

PROPUESTA DE USO DEL GAS DE PRODUCCIÓN  
EN EL CAMPO CARACARA SUR

NATALIE PAOLA GUALDRON DIAZ



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERA DEL GAS  
BUCARAMANGA.  
2017

PROPUESTA DE USO DEL GAS DE PRODUCCION  
EN EL CAMPO CARACARA SUR

NATALIE PAOLA GUALDRON DIAZ

Trabajo de Grado para optar el título de  
Especialista en Ingeniería de Gas

Director  
Juan Manuel Rodríguez  
Ingeniero Químico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACION EN INGENIERA DEL GAS  
BUCARAMANGA.

2017

## **DEDICATORIA**

*A mí amado Dios por permitirme ser parte de nuevas experiencias académicas, por brindarme la oportunidad de seguir adelante y culminar con este proyecto en mi vida profesional y personal.*

*A mis papitos, mis hermanos, mis sobrinos mis cuñados y mi familia que a pesar de estar a unas cuantas horas, siempre me apoyaron y me motivaron a cumplir con esta meta y a demostrarme lo orgullosos que se sienten de mí, los amo con toda mi alma.*

*A la chamita quien fue mi compañera fiel, mi gran amiga que me siguió la cuerda para iniciar este proyecto y por la cual me siento realmente orgullosa porque a pesar de pasar por miles situaciones decidimos seguir adelante y culminar este sueño.*

*A mis compañeros de clase que a pesar de tantas horas juntos en dos días con sus alegrías, sus buenas energías, sus grandes conocimientos siempre buscaban la forma de mantenernos concentrados permitiendo que al finalizar la materia saliéramos felices porque habíamos aprendido algo nuevo.*

*A los Ingenieros de Cepsa JuanMa, Lina y Roció quienes estuvieron apoyándome y ayudando a la ejecución de este trabajo. Gracias*

*A mi mochilero quien ha hecho que recupere mi felicidad, mi tranquilidad y que mi corazoncito vuelva a estar feliz, haces que los días sean maravillosos e inolvidables y así como siempre lo hemos dicho esto apenas está empezando....*

**NATALIE PAOLA GUALDRON DIAZ**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	15
1.2. LOCALIZACIÓN	15
1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	15
1.3.1. Mecanismo de producción.	17
1.3.2. Distribución de Campos.	17
2. DESCRIPCION DE LAS FACILIDADES	19
2.1. ESTACIÓN JAGUAR	19
2.2. ESTACIÓN TORO SENTADO	19
2.3. ESTACIÓN CARACARA SUR	20
2.3.1. Tratamiento para el Crudo	21
2.3.2. Sistema de Gas y Alivio a Tea.	22
2.3.3. Condiciones de Operación.	24
2.4. DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS INSTALADOS.	25
2.4.1. Tratador Térmico.	25
2.4.2. Intercambiadores de Calor.	27
2.4.3. Separador Trifásico.	28
2.4.4. Botas de Gas.	29
2.4.5. Surge Tank.	30
2.4.6. Gun Barrel.	30
2.4.7. Tanques de Almacenamiento.	31
2.4.8. Separador de Prueba.	32
2.4.9. Knock Out Drum.	33
2.4.10. Tea	34
2.4.11. Calderas.	35
2.5. CARACTERICACIÓN DEL GAS DE PRODUCCIÓN	36
3. PRODUCCION Y QUEMA DE GAS EN LA ESTACION CARACARA SUR	39
3.1 PRODUCCION Y QUEMA DE GAS DIARIO Y MENSUAL (KPC).	39
4. MARCO REGULATORIO	41

4.1	ENTIDADES REGULATORIAS.	42
5.	ALTERNATIVAS PARA EVITAR O MINIMIZAR LA QUEMA DE GAS EN LA ESTACIÓN CARACARA SUR	44
5.1.	SISTEMA DE COMBUSTIÓN SECUNDARIA “BIFUEL”	44
5.2.	DESCRIPCIÓN DE LAS CALDERAS EN LAS ESTACIONES	45
5.3.	PROCESO DE COMBUSTION SECUNDARIA.	46
5.4.	SISTEMA DE COMBUSTIÓN SECUNDARIA	46
5.5.	COMPONENTES DE LOS SISTEMAS BI-COMBUSTIBLE	48
5.5.1.	Sistema Bi-Fuel Altronic	49
5.5.1.1.	Panel de Control.	49
5.5.1.2.	Parámetros Monitoreados por el panel de control.	50
5.5.1.3.	Tren de Gas.	50
5.5.1.4.	Filtro de gas.	51
5.5.1.5.	Regulador ZG.	51
5.5.1.6.	Válvula Dual Modular solenoide.	51
5.5.1.7.	Válvula de alimentación de Gas.	51
5.5.1.8.	Válvula Reguladora-Filtro.	52
5.5.1.9.	Mezclador Aire/ Gas.	52
5.5.2.	Quemador Dual. CLAVER BROOKS	53
5.5.2.1.	Pasos Generales para la Operación del Quemador Gas-Oil:	53
5.5.2.2.	Panel de Control.	54
5.5.2.3.	Controlador de Llama.	54
5.5.2.4.	Sistema de manejo de Aire de Combustión.	54
5.5.2.5.	Sistema de Crudo.	55
5.5.2.6.	Sistema de Ignición.	55
5.5.2.7.	Sistema de manejo de Gas.	55
5.6.	COMPATIBILIDAD DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES PARA UN SISTEMA BI-FUEL	56
5.7.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS REQUERIDAS EN EL PROCESO DE COMBUSTIÓN.	56
5.8.	EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO.	58
5.8.1.	Evaluación Energética del Proceso de Combustión.	60

5.8.1.1.	Quemador Dual.	63
5.8.1.2.	Compresor.	65
6.	EVALUACIÓN FINANCIERA	68
6.1.	ANÁLISIS DE INVERSIÓN	69
6.2.	ANÁLISIS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN	70
6.3.	ANÁLISIS DE INGRESOS	72
6.4.	EVALUACIÓN FINANCIERA	74
6.5.	CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA.	76
7.	CONCLUSIONES	77
8.	RECOMENDACIONES	78
	BIBLIOGRAFÍA	79

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación Geográfica Bloque Caracara .....	16
Figura 2. Producción Acumulada Bloque Caracara.....	17
Figura 3. Estación Caracara Sur.....	20
Figura 4. Proceso de Deshidratación del Fluido y Alivio en Tea.....	24
Figura 5. Tratador Térmico horizontal. ....	26
Figura 6. Intercambiadores HE-2101 A/B. ....	27
Figura 7. Separador Trifásico.....	28
Figura 8. Botas de Gas .....	29
Figura 9. Surge Tank GB-2100 y Gun Barrel GB-2102 A/B. ....	31
Figura 10. Tanques de Almacenamiento. ....	32
Figura 11. Separador de Prueba.....	33
Figura 12. Knock Out Drum .....	34
Figura 13. Tea Estación Caracara Sur.....	35
Figura 14. Calderas Piro tubulares de la Estación Caracara Sur. ....	36
Figura 15. Cromatografía Gas. ....	37
Figura 16. Esquema externo e interno de las Calderas en Estación Caracara Sur. ....	45
Figura 17. Componentes de un sistema Bi-fuel. ....	47
Figura 18. Quemador Dual adaptable a la caldera.....	48
Figura 19. Panel de control electrónico de un Sistema Bi-Fuel .....	49
Figura 20. Tren de gas de un Sistema Bi-Fuel.....	50
Figura 21. Válvula de alimentación de gas para un Sistema Bi-Fuel.....	51
Figura 22. Válvula reguladora-filtro para un Sistema Bi-Fuel. ....	52
Figura 23. Mezclador aire/gas de un Sistema Bi-Fuel.....	52
Figura 24. Vista externa del Quemador Dual .....	53
Figura 25. Vista Interna del Quemador Dual seleccionado. ....	64
Figura 26. Diagrama para Selección de Compresores.....	66
Figura 27. Flujo de Caja.....	75

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pozos Bloque Caracara .....	18
Tabla 2. Condiciones de Operación en Manifold de Producción. ....	21
Tabla 3. Condiciones del flujo de entrada a la estación. ....	25
Tabla 4. Parámetros de Operación y Diseño del Tratador Térmico.....	26
Tabla 5. Parámetros de diseño de las Botas de Gas .....	29
Tabla 6. Dimensiones del Surge Tank .....	30
Tabla 7. Dimensiones de los Gun Barrel.....	30
Tabla 8. Dimensiones de los Tanques de Almacenamiento.....	31
Tabla 9. Parámetros de Operación y diseño del Separador de Prueba.....	32
Tabla 10. Parámetros de Operación y diseño KOD .....	33
Tabla 11. Dimensiones de la Tea. ....	34
Tabla 12. Características de las Calderas de Vapor. ....	35
Tabla 13. Producción y Quema Mensual (KPC).....	39
Tabla 14. Composición en % volumen del gas ideal requerido en el Sistema Bi-Fuel.....	56
Tabla 15. Ventajas de los sistemas bi-combustible.....	57
Tabla 16. Desventajas de los sistemas bi-combustible. ....	58
Tabla 17. Análisis de los parámetros de calidad del gas de la Estación Caracara Sur.....	59
Tabla 18. Condiciones del gas producido y requerimientos de caldera.....	59
Tabla 19. Análisis termodinámico en la caldera .....	62
Tabla 20. Características del Quemador Dual Seleccionado. ....	63
Tabla 21. Análisis del quemador dual seleccionado.....	64
Tabla 22. Especificaciones técnicas del compresor seleccionado. ....	67
Tabla 23. Análisis cumplimiento de requisitos del compresor seleccionado.....	67
Tabla 24. Costos de Inversión por rediseño propuesto. ....	69
Tabla 25. Distribución de la inversión para el contrato de asociación Caracara.....	70
Tabla 26. Inversión del Proyecto en Periodo Cero (0).....	70
Tabla 27. Lifting Cost.....	71
Tabla 28. Producción Incremental .....	72
Tabla 29. Costos totales de Producción.....	72
Tabla 30. Precio del crudo Ajustado. ....	73
Tabla 31. Ingresos totales por Crudo en la estación Caracara Sur. ....	74

## LISTA DE GRAFICAS

Grafica 1. Producción y Quema de Gas Día .....	40
Grafica 2. Producción y Quema de Gas Mensual .....	40
Grafica 3. Proyección del Precio del Petróleo.....	73

## RESUMEN

**TITULO: PROPUESTA DE USO DEL GAS DE PRODUCCION EN EL CAMPO CARACARA SUR.\***

**AUTOR: NATALIE PAOLA GUALDRÓN DÍAZ\*\***

**PALABRAS CLAVES:** GAS ANULAR, PRODUCCION Y QUEMA DE GAS, FACILIDADES.

### **CONTENIDO:**

Caracara Sur es un campo de crudo que tiene presente en los fluidos de producción gas en solución, que por efectos de su tratamiento al incrementar la temperatura (volatilización) se generan altos volúmenes de gases secundarios que son recuperados en el sistema y enviados en su totalidad a la tea para ser quemados. De acuerdo a las resoluciones emitidas por los entes de control vigentes en Colombia, toda quema, desperdicio o emisión a la atmosfera de gas está prohibida y sancionada.

Todas las operaciones en las industrias petroleras impactan al medio ambiente, una de las principales causas de afectación ambiental es la contaminación derivada de la emisión de gases atmosféricos y su desperdicio.

En la exploración y explotación de campos petroleros y producción de yacimientos de crudo, el gas asociado generalmente se vende, se quema o es utilizado como fuente de energía en las mismas instalaciones o es procesado. Sin embargo, generalmente este es quemado y ante los entes regulatorios y de Control en Colombia esta práctica está prohibida.

Este trabajo busca presentar alternativas técnicas, ambientales y económicas para el uso del gas y evitar que sea quemado y venteadado durante las operaciones de producción en un campo y así mitigar este procedimiento que es de gran impacto ambiental.

\* Monografía de especialización.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Juan Manuel Rodríguez, Ingeniero Químico.

## ABSTRAC

**TITLE: PROPOSAL FOR THE USE OF PRODUCTION GAS IN THE CAMPO CARACARA SUR.\***

**AUTHOR: NATALIE PAOLA GUALDRÓN DÍAZ\*\***

**KEYWORDS:** GAS ANULAR, PRODUCTION AND BURNING OF GAS, FACILITIES.

### **CONTENT:**

Caracara Sur is a crude oil field that has gas present in solution fluids that, due to the effects of its treatment when increasing temperature (volatilization), generate high volumes of secondary gases that are recovered in the system and sent in full To the tea to be burned. According to the resolutions issued by the control bodies in force in Colombia, all burning, waste or emission to the gas atmosphere is prohibited and sanctioned.

All operations in the oil industries impact the environment, one of the main causes of environmental damage is pollution derived from the emission of atmospheric gases and their waste.

In oil field exploration and exploitation and crude oil production, the associated gas is usually vented, burned or used as an energy source in the same facilities or is processed. However, generally this is burned and before the regulatory and Control entities in Colombia this operation is prohibited.

This work seeks to present technical, environmental and economic alternatives for the use of the gas and to avoid that it is burned and vented during the production operations in a field and thus to mitigate this procedure that is of great environmental impact.

\*Specialization Monograph

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director Juan Manuel Rodriguez, Ingeniero Quimico.

## INTRODUCCIÓN

Todas las operaciones en las industrias petroleras impactan al medio ambiente, una de las principales causas de afectación ambiental es la contaminación derivada de la emisión de gases atmosféricos y su desperdicio.

En la exploración y explotación de campos petroleros, el gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso con diferentes propiedades fisicoquímicas, que tiene diversas aplicaciones en la industria tales como la comercialización, el sector residencial, el transporte y en los campos utilizado como fuente de energía en las mismas instalaciones del proceso; sin embargo generalmente si este gas no es usado se ventea o se quema y ante los entes regulatorios y de Control en Colombia esta operación está prohibida.

Con lo anterior, este trabajo busca presentar alternativas técnicas, ambientales y económicas para el uso del gas del campo Caracara Sur, el cual actualmente está siendo quemado en tea y que tiene propiedades energéticas de gran valor, que pueden ser aprovechadas mediante el autoconsumo del mismo en la Estación de Producción y así evitar durante las operaciones de producción en el Campo esta emisión de gases que son de gran impacto ambiental.

El desarrollo de este proyecto tiene como objeto de análisis las facilidades de producción para gas de la Estación Caracara Sur, inicialmente se describen algunas características del bloque como historia, localización, relacionando estos datos con la historia de producción en la Estación y la quema que actualmente se está generando, teniendo en cuenta la regulación y normatividad que implica. Para continuar, se realiza una descripción técnico - operacional de los equipos que componen el tren de separación y la caracterización de los fluidos de producción.

Teniendo en cuenta la producción incremental de gas en la estación, se propone luego del rediseño planteado, la implementación del fluido producido en calderas, utilizando un sistema biocombustible compuesto de un compresor centrífugo de una sola etapa y el quemador dual.

Finalmente, se realiza un análisis financiero del rediseño propuesto, a fin de determinar la viabilidad de su implementación en la estación, concluyendo a partir de resultado del indicador valor presente neto (VPN) que el proyecto propuesto es rentable para la asociación.

## 1. GENERALIDADES DEL BLOQUE CARACARA

El presente capítulo presenta una síntesis de las generalidades del Bloque Caracara, en donde se muestra información relacionada con la historia del campo, la ubicación geográfica, historia de producción y facilidades instaladas de los campos que hacen parte del Bloque.

### 1.1. HISTORIA DEL CAMPO

El contrato de Asociación Caracara fue suscrito entre la Empresa Colombiana de Petróleos-Ecopetrol y Hupecol LLC el 8 de Febrero de 2001 donde se inicia reevaluación sísmica, dando lugar a la identificación de dos estructuras tres (3) pozos en la estructura A (*Caracara Sur A1/ A2/ A4*) y cuatro (4) pozos de la estructura B-C (*Caracara Sur B1/ B2 /C1/ C2*).

Posteriormente los derechos de Hupecol LLC fueron adquiridos en su totalidad por Cepsa en el año 2008 entrando a operar el contrato de Asociación a partir del 7 de Julio de 2008, quedando con el 70% de participación y con la operación de este hasta el año 2029.

### 1.2. LOCALIZACIÓN

El Bloque Caracara se encuentra localizado en la región centro-oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, en el Municipio de Puerto Gaitán, Departamento del Meta, como se observa en la **Figura 1**. Limita al Norte con el Río Meta, al Sur con el Bloque *CPO 12*, al Este con el Bloque Guarrojo y al Oeste con el Río Manacacías. La distribución de los campos está hecha en 45.460 Ha<sup>1</sup>.

### 1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN

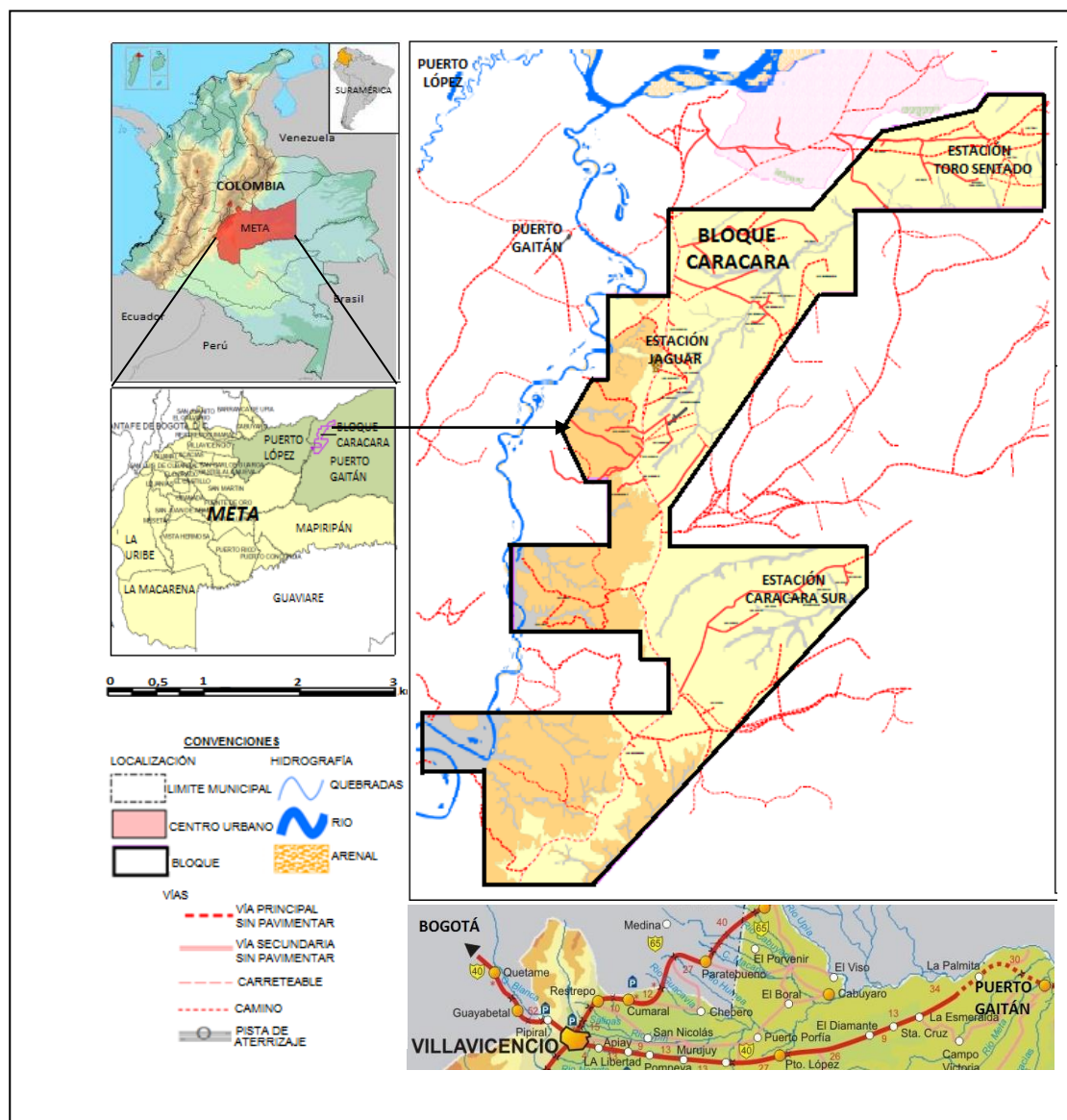
En el año 2002 se da inicio a las actividades de perforación en el bloque, con el fin de probar la Formación Carbonera C7, principal arena productora en el Bloque Caracara. Sur A, Caracara Sur BC, Peguita I, Peguita II, Peguita III, Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado West, Rancho Quemado, Jaguar South West, Elizita, y Unuma.

