

**PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL
GAS PRODUCIDO EN EL BLOQUE ARREDAJO**

LUZ MERY PARRA ESPINOSA

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

2016

**PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL
GAS PRODUCIDO EN EL BLOQUE ARREDAJO**

LUZ MERY PARRA ESPINOSA

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director: Julio Cesar Pérez Angulo
Ingeniero de Petróleos – Especialista en Ingeniería Ambiental**

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

2016

AGRADECIMIENTOS

El autor de este proyecto expresa sus sinceros agradecimientos a:

A Dios por cada día de vida, por guiarme durante cada paso de este camino y permitirme culminar con éxito esta nueva etapa de mi vida.

La universidad Industrial de Santander por brindar me la oportunidad de estar vinculada a la escuela de ingeniería de petróleo con la especialización en Producción de Hidrocarburos

A el Ingeniero Miguel Arana por su apoyo incondicional prestado durante el desarrollo de este proyecto

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

A todas estas personas muchas gracias.

DEDICATORIA

A toda mi familia, en especial a mi madre, quien ha sido mi mayor motivo de orgullo y ejemplo a seguir en la vida, por enseñarme que con esfuerzo y determinación se pueden alcanzar todas las metas.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	14
1. OBJETIVOS	16
1.1 OBJETIVO GENERAL	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
JUSTIFICACIÓN.....	17
2. BLOQUE ARREDAJO	18
2.1 DESCRIPCION DEL BLOQUE ARREDAJO	18
2.1.1 Ubicación Bloque Arrendajo	18
2.2 ANTECEDENTES DEL BLOQUE	20
2.3 BREVE DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DEL CONTRATO.....	22
2.3.1 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del Área.....	23
2.3.2 Geología del Petróleo	26
3. INGENIERIA DE YACIMIENTOS.....	30
3.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE HIDROCARBURO.....	31
3.2 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE EMPUJE	31
3.3 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE PRODUCCION	32
3.3.1 Operaciones de Subsuelo.....	32
3.3.2 Operaciones de Superficie.....	33
3.3.3 Descripción de equipos	33
3.4 SEPARACIÓN DE FLUIDOS.....	36
3.4.1 Múltiple de producción.	36
3.4.2 Separador de producción	36
3.4.3 Disposición del crudo	38

3.4.4 Disposición del gas.....	39
3.5 GAS DE PRODUCCIÓN.....	39
3.5.1 Características y Propiedades del Gas.....	40
3.5.2 Usos del Gas.	41
3.6 DESCRIPCION DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL GAS.....	43
3.7 DESCRIPCION DEL PROCESO DE COGENERACIÓN CON GAS.....	43
3.7.1 Turbinas.....	44
3.7.2 Micro turbinas de gas.....	48
4. FACILIDADES DE PRODUCCION.....	51
4.1 DESCRIPCION DE LAS FACILIDADES ACTUALES DE PRODUCCION BLOQUE ARREDAJO CAMPO AZOR.....	51
4.1.1 Descripción Del Proceso.....	52
4.2 HISTORIAL DE PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS BLOQUE ARREDAJO CAMPOS AZOR Y YAGUAZO.....	55
4.2.1 Producción De Petróleo y Gas.....	55
4.2.2 Pronostico de Producción Bloque Arrendajo.....	56
4.2.3 Cálculo y Estimación de Reservas.....	58
5. CARACTERIZACION Y CROMATOLOGRAFIA DE GASES.....	60
5.1 CARACTERIZACION DEL GAS PRODUCIDO.....	60
5.2 CROMATOLOGRAFIA DE GASES.....	60
5.2.1 Definición y Fases.....	61
5.3 INSTRUMENTAL PARA CROMATROGRAFIA DE GASES.....	63
5.3.1 Revisión de Fugas.....	66
5.3.2 Condiciones posteriores al muestreo.....	66
5.4 RESULTADOS DE LA CROMATOLOGRAFIA DEL BLOQUE ARREDAJO	66
5.4.1 Punto de Rocio (<i>Dew Point</i>) y Humedad.....	68
5.4.1.1 Separador Azor. En la tabla 6 se pueden observar los resultados del separador en cuanto a <i>Dew Point</i> según ASTM D-1142.....	69
5.4.1.2 Separador Yaguazo. En la tabla 7 se pueden observar los resultados del separador en cuanto a <i>Dew Point</i> según ASTM D-1142.....	70

