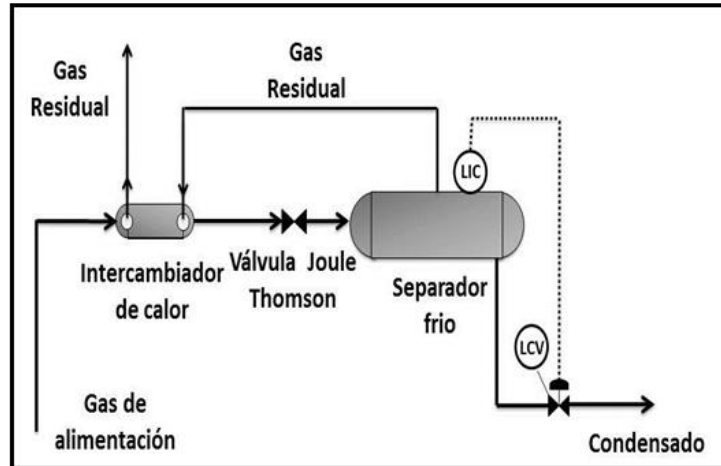
En el siguiente capítulo se describirá la facilidad que tiene por objetivo realizar el manejo, medición y transporte del gas asociado producido en Campo Tua para ser utilizado en la generación eléctrica que alimenta los variadores de frecuencia del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible.

8.1 DESCRIPCION

Teniendo en cuenta que el gas asociado que se produce en Campo Tua tiene un bajo contenido de metano, alto poder calorífico y de acuerdo a las condiciones de operación de presión y temperatura en el kit Bi-fuel según su diagrama de fases vamos a tener una gran cantidad de condensados, lo cual ocasiona tener una sin número de problemas operativos en los generadores de electricidad, por tal motivo es necesario efectuar un pre-tratamiento para separar los componentes intermedios (C5+) del gas asociado de Campo Tua. La idea es implementar la expansión Joule Thomson, en esta tecnología se logra un enfriamiento del fluido cuando este se expande, a entalpía constante, de una presión elevada a una menor, a través de una válvula Joule Thomson. Esta expansión provoca la separación de los condensados que son removidos aguas abajo en un separador frío. El condensado comúnmente es estabilizado y el gas residual tiene un punto de rocío igual a la temperatura y presión del separador frío⁶⁸, tal como se puede observar en la Figura 38.

⁶⁸ Ing. Manuel Enrique Cabarcas Simancas, Recobro de condensados estabilizados a partir del gas Boosting, EPF-Floreña. 6 p.

Figura 38. Expansión Joule Thomson



Fuente: tomado del artículo "Recobro de condensados estabilizados a partir del gas Boosting, EPF-Floreña"

Basándose en el hecho que se debe realizar un pre-tratamiento al gas asociado, se propone una vez salga el gas de la bota de gas trifásica, este sea conducido hacia un intercambiador de calor para recibir un pre-enfriamiento y posteriormente a través de la válvula adiabática generar la caída de presión y de esta forma bajar la temperatura, para que posteriormente en el Scrubber se efectuó la separación de los componentes intermedios (C5+) de la corriente de gas. Luego de este proceso el gas tendrá los parámetros adecuados (poder calorífico y metano) para ser enviado hacia la generación de electricidad. El gas será conducido por una tubería de 2" que se divide en dos, una que transportara el volumen necesario hacia generadores que en teoría es de 35,4 MSCFD el cual sustituirá un 30% de diésel y la otra que trasladara el gas residual que es aproximadamente 184,6 MSCFD, hacia el serpentín del intercambiador de calor y el cual ayudara al pre-enfriamiento del gas, por último este gas residual será enviado hacia KOD para ser enviado hacia la tea para su correspondiente disposición.