---

<sup>1</sup> PINZÓN, Joaquín. Informe Técnico Anual CEPSA. Bogotá, 2009. p.2

El bloque Caracara inicia producción en el año 2003 con el Campo Peguita I, con una tasa de 1.556 BOPD y 5.704 BWPD, según el reporte presentado por Hernández<sup>1</sup>. Actualmente el bloque Caracara está conformado por los campos productores Caracara

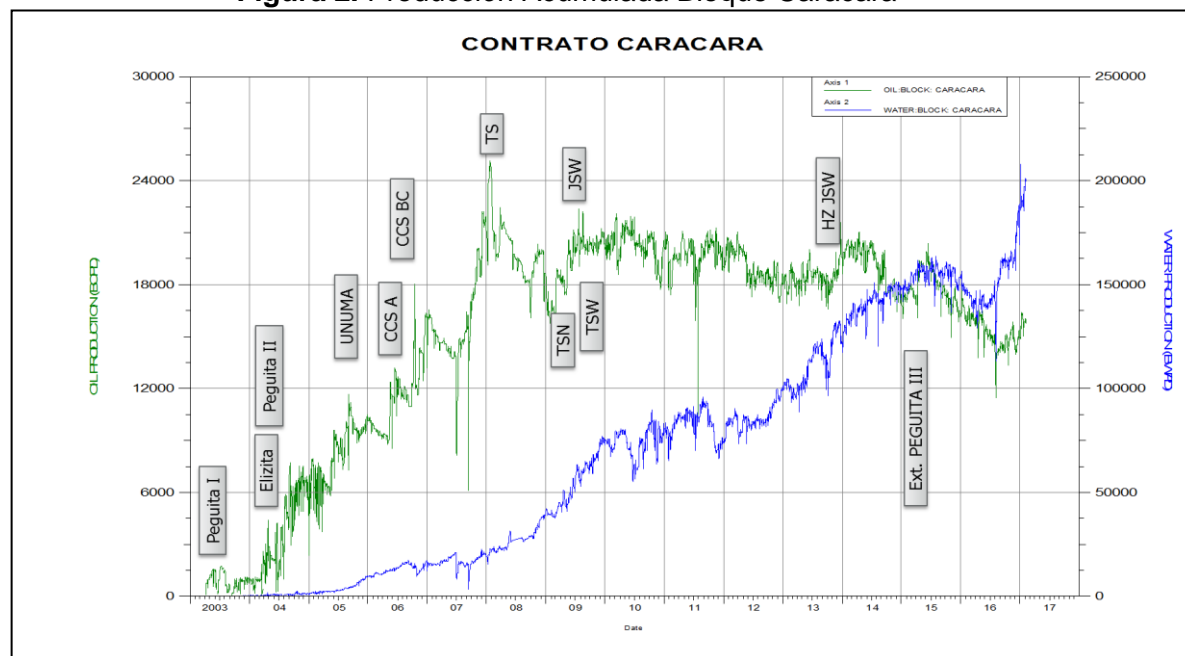
**Figura 1.** Ubicación Geográfica Bloque Caracara



A partir del año 2009 la producción del campo es de aproximadamente 19,300 BOPD<sup>2</sup>. **Figura 2**, aportados en su mayoría por Caracara Sur con un 54%, Elizita con 16%, Jaguar South West con un 6%, Peguita el 14%, Rancho Quemado y Unuma con 2% cada uno y Toro Sentado con el 6% de producción.

<sup>2</sup> CEPISA. Op Cit., p. 13

**Figura 2. Producción Acumulada Bloque Caracara**



**Fuente.** CEPESA COLOMBIA. Plan de Desarrollo Bloque Caracara 2016, “Yacimientos, Perforación, Producción, Facilidades, Integridad, HSE y PP5”.

**1.3.1. MECANISMO DE PRODUCCIÓN.** El comportamiento en producción de los pozos del bloque Caracara refleja un impacto de empuje hidrodinámico ya sea por la presencia activa del mismo en los pozos con buen soporte de presión y altos caudales o por el contrario en función de una pobre conectividad del sistema de arenas con el acuífero principal, en donde se presentan pozos de bajo caudal y bajo corte de agua.

En este tipo de yacimiento, se tiene presente el gas en solución. Sin embargo en el momento en que se inicia la producción de fluidos, la presión del yacimiento tiende a reducirse y la reacción inmediata del acuífero es invadir la zona de almacenamiento de crudo, haciendo que la presión se mantenga, permitiendo un desplazamiento inmisible del petróleo que se encuentra en la parte invadida.

**1.3.2. DISTRIBUCIÓN DE CAMPOS.** Cada uno de los campos del bloque Caracara está conformado de acuerdo a como se muestra en la siguiente Tabla 1:

**Tabla 1. Pozos Bloque Caracara**

Campo	Pozos Asociados	Total
Peguita I	JGR-1, JGR-2, JGR-3A, JGR-5, JGR-7, JGR-8, JGR-11, JGR-12, JGR-14, JGR-18, JGR-24, JGR-30H, JGR-17, JGR-21, JGR-36H, JGR-29HD, JGR-32HD, JGR-33HD, JGR-35H, <b>CCS-A1, CCS-A7, JGR-030, TIGRILLO-1.</b>	23
Peguita II	JGR-6, JGR-9, JGR-10A, JGR-22, JGR-31, JGR-15, JGR-37H.	7
Peguita III	JGR-T5, JGR-T6, JGR-34, JGR-38H, JGR-40H, JGR-48H, JGR-43, JGR-27, <b>JGR-27H.</b>	9
Peguita South West	JSW-1, JSW-2, JSW-3, JSW-4H, JSW-8H, JSW-6H, JSW-7H, JWS-5H.	8
Elizita	BNG-2, BNG-3, BNG-4, BNG-5, BNG-6, BNG-7ST, BNG-8, BNG-9, BNG-10, <b>BNG-7, BNG-1.</b>	11
Toro Sentado	TOS-2, TOS-2A, TOS-3, TOS-4, TOS-6, TOS-7, <b>TOS-1.</b>	7
Toro Sentado N	TSN-1, TSN-3, TSN-2	3
Toro Sentado W	TSW-1, TSW-2, TSW-3, TSW-4	4
Rancho Quemado	RQ-D1, RQ-D2, <b>RQ-C2, RQ-A1, CACTUS 1, RQ-1, CORMORAN-1, MARAÑÓN-1.</b>	8
Caracara Sur A	CCS-A1, CCS-A2, CCS-A3, CCS-A4, CCS-A7, CCS-A10, CCS-A11, CCS-A13, CCS-A14 STI, CCS-A15, CCS-A12, CCS-A16, CCS-A17, CCS-A18, CCS-A19, CCS-A20, CCS-A21HD, CCS-A22HD, CCS-E1, CCS-E2, CCS-E3, CCS-E4, CCS-E5, NFE-2.1, CCSE-08HD, NFE-3.1, <b>CCSA-13 STI, CCSA-14.</b>	28
Caracara Sur B-C	CCS-B1, CCS-B2, CCS-B3, CCS-B4, CCS-B5, CCS-B6, CCS-B8, CCS-B9H, CCS-C1, CCS-C2, CCS-C3, CCS-C4, CCS-C5, CCS-C6, CCS-C7, CCS-C11, CCS-C12, CCS-C13, CCS-C14, CCS-C15, CCS-C16, CCS-C17, CCS-C18H, CCS-C19H.	24
Unuma	Unuma-1, Unuma-2, Unuma-3, <b>Becerro 1, Barbuquejo-1.</b>	5

\*Los pozos que se encuentran en negrilla pertenecen al grupo de abandonados.

## 2. DESCRIPCION DE LAS FACILIDADES

El proceso actual de tratamiento de los fluidos de producción del bloque Caracara se describe a continuación.

Actualmente el bloque Caracara cuenta con tres Estaciones La Estación Jaguar, La Estación Toro Sentado y La Estación Caracara Sur.

### 2.1. ESTACIÓN JAGUAR

En la Estación jaguar se maneja la producción de los campos Peguita I, Peguita II, Peguita III, Elizita y Peguita South West, que es de aproximadamente 9000 BOPD de crudo, 60.000 BWPD de agua, no hay presencia de gas en los fluidos producidos. El sistema de levantamiento artificial es ESP, la formación productora de los campos mencionados es Carbonera C7 y la gravedad API de la mezcla es de 21.6 API aproximadamente.

En cada uno de los pozos se encuentran instalados en cabeza medidores de flujo tipo coriolis que miden la producción total del fluido producido. La producción de los diferentes pozos es enviada a las facilidades en la Estación Jaguar a través de líneas de flujos existentes y transferidos al manifold principal, la cual direcciona el fluido al sistema de proceso de deshidratación, tratamiento, almacenamiento y fiscalización de los fluidos para ser despachado a condiciones de venta al oleoducto Jaguar-Santiago.

### 2.2. ESTACIÓN TORO SENTADO

A La Estación Toro Sentado actualmente se reciben los fluidos de los campos Toro Sentado, Toro Sentado Norte, Toro Sentado South West y Rancho Quemado.

La producción de estos campos se transporta por líneas de flujo hasta las facilidades de la Estación de Toro Sentado en donde se hace el respectivo tratamiento y fiscalización de los fluidos, que con especificaciones de venta son enviados hacia la Estación Jaguar en donde es despachado directamente a los tanques de venta para ser entregado al oleoducto Jaguar-Santiago.

El sistema de levantamiento artificial es ESP, la formación productora de los campos mencionados es Carbonera C7.

La estación maneja aproximadamente una producción de crudo de 1000 BOPD y de agua 20000 BWPD, la presencia de gas en los fluidos producidos es cero, la gravedad API de la mezcla es de 25.9 API aproximadamente.

### 2.3. ESTACIÓN CARACARA SUR

La Estación Caracara Sur maneja los fluidos producidos de los campos Caracara Sur BC, Caracara Sur AE y Unuma.

Sin embargo los fluidos de producción de los campos Caracara Sur AE y Caracara Sur BC tienen presente gas en solución, que por efectos del tratamiento de los fluidos al incrementar la temperatura (volatilización) se generan gases secundarios que son recuperados de las botas de gas, del tratador térmico, del separador trifásico y del separador de prueba, los cuales son enviados al knock out drum para ser dirigidos a la tea para ser quemados en su totalidad.

La formación productora de los campos mencionados es Carbonera C7. La producción que se maneja aproximadamente es de crudo 7000 BOPD, agua 75000 BWPD y gas 1150 KPCD, la gravedad API de la mezcla es de 21.8 API aproximadamente. Los campos productores de gas son Caracara Sur BC (450 KPCD) y Caracara Sur A (700 KPCD).

Para cuantificar volúmenes se instaló en cabeza un medidor másico tipo Coriolis para cada uno de los pozos y el bombeo electrosumergible es el sistema de levantamiento artificial de los pozos de los campos.

La producción de los campos Caracara Sur AE, Caracara Sur BC y Unuma se transporta por dos troncales (A y C) hasta las facilidades de la Estación Caracara Sur en donde se cuenta con todas las facilidades de separación, tratamiento, almacenamiento y transporte hacia la Estación Jaguar y finalmente enviarlo por el oleoducto Jaguar-Santiago. Ver **Figura 3**.

**Figura 3.** Estación Caracara Sur



**2.3.1. TRATAMIENTO PARA EL CRUDO.** La Estación Caracara recibe fluido de los campos en dos troncales principales (Troncal “A” y “C”). El manifold de recibo consta de tres líneas independientes en donde se distribuye el fluido sin tratar hacia los distintos trenes de deshidratación; estas líneas independientes corresponden a la troncal A, la troncal C y la línea de prueba a la presión y temperaturas que se presentan en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Condiciones de Operación en Manifold de Producción.

Estación	Pozo	Temperatura (°F)	Presión (psi)
	Manifold	146	66 - 68
	Troncal A	150	68 - 70
	Troncal C	152	70 - 75

Desde la troncal A el fluido pasa al primer tren de deshidratación que está constituido por la etapa de precalentamiento (*intercambiadores de calor de tubo y coraza HE-2100 A/B*) que calientan el fluido tomando el calor del agua producida al final del proceso de deshidratación. Luego el fluido pasa a calentamiento en el intercambiador *HE-2103* donde se utiliza vapor saturado a 75 psig como fluido de calentamiento. Posteriormente el fluido es dirigido hacia la bota de gas *V-2100* donde es separado el gas para ser enviado hacia el sistema de disposición de gas (*Knock Out Drum*).

La fase líquida pasa al Surge Tank (*GB-2100*) de 5000 bls de capacidad, se separa el agua libre y es enviada a la planta de tratamiento de agua. El crudo que sale de este equipo ingresa a una nueva etapa de calentamiento en los intercambiadores *HE-2102 B/C* y es enviado por las bombas *P-2100 A/B/C* a dos Botas de Gas *V-2102 A/B*, para retirar el gas que aún se encuentra presente en el crudo; el gas es enviado por una tubería de cuatro (4) pulgadas hacia la Tea.

El crudo desgasificado ingresa a los Gun Barrels *GB-2102 A/B* para separación final agua-aceite para enviarse a los tanques de almacenamiento y venta.

El agua que sale de los Gun Barrels se emplea como medio de calentamiento de los intercambiadores *HE-2100 A/B* a través de las bombas *P-2300 A/B/C* y posteriormente enviada a la planta de tratamiento de agua.

Por otro lado, de la troncal C, el fluido pasa al segundo tren de deshidratación que está conformado por la etapa de precalentamiento (*intercambiadores de calor de tubo y coraza HE-2101 A/B*), constituido por la separación en el tratador térmico *TE-2100* y en el separador trifásico *V-101* en paralelo; del tratador térmico se obtiene crudo en especificación para venta, por lo cual es enviado directamente a los tanques de almacenamiento de la Estación, mientras que el crudo que sale del separador trifásico es enviado por una línea de flujo hacia los Gun Barrels de la Estación (*GB-2102 A/B*) para continuar el proceso de deshidratación. En los equipos de este tren, se separa gas

asociado al crudo y los disparos de válvulas de alivio por sobrepresión, los cuales son llevados al cabezal de tea.

El agua que sale del tratador térmico y separador trifásico es enviada al Tanque V-2300 para luego ser bombeada a la planta de tratamiento de agua; este tanque actualmente tiene una línea de alivio hacia el cabezal de tea, en caso de llenado total de la vasija.

En la Estación existe un separador de prueba V-2101, el cual recibe crudo precalentado del manifold de prueba, y donde se separa crudo, gas y agua. El gas separado y los disparos de sus válvulas de alivio son enviados al cabezal de la tea, mientras que el crudo es enviado al Gun Barrel (o tanques de almacenamiento). El agua separada es llevada a la planta de tratamiento.

El gas y condensados proveniente de las Botas de Gas, tratador térmico, separador trifásico, separador de prueba y disparos de las válvulas de alivio son recogidos en el cabezal de tea y es dirigido al *Knock Out Drum*, donde se realiza una separación final del gas presente en los líquidos arrastrados hacia este equipo, el gas remanente es llevado a la tea para ser quemado. Los condensados son bombeados manualmente hacia un sumidero.

En la **Figura 4**, se muestra el proceso de deshidratación de los fluidos producidos, que se lleva a cabo en la Estación Caracara Sur.

**2.3.2. SISTEMA DE GAS Y ALIVIO A TEA.** El fluido de pozos sale del intercambiador de calor HE-2103 a 162°F y 2.11 psig ingresando a las Botas de Gas del Surge Tank (CCS-V-21-00 B y V-2100) por una tubería de 12 in. La Bota de Gas está en capacidad de evacuar el gas que se produzca por despresurización del fluido de pozos y por evaporación del líquido, para este caso el flujo de gas a separar en este equipo corresponde a 1.363 MMSCFD. Cada una de las Botas de Gas cuenta con transmisor indicador de presión (PIT), transmisor indicador de presión diferencial (PDIT), indicador de presión en cuarto de control (PI), transmisor indicador de temperatura (TIT), indicador de temperatura en cuarto de control (TI), transmisor indicador de nivel (LIT), indicador de nivel en cuarto de control (LI) y alarma por alto-alto nivel (LAHH).

El crudo separado en el Surge Tank (GB-2100) pasa a las Botas de Gas (V-2102 A/B) de los Gun Barrels (GB-2102 A/B) donde se separa un caudal de gas igual a 0.0022 MMSCFD en cada bota. El gas es enviado por una tubería de 4 in hacia el cabezal de recolección de gas de la estación. El sistema de control asociado a las Botas de Gas (V-2102 A/B) corresponde al existente. El líquido efluente de las Botas, pasa a los Gun Barrels GB- 2102 A/B y de ahí se envía el crudo separado hacia los tanques de almacenamiento TK-2400 A/B/C.

El cabezal recoge todo el gas de la estación Caracara sur generado por las Botas de Gas V-2100, CCS-V-21-00 B, V-2102A/B, V-2100A, por el Tratador Térmico TE-2100, por el Separador de GIREM V-101 y por el Separador de Prueba V-2101 y el gas generado por el disparo de las PSVs de la estación. El cabezal tiene una pendiente de 0.2% lo que permite que todo el flujo se dirija al *Knock Out Drum* de la estación.