5.5	MEDICIÓN DE ÁCIDO SULFÚDRICO	70
5.5.1	Separador Azor. En la tabla 8 se pueden observar los resultados del Medición H ₂ S	71
5.5.2	Separador Yaguazo. En la tabla 9 se pueden observar los resultados del Medición H ₂ S	72
5.6	TOMA DE MUESTRAS.....	73
5.6.1	Separador Azor. En la tabla 10 se pueden observar los datos registrados 73	
5.6.2	Separador Yaguazo. En la tabla 10 se pueden observar los datos registrados	74
6.	EVALUACION DE ALTERNATIVAS	76
6.1	ALTERNATIVA DE GENERACION ELECTRICA A GAS	76
6.2	SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA LA GENERACION.....	79
6.3	CONSIDERACIONES PARA EL GENERADOR.....	79
6.4	MARCO NORMATIVO Y LEGAL APLICABLE	82
7.	ANALISIS ECONOMICO	85
7.1	BASES GENERALES.....	86
7.2	EVALUACION DE GENERACION A GAS.....	86
7.3	CRITERIO DE EVALUACIÓN.....	95
7.4	EVALUACION FINANCIERA.....	96
8.	CONCLUSIONES	99
9.	RECOMENDACIONES	101
	BIBLIOGRAFIA.....	102

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1: Ubicación Bloque Arrendajo	19
Figura 2: Ubicación Contrato Arrendajo	23
Figura 3: Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca de Llanos.....	25
Figura 4: Tecnologías de Cogeneración Empleadas	45
Figura 5: Layout Estacion Mirla Negra.....	52
Figura 6: Diagrama facilidades de producción instaladas en Mirla Negra.	54
Figura 7: Diagrama facilidades de producción instaladas en Yaguazo.....	54
Figura 8: Producción de petróleo y gas a Abril 30 de 2016	56
Figura 9: Producción Proyectada.....	57
Figura 10: Producción Proyectada de Gas	58
Figura 11: Cromatograma.....	62
Figura 12: Diagrama de un cromatógrafo de gas.....	63
Figura 13: Diagrama de flujo del Cromatógrafo de gases.....	64
Figura 14: Resultados Separador Azor <i>Dew Point</i> ASTM D-1142.....	69
Figura 15: Resultados Medición H ₂ S Separador Azor	71
Figura 16: Resultados Medición H ₂ S Separador Yaguazo	72
Figura 17: Toma Muestras Separador Azor.....	74
Figura 18: Toma Muestras Separador Yaguazo	75
Figura 19: Gas quemado en tea Estacion Mirla Negra entre 2012 y 2016	78
Figura 20: Características de Funcionamiento equipos de generación actual	87

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1: Producción de petróleo y gas a Abril 30 de 2016.....	55
Tabla 2: Pronostico de Producción Bloque Arrendajo.....	57
Tabla 3: Cálculo de reservas crudo	59
Tabla 4: Cromatograma de gases.....	67
Tabla 5: Cromatografía de Gases.....	68
Tabla 6: Resultados Separador Azor <i>Dew Point</i> ASTM D-1142	69
Tabla 7: Resultados Separador Yaguazo <i>Dew Point</i> ASTM D-1142	70
Tabla 8: Resultados Medición H ₂ S Separador Azor	71
Tabla 9: Resultados Medición H ₂ S Separador Yaguazo.....	72
Tabla 10: Toma Muestras Separador Azor	73
Tabla 11: Toma Muestras Separador Yaguazo	74
Tabla 12: Costos actuales de operación en la generación de energía con combustible Diesel.....	88
Tabla 13: Costos actuales de operación en la generación de energía con combustible <i>Coesgen</i>	89
Tabla 14: Costos de alquiler equipos por <i>Oilfield Services & Supplies</i> (OSS)	90
Tabla 15: Costos de alquiler equipos por PGT	91
Tabla 16: Costos de alquiler equipos por AGGREKO.....	92
Tabla 17: Costos de Operación a Gas Propia	94
Tabla 18: Estimado de costos instalación red eléctrica instalación de transformadores Mirla Negra y Azor 3	95
Tabla 19: Volumen de Disponible para Generación.....	96
Tabla 20: Resultados evaluación proyecto con equipos alquilados	97
Tabla 21: Resultados evaluación proyecto con compra de equipos	98