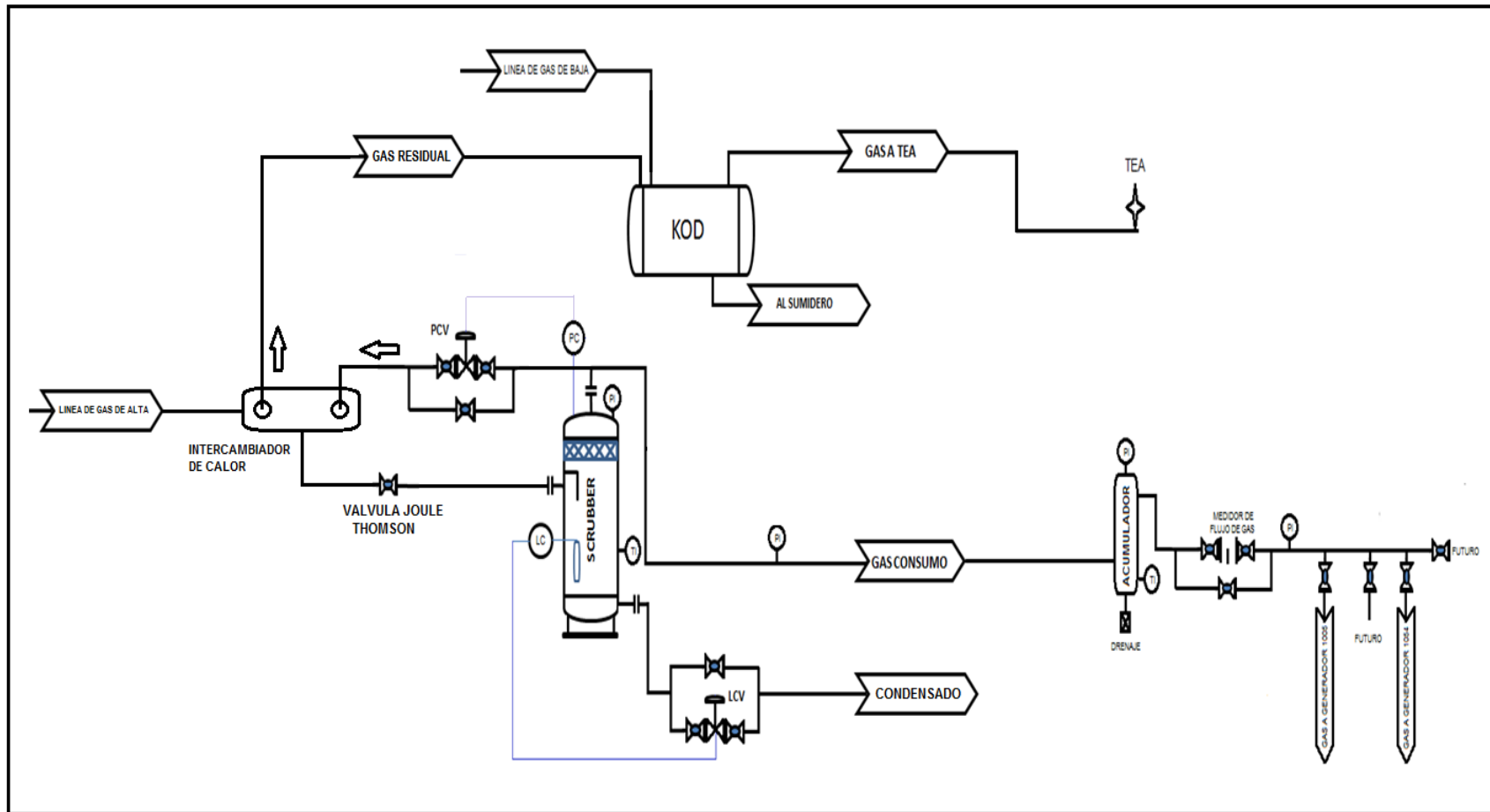
Al Scrubber se le instalaran dos lazos de control, uno para controlar el nivel de condensados y de esta forma garantizar que la humedad del gas sea mínima, ya que este contenido de condensados podría ocasionar problemas durante la combustión en la generación, y el segundo lazo para mantener estable la presión

en el Scrubber con el fin de tener parámetros óptimos en el suministro de gas hacia el acumulador y por ende hacia el grupo electrógeno.