El líquido que se recoge en el *Knock Out Drum* alimenta a dos bombas (CCS-P-21- 51 A/B) tipo paletas (una en operación y la otra de respaldo), por una tubería de 3 in, cada bomba cuenta en la tubería de succión con un filtro tipo “Y”, un indicador de presión en campo (PI) y con un transmisor indicador de presión (PIT) que apagará la bomba cuando se presente un nivel de baja presión. Las tuberías de descarga de 2 in de cada bomba cuenta con un indicador local de presión (PI), con un transmisor indicador de presión (PIT) que apagará la bomba cuando se alcance un nivel alto de presión a la descarga y con una válvula de alivio por presión (PSV) como protección en caso de falla de la válvula cheque ubicada en el descarga de la bomba y así proteger los accesorios y la línea especificados para rating 150#. El disparo de las válvulas de alivio de estas bombas se recoge en la línea de succión de cada bomba. Las bombas descargan al separador API (API-01) de la estación.

Después del *Knock Out Drum* (CCS-V-21-06) el gas se dirige por una tubería de 8 in a la Tea (CCS-FS-21-01) de 6 in de diámetro. El cabezal de Tea cuenta con gas de purga proveniente del tratador térmico (TE-2100) y del separador trifásico (V-101) con el fin de mantener purgada la línea. Este gas se alimenta al cabezal por una línea de 2 in, el gas sale del tratador a 40 psig por lo que la línea cuenta con una válvula autorregulada de control de presión (PCV), un indicador de presión local (PI), un indicador de flujo (FI) y un orificio (FO) que permite que el gas llegue con la presión requerida al cabezal de Tea (0.5 a 1.5 psig).

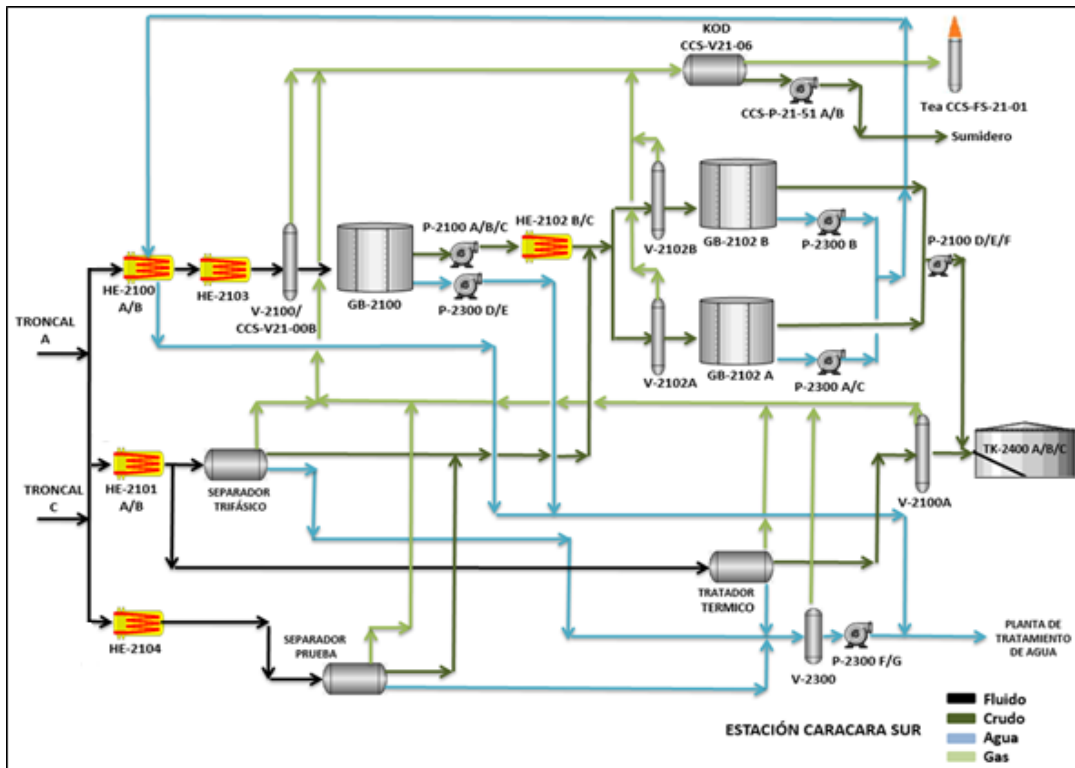
El cabezal cuenta con dos atrapallamas, uno en operación normal y otro de respaldo, esta última cuenta con un disco de ruptura a la entrada y otro a la salida de tal forma que si existe sobrepresión en el sistema, el atrapallamas en operación podría taparse obligando al gas a dirigirse al atrapallama de respaldo rompiendo ambos discos de ruptura. En la entrada del disco de ruptura se cuenta con un interruptor por alta presión con su respectiva alarma (PSH y PAH). Además el cabezal de Tea cuenta con un interruptor indicador por alta presión diferencial con alarma (PDISH y PDAH), un medidor de flujo ultrasónico (FE), un transmisor indicador de presión (PIT), un indicador de presión en el cuarto de control (PI), un transmisor indicador de temperatura (TIT) y un indicador de temperatura (TI). También hay facilidades para cupones de corrosión a la entrada y a la salida del *Knock Out Drum*.

Actualmente los equipos que se encuentran conectados al sistema de recolección de tea son los siguientes, ver **Figura 4**.

- ✓ Separador trifásico (Línea de Gas y Alivio / V-101)

- ✓ Tratador Térmico (Línea de Gas y Alivio / TE-2100)
- ✓ Bota de gas (Surge Tank / V-2100 / CCS-V21-00B)
- ✓ Bota de gas (Gun Barrel A / GB- 2102A)
- ✓ Bota de gas (Gun Barrel B / GB- 2102B)
- ✓ Bota de gas (Tanque de Almacenamiento /V-2100A)
- ✓ Línea de alivio (Tanque de agua V-2300)
- ✓ Separador de prueba (Línea de Gas y Alivio / V-2101)
- ✓ Knock Out Drum (CCS-V-21-06)

**Figura 4.** Proceso de Deshidratación del Fluido y Alivio en Tea.



Fuente. CEPSA. Informe Técnico de las facilidades de producción Estación Caracara Sur.

**2.3.3. CONDICIONES DE OPERACIÓN.** A continuación, en la Tabla 3, se presentan las condiciones de operación bajo las cuales trabaja actualmente la Estación Caracara.

**Tabla 3.** Condiciones del flujo de entrada a la estación.

CONDICIONES DE FLUJO		
Parámetro	Troncal A	Troncal C
Flujo (BPD)	43495	37836
BS&W (%)	83	87
GOR (SCFD/BST)	86	
Gravedad API	21.6	
Gravedad Específica	0.924	

## 2.4. DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS INSTALADOS.

Las facilidades de producción instaladas en la Estación Caracara, para llevar a cabo el proceso de deshidratación, separación y almacenamiento de los fluidos de producción se describen a continuación:

**2.4.1. TRATADOR TÉRMICO.** El tratador térmico es un equipo de deshidratación de emulsiones, es usado para obtener cortes de agua en el crudo entre 0,5% a 1% de Bsw, a la salida del equipo. Estos equipos se encuentran en la industria en configuración vertical y horizontal. Los tratadores térmicos, básicamente tienen bajo costo inicial, alta eficiencia en la transferencia de calor y ocupan poco espacio. Sin embargo, presentan un reducido tiempo de retención debido a su menor tamaño, disponen de un pequeño espacio para los sedimentos, son sensibles a los químicos y a la corrosión<sup>3</sup>.

El tratador térmico TE-2100 de la Estación Caracara tiene una capacidad de 15.000 Bbls, opera a una presión de 50 psig y a una temperatura de 162°F. El crudo separado en este equipo, sale en especificación para venta, por ello es enviado a los tanques de almacenamiento directamente. Ver **Tabla 4**.

El tratador tiene dos (2) cámaras de tratamiento para la separación de las fases y dos (2) salidas de agua, cada una con una válvula de control de nivel, como se observa en la **Figura 5**. Posee dos (2) válvulas de agua en las dos divisiones; en la salida de crudo, posee una (1) válvula de control de nivel la cual regula el flujo de salida. De igual forma, cuenta con dos (2) alarmas de temperatura, una (1) de alta configurada para soportar hasta 210°F y una de baja hasta los 100°F. Las alarmas por presión son las siguientes: por alto-alto a 80 psig, por alto a 75 psig, por bajo a 12 psig y por bajo-bajo a 10 psig.

<sup>3</sup> VELAZCO, Alexander. Simulación y Dimensionamiento de equipos de proceso para la deshidratación de petróleo en facilidades de producción. Tesis Maestría en Procesos Industriales. 2013. Quito, Ecuador. Pág. 54

**Tabla 4.** Parámetros de Operación y Diseño del Tratador Térmico

Tratador Térmico	TE-2100
Capacidad (BPD)	15000
Presión de diseño (psig)	150
Presión de operación (psig)	50
Temperatura de diseño (°F)	250
Temperatura de operación (°F)	162
Diámetro (ft)	8
Altura (ft)	39

**Figura 5.** Tratador Térmico horizontal.



**Fuente.** ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations, Design of Oil- Handling Systems and Facilities, USA, 1998. p 374.

La salida de gas del tratador térmico posee una válvula de control, la cual se mantiene parcialmente abierta conectada al cabezal de tea; esta corriente cuenta con un equipo de medición de flujo que actualmente ha reportado en promedio 0.3 MMSCFD; en caso de tener un bajo flujo de gas y de presión esta se cierra manualmente para evitar el paso de líquido al cabezal de tea. El equipo posee dos (2) válvulas de seguridad ajustadas a 80 psig.

**2.4.2. INTERCAMBIADORES DE CALOR.** En el intercambiador de calor de tubo y coraza, Figura 6, la transferencia entre fluidos se da de modo que mientras uno de ellos se enfría, disminuyendo su temperatura, el otro se calienta aumentando su temperatura, pasando de su estado líquido original a estado vapor (cabiendo la posibilidad de un calentamiento ulterior, con lo que se dice que alcanza el estado de vapor sobrecalentado)<sup>4</sup>. Entre las principales razones por las que se utilizan los intercambiadores de calor se encuentran las siguientes:

- Calentar un fluido frío mediante un fluido con mayor temperatura.
- Reducir la temperatura de un fluido mediante un fluido con menor temperatura.
- Llevar al punto de ebullición a un fluido mediante un fluido con mayor temperatura.
- Condensar un fluido en estado gaseoso por medio de un fluido frío.

Llevar al punto de ebullición a un fluido mientras se condensa un fluido gaseoso con mayor temperatura.

En la estación Caracara Sur el crudo es calentado por medio de los intercambiadores HE-2101 A/B, a una temperatura entre 160-170°F.

**Figura 6.** Intercambiadores HE-2101 A/B.



---

<sup>4</sup> CARRERO MANTILLA, Javier Ignacio. Equipos de Transferencia de Calor, Una guía de estudio. Bogotá D.C. 2008. Pág. 58- 61.

**2.4.3. SEPARADOR TRIFÁSICO.** Los separadores trifásicos en configuración vertical u horizontal separaran tres (3) fluidos, petróleo, agua y gas. Estos equipos separan gas-líquido, también lo hacen en la corriente líquida en sí misma; es decir, se separa el agua libre del petróleo y emulsión. el flujo que ingresa al equipo es segregado en tres corrientes: el gas por la parte superior, el petróleo por la parte intermedia en los equipos verticales y al extremo contrario de la entrada para recipientes horizontales, el agua de producción sale por la parte inferior en ambas configuraciones por constituir la fase más pesada.

El separador trifásico v-101 tiene una capacidad de 256 bbls, opera a una presión entre 45- 55 psig y una temperatura de 140-160°f.

El Separador trifásico, **Figura 7**, cuenta con dos (2) válvulas de control de nivel de crudo y de agua, una válvula de control de presión, mediante la salida de gas, por ello se mantiene totalmente abierta y conectada al cabezal de tea. El equipo posee dos (2) válvulas de seguridad. La línea de gas cuenta con un equipo de medición de flujo tipo Barton que actualmente ha reportado en promedio 0.31 MMSCFD.

**Figura 7.** Separador Trifásico.



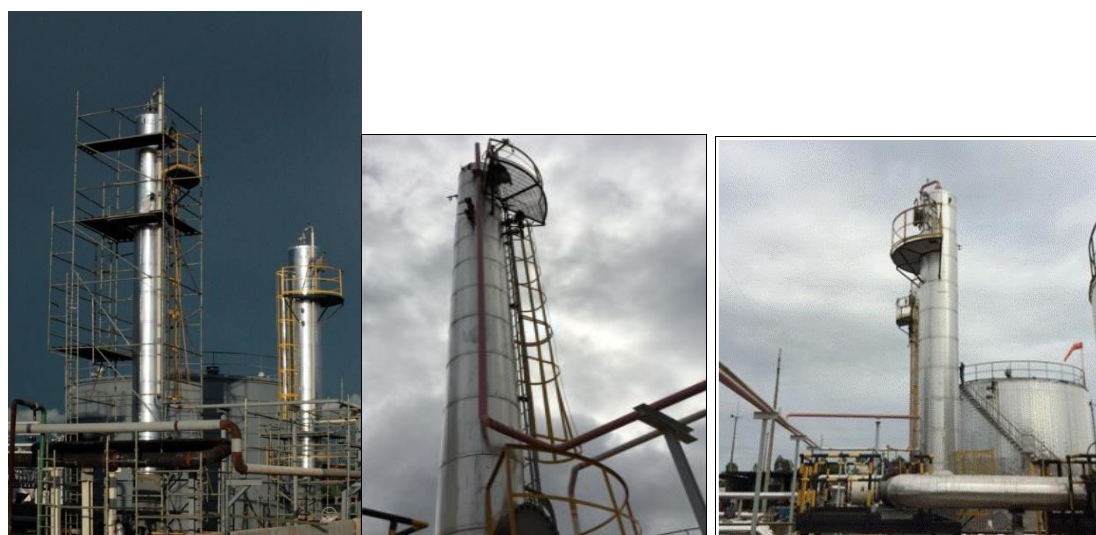
**2.4.4. BOTAS DE GAS.** Las botas de gas separan el gas remanente del crudo. Es un separador bifásico vertical en el cual la entrada de crudo tiene una dirección 30 grados hacia abajo, permitiendo que el petróleo permanezca en flujo turbulento mientras choca con las paredes del recipiente. La bota tiene un extractor de niebla o demister que separa la fase líquida del gas ascendente, ésta es una malla de acero inoxidable<sup>5</sup>, como se muestra en la figura 8.

La Bota de Gas V-2100, opera a una presión de 10.6 psig con una caída de presión en el demister de 0.4 psi, mientras que las Botas de Gas V-2102 A/B operan a un presión de 4.4 psig y una caída de presión en el demister de 6.3 psi. Ver **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Parámetros de diseño de las Botas de Gas

Bota de Gas	V-2100	CCS-V-2100B	V-2102B	V-2102A	V-2100 A
Presión de diseño (psig)	120	xxx	120	80	80
Temperatura de diseño (°F)	200	xxx	235	212	211
Diámetro (ft)	48	48	36	41,25	41,25
Altura (ft)	32	32	37	13,5	13,5

**Figura 8.** Botas de Gas



<sup>5</sup> CARRILLO, Sandra. Estudio y Evaluación de las Facilidades de Superficie para Optimizar el Sistema de Vento de Gas en la Estación Villavo A de Agip oil Ecuador B.V. Quito, Ecuador. 2007. p. 33

**2.4.5. SURGE TANK.** Este es un tanque utilizado para la remoción de agua en alta proporción que no se encuentra emulsionada con el crudo, pero que se asienta en un tiempo de 5- 20 minutos, obteniéndose así un Bsw de 1 hasta 30%. En su interior posee unos baffles para direccionar el flujo. Suelen estar protegidos por ánodos de sacrificio e inhibidores para prevenir la corrosión. El surge tank, gb-2100 de la Estación Caracara Sur, opera a una temperatura de 151.6 °F con las siguientes características:

**Tabla 6.** Dimensiones del Surge Tank

Surge Tank	GB-2100
Capacidad (Bbl)	5000
Diámetro (ft)	40
Altura (ft)	40

**2.4.6. GUN BARREL.** Estos recipientes operan con una relación 1:1 agua-petróleo. La emulsión ingresa al área de desgasificación, donde hay liberación del gas remanente a través de un sistema de venteo.

La fase líquida entra a una zona de lavado a través de un distribuidor, que se encarga de homogenizar la emulsión para aumentar el área de contacto entre el agua de lavado y la emulsión, favoreciendo la coalescencia. La emulsión fluye a través del agua siguiendo la trayectoria de los deflectores internos que permiten incrementar el tiempo de residencia. El petróleo por ser menos denso que el agua, asciende<sup>6</sup>.

En la Estación Caracara se encuentran dos (2) de estos equipos de deshidratación, el GB-2102 A/B, los cuales operan a una temperatura de 184.6 °F, tal como se muestra en la **Tabla 7**.

**Tabla 7.** Dimensiones de los Gun Barrel

Gun Barrel	GB-2102 B	GB-2102 A
Capacidad (Bbl)	5000	3230
Diámetro (ft)	35	20
Altura (ft)	30	27,5

En la **Figura 10**, se observa el Surge Tank (GB-2100) y los Gun Barrels (GB-2102 A/B) descritos anteriormente.

<sup>6</sup> MAEFISI, Shirley. Deshidratación de Crudo, principios y tecnología. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela. 2004. p.27

**Figura 9.** Surge Tank GB-2100 y Gun Barrel GB-2102 A/B.



**2.4.7. TANQUES DE ALMACENAMIENTO.** Son aquellos recipientes que se utilizan para depositar crudos, productos y otros líquidos, la estación caracara cuenta con tres tanques los tk-2400 a/b/c. ver Tabla 8. En ellos, el crudo deshidratado de los gun barrels es llevado por gravedad. Los tanques están constituidos por una cáscara de acero cilíndrica con un techo fijo equipados con válvulas de venteo y de vacío, las cuales cumplen el propósito de nivelar las presiones dentro del tanque<sup>7</sup>, como se muestra en la Figura 10.

**Tabla 8.** Dimensiones de los Tanques de Almacenamiento

Tanque de Almacenamiento de crudo	TK-2400 A/B/C
Capacidad (Bbl)	10200
Diámetro (ft)	55
Altura (ft)	24

<sup>7</sup> LOPEZ M, Ramon A. Actualización del módulo óleo del sistema centinela aplicando la norma api para el cálculo de cantidades de petróleo, en los tanques de almacenamiento presentes en los patios de tanques y terminales de embarque del oriente de Venezuela. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Venezuela. 2011. p. 25-29.

**Figura 10.** Tanques de Almacenamiento.



**2.4.8. SEPARADOR DE PRUEBA.** Este equipo se encarga recibe el crudo cuando se realiza pruebas de pozo, el crudo se calienta en el intercambiador he-2104 hasta 120-130°f. Ver Tabla 9.

Cuenta con válvulas de control de nivel de crudo y de agua; y válvula de control de presión. el equipo posee dos (2) válvulas de seguridad, la presión del gas a la salida aguas abajo del plato de orificio es de 50 psig a una temperatura de 107°f.

**Tabla 9.** Parámetros de Operación y diseño del Separador de Prueba.

Separador de Prueba	V-2101
Capacidad (BPD)	4500
Presión de diseño (psig)	125
Presión de operación (psig)	85
Temperatura de diseño (°F)	250
Temperatura de operación (°F)	145
Díámetro (ft)	48
Altura (ft)	16

**Figura 11.** Separador de Prueba.



**2.4.9. KNOCK OUT DRUM.** El knock out drum (kod) es un separador horizontal diseñado para amplios flujos, el tamaño del mismo está basado en el flujo de los líquidos y vapores que ingresan en él, maneja un diámetro de gota de entre 150 hasta 600 micrometros.

Requiere un indicador de nivel y alarmas para detectar la acumulación de líquidos en el recipiente, éste opera actualmente a 104°F y una presión de 3 psig<sup>8</sup>. En la **Tabla 10** se relacionan los parámetros operativos.

**Tabla 10.** Parámetros de Operación y diseño KOD

Knock Out Drum	V-2250
Diámetro (in)	48
Longitud (ft)	12
Temperatura de diseño (°F)	250
Presión de diseño (psig)	100
Temperatura de operación (°F)	170
Presión de de operación (psig)	<3

<sup>8</sup> PARRY, Cyril F. Relief Systems Handbook. Eastbourne, Inglaterra.1992. p.69.

**Figura 12.** Knock Out Drum



**2.4.10. TEA.** Este equipo es empleado para la quema de gas, Figura 13. La tea mantiene activa una llama por medio de gas, chispa, oxígeno y sensores de temperatura, encargados de encender el sistema cuando la temperatura este baja. El encendido de la tea que se encuentra en la Estación Caracara Sur es de tipo eléctrico. En la Tabla 11 se relacionan las especificaciones de la tea operando a flujo normal y con flujo de contingencia.

**Tabla 11.** Dimensiones de la Tea.

CONDICIONES DE DISEÑO	NORMAL	CONTINGENCIA
Capacidad Total (MMSCFD)	1.114	3.325
Temperatura de Flujo Operación (°F)	117/167	79/129
Poder Calórico (BTU/SCF)	900.6	859.1
Presión de entrada en la parte inferior del Equipo (psig)	0.3-1.5	0.3-1.5
Diámetro de la Tea (in)	6	
Longitud Total (ft)	56.88	
Presión Total Drop (psig)	0.15	0.64
Radiación (Btu/h* ft <sup>2</sup> ) @ 85ft	97.72	336.62

**Figura 13.** Tea Estación Caracara Sur



**2.4.11. CALDERAS.** Es una maquina diseñado para generar vapor. el vapor producido es dado a través de la transferencia de calor a presión constante, el fluido en estado líquido se calienta y cambia de fase a vapor saturado. Las calderas de pueden clasificar en acuatubulares y pirotubulares. En la Estación Caracara Sur se cuenta con caldera pirotubulares, ver la Figura 14, en ellas, los gases calientes pasan por el interior de los tubos, los cuales se hallan rodeados de agua. a continuación sus características principales, en la Tabla 12.

**Tabla 12.** Características de las Calderas de Vapor.

CALDERA DE VAPOR	B-2000A
Tipo	Pirotubular Horizontal
Capacidad	1000 BHP-34500 lb/h @ 212°F
Presión de Operación (psig)	75
Presión de Diseño (psig)	150
Temperatura de Diseño (°F)	365,6
Temperatura de Operación (°F)	320,3
Potencia (HP)	40
Presión de Descarga (psi)	0,47

**Figura 14.** Calderas Piro-tubulares de la Estación Caracara Sur.




## 2.5. CARACTERIZACIÓN DEL GAS DE PRODUCCIÓN

El gas natural del en la estación Caracara es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor proporción está constituida por metano de un 83% y en menor proporción propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesado, que generalmente está compuesta por impurezas como gas carbónico y nitrógeno. De acuerdo a la caracterización este gas, no puede ser comercializado ya que la mayoría de los parámetros establecidos por el RUT están fuera del rango.


En la **Figura 15**, se presenta la cromatografía del gas presente en la Estación Caracara Sur.

Figura 15. Cromatografía Gas.



**REPORTE DE RESULTADOS DE LABORATORIO No. GEP-0447-15**

Bogota D.C., Octubre 27 de 2015 Pagina 1 de 2

DATOS DEL CLIENTE		IDENTIFICACION DE LA MUESTRA			
CEPSA COLOMBIA S.A. ROCIO CORREDOR BAUTISTA CALLE 113 No. 7-8 PISO 15 6583900 carmenrociocorredor@cepsa.com		PRODUCTO/MATRIZ: GAS MUESTREO A CARGO DE: ANTEK S.A.S. PROCEDIMIENTO DE MUESTREO: N.A. PLAN DE MUESTREO ANTEK No.: 3839 IDENTIFICACION DE MONITOREO: N.E. NUMERO TOTAL DE MUESTRAS: 1 LUGAR DE MUESTREO: CARACARA - SUR TIPO DE MUESTREO: PUNTUAL			
FECHA DE MUESTREO: 2015-10-21		FECHA DE RECEPCION DE MUESTRAS: 2015-10-26	FECHA DE ANALISIS: 2015-10-23 AL 2015-10-27		

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	METODO	SALIDA GAS KNOCKOUT DRUM
N - METANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	83,324
N - ETANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,847
N - PROPANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,189
ISO - BUTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,348
N - BUTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,197
NEO - PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,011
ISO - PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	1,007
N - PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,550
N - HEXANO (+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	2,429
N - HEPTANO (+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	2,058
N - OCTANO (+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	1,247
N - NONANO (+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,222
N - DECANO (+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,011
DIOXIDO DE CARBONO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	7,560
NITROGENO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	0,000


N.E. : NO ESTABLECIDO N.A. : NO APLICA

**OBSERVACIONES:**

RESULTADOS VALIDOS UNICAMENTE PARA LA(S) MUESTRA(S) ANALIZADA(S) - PROHIBIDA LA REPRODUCCION PARCIAL DE ESTE INFORME SIN AUTORIZACION ESCRITA DEL LABORATORIO

**AUTORIZO**

**Cristian Gonzalez Bedoya I.P**  
 Direccion Laboratorio de Petroleos



Calle 25B No. 85B - 54. Bogota, D.C. - Colombia. PBX (57) 1 - 295 2333  
 anteksa@anteksa.com - reportes@anteksa.com - www.anteksa.com

RT-6.16-48 V.2



REPORTE DE RESULTADOS DE LABORATORIO No. GEP-0447-15

Bogota D.C., Octubre 27 de 2015

Página 2 de 2

DATOS DEL CLIENTE	IDENTIFICACION DE LA MUESTRA
CEPISA COLOMBIA S.A. ROCIO CORREDOR BAUTISTA CALLE 113 No. 7-9 PISO 15 6583900 carmenrocio.corredor@cepisa.com	PRODUCTO/MATRIZ: GAS MUESTREO A CARGO DE: ANTEK S.A.S. PROCEDIMIENTO DE MUESTREO: N.A. PLAN DE MUESTREO ANTEK No.: 3539 IDENTIFICACION DE MONITOREO: N.E. NUMERO TOTAL DE MUESTRAS: 1 LUGAR DE MUESTREO: CARACARA - SUR TIPO DE MUESTREO: PUNTUAL
FECHA DE MUESTREO: 2015-10-21	FECHA DE RECEPCION DE MUESTRAS: 2015-10-26
FECHA DE ANALISIS: 2015-10-23 AL 2015-10-27	

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	METODO	SALIDA GAS KNOCKOUT DRUM
OXIGENO	% O2	CROMATOGRAFIA DE GASES - FID / TCD	ASTM D1945	ANTEK 144395
GRAVEDAD ESPECIFICA	(Air=1 @ 14.73 psia & 60F)	CALCULO		0,8438
PESO MOLAR	g/gmol	CALCULO	ASTM D1945	24,36
DENSIDAD GAS IDEAL	kg/m3 @ 14.65 psia, 60F	CALCULO		1,0284
VALOR CALORIFICO IDEAL BRUTO	BTU/l3 @ 14.65 psia, 60F	CALCULO		1273
VALOR CALORIFICO IDEAL NETO	BTU/l3 @ 14.65 psia, 60F	CALCULO		1147
PRESION PSEUDO CRITICA	psia	CALCULO		675
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA	Rankine	CALCULO		408
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS	(@ 14.65 psia & 60F)	CALCULO		0,9008
HUMEDAD	mg/m3	COLORIMETRICO	TUBO DRAGER	880
H2S	ppm	COLORIMETRICO	TUBO DRAGER	50

N.E. : NO ESTABLECIDO N.A. : NO APLICA

OBSERVACIONES:

RESULTADOS VALIDOS UNICAMENTE PARA LA(S) MUESTRA(S) ANALIZADA(S) - PROHIBIDA LA REPRODUCCION PARCIAL DE ESTE INFORME SIN AUTORIZACION ESCRITA DEL LABORATORIO

ANTEK - REVOLUCIONANDO METODOS - SOLUCIONES ANALITICAS PARA LA INDUSTRIA

AUTORIZO

Cristian Gonzalez Bedoya I.P.  
 Direccion Laboratorio de Petroleos



FIN DE REPORTE DE RESULTADOS GEP-0447-15

Calle 25B No. 85B - 54. Bogota, D.C. - Colombia. PBX (57) 1 - 295 2333  
 anteksa@anteksa.com - reportes@anteksa.com - www.anteksa.com

RT-4.10-66 V.2

### 3. PRODUCCION Y QUEMA DE GAS EN LA ESTACION CARACARA SUR

Actualmente la Estación Caracara Sur recibe la producción de las Campos Caracara Sur A, Caraca Sur BC y Unuma tal como se mencionó. Sin embargo solamente los campos Caracara Sur A, Caraca Sur BC son los únicos que presentan gas en los fluidos de producción, que por efectos del tratamiento de los fluidos es necesario incrementar la temperatura (volatilización) generando gases secundarios que son recuperados y enviados al knock out drum para ser dirigidos a la tea para ser quemados en su totalidad.

Este gas tanto primario como secundario es manejado por el sistema de Tea para su disposición (quema en su totalidad), el cual es medido después del KOD con un medidor ultrasónico como punto de medición oficial de fiscalización del gas.

El comportamiento del gas producido de los campos Caracara Sur AE y Caracara Sur BC en el año 2015 y 2016 se muestra a continuación.

#### 3.1. PRODUCCION Y QUEMA DE GAS DIARIO Y MENSUAL (KPC).

La producción y quema total de los campos Caracara Sur BC y Caracara Sur A es aproximadamente 973.02 kpcd en promedio y mensualmente es en promedio 29106.15 kpcm, tal como se reporta en la **Tabla 13**. Sin embargo los datos reportados tienen cierta variabilidad ya que a partir del 2016 la operadora llevó a cabo cambios y modificaciones en las facilidades de superficie mejorando las condiciones operacionales del proceso para mitigar la quema de gas a la atmosfera.

**Tabla 13.** Producción y Quema Mensual (KPC)

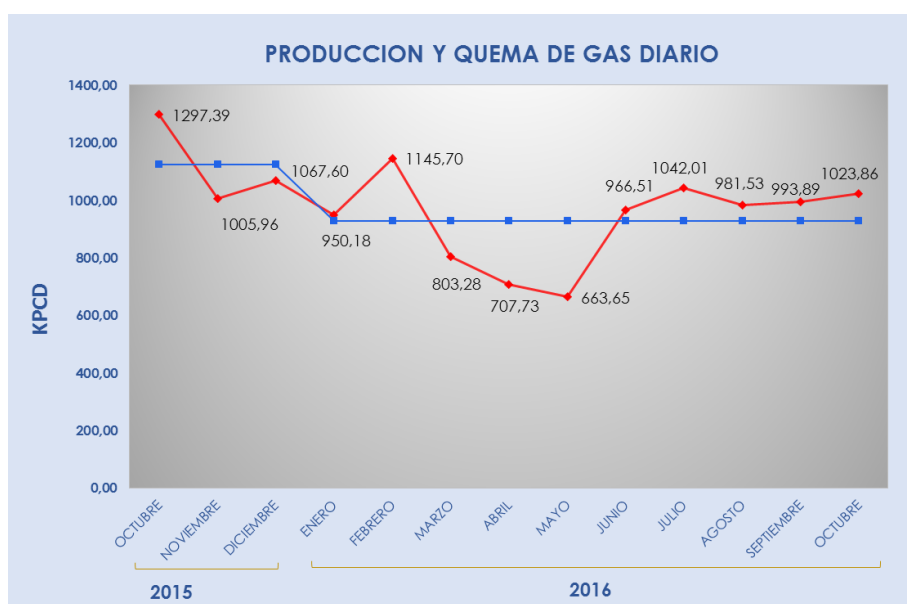
AÑO	MES	KPCD		KPCM		TOTAL KPCD	TOTAL KPCM	PROMEDIO KPCD	PROMEDIO KPCM
		Caracara Sur BC	Caracara Sur A	Caracara Sur BC	Caracara Sur A				
2015	OCTUBRE	511,55	785,84	15671,46	24170,57	1297,39	39842,03	1123,65	33759,89
	NOVIEMBRE	395,95	610,00	11630,99	18103,60	1005,96	29734,59	1123,65	33759,89
	DICIEMBRE	430,45	637,14	12315,81	19387,23	1067,60	31703,04	1123,65	33759,89
2016	ENERO	379,15	571,03	11593,78	17417,99	950,18	29011,77	927,83	27710,03
	FEBRERO	441,04	704,65	12727,75	19706,15	1145,70	32433,90	927,83	27710,03
	MARZO	305,40	497,88	9402,14	14889,17	803,28	24291,31	927,83	27710,03
	ABRIL	286,79	420,94	7078,88	12270,42	707,73	19349,30	927,83	27710,03
	MAYO	243,17	420,48	7397,13	12947,76	663,65	20344,89	927,83	27710,03
	JUNIO	317,58	648,93	9448,40	19288,14	966,51	28736,54	927,83	27710,03
	JULIO	347,27	694,74	10690,50	21200,49	1042,01	31890,99	927,83	27710,03
	AGOSTO	298,13	683,39	9259,63	21085,92	981,53	30345,55	927,83	27710,03
	SEPTIEMBRE	274,77	719,12	7944,71	21449,23	993,89	29393,94	927,83	27710,03
	OCTUBRE	267,88	755,99	8182,53	23119,58	1023,86	31302,11	927,83	27710,03

PROMEDIO DIARIO (KPCD)	973,02
PROMEDIO MENSUAL (KPCM)	29106,15

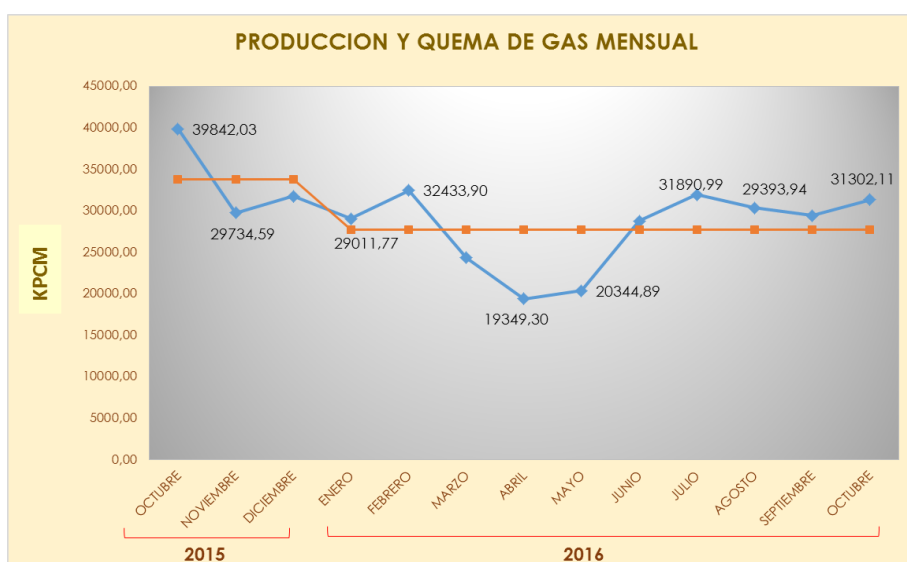
**Fuente.** ANH. Cepsa. Formas de Producción. 2015-2016.

Gráficamente se observa que las emisiones de gas durante algunos días en el mes alcanzan un máximo de 1297,39 kpcd. Teniendo en cuenta que si un millón de btu equivale a 1000 ft<sup>3</sup> de gas, que es lo que se requiere para generar 293 kwh, el gas que se está quemando en la estación caracara equivale a generar 380,135 kwh/día durante el mes. Sin embargo finalizando el año 2016 se tiene una disminución de un 20% de quema de gas, debido a los cambios operativos que el operador realizo para mitigar la emisión de este. Ver **Grafica 1** y **Grafica 2**.

**Grafica 1. Producción y Quema de Gas Día**



**Grafica 2. Producción y Quema de Gas Mensual**



#### 4. MARCO REGULATORIO

Hace tiempo que la industria petrolera pretende abandonar la quema de gas asociado al crudo extraído; esta polémica actividad, denominada combustión de gas en antorcha, ha disminuido en algunos sitios por esfuerzos de empresas y gobiernos, sin embargo, en otros ha aumentado (como en Rusia); por esta razón se tiene poca reducción de la cantidad total de gas que se quema en los pozos petroleros. Según la asociación mundial para la reducción de la quema de gas (GGFR), del banco mundial, cada año la industria quema el equivalente a un tercio del consumo de gas natural en Europa y emite a la atmósfera cerca de 400 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, que corresponden a 1.5% de las emisiones mundiales<sup>9</sup>.

Diversos obstáculos dificultan los esfuerzos por aprovechar el gas; por ejemplo, los pozos productores se localizan en sitios remotos, a grandes distancias de gasoductos o mercados el gas no se puede almacenar y transportar con la facilidad del petróleo y no siempre se puede reinyectar en el subsuelo; además, se puede demorar la construcción de gasoductos y de equipos colectores. Incluso si terminara la quema continua, la combustión de pequeñas cantidades de gas seguirá siendo necesaria por seguridad, como al aumento de descargar una presión excesiva.

Existen limitaciones para reducir la quema, sobre todo en países en desarrollo que carecen de infraestructura para usarlo y de un marco jurídico; ésta existe desde el inicio de la explotación, ya que el gas asociado al petróleo producido se consideraba como un recurso sin valor. La quema era y es la forma más barata y sencilla de eliminar gas por seguridad, sin embargo esta práctica presenta muchas críticas socio-ecológicas, ya que el metano siendo el componente principal del gas natural, es un gas de invernadero 21 veces más potente que el CO<sub>2</sub> originado por la quema, según la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Las principales emisiones atmosféricas provenientes de la quema de gas son el CO<sub>2</sub>, Metano, Etano, Butano, Propano, Hidrogeno, Helio y Argón Hidrocarburos Aromáticos Volátiles, Óxido de Nitrógeno, Dióxido de Sulfuro, Ozono, Monóxido de Carbono, Halones, CFCs<sup>10</sup>, los cuales aceleran el proceso de calentamiento global y afecta a la biodiversidad.

---

<sup>9</sup> Ramirez, G. La quema de gas asociado a la extracción de crudo y su impacto ambiental. Tesis. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, 2014.