Se plantea instalar un acumulador (16" de diámetro y 3 metros de longitud), que tiene por objetivo almacenar un volumen de gas para suministrar un volumen constante a los generadores, realizar seguimiento a los parámetros del gas (temperatura y presión) antes de ingresar a los generadores y tener la posibilidad de retirar el condensado que se haya generado durante el tránsito a lo largo del tramo de tubería, este equipo operara en un rango de presión 20 y 25 Psi.

Luego del acumulador se instalara un medidor de flujo (Rotary meter) para cuantificar el volumen de gas utilizado, con su respectivo by-pass para cualquier mantenimiento o eventualidad que se presente. Por último dicha facilidad se conectara a través de tubería de 2" al kit Bi-fuel del generador 1005 y 1054 para poder suministrar el gas. Se dejaran dos futuros en el caso que la prueba sea satisfactoria para poder conectar el resto de generadores. En la figura 39, se puede observar el plano de la facilidad que se propone para manejar, medir y disponer el gas hacia el área de generación o hacia la tea.

Figura 39. Facilidad propuesta para el manejo, medición y disposición del gas para generación en Campo Tua.



Fuente: Elaboración propia.

9. CONCLUSIONES

1. Los equipos que utilizan gas natural para generar energía, hace que se consuma en promedio un 30% menos de combustible fósil que las plantas convencionales, lo que contribuye a ser la mejor solución para reducir las emisiones de Dióxido de Carbono, hidrocarburos, óxido de nitrógeno, óxido de azufre, material particulado y dióxido de carbono a la atmósfera y de esta forma contribuir a preservar el entorno medioambiental.
2. El sistema Bi-fuel puede pasar de modo dual a modo diésel sin inconvenientes durante la transición, adicionalmente no hay pérdida de potencia en el motor a rangos normales de operación del sistema, características operacionales que son muy importantes, ya que lo que se pretende al implementar el proyecto es que las condiciones en la generación de electricidad se mantenga bajo los mismos parámetros.
3. El sistema Bi-fuel es una herramienta útil para ser utilizada en motores diésel cuando se tiene disponibilidad de gas, ya que este por ser un combustible más amigable con el medio ambiente y debido a que en la mayoría de campos de petróleo se produce gas asociado, es una de las alternativas más factibles para ser implementado en el autoconsumo de los campos de producción de petróleo.
4. Los resultados de la implementación del sistema Bi-fuel depende de diversos factores entre los que se incluyen: tipo de motor, composición del gas y las condiciones de operación; por lo cual realizar un seguimiento detallado y un análisis integral de la implementación que se propone realizar en Campo Tua, permitirá identificar los aspectos relevantes que

involucran toda la correcta implementación del sistema para obtener el mejor punto de operación.

5. Luego de analizar los criterios de evaluación financiera (VPN, TIR y PR), se evidencia que el aprovechamiento del gas como combustible en la generación de electricidad en Campo Tua, es viable económicamente, esencialmente debido a la reducción de costos de operación por cuenta de la sustitución de un porcentaje del diésel.

6. Es importante generar la conciencia en la industria del petróleo de los daños ambientales irreversibles que se están generando por el hecho de la quema de gas en los campos petroleros, esto con el fin de que las compañías operadores busquen alternativas de aprovechamiento de este recurso tan valioso.

7. Este proyecto servirá de experiencia para que Geopark Colombia S.A.S., lo implemente en el resto de campos que opera bajo condiciones similares de producción de gas y con falta de infraestructura para transportar dicho recurso para su aprovechamiento.