<sup>10</sup> Bravo, E. Los Impactos de la Explotación Petrolera en Ecosistemas Tropicales y la Biodiversidad. Mayo 2007.

En zonas cercanas a las estaciones de separación, donde el gas se quema día y noche, se producen lluvias acidas con altos contenidos de hidrocarburos. En el agua de lluvia se ha encontrado hidrocarburos policiclos aromáticos, muy cancerígeno. Al llegar al suelo, contamina los cultivos y otras zonas. El hidróxido de sulfuro es un subproducto de la quema de gas y de la perforación. Este es un contaminante que puede ser muy toxico para la biodiversidad local.

La quema constante de gas, así como la actividad de bombas, motores, incineradores y otras instalaciones petroleras produce un incremento de temperatura en el área de influencia.

Es de saber que: “Desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, y es por primera vez a través de la Ley 10 de 1961, que se prohíbe de forma explícita su quema, posteriormente se ratifica mediante el decreto 1873 de 1973.”<sup>11</sup>

#### 4.1. ENTIDADES REGULATORIAS.

En Colombia hay entidades regulatorias que controlan y emiten resoluciones, basándose en aspectos normativos económicos, técnicos y ambientales para la no quema de gas en los campos<sup>12</sup>.

El Ministerio de Minas y Energía es el ente gubernamental más importante en el sector energético que establece las normas que deben ser acatadas por las empresas operadoras en el sector de hidrocarburos. Estas normas incluyen no sólo los procedimientos específicos para el cálculo de Reservas, sino también aquellos necesarios para el debido control de la información requerida por el estado y son de estricto cumplimiento, tanto en su contenido como en su forma<sup>13</sup>.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) fue establecida en 2003 como parte de la reforma del modelo regulador del sector energético colombiano, asumiendo el papel que anteriormente desempeñara la empresa energética del estado Ecopetrol. Sus funciones ahora incluyen la organización de las subastas de licencias de exploración a las empresas

---

<sup>11</sup> GUERRERO, Fernando. 2002. GAS NATURAL EN COLOMBIA - GAS e.s.p. *GAS NATURAL EN COLOMBIA*. Bogotá : Estudios gerenciales, 2002, pág. 123.

<sup>12</sup> Almanaque del Petróleo en Colombia [En línea], <<http://documents.mx/documents/almanaque-del-petroleo-en-colombia.html>>

<sup>13</sup> Ministerio de Minas y Energía. Resolución número 181495. Colombia. 2009.

petroleras y la recopilación de datos sísmicos, los que luego suministra a las compañías que participan en las rondas de subasta<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos. Circular No. 18. Colombia. Agosto 2014.

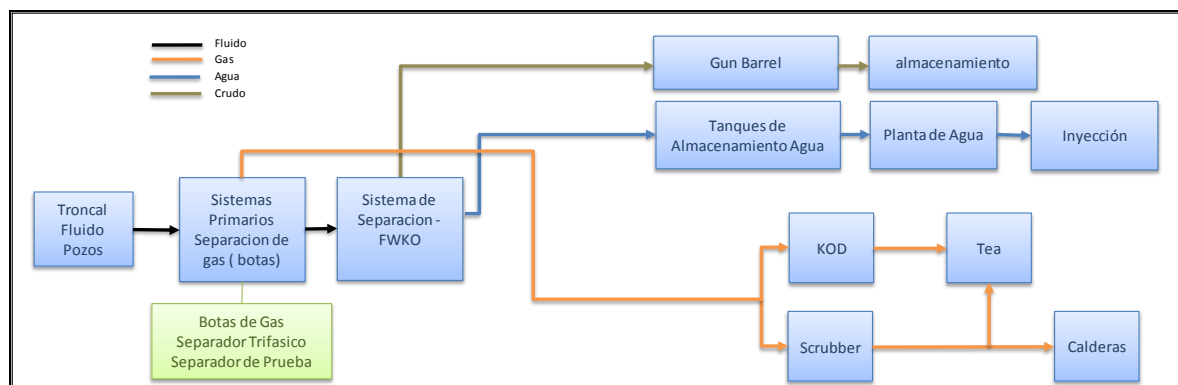
## 5. ALTERNATIVAS PARA EVITAR O MINIMIZAR LA QUEMA DE GAS EN LA ESTACIÓN CARACARA SUR

Continuamente las empresas petroleras plantean diferentes alternativas para disminuir la emisión de gases al medio ambiente, para este caso se revisaron varias alternativas como la inyección de gas, la comercialización y el reemplazo del crudo por el uso de gas como suministro de combustible en las calderas que hacen parte del proceso de tratamiento y deshidratación de los fluidos en la Estación Caracara Sur.

En cuanto a la inyección de gas el operador manifestó que no se consideraba técnicamente teniendo en cuenta que el crudo de estas formaciones es de grado API 21.8 y el soporte de presión que generaría la reinyección del gas, ya está dado por la presencia de un acuífero activo fuerte en la zona, de igual forma para la comercialización de este el volumen de producción de gas es bajo, no se cuenta con un punto cercano al sistema de interconexión de Gasoductos ni centros de consumo con los que se pueda generar un negocio rentable.

De acuerdo a lo anterior, la mejor alternativa es usar el gas como suministro de combustible para las calderas, tal como se muestra en el Diagrama de Flujo.

Diagrama de Flujo del Campo Caracara Sur.



### 5.1. SISTEMA DE COMBUSTIÓN SECUNDARIA “BIFUEL”

A continuación se describen algunas características y funciones de dos tipos de componentes bi-combustible, para ser adaptados a las calderas de la Estación Caracara, con el fin de implementar el gas producido como combustible secundario, y de esa forma suministrar la menor cantidad de crudo al equipo. La adaptación del sistema bifuel a las

calderas, será motivo de estudios técnicos y financieros tanto de las calderas como las dos alternativas que se exponen a continuación.

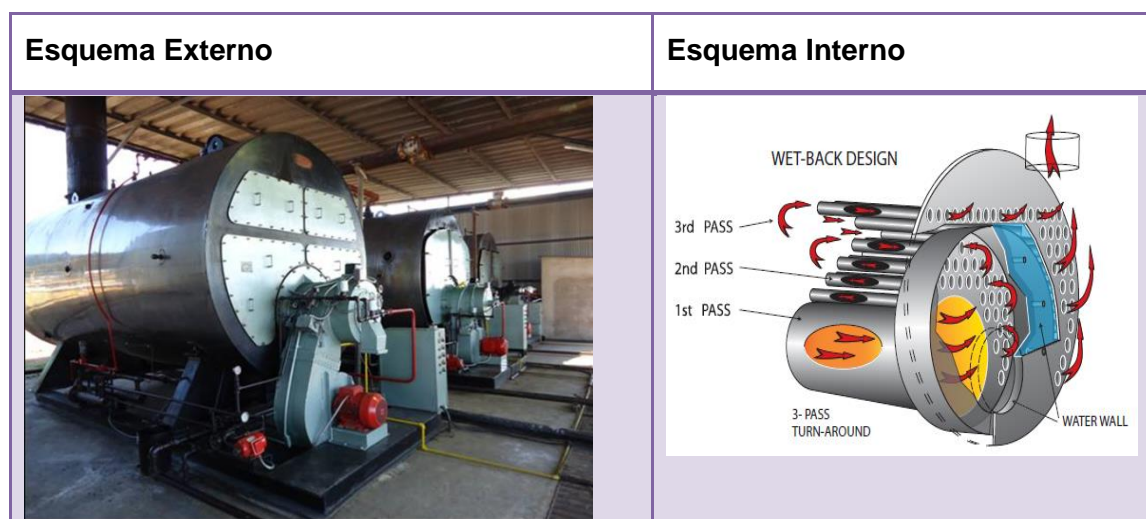
## 5.2. DESCRIPCIÓN DE LAS CALDERAS EN LAS ESTACIONES

En la Estación Caracara Sur el sistema de generación de vapor, está integrado por calderas Serie 400, Marca Hurst B; de las cuales dos se encuentran en operación (B-2000 y B-2000C) y una en stand by (B-2000B) con su correspondiente sistema de tratamiento de gases.

Una vez el agua de alimentación ha sido suavizada, desairada y tratada con agentes químicos, se inyecta a la caldera por medio del sistema de bombeo a una presión mayor que la de trabajo, con el fin de aumentar su energía térmica.

Cuando la caldera y la torre lavadora han encendido, la intervención de los transmisores de presión (PT-2045A/B) localizados en los ductos de entrada de los lavadores de gases, envían señales 4-20 mA para modular la apertura del dámper de succión del ventilador de tiro inducido de la torre. Este lazo de control permite mantener el adecuado flujo y presión de los gases de combustión desde la salida de la caldera, pasando por la torre lavadora, ductos y chimenea. En la **Figura 16**, se observan las características de las calderas instaladas en la Estación.

**Figura 16.** Esquema externo e interno de las Calderas en Estación Caracara Sur.



**Fuente.** HURST BOILERS. Boiler Serie 400. En Línea: [www.hurtsboiler.com](http://www.hurtsboiler.com). [Consultado: 20 de abril de 2015].

### 5.3. PROCESO DE COMBUSTION SECUNDARIA.

El proceso de combustión bi-fuel varía en algunas características con respecto al ciclo diesel normal debido a las propiedades únicas del metano, la naturaleza homogénea de la mezcla aire-gas y la interacción del piloto diesel con la mezcla.

Estos factores conducen a un proceso de combustión más rápida y un aumento pronunciado de la presión en el cilindro, en comparación con el ciclo normal de combustión diesel.

El Sistema Bi-Fuel emplea un esquema de control del gas suministrado a base de vacío, razón por la cual los cambios en el flujo de aire de combustión son proporcionales a la cantidad de gas suministrado al equipo.

El gas de alimentación al equipo llega a una presión próxima a la presión atmosférica, para ser dirigido al mezclador de aire-gas instalado aguas arriba de la entrada del turbocompresor y aguas abajo del filtro de aire. El mezclador se conecta al tren de gas por medio de una manguera flexible, que consiste en un filtro de gas, el regulador, la válvula de alimentación de gas y una válvula solenoide operada eléctricamente<sup>15</sup>.

La carga de aire-gas, al salir del mezclador sigue camino a través del sistema de refrigeración del turbocompresor y luego al colector de admisión, en este punto el gas es comprimido durante el ciclo de compresión, para ser distribuido en la cámara de combustión por medio de la válvula de alimentación. Debido a la alta temperatura de ignición de la mezcla aire-gas, no se producirá la ignición hasta que se activa el inyector de crudo, proporcionando la "chispa" necesaria para la combustión.

El tren de gas suministra el gas al equipo, de acuerdo a los diferenciales de presión que se presenten en el equipo, esto se consigue gracias al regulador ZG el cual controla la tasa de flujo.

### 5.4. SISTEMA DE COMBUSTIÓN SECUNDARIA

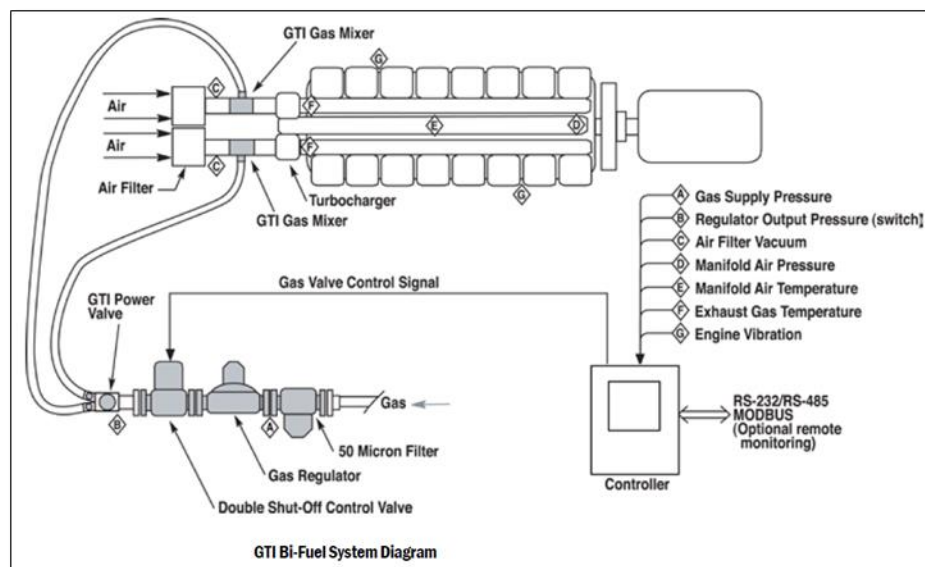
El Sistema Bi-fuel es una tecnología que permite la implementación de una mezcla de combustible líquido y gaseoso para el proceso de combustión, lo cual se realiza a partir de tecnología patentada que se instala al exterior del equipo, sin la necesidad de modificarlo en gran medida.

---

<sup>15</sup> ALTRONIC, GTI Bi-fuel. Bi-Fuel Technical Data. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml> [Consulta: Sábado, 29 de Enero de 2015]

El gas es suministrado al sistema por el método de fumigación, directamente a los cilindros a través del sistema de admisión de aire estándar, luego se enciende por un “piloto”, que actúa como fuente de ignición para la mezcla de aire-gas.

**Figura 17.** Componentes de un sistema Bi-fuel.



**Fuente.** ALTRONIC, GTI Bi-fuel. Bi-Fuel Operation & Installation. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml>.

La primer alternativa de estudio, presenta dos versiones, el sistema estándar tiene un regulador de flujo de gas y una versión opcional del sistema de control de gas dinámico (DGCS) que ajusta de forma independiente el flujo de gas natural, por medio de un sistema de control constituido por un sensor indicador KW el cual transmite una señal a una válvula de modulación de flujo de combustible, esta válvula se encuentra entre el regulador de presión de combustible y el mezclador, y su función principal es lograr un

porcentaje de sustitución de gas óptimo sobre la base de carga del combustible secundario.

En la **Figura 17**, se observan los componentes de un sistema bi-combustible estándar, en esta se identifican los principales elementos y su secuencia de instalación. En el presente capítulo se describirán las funciones y características principales de estos elementos.

La segunda alternativa se enfoca en la implementación de un quemador dual (observar la **Figura 18**), adaptado a la caldera, el cual permitirá la combustión del crudo y el gas directamente en el quemador, con algunas restricciones que se mencionaran en el siguiente apartado.

**Figura 18.** Quemador Dual adaptable a la caldera.



**Fuente.** CLEAVER BROOKS, Burners Commercial <<http://www.cleaver-brooks.com/Products-and-Solutions/Burners/Commercial-Burners/Index.aspx>>.

## 5.5. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS BI-COMBUSTIBLE

El sistema Bi-fuel que ofrece la compañía ALTRONIC<sup>16</sup>, se basa en la mezcla del gas con el aire, que ingresará por la línea de comburente a la caldera, a partir de la implementación de diferentes componentes en secuencia. Por el contrario, la empresa

<sup>16</sup> ALTRONIC, GTI Bi-Fuel. En Línea [<http://www.gti-altronic.com/>]

CLEAVER BROOKS<sup>17</sup>, ofrece un sistema dual, que conlleva a la adecuación de un quemador de combustión dual a la caldera.

**5.5.1. SISTEMA BI-FUEL ALTRONIC.** Implementa una tecnología de combustión dual basado en la adaptación de varios componentes como el panel de control, el tren de gas, el regulador zg, el mezclador aire/gas, filtro de gas y diferentes válvulas según el tipo de sistema elegido. A continuación se describen las características de los componentes mencionados.

**5.5.1.1. PANEL DE CONTROL.** La operación del Sistema Bi-Fuel es controlado por medio de un panel de control electrónico que monitorea e indica a través de una pantalla LCD, los parámetros del proceso, con la posibilidad de activar o desactivar el sistema bi-combustible según la demanda energética del equipo, tal como se observa en la Figura 19.

**Figura 19.** Panel de control electrónico de un Sistema Bi-Fuel



**Fuente:** ALTRONIC, GTI Bi-fuel. Bi-Fuel Operation & Installation. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml>.

<sup>17</sup> CLEAVER BROOKS, Commercial Burners. En Línea [http://www.cleaver-brooks.com/Products-and-Solutions/Burners/Commercial-Burners/Index.aspx]

**5.5.1.2. PARÁMETROS MONITOREADOS POR EL PANEL DE CONTROL.** Los parámetros nombrados a continuación, presentan valores límites registrados en el panel de control. La temperatura se mide por medio de termocuplas tipo “K”, la presión con transductor de presión y la vibración con transductor de vibración. Cuando estos parámetros son superados se cambia el modo de combustible<sup>18</sup>.

- Temperatura de los Gases de Escape.
- Temperatura en el Colector de Aire
- Presión en el Colector de Aire.
- Presión de Vacío en el Equipo.
- Vibración en el Equipo.
- Presión del Gas de suministro.
- Presión de salida del Regulador.

**5.5.1.3. TREN DE GAS.** El tren de gas, observado en la Figura 20, es un conjunto de componentes que garantizan la regulación y el control del suministro de gas al Sistema Bi-Fuel, está compuesto por un filtro de gas, un regulador de gas sin presión y una válvula solenoide de gas activada eléctricamente. El tren de gas está diseñado para aceptar la oferta de gas de baja presión en el rango de 1 a 5 psig (108.2-135.8kPa)<sup>19</sup>.

**Figura 20.** Tren de gas de un Sistema Bi-Fuel



**Fuente.** ALTRONIC, GTI Bi-fuel. Bi-Fuel Operation & Installation. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml>

<sup>18</sup> ALTRONIC, Bi-Fuel Powered. Installation & Operating Manual. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml> [Consulta: Sábado, 29 de Enero de 2015]. p 7.

<sup>19</sup> Ibid. p 4

**5.5.1.4. FILTRO DE GAS.** El filtro de gas está diseñado para proteger el tren de gas de partículas contaminantes que pueden estar presentes en la corriente de gas. Este elemento presenta un tamaño de poro de 50 micrones aproximadamente, soportado en un bastidor de acero inoxidable<sup>20</sup>.

**5.5.1.5. REGULADOR ZG.** El regulador ZG opera acorde a la presión diferencial entre el orificio de entrada y de salida a fin de mantener la presión de entrega de gas estable a través de un resorte de punto de referencia de presión ajustable y un resorte contador pre-cargado.

**5.5.1.6. VÁLVULA DUAL MODULAR SOLENOIDE.** La válvula modular dual es un elemento alimentado por corriente directa normalmente cerrada, la acción de apertura al sistema bi-combustible mantener la estabilidad del equipo durante la transición al modo Bi-Fuel, en el momento de desactivación, las dos etapas de la válvula se cierran instantáneamente, lo que resulta en transición inmediata al modo crudo 100% en el equipo.

**5.5.1.7. VÁLVULA DE ALIMENTACIÓN DE GAS.** El dispositivo mostrado en la Figura 21, permite un ajuste preciso del flujo de gas al equipo, trabajando en conjunto con el regulador ZG y el mezclador de aire con el fin de controlar la cantidad de gas suministrada al equipo para suplir una carga determinada del equipo.