10. RECOMENDACIONES

1. Se debe realizar el seguimiento estricto de los parámetros involucrados en la prueba como lo son el consumo de gas y diésel, emisión de gases, carga, temperatura y vibraciones del generador, adicionalmente debe registrarse todas las alarmas presentadas por este, esto con el propósito de tener toda la información necesaria para realizar el correspondiente análisis de la prueba y de esta forma determinar la viabilidad para ser implementado en el resto de equipos.
2. Se recomienda realizar un seguimiento antes de implementar el kit Bi-fuel a los gases resultantes de las emisiones del generador trabajando con 100% diésel y tan pronto se haya realizado la instalación e implementación del kit Bi-fuel, esto con el fin de realizar un comparativo y ratificar los estudios realizados por los diferentes autores que se describieron a lo largo de dicha investigación.
3. En definitiva, el aprovechamiento del gas asociado en Campo Tua es un proyecto técnica y económicamente factible, social y ambientalmente beneficioso.
4. Con el fin de realizar un seguimiento adecuado del volumen de diésel consumido y de esta forma obtener datos representativos para su posterior análisis, se recomienda independizar los tanques de suministro ya que actualmente se está alimentando todo el grupo electrógeno de un mismo tanque.

BIBLIOGRAFÍA

Libro

ANGARITA, Oscar Vanegas. Evaluación de proyectos petroleros, 2014. p 76 - 89.

FERNANDEZ, Jorge Félix. Poder calorífico de combustibles industriales. Universidad Tecnológica Nacional.

KHOL, Arthut L. Riesenfeld. Gas Purification. Editorial Gulf Publishing Company. Quinta edición, 2000. p. 126.

MOTT Robert L. Mecánica de fluidos. Sexta edición, 2006.

SANTOS SANTOS, Nicolás. Sistemas de separación. Universidad Industrial de Santander, 2014. p. 3-77 – 3-99.

Plan de abastecimiento de Gas Natural, Mayo 2014. p 41.

Artículo Técnicos

ARANGO GOMEZ, Jorge Eduardo, SIERRA VARGAS, Fabio Emiro y PEREZ SUA, Sergio. Comportamiento de un motor diésel de 1.105 hp operado mediante el sistema dual–fuel con diésel – gas natural en campos petroleros. Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2014.

CABARCAS SIMANCAS Manuel Enrique, Recobro de condensados estabilizados a partir del gas Boosting, EPF-Floreña. Equion Energía Ltda y la Universidad industrial de Santander.

BP – British Petroleum. Statistical Review of World Energy June, 2014.

CARRERA Guido Z. y DOS SANTOS Edmilson M. Use of the natural gas of Camisea (Peru) for electric and gas systems in the north of Brazil. University of São Paulo. Society of Petroleum Engineers. 60182-MS. 2000.

FOMIATTI S., ZAMPAGLIONE G. "The future role of natural gas in power generation". Eni- Agip Division. Offshore Mediterranean Conference and Exhibition. Ravenna, Italy, 2001.

Informe Mensual de Variables de Generación y del Mercado Eléctrico Colombiano, Agosto, 2014.

KARIM, G.A y BURN, K.S. The combustion of gaseous fuels in a dual fuel engine of the compression ignition type with particular reference to cold intake temperature conditions, 1980.

LIU, Z. An examination of the combustion characteristics of compression ignition engines fuelled with gaseous fuels. Ph.D. thesis, Department of Mechanical Engineering, University of Calgary, Canada, 1998.

POONIA, P.; RAMESH, A.; Gaur, R. R. Experimental Investigation of the Factors Affecting the Performance of a LPG Diesel Dual Fuel Engine, 1999.

SAHOO, B.B.; SAHOO, N. y Saha, U.K. Of engine parameters and type of gaseous fuel on the performance of dual-fuel gas diesel engines—A critical review, Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, 2009.

SARANGO, Douglas. Impacto ambiental por uso de gas natural de Camisea en la generación de energía eléctrica en el Perú. Universidad Nacional de San Marcos, 2005.

SEGASER, Charles L. Conventional Alternating-Current Generators and Engine Generator Sets. Oak Ridge National Laboratory, 1978.

XIANHUA, D. y PHILIP H. Emissions and fuel economy of a prechamber diesel engine with natural gas dual fueling, 1986.

Normas Técnicas

INSTITUTO COLOMBIANOS DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACION. Normas de presentación para trabajo de grado. NTC-1486. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008.

Trabajos de grado

AVILA LEIVA Rodrigo Leonel. Gas natural: uso, transporte y desarrollo de nuevas tecnologías. Tesis de grado. Universidad Austral de Chile. Escuela Ingeniería Naval, 2009.

Resoluciones

Resolución CREG 054 de 2007: Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.

Resolución 181495 de 2009: Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

Resolución No.071 de 1999: Por la cual se establece el Reglamento Unico de Transporte de Gas Natural.

Páginas Web

Academia Testo, www.academiatesto.com.ar

Altronic GTI Bi-fuel, www.gti-altronic.com

Artinaid, www.artinaid.com

Asociación Colombiana de Gas Natural, (NATURGAS), www.naturgas.com.co

Boletín Electrónico de Operaciones. www.beo.tgi.com.co/

Comisión Regulación de Energía y Gas, (CREG), www.creg.gov.co

Ecopetrol, www.ecopetrol.com.co

Emergencias con Gas Natural, www.emergenciascongasnatural.blogspot.com

Energías Renovables y Medio Ambiente, www.renovablesverdes.com

Escuela Superior Politécnica del Litoral, (ESPOL), www.dspace.espol.edu.ec

Exploración Sísmica, www.exploracionsismica.blogspot.com

FTC Energy Group S.A., www.ftcenergygroup.com.co

GEOPARK. Bloques de Colombia. [En línea] 2015. Disponible en internet www.geo-park.com/sp/asset-platforms/colombia/

Innergy Soluciones Energéticas, www.innergy.cl

Junta de Andalucía, www.juntadeandalucia.es

Ministerio de Industria, Energía y Turismo Gobierno de España,
www.minetur.gob.es

Planeta Sedna, www.portalplanetasedna.com

Progasur S.A., www.progasur.com.co

Promigas S.A., www.promigas.com

Sociedad transportadora de Gas del Oriente S.A. E.S.P., (Transoriente S.A. E.S.P.), www.transoriente.com.co

The World Bank, www.worldbank.org

Unidad de Planeación Minero Energética, (UPME), www.upme.gov.co

ANEXOS

Anexo A. Cromatografía gas Campo Tua



CORE LABORATORIES

COMPANY: GEOPARK

Compositional Analysis of TUA-2 to C12+

Sampling Date	29-ene-2013 15:00
Sampling Location	TUA-2
Cylinder Number	COL-303
Sample Description	SEPARADOR
Sampling Conditions	24.0 psig @ 109.0°F

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	5,35	8,23
N ₂ Nitrogen	1,47	1,44
C ₁ Methane	59,90	33,61
C ₂ Ethane	12,65	13,29
C ₃ Propane	8,42	12,98
iC ₄ i-Butane	2,17	4,41
nC ₄ n-Butane	3,48	7,08
iC ₅ i-Pentane	1,53	3,85
nC ₅ n-Pentane	1,51	3,81
C ₆ Hexanes	1,74	5,21
C ₇ Heptanes	1,10	3,50
C ₈ Octanes	0,51	1,85
C ₉ Nonanes	0,13	0,55
C ₁₀ Decanes	0,03	0,14
C ₁₁ Undecanes	0,01	0,05
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	99,3	0,7407
C ₁₀₊ Decanes plus	137,2	0,7809
C ₁₂₊ Dodecanes plus	-	-

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0,9936	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	28.62	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	1,2110	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1529,1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1395,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	665.3	psia
Pseudo Critical Temp.	465.0	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0,993607	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (C2+)	10,02	
GPM (C3+)	6,65	

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1538,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	1404,9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F



Cra 20 Nro. 168-52/56, Bogotá D.C., Colombia
 Teléfono PBX (57-1) 674 04 00
 Celufijo (03-310) 264 09 01, Fax : (57-1) 673 00 60
 Website: www.corelab.com