**Figura 21.** Válvula de alimentación de gas para un Sistema Bi-Fuel



**Fuente:** ALTRONIC, GTI Bi-fuel. Bi-Fuel Operation & Installation. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml>

---

<sup>20</sup> Ibid. p 4

**5.5.1.8. VÁLVULA REGULADORA-FILTRO.** El Sistema Bi-Fuel, emplea un conjunto compuesto por válvula doble vía-regulador-filtro, ver Figura 22, que reemplaza el tren de gas en los sistemas pequeños, el cual regula, filtra y controla el flujo de gas al equipo.

**Figura 22.** Válvula reguladora-filtro para un Sistema Bi-Fuel.



**Fuente.** ALTRONIC, GTI Bi-fuel. Bi-Fuel Operation & Installation. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml>

**5.5.1.9. MEZCLADOR AIRE/ GAS.** El mezclador de aire-gas, observado en la Figura 23. Es un tubo venturi fijo que combina el aire de admisión al equipo con una cantidad apropiada de gas de pozo empleado como combustible secundario para el equipo. Este dispositivo está instalado aguas arriba de la entrada del turbocompresor y aguas abajo de la caja del filtro de aire del equipo.

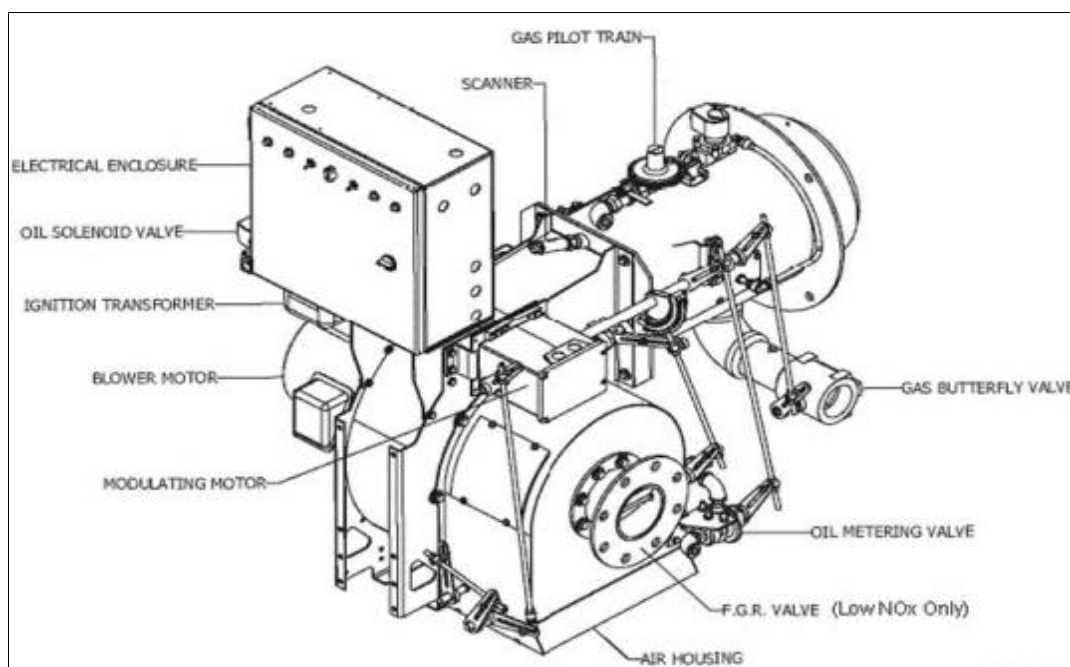
**Figura 23.** Mezclador aire/gas de un Sistema Bi-Fuel.



**Fuente:** ALTRONIC, GTI Bi-fuel. Bi-Fuel Operation & Installation. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml>

**5.5.2. QUEMADOR DUAL. CLAVER BROOKS<sup>21</sup>.** Ofrece los quemadores tipo CB PROFIRE V, ver Figura 24, diseñados para funcionar con gas y petróleo ligero. La combinación de combustibles se debe iniciar con el uso de aceite, debido a que este requiere mayor cantidad de aire de combustión que el gas natural. Luego de ajustar el quemador por la combustión de petróleo, este se reinicia y se ajusta al uso del gas natural como combustible secundario. Este procedimiento implica el equilibrio de la tasa de combustible de entrada contra el flujo del aire de combustión, según lo establecido inicialmente para el aceite.

**Figura 24.** Vista externa del Quemador Dual



**Fuente.** CLEAVER BROOKS, Operation & Maintenance Manual. [www.cleaver-brooks.com/.../FLX-150-1200-Operation-and-Maintenance](http://www.cleaver-brooks.com/.../FLX-150-1200-Operation-and-Maintenance).

#### 5.5.2.1. PASOS GENERALES PARA LA OPERACIÓN DEL QUEMADOR GAS-OIL:

- Gire el selector de combustible a la posición "OIL".

<sup>21</sup> CLEAVER BROOKS, Operation & Maintenance Manual. [www.cleaver-brooks.com/.../FLX-150-1200-Operation-and-Maintenance](http://www.cleaver-brooks.com/.../FLX-150-1200-Operation-and-Maintenance) [Consulta: Martes, 24 de Febrero de 2015]

- b. Gire el interruptor del quemador a la posición "ON".
- c. Después de que el sistema ha sido completamente ajustado para la quema de aceite, coloque el interruptor del quemador a "OFF" y coloque el interruptor selector de combustible a "GAS".
- d. Continúe con la puesta en marcha y ajustes.
- e. No altere los ajustes de aire establecidos por el petróleo.

Ahora bien, a continuación se exponen las características y el funcionamiento de los dispositivos que componen el quemador de combustión dual.

**5.5.2.2. PANEL DE CONTROL.** Este componente se puede encontrar integral o remoto al quemador, con diferentes dispositivos de programación como el control de llama, relés del motor, interruptores y otros que se mencionan a continuación<sup>22</sup>.

- Interruptor On-Off del quemador
- Interruptor de Selección de Combustible Gas-off-Oil
- Interruptor de Control: protege el sistema contra la sobretensión, (15 A).
- Interruptor de control modular Auto-Manual: automático a demanda de potencia.
- Control modular manual: permite variación de velocidad de disparo.
- Lámparas de Señal: según el color indica la variación de los circuitos, transformadores, posición de válvulas y sistema de protección.
- Encendido del Transformador: proporciona alta tensión de chispa para la ignición del piloto de gas.
- Modulación del Motor: es un sistema de conexión utilizado para ajustar la relación de flujo aire-combustible en todas las condiciones de carga.

**5.5.2.3. CONTROLADOR DE LLAMA.** Este dispositivo controla la secuencia de funcionamiento del sistema de combustión (pre-purga, piloto, tiro, y el apagado), además incorpora un detector de llama con el fin de apagar el quemador en caso de fallo de llama principal.

**5.5.2.4. SISTEMA DE MANEJO DE AIRE DE COMBUSTIÓN.** Este sistema se compone de varios dispositivos que en conjunto controlan el flujo de comburente, con el fin de garantizar una combustión completa, los componentes mencionados son<sup>23</sup>:

- **Motor y Ventilador:** acciona el impulsor centrífugo para suministro de aire.
- **Regulador de Volumen de Aire:** las compuertas de aire son accionadas por un motor.

---

<sup>22</sup> CLEAVER BROOKS. PROFIRE V/LNV. Bruner Licht Oil, Gas, or Combination, Installation Operation Maintenance. Febrero de 2014. En línea. [www.cleaver-brooks.com]. p 1-2.

<sup>23</sup> Ibid. 1-4

- **Interruptor de Aire:** Dispositivo sensible al diferencial de presión de aire creado por un ventilador.
- **Difusor:** su función es estabilizar el flujo de aire en el frente de llama.

**5.5.2.5. SISTEMA DE CRUDO.** Los componentes que se mencionaran permitirán que la presión del combustible actúe como atomizador de alta presión en el quemador.

- **Unidad de Combustible:** esta unidad debe instalarse con un tubo de succión y una línea de retorno.
- **Boquilla:** instrumento que permite la entrega de aceite a una presión y velocidad específica, siguiendo un patrón de aspersión.
- **Adaptador de Boquilla:** proporciona los medios para conectar las líneas de combustible con la boquilla.
- **Válvula Solenoide:** Válvula con dos (2) posiciones normalmente cerrado (NC) con un cierre positivo de combustible, y una (1) posición normalmente abierta, que busca regular el ciclo del quemador.
- **Válvula de medición:** Válvula de dosificación ajustable en la línea de retorno.
- **Filtro de Aceite:** componente empleado para controlar la entrada de material extraño al sistema de aceite del quemador.

**5.5.2.6. SISTEMA DE IGNICIÓN.** El modelo de gas-oil combinado descrito, se enciende por sistema de ignición de gas, donde el piloto estándar del tren de gas consiste en una llave manual de cierre, un regulador de presión de gas, y una válvula solenoide de cierre de gas.

**5.5.2.7. SISTEMA DE MANEJO DE GAS.** Dependiendo de los requisitos de la autoridad reguladora, el sistema de control de gas puede consistir en algunos, o todos, de los siguientes elementos:

- **Válvula volumétrica de Gas:** Esta es una válvula tipo mariposa, que controla la tasa de flujo de gas desde el motor modular.
- **Válvulas de Gas principales:** El accionamiento eléctrico de la válvula de cierre de seguridad se abre para admitir gas al quemador.
- **Regulador principal de Gas:** Regula la presión del tren de gas en el colector del quemador.
- **Llave principal de Gas:** empleado para la desconexión manual de la alimentación de gas aguas arriba del regulador de presión. Una segunda llave de paso aguas abajo, proporciona un medio de prueba para fugas.
- **Interruptor de alta presión de Gas:** Este es accionado cuando la presión del gas sobrepasa un valor seleccionado, al abrir los contactos del interruptor causando el cierre de la válvula.

- **Interruptor de baja presión de Gas:** en el caso de ocurrir una caída de presión por debajo del valor establecido, los contactos del interruptor se abrirán, causando el cierre de la válvula principal.

## 5.6. COMPATIBILIDAD DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES PARA UN SISTEMA BI-FUEL

El Sistema Bi-Fuel es compatible con los combustibles derivados del metano como el gas natural, el gas en boca de pozo, gases de vertedero y el gas digestor. Gases de hidrocarburos en su estado puro, tales como propano y butano no son compatibles con la operación bi-combustible, debido a que estos combustibles presentan características desfavorables para el proceso de combustión.

Sin embargo, la calidad del gas y la composición del combustible secundario son factores críticos que determinarán la cantidad de combustible primario requerido, la capacidad calorífica que aporte el gas al proceso de combustión, la tasa de sustitución de gas y el rendimiento del equipo<sup>24</sup>. Idealmente, la tubería de gas suministrado tendrá una alta concentración de metano y una baja concentración global de gases de hidrocarburos más pesados, tal como se indica en la **Tabla 14**.

**Tabla 14.** Composición en % volumen del gas ideal requerido en el Sistema Bi-Fuel.

Composición en % volumen del gas ideal requerido en el Sistema Bi-Fuel					
Metano	Etano	Propano	Butano	Nitrógeno	Carbono
97,09	0,88	0,26	0,09	1,41	0,12

## 5.7. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y ECONÓMICAS REQUERIDAS EN EL PROCESO DE COMBUSTIÓN.

Según los reportes de producción de la Estación, el flujo de gas hacia tea ha excedido los límites establecidos por la entidad reguladora (ANH), en relación a las partículas y gases que se generan por la combustión incompleta, que contribuyen a la contaminación del ambiente. Razón por la cual este informe analiza la implementación energética de este fluido en un proceso alternativo a la separación principal, identificando las condiciones del gas de tea, redireccionándose a la caldera. Una vez identificadas las características de los posibles equipos requeridos para adaptar la caldera a un proceso de combustión, en la **Tabla 15 y 16** se exponen las ventajas y desventajas de los sistemas según los siguientes criterios de selección.

<sup>24</sup> ALTRONIC. Op cit. p 3.

- La composición del gas de distribución debe contener mínimo porcentaje molar de presencia CO<sub>2</sub>.
- La emisión de Gas de tea ambientalmente debe estar en especificaciones.
- Condiciones de presión, temperatura y flujo de gas proporcionado al sistema de generación de vapor.
- Costos de inversión, reposición y mantenimiento en equipos y accesorios.
- Requisitos de mantenimiento y cambio de componentes.

**Tabla 15.** Ventajas de los sistemas bi-combustible.

<b>VENTAJAS</b>	
<b>SISTEMA BI-FUEL</b>	<b>QUEMADOR DUAL</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>· Los componentes del sistema son móviles, razón por la que el mantenimiento requiere menor tiempo y el cambio de componentes es fácil.</li> <li>· Permite medir la presión y el flujo volumétrico del gas en estudio.</li> <li>· A la caldera entra un gas más limpio, por filtros instalados, disminuyendo el particulado que se acumula en la caldera.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· No requiere que el gas en uso sea completamente libre de material particulado y otros contaminantes.</li> <li>· No se demanda la premezcla del gas con el aire, disminuyendo su poder calorífico.</li> <li>· El flujo de gas que sale de KO DRum, es el mismo que se dirige a caldera.</li> <li>· Es un solo equipo que se adapta a la caldera, con pocos accesorios.</li> <li>· Su costo es menor en comparación con el sistema bi-fuel.</li> </ul>

**Tabla 16.** Desventajas de los sistemas bi-combustible.

DESVENTAJAS	
SISTEMA BI-FUEL	QUEMADOR DUAL
<ul style="list-style-type: none"> <li>· El gas en uso debe ser limpio, debido a que tiene un filtro que se puede tapan por material particulado.</li> <li>· Si el gas presenta más del 0,01% de H<sub>2</sub>S, este requiere de tratamiento previo.</li> <li>· El sistema no le proporciona al gas la presión de entrada requerida en la caldera.</li> <li>· El sistema presenta mayor cantidad de componentes, por lo es más costoso.</li> <li>· El flujo de gas disminuye al ser mezclado con el comburente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>· El sistema no le proporciona al gas la presión de entrada requerida en la caldera.</li> <li>· Requiere de mantenimientos preventivos regulares.</li> <li>· El cambio de dispositivos se hace más dispendioso, debido a que el equipo esta ensamblado en una sola unidad.</li> </ul>

De acuerdo al cumplimiento de los criterios mencionados, se propone la implementación del quemador dual en la caldera, conforme las ventajas expuestas en la **Tabla 15**.

## 5.8. EVALUACIÓN DEL PROCESO PROPUESTO.

La implementación del quemador dual en el sistema propuesto, para la combustión del gas en las calderas de la estación; parte del hecho que este gas no cumple con la mayoría de los parámetros establecidos por el RUT<sup>25</sup>, para la venta de gas, tal como se observa en la **Tabla 17**; y por consideración de Cepsa, no es económicamente rentable realizar un tratamiento a causa del bajo flujo que se produce de este fluido.

<sup>25</sup> ECOPETROL. RUT. En Línea.

**Tabla 17.** Análisis de los parámetros de calidad del gas de la Estación Caracara Sur

ESPECIFICACIÓN	RUT	GAS CARACARA	ANALISIS
Poder Calorífico Bruto	1150-950 BTU/ft <sup>3</sup>	1273 BTU/ft <sup>3</sup>	No Cumple
Contenido de Líquidos	Libre de Líquidos	Líquidos condensables	No Cumple
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	50 mg/m <sup>3</sup>	No Cumple
Contenido CO <sub>2</sub> , % volumen	2	7.56	No Cumple
Contenido N <sub>2</sub> , % volumen	3	0	No Cumple
Contenido inertes máximo, % volumen	5	11,63	No Cumple
Contenido máximo de vapor de agua	6 Lb/MPCS	1,87 Lb/MPCS	Cumple
Temperatura de Entrega máximo.	40-120 °F	120 °F	Cumple

Una vez, se determina con la empresa que el gas producido debe ser quemado en caldera bajo las premisas anteriormente mencionadas, se identifica los parámetros operacionales de la caldera, con el fin de reconocer si el gas de salida del KO Drum, cumple con estos requerimientos, (Ver **Tabla 18**).

**Tabla 18.** Condiciones del gas producido y requerimientos de caldera.

PARAMETROS	CARACTERISTICAS DEL GAS DE SALIDA EN KOD	CONDICIONES DE ENTRADA A LA CALDERA
Presión (psig)	0,92	18
Temperatura (°F)	159	159

En la **Tabla 18** se observa que el gas producido no cumple con el requerimiento de presión de las calderas de la estación, por lo tanto se recomienda el uso de un compresor, el cual se selecciona de acuerdo a cotizaciones e información técnica entregada por el proveedor.

Otro punto a evaluar se basa en determinar si el gas producido por día, cumple con la demanda energética de la caldera y si el hecho de emplear dos tipos de combustible en el equipo repercute en la eficiencia de generación de vapor.

**5.8.1. EVALUACIÓN ENERGÉTICA DEL PROCESO DE COMBUSTIÓN.** Mediante un análisis termodinámico es posible determinar cuál es el quemador que satisface los requerimientos de la caldera para la quema del gas de la estación y la producción de vapor de agua, que será llevada a los intercambiadores de calor de la estación. Para ello, es necesario encontrar el calor total, la cantidad de combustible y de aire para que se lleve a cabo la reacción de combustión dentro del equipo.

El calor total de entrada al proceso y que será suministrado por la combustión hallado a través de la **Ecuación 1**<sup>26</sup>, es determinado por los requerimientos de calor del vapor de salida de la caldera, el calor que se pierde por convección natural a los alrededores y el calor generado por los subproductos en forma gaseosa. Se asume un cinco (5%) de pérdidas por convección y 10% de pérdidas por los gases.

**Ecuación 1.** Calor total de combustión

$$Q_{Total} = Q_{Útil} + Q_{Pérdidas} + Q_{Gases}$$

Donde;

$$Q_{Útil} = Q_{sensible} + Q_{latente}, \text{ Btu/h}$$

Teniendo en cuenta que no se conoce el calor que se pierde desde la superficie de la caldera hacia el ambiente, éste puede ser calculado mediante la **Ecuación 2**<sup>27</sup>, a través de la estimación de la eficiencia (85%).

**Ecuación 2.** Calor total de combustión

$$\eta = \frac{Q_{Útil}}{Q_{Total}}$$

<sup>26</sup> **Fuente.**IGUARAN, O. MARTINEZ, D. Diseño y construcción de una minicaldera pirotubular para el laboratorio de transferencia de calor. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia. 2008. p. 15

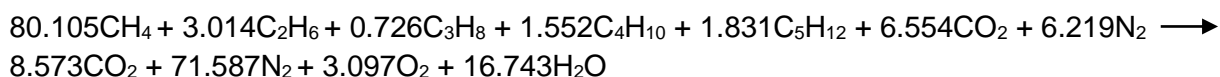
<sup>27</sup> **Fuente:** IGUARAN, O. MARTINEZ, D. Diseño y construcción de una minicaldera pirotubular para el laboratorio de transferencia de calor. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia. 2008. p. 16

Otro parámetro importante es la cantidad de gas como combustible dado en lb/h, el cual es encontrado a partir de la **Ecuación 3**<sup>28</sup>. Para ello, es necesario conocer el poder calorífico del gas (Btu/lb) y el calor total requerido por la caldera.

### Ecuación 3. Masa de combustible de entrada a la caldera

$$M_{combustible} = \frac{Q_{Total}}{Hv}$$

La relación de aire con respecto al de combustible es de 20% de exceso en condiciones normales, cuya composición se tomada como 21% de oxígeno y 79% de nitrógeno, dando como resultado la siguiente reacción en base molar:



El gas es normalizado teniendo en cuenta los componentes presentes en mayor proporción.

Una característica frecuentemente utilizada para cuantificar la cantidad de aire y combustible es la relación aire-combustible (AC), referente al cociente entre la cantidad de aire en la reacción y la cantidad de combustible y que se muestra en la **Ecuación 4**<sup>29</sup>. Esta razón de cambio está dada en base molar y con respecto a las masas moleculares del aire,  $M_{aire}$  y del combustible,  $M_{combustible}$ .

### Ecuación 4. Relación aire-combustible

$$AC = \frac{M_{aire}}{M_{combustible}}$$

<sup>28</sup> **Fuente:** IGUARAN, O. MARTINEZ, D. Diseño y construcción de una minicaldera pirotubular para el laboratorio de transferencia de calor. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia. 2008. p. 17

<sup>29</sup> **Fuente:** IGUARAN, O. MARTINEZ, D. Diseño y construcción de una minicaldera pirotubular para el laboratorio de transferencia de calor. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia. 2008. p. 19

Finalmente, se halla la masa de aire y de gases generados como subproductos de la reacción de combustión con la **Ecuación 5**<sup>30</sup> y **Ecuación 6**<sup>31</sup>. Los resultados del análisis termodinámico se presentan en la **Tabla 19**.

**Ecuación 4.** Masa de aire a la entrada de la caldera

$$m_{\text{aire}} = AC * m_{\text{combustible}}$$

**Ecuación 5.** Masa de gases a la entrada de la caldera

$$m_{\text{gases}} = m_{\text{aire}} + m_{\text{combustible}}$$

**Tabla 19.** Análisis termodinámico en la caldera

Presión de Operación (psig)	9
Poder Calorífico del Gas (Btu/ft <sup>3</sup> )	1089.5
Q útil (Btu/h)	44745354.8
Q total (Btu/h)	52641593.9
Q pérdidas (Btu/h)	7896239.09
Volumen de Combustible (ft <sup>3</sup> /día)	1.16E+06
Masa Combustible (lb/h)	3276.4
Masa de aire (lb/h)	4247.05
Masa de gases (lb/h)	5379.93

<sup>30</sup> **Fuente:** IGUARAN, O. MARTINEZ, D. Diseño y construcción de una minicaldera pirotubular para el laboratorio de transferencia de calor. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia. 2008. p. 19

<sup>31</sup> **Fuente:** IGUARAN, O. MARTINEZ, D. Diseño y construcción de una minicaldera pirotubular para el laboratorio de transferencia de calor. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia. 2008. p. 19

De acuerdo con los datos de producción y con un flujo normal de gas separado de 1338 KSCFD según el diseño actual de las facilidades, el 87% puede ser quemado en la caldera, mientras que el 13% restante será quemado en la tea.

De igual forma es posible afirmar que el volumen de crudo que actualmente ingresa a una caldera, 4.43 gal/min puede ser reemplazado en su totalidad por los 3276.4 lb/h de gas para obtener los 35267.75 lb/h de vapor requeridos. Sin embargo, es recomendable que el nuevo quemador de gas tenga la posibilidad de emplear el crudo como combustible de respaldo.

**5.8.1.1. QUEMADOR DUAL.** Los resultados termodinámicos calculados de la caldera, son los parámetros base para la adecuada selección del tipo de quemador dual, que se empleará en el proceso bicomcombustible. Razón por la cual, se indaga en el catálogo de productos de la empresa Cleaver Brooks, y a partir de los datos establecidos en la Tabla 17, se determina que el equipo requerido es el PROFIRE S1-462, cuyas características se encuentran consignadas en la Tabla 20.

**Tabla 20.** Características del Quemador Dual Seleccionado.

PARÁMETRO	QUEMADOR DUAL
Gas de entrada (MBH=Miles de BTU)	46200
Flujo de Crudo de entrada (gal/min)	330
BHP (80% eficiencia)	1100
Potencia del motor de ventilación (HP)	60
Potencia del motor de compresión (HP)	15
Diámetro estándar del ten de gas (in)	3
Presion de gas requerida (psi)	9

**Fuente.** CLEAVER BROOKS. Profire S1 SERIES. Technical Data Information Packet. p 4.

En la **Tabla 21**, se encuentra consignado un análisis de cumplimiento, de los principales parámetros establecidos para la selección correcta del equipo, a partir de lo cual se puede afirmar que las especificaciones de diseño de este equipo cumplen con los parámetros de proceso.

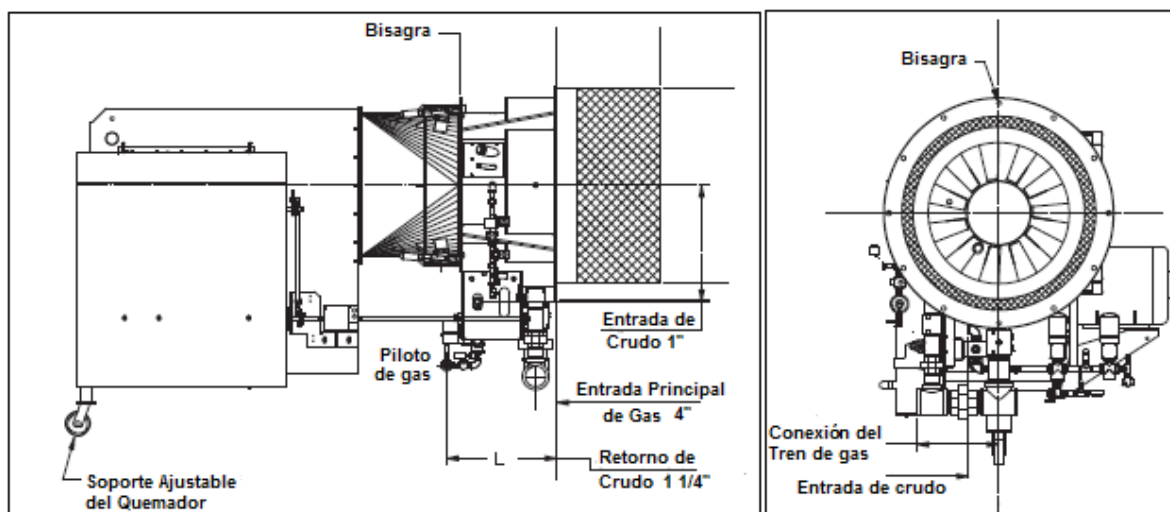
**Tabla 21.** Análisis del quemador dual seleccionado.

PARÁMETRO	QUEMADOR ACTUAL	QUEMADOR DUAL NUEVO	ANÁLISIS
Presión de gas requerida (psi)	9	9	Cumple
Flujo de Crudo de entrada (gal/min)	4,43	330	Cumple
BHP	1000	1100	Cumple
Gas de entrada (MBH=Miles de BTU)	0	46200	Cumple

Una vez seleccionado el quemador dual adaptable a nivel operacional al proceso de generación de vapor en la estación, a partir de la información técnica consignada se identificarán los principales componentes, sistemas de manejo de los combustibles implicados, y los pasos generales para operar este equipo.

La **Figura 25**, permite identificar las entradas de crudo y gas con sus respectivos diámetros de entrada, el retorno de crudo con un diámetro de 1 ¼ de pulgada, el piloto de gas y la conexión desde el tren de gas al quemados. Las tuberías de salida y entrada a este equipo, no serán objeto de análisis hidráulico, debido a que el diagrama esquematizado indica los diámetros de tubería requeridos para la adaptación del proceso de quema de gas en las calderas.

**Figura 25.** Vista Interna del Quemador Dual seleccionado.



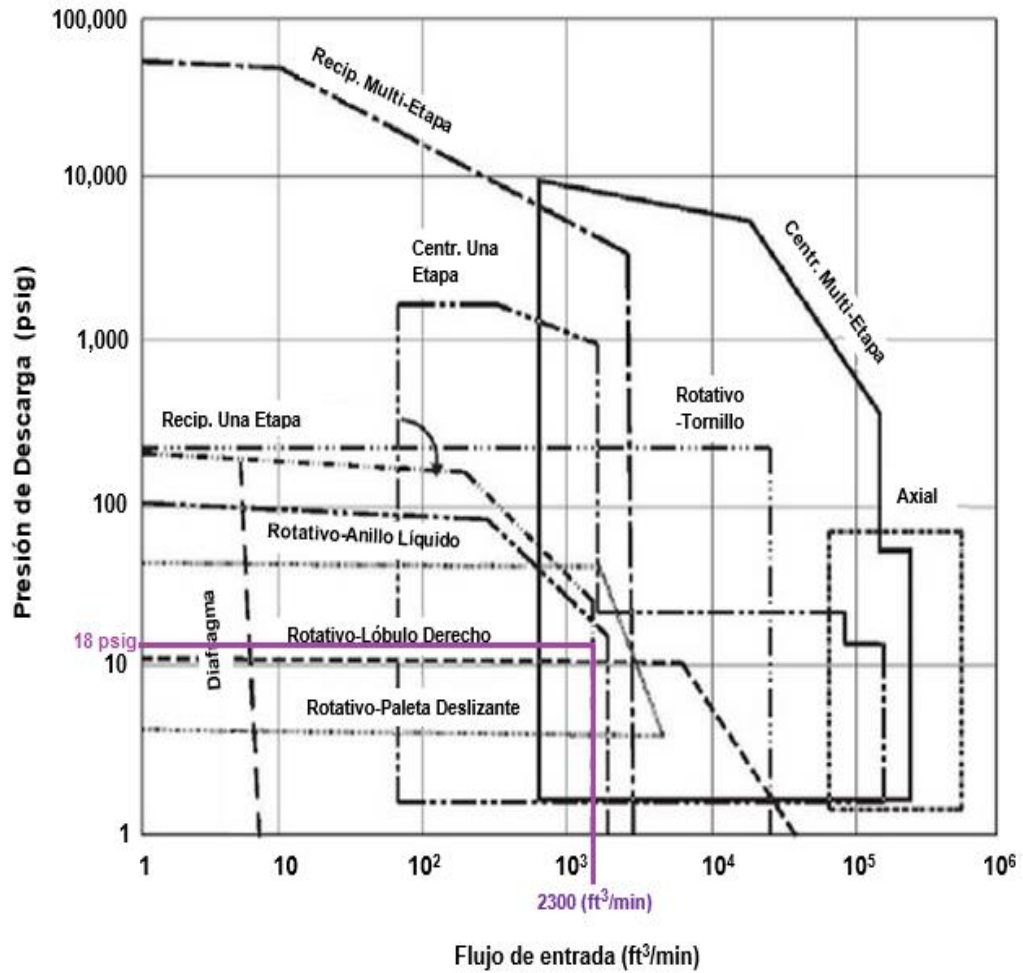
**Fuente.** CLEAVER BROOKS. Profire S1 SERIES. Technical Data Information Packet. p 5.

**5.8.1.2. COMPRESOR.** Una selección satisfactoria del compresor requiere del análisis de los parámetros de diseño del equipo, a partir de los cuales se especifican las ventajas específicas para la aplicación requerida. Entre los principales factores a considerar se encuentran:

- Velocidad de flujo.
- La Carga, presión de succión y descarga
- Consumo de potencia
- Requerimientos de mantenimiento y operación.
- Disponibilidad comercial del compresor y costo de instalación.
- Características del gas y del proceso.
- Numero de etapas, un compresor multi- etapas limita la elevación de temperatura del fluido.

Según el Engineering Data Book, los principales parámetros cualitativos para seleccionar el tipo de compresor a emplear, es el flujo volumétrico en función de la presión de descarga, tal como se muestra en la **Figura 26**, donde se observa en el eje de las ordenadas se identifica el punto de presión de descarga de 18 psig que es la presión de entrada de la caldera, hasta el flujo de contingencia de 2300 ft<sup>3</sup>/min, determinando que el compresor requerido es de tipo centrífugo de una sola etapa.

Figura 26. Diagrama para Selección de Compresores



Fuente. GPSA. Engineering Data Book. (GPSA Databook, Secc . 13)

Una vez, se identifica el tipo de compresor a emplear, en la base de datos del proveedor Drum, se selecciona el compresor: ECOAIR D25 para aplicaciones de aire y gas, el cual presenta las especificaciones de diseño presentadas en la **Tabla 22**.

**Tabla 22.** Especificaciones técnicas del compresor seleccionado.

PARÁMETRO	VALOR
Presión Máx. de Descarga (psig)	145
Flujo másico Máx. de entrada	528 lb/min
Potencia Requerida (kW)	18,5
Etapas	1
Gases Tratados	Todos los gases

**Fuente.** DRUM. Product Catalog. Compresores Centrífugos.2013

Finalmente, se compara la presión y el flujo de salida de salida del gas de KO Drum con los parámetros técnicos del compresor mencionado, con el propósito de identificar la funcionalidad para el proceso requerido, observando en la **Tabla 23**, que el compresor presenta las características requeridas.

**Tabla 23.** Análisis cumplimiento de requisitos del compresor seleccionado.

PARÁMETRO	COMPRESOR	GAS DE ENTRADA	ANALISIS
Presión Máx. de Succión (psig)	145	0.92	Cumple
Presión Máx. de Descarga (psig)	145	18	Cumple
Flujo másico Máx. de entrada (lb/min)	528	50	Cumple
Potencia Requerida (kW)	18.5	-	-
Etapas	1	-	Cumple
Gases Tratados	Todos los gases	Gas de Pozo	Cumple

## 6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Las facilidades de producción actuales de la Estación Caracara Sur fueron diseñadas en el año 2010 para la separación de fluido multifásico (agua, gas y crudo), sin embargo, se ha presentado un incremento de gas producto de nuevos pozos y generación de gas secundario en las facilidades debido al calentamiento y deshidratación de los fluidos, esto ha hecho que no sea posible el correcto manejo del gas.

Con base en lo anterior, se ha hecho necesario buscar alternativas para mitigar la emisión del gas en la Estación Caracara Sur, en donde se propone el uso de este a través del sistema de combustión secundaria en los generadores de vapor de la Estación, y de esta forma cumplir con la resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009 que establece “(...) **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 (...)*”, en el artículo 52<sup>32</sup>.

Una vez, se han establecido los cambios requeridos en el sistema de separación de gas y el estudio técnico para implementar este fluido en un proceso energético, se realiza un análisis de costos de inversión (CAPEX), que contempla la compra de equipos mecánicos como un compresor, el quemador dual de la caldera, tuberías, bombas, válvulas, accesorios e instrumentación; además, de incluir los costos por montaje electromecánico y de supervisión del proceso.

De igual forma, se realiza un análisis de costos de operación (OPEX), a partir del valor de producción de un barril en superficie o costo de levantamiento (Lifting Cost) y el costo de mantenimiento; y un análisis de ingresos.

Este proyecto se evaluará con la tasa interna de oportunidad (TIO) sugerida por Cepsa Colombia, del 10% efectivo anual; además, se maneja el dólar americano como unidad monetaria de valor constante, con un horizonte de tiempo de cinco (5) años. Finalmente, la evaluación financiera se realiza con base en el cálculo del indicador financiero, Valor Presente Neto (VPN).

---

<sup>32</sup> Resolución 181495 del 2 de Septiembre de 2009. [En línea] disponible en: <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosSoporteRevistas/5272.pdf>.

## 6.1. ANÁLISIS DE INVERSIÓN

El estudio de la inversión por el rediseño de las facilidades de producción de gas en la Estación Caracara Sur, se basa en la compra y montaje de los equipos propuestos para el adecuado funcionamiento del sistema a causa del alto volumen de producción y quema de gas.

Esta inversión hace referencia al Capex, es decir, la inversión de capital por un periodo de tiempo con el propósito de generar beneficios futuros para la compañía.

En la **Tabla 24**, se observan los costos de inversión para el rediseño propuesto, teniendo en cuenta la compra de los equipos adicionales, el montaje hidráulico, construcción y supervisión, y el sistema de combustión secundaria.

**Tabla 24.** Costos de Inversión por rediseño propuesto.

DESCRIPCION	COSTO (USD)
<b>Compra de Equipos Principales y Tubería</b>	<b>149817,12</b>
Quemador y Compresor para la Caldera	141800
Tubería de 10, 8 y 6 in	8017,12
<b>Construcción y Montaje</b>	<b>677754,78</b>
Trabajo Civil	61058,74
Instalación Equipos Mecánicos	35736,94
Instalación de Tubería	433712
Instalación de Instrumentos	118991
Instalación Eléctrica	28256,1
<b>Supervisión</b>	<b>8000</b>
<b>Total</b>	<b>835571,9</b>

**Fuente.** Cotizaciones empresas Proveedoras de equipos para facilidades de producción de campos petroleros.

Según lo expuesto en la **Tabla 24**, la inversión total por el rediseño en las facilidades para el manejo del gas en la Estación Caracara Sur, es de USD\$ **835,571.9**, a partir de cotizaciones realizadas por las empresas Metalpar (equipos de separación), Flowserve (Bombas), Tuvacol, Casaval (tubería, accesorios), Thermodynamics & Engineering (Caldera).

Como se mencionó anteriormente Cepsa Colombia tiene un contrato de asociación con Ecopetrol con una participación del 70%. Por ello, la distribución de la inversión sería como se muestra en la **Tabla 25**.

**Tabla 25.** Distribución de la inversión para el contrato de asociación Caracara.

Ecopetrol	\$ 250,671.57
Cepsa	\$ 584,900.33

Para la inversión se toma como un total de USD 835,571.9 sin tener en cuenta la participación de cada empresa puesto que es necesario evaluar la totalidad de la inversión del proyecto.

De acuerdo a los compromisos adquiridos con la ANH el operador llevara a cabo esta inversión durante el año 2017. La **Tabla 26**, muestra la inversión en el período cero (0).

**Tabla 26.** Inversión del Proyecto en Periodo Cero (0).

Periodo (Años)	Costo Total (USD)
0	\$ 835,571.9

De igual forma, se tiene presente que la empresa tiene objetivos financieros sobre la inversión propuesta, con el fin de evaluar su viabilidad y de esta forma prevenir la toma de decisiones erróneas con respecto al proyecto en estudio.

## 6.2. ANÁLISIS DE COSTOS DE PRODUCCIÓN

Es necesario realizar un análisis de los costos incrementales de producción, estos costos son llamados OPEX que hacen referencia a los costos asociados a la operación. Para ello, el lifting cost ó costo de levantamiento, es el factor de mayor influencia en los costos, debido a que relaciona los costos de operación y la producción; en la **Tabla 27** se observa la proyección estimada por la empresa para cada año.

**Tabla 27.** Lifting Cost

Año	Lifting Cost (USD/Bbl)
2016	13.4
2017	17.5
2018	22.6
2019	29.3
2020	33.0

**Fuente:** Informe técnico Cepsa. Proyección Lifting Cost. 2015

Por otro lado, es necesario tener en cuenta dos (2) factores evaluados en este proyecto:

1. El crudo que actualmente está siendo quemado en la caldera como combustible, será reemplazado en su totalidad por el gas, es decir, que el crudo podrá ser parte del crudo de venta.
2. El crudo que estaba siendo arrastrado hacia la tea por las líneas de gas, será vendido como crudo en condiciones de fiscalización.

La producción incremental, la cual se relaciona en la **Tabla 28**, es el resultado de los cambios propuestos en las facilidades de producción de la Estación Caracara Sur. Está dada por la **Ecuación 7**.

**Ecuación 7.** Producción Incremental

$$\text{Producción Incremental} = \text{Producción Estimada} - \text{Producción Actual}$$

Donde;

Producción estimada = Proyección estimada de crudo por el área de Geociencias de la Cepsa Colombia mediante el uso del software OFM (Oil Field Manager), donde se tiene en cuenta la adquisición de nuevas reservas.

Producción actual = Producción actual de crudo que es separado en la estación Caracara Sur entregado por el área de Operaciones de Cepsa Colombia.

**Tabla 28.** Producción Incremental Anual.

Periodo Anual	Producción estimada (Bbl)	Producción actual (Bbl)	Producción Incremental de crudo no quemado en Calderas (Bbl)	Producción Incremental de crudo no arrastrado a Tea (Bbl)	Producción Incremental Total (Bbl)
1	4837126.0	4770550.0	66576.0	48.7	66624.7
2	3953377.6	3886801.6	66576.0	39.6	66615.6
3	2990218.9	2923642.9	66576.0	29.8	66605.8
4	2371456.6	2304880.6	66576.0	23.5	66599.5
5	2005470.5	1938894.5	66576.0	19.8	66595.8

Para establecer los costos relacionados con la operación, es necesario contemplar la producción incremental y se multiplica por el costo de levantamiento (lifting cost) correspondiente a cada período de tiempo (**Ecuación 8**).

**Ecuación 6.** Costos Totales por Producción

$$\text{Costo total} = \text{producción incremental} * \text{lifting Cost}$$

Los costos mencionados se muestran en la **Tabla 29** y cuyo costo total de producción para los cinco (5) periodos es de USD\$ 6,300,827.4

**Tabla 29.** Costos totales de Producción Anuales.

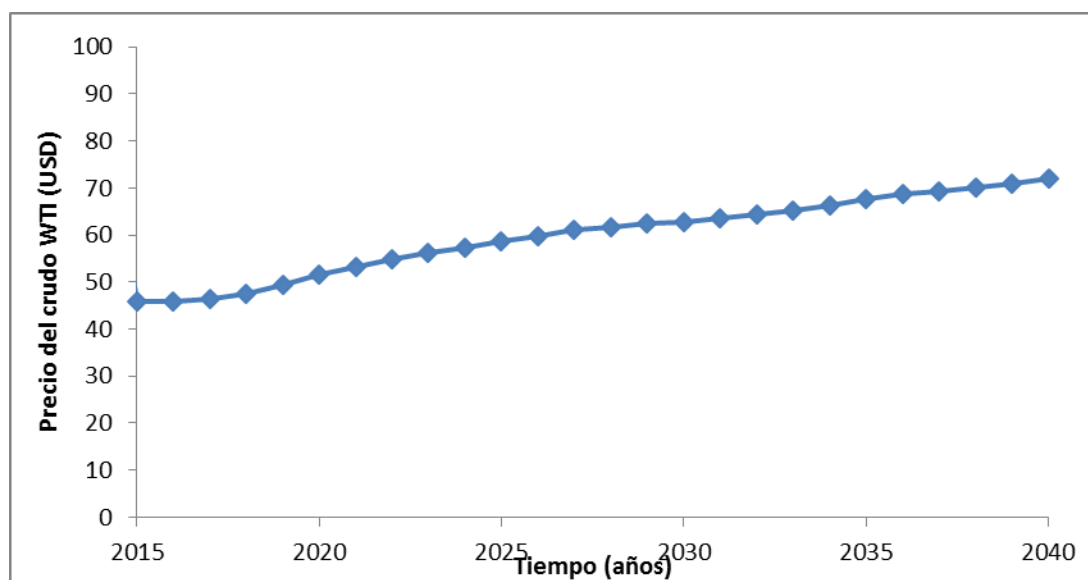
Periodo Anual	Producción Incremental (Bbl)	Lifting Cost (USD/Bbl)	Costos totales (USD)
1	66624.7	11.8	786170,9
2	66615.6	13.4	892649,6
3	66605.8	17.5	1165601,8
4	66599.5	22.6	1505148,9
5	66595.8	29.3	1951256,2

### 6.3. ANÁLISIS DE INGRESOS

El análisis de ingresos es determinante para evaluar la viabilidad del proyecto debido a que están directamente relacionados con la producción incremental de gas a utilizar en las calderas como fuente energética secundaria, disminuyendo la cantidad de crudo requerido en el proceso de combustión.

Por otro lado, para determinar los ingresos totales de producción generados a partir del proyecto propuesto, se debe considerar la proyección que se tiene del precio de venta del crudo para los cinco (5) periodos mencionados, el cual se muestra en el **Gráfico 3**.

**Gráfica 3.** Proyección del Precio del Petróleo.



**Fuente.** U.S ENERGY INFORMATION ADMIN. Petroleum other liquids. EIA.

De acuerdo con la figura anterior, en la **Tabla 30**, se muestra el precio del crudo WTI proyectado para el periodo 2016-2020, sin embargo, éste debe ser ajustado por calidad teniendo en cuenta la caracterización del crudo de venta, así mismo es necesario realizar un descuento por transporte, en este caso es mediante Oleoducto hacia la estación Monterrey.

**Tabla 30.** Precio del crudo Ajustado.

Año	Precio Crudo (WTI)	Calidad en el precio (USD/Bbl)	Transporte (USD/Bbl)	Total (USD/Bbl)
2016	45.9	5.4	4.2	36.3
2017	45.8	5.4	4.2	36.2
2018	46.4	5.4	4.2	36.8
2019	47.4	5.4	4.2	37.8
2020	49.5	5.4	4.2	39.9

Los ingresos obtenidos a partir del crudo que ya no será quemado en Tea o en calderas se encuentran en la **Tabla 31**. En los cinco (5) periodos proyectados, se alcanzarán unos ingresos iguales a USD \$ 10,455,530.6

**Tabla 31.** Ingresos totales por Crudo en la estación Caracara Sur.

Periodo	Producción Incremental (Bbl)	Regalías (16%) (Bbl)	Producción Neta (Bbl)	Precio de venta del crudo (USD/Bbl)	Total Ingresos (USD/Bbl)
1	66624.7	10659.9	55964.7	36.3	2028779.2
2	66615.6	10658.5	55957.1	36.2	2026783.8
3	66605.8	10656.9	55948.9	36.8	2056730.6
4	66599.5	10655.9	55943.6	37.8	2113174.6
5	66595.8	10655.3	55940.5	39.9	2230062.5

#### 6.4. EVALUACIÓN FINANCIERA

Para medir la factibilidad del proyecto del re-diseño de las facilidades el operador Cepsa emplea una TIO (Tasa de Interés de Oportunidad) de 10% Efectivo Anual, para la evaluación de sus proyectos y posteriormente se calcula el Valor Presente Neto (VPN), a través de la **Ecuación 9**, para determinar la viabilidad.

##### Ecuación 7. Valor Presente Neto

$$\text{Valor Presente } (i) = \sum_{i=0}^n \frac{\text{Flujo}}{(1+i)^n}$$

**Fuente.** BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. 2004. P. 263

Donde:

- VPN = Valor Presente Neto de flujo
- $i$  = Tasa de descuento de los flujos de caja
- F = Valor de Flujo de Caja en un determinado periodo
- $n$  = Numero de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente

A continuación se presentan las consideraciones para evaluar este indicador:

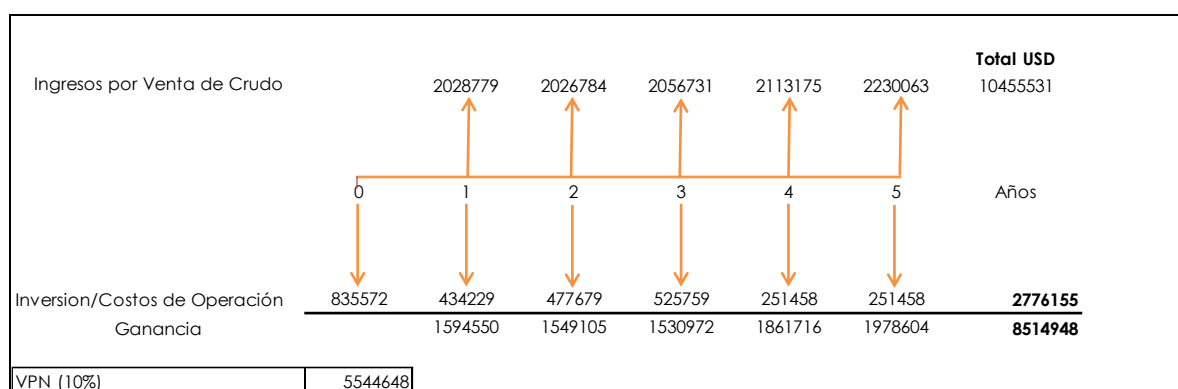
Si  $VPN > 0$  el proyecto es rentable y atractivo, debido a que los ingresos son mayores que los egresos en la unidad monetaria de hoy

Si  $VPN < 0$  el proyecto no es rentable, porque los ingresos son menores que los egresos, en la unidad monetaria de hoy.

Si  $VPN = 0$  los ingresos son iguales a los egresos, por lo que el inversionista es indiferente.

Teniendo en cuenta los ingresos y egresos o gastos determinados para el proyecto, se procede a realizar el flujo de caja el cual evalúa las variaciones de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado para la empresa. En la **Figura 27**, se muestra el resultado obtenido del análisis en mención.

**Figura 27.** Flujo de Caja.



Posteriormente, se determina el valor presente neto como indicador financiero para evaluar la viabilidad financiera del proyecto. En la **Ecuación 10**, se establece que el VPN es de USD\$ 5544648.1 el cual de acuerdo con los parámetros ya establecidos, muestra que el proyecto es atractivo para la empresa.

**Ecuación 10.** Valor presente Neto

$$\begin{aligned}
 VPN(10\%) = & -835571.9 + \frac{1594550.44}{(1+0.1)^1} + \frac{1549105.3}{(1+0.1)^2} + \frac{1530971.77}{(1+0.1)^3} + \frac{1861716.15}{(1+0.1)^4} \\
 & + \frac{1978604.05}{(1+0.1)^5} = 5544648.1
 \end{aligned}$$

## **6.5. CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA.**

Desde el punto de vista financiero este proyecto es atractivo para la compañía, debido a que devuelve no solo la tasa de interés de oportunidad (TIO) sino que también se obtiene ganancia extraordinaria. Además de ello no se acarrearán costos adicionales.

Según el análisis realizado, la empresa recuperará la inversión en el periodo de tiempo uno (1), el cual es bajo, por lo tanto, la recuperación de la inversión presupone un menor riesgo.

## 7. CONCLUSIONES

- La mejor alternativa de uso del gas del Campo Caracara Sur, es usarlo como combustible en las calderas que hacen parte del proceso de tratamiento de los fluidos, porque de esa forma se mitiga el volumen de quema y se cumple con la normatividad regulatoria de la ANH.
- El volumen de consumo de crudo actualmente usado en las calderas se disminuye disponiendo de este como una venta adicional para el campo Caracara Sur, lo que incrementara los ingresos de la operadora.
- Para el uso del gas como combustible, es necesario realizar el cambio del quemador de una de las calderas, por uno dual que requiere 52,6 MMBtu/h para un flujo de 1.16 MMSCFD a nueve (9) psig, es decir, el cambio del quemador reduciría la quema de gas a un 3%.
- La implementación del uso del gas en las calderas es viable técnicamente y financieramente ya que los modificaciones y cambios en las facilidades operacionales son mínimas y de acuerdo con el flujo de caja del proyecto, el VPN es positivo desde el inicio de la implementación, con lo que se concluye que el proyecto es rentable.
- Si la empresa no lleva a cabo alguna de las alternativas propuestas, puede incurrir a que la entidad regulatoria ANH imponga sanciones por el exceso de gas quemado, además de mantenimientos con mayor frecuencia en equipos sobrepresionados e inclusive la falta de seguridad que puede causar un accidente laboral y demás eventos que generan gastos adicionales.

## 8. RECOMENDACIONES

- Utilizar el gas producido en otros activos de la compañía que ésta siendo vendido a bajo costo, como combustible en la otra caldera de la estación para suspender en su totalidad el uso de crudo de fiscalización en éstos equipos.
- Realizar una ampliación futura a las facilidades para agua y gas teniendo en cuenta los perfiles de producción incremental de estos fluidos.
- Emplear a largo plazo, para generación eléctrica el gas producido en el campo, como respaldo de la red eléctrica nacional.

## BIBLIOGRAFÍA

Almanaque del Petróleo en Colombia [En línea],  
<<http://documents.mx/documents/almanaque-del-petroleo-en-colombia.html> >

Agencia Nacional de Hidrocarburos. Circular No. 18. Colombia. Agosto 2014.

ALTRONIC, GTI Bi-fuel. Bi-Fuel Technical Data. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml> [Consulta: Sábado, 29 de enero de 2015]

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 12 J. "Specification for oil and gas separator". *Seventh Edition. Octubre de 1989.*

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API 521. "Petroleum and Natural gas Industries -- Pressure- Relieving and Depressuring Systems". *Fifth Edition. Enero de 2007*

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. *Surface Production Operations, Design of Oil-Handling Systems and Facilities, USA, 1998. p 374.*

Bravo, E. Los Impactos de la Explotacion Petrolera en Ecosistemas Tropicales y la Biodiversidad. Mayo 2007.

Bi-Fuel Powered. Installation & Operating Manual. <http://www.gti-altronic.com/bifuel-installation-operation.shtml> [Consulta: Sábado, 29 de enero de 2015]. p 7.

BACA, Guillermo. "Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano". 2004. p. 263

BADER, Adam. *Selecting the Proper Flare Systems. En línea: [www.aiche.org/cep](http://www.aiche.org/cep). [Consultado: 04 de mayo de 2015]p47.*

CARRERO MANTILLA, Javier Ignacio. *Equipos de Transferencia de Calor, Una guía de estudio. Bogotá D.C. 2008. Pág. 58- 61.*

CARRILLO, Sandra. *Estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de Gas en la estación villavo A de Agip oil Ecuador B.V. Quito, Ecuador. 2007. p. 33*

CEPSA. *Informe Técnico Soportes. Bogotá. 2014 p.*

CEPSA. *Listado de Tuberías, accesorios. Facilidades de Producción de la Estación Caracara Sur. p 6.*

CEPSA. Plan de Desarrollo Bloque Caracara 2014, “Yacimientos, Perforación, Producción, Facilidades, Integridad, HSE y PP5”. p.12.

CLEAVER BROOKS, Commercial Burners. En Línea [<http://www.cleaver-brooks.com/Products-and-Solutions/Burners/Commercial-Burners/Index.aspx>]

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT). Resolución 071 de 1999. Bogotá D.C.:1999.p.38.

CORE LABORATORIOS. *Análisis ASSAY. Bogotá, 2010. p. 30*

COTIZACIONES. *Empresas Proveedoras de Equipos para facilidades de producción de campos petroleros.*

De la Calle, T. Módulo 7: Regulación. Especialización Gas V. 2015.

DRUM. *Product Catalog. Compresores Centrífugos.2013*

ECOPETROL. RUT. En Línea: [Consultado: 04 de mayo de 2015].

ECOPETROL. Gasoductos y campos de gas natural en Colombia. [En línea < <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?conID=42585&catID=358>>. [Citado en 06 de Septiembre de 2014]

GPSA. *Engineering Data Book. (GPSA Databook, Secc . 13). 2012*

HERNÁNDEZ, Oscar. *Historia de Producción Bloque Caracara. Bogotá: CEPSA 2011 p.3.*

HIMMELBLAU, David M. Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química. Editorial Pearson. Sexta Edición, 2002.p.543

HUPECOL. ITA-CARACARA06. *Reporte Anual. Bogotá: CEPSA, 2007. p. 6*

HURST BOILERS. *Boiler Serie 400. En Línea: [www.hurtsboiler.com](http://www.hurtsboiler.com). [Consultado: 20 de abril de 2015].*

IGUARÁN, O. MARTINEZ, D. *Diseño y construcción de una minicaldera pirotubular para el laboratorio de transferencia de calor. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia. 2008. p. 15*

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Documentación: presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC-ISO 1486. Bogotá D.C.: El Instituto, 2008. 7, 8 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACION Y CERTIFICACION. Referencias bibliográficas: contenido, forma y estructura. NTC-ISO 5613. Bogotá D.C.: El Instituto, 2008. 25, 26 p.

JEREZ, Herreño. *“Alternativas de acondicionamiento del gas natural de campo Escuela colorado- CEC como gas de venta”*. Universidad Industrial de Santander, 2012.

Ministerio de Minas y Energía. Resolución número 181495. Colombia. 2009.

MAEFISI, Shirley. *“Deshidratación de Crudo, principios y tecnología. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales”*. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela. 2004. p.27

MATIZ DE LA CALLE. *“Evaluación del sistema de deshidratación de gas natural por tecnología de contacto líquido-gas en los campos Chuchupa y Ballena”*. Universidad América. Bogotá. 2011

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. *Decreto 1594 del año 1984. En línea: <<http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1>> [Consultado: 01 de abril de 2015]*.

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. *Decreto 14 de 2014. Disponible en: <<http://www.minhacienda.gov.co/portal/page/portal/HomeMinhacienda/elministerio/NormativaMinhacienda>>. Consultado 15 de Mayo 2015.*

Morales. F, Características y Propiedades del Gas Natural, Escuela de Ingeniería del Petróleo, UDO Monagasgas, Processors suppliers association., “Engineering Data Book, Volume I/II”. (1987), Tenth Edition, Tulsa, Oklahoma.

*Operation & Maintenance Manual. <[www.cleaver-brooks.com/.../FLX-150-1200-Operation-and-Maintenance](http://www.cleaver-brooks.com/.../FLX-150-1200-Operation-and-Maintenance)> [Consulta: Martes, 24 de febrero de 2015]*.

*PROFIRE V/LNV. Bruner Licht Oil, Gas, or Combination, Installation Operation Maintenance. Febrero de 2014. En línea. [www.cleaver-brooks.com]. p 1-2.*

*PINZÓN, Joaquín. Informe Técnico Anual CEPSA. Bogotá, 2009. p.2*

*Ramirez, G. La Quema de Gas Asociado a la Extracción de Crudo y su Impacto Ambiental. Tesis. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F, 2014.*

*RESOLUCIÓN 181495 del 2 de Septiembre de 2009. [En línea] disponible en: <<http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivos>>. [Citado el 22 de octubre, 2013].*