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA TÉCNICO ECONÓMICA PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS PRODUCIDO EN EL BLOQUE ARREDAJO*

AUTOR: LUZ MERY PARRA ESPINOSA**

PALABRAS CLAVE: Producción, gas natural, gas asociado, clasificación de yacimientos, autogeneración eléctrica.

DESCRIPCION: El presente trabajo está encaminado a determinar la posibilidad de aprovechar el gas natural que se produce conjuntamente con el petróleo y que se quema sin beneficio alguno en la tea de la estación de producción del Bloque Arrendajo operado actualmente por Pacific Energy.

La finalidad de aprovechar este gas es con el propósito de disminuir la contaminación ambiental y a su vez reducir los costos de operación, usándolo como combustible sustituto del diésel con el que operan los equipos de superficie, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución del mismo, en condiciones técnicas y económicamente viable.

Para la realización de esta propuesta técnica económica se empezará analizando la facilidad de utilización del gas natural como combustible, señalando las ventajas y desventajas. Luego se especifica su composición química y se determinan las principales propiedades físicas que permiten su caracterización. Finalmente se realizará un análisis económico costo-beneficio, para recomendar la alternativa que represente la mejor oportunidad de negocio, donde se estime la inversión necesaria para el aprovechamiento del gas producido. Con este análisis económico se logrará un beneficio supliendo parte de la demanda eléctrica que requiere el campo para su operación y reduciendo los costos operacionales generados día a día, evitando así el desecho o quema de un recurso valioso.

* Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Angulo

SUMMARY

TITLE: ECONOMIC TECHNICAL PROPOSAL FOR THE USE OF GAS PRODUCED IN BLOCK - ARREDAJO*

AUTHOR: LUZ MERY PARRA ESPINOSA**

KEY WORDS: Production, natural gas, associated gas, classification of fields, electric auto-generation.

DESCRIPTION This study is designed to determine the possibility of using natural gas produced along with oil and burning no benefit in tea production station Arrendajo Block currently operated by Pacific Energy.

The purpose of taking advantage of this gas is with the purpose of reducing environmental pollution and, in turn, reducing operating costs, using it as a substitute diesel fuel for surface equipment, ensuring the system's handling, availability and reliability Of collection, processing and distribution of the same, under technical and economically viable conditions.

For the realization of this economic technical proposal will begin analyzing the ease of use of natural gas as fuel, pointing out the advantages and disadvantages. The chemical composition is then specified and the main physical properties that allow its characterization are determined. Finally, a cost-benefit analysis will be carried out to recommend the alternative that represents the best business opportunity, where the investment necessary for the use of the gas produced is estimated. With this economic analysis a profit will be achieved by supplying part of the electric demand that the field requires for its operation and reducing the operational costs generated day by day, thus avoiding the disposal or burning of a valuable resource

* Monograph

** Faculty of Physicochemical Engineering. Hydrocarbon Management Specialization. Directed by Julio Cesar Angulo.

INTRODUCCIÓN

Desde el inicio de las actividades de la industria petrolera los esfuerzos exploratorios han sido orientados principalmente a localización y producción de petróleo, sin embargo, la producción viene asociada a volúmenes significativos de gas natural, el cual era considerado en un comienzo por la industria petrolera como un subproducto sin interés que obstaculizaba las operaciones de producción de hidrocarburos líquidos. Este era valorado solo como un mecanismo de empuje que servía para forzar la surgencia natural del crudo hacia la superficie en las primeras etapas de explotación del yacimiento. En la actualidad el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo.

En Colombia día a día las compañías petroleras se encuentran en la búsqueda de procesos de producción más eficientes, involucrando el aprovechamiento de los recursos como el gas asociado a la producción, debido a que la mayor parte de los yacimientos descubiertos en el tiempo transcurrido son del tipo de gas en solución, haciéndose por lo tanto necesaria la producción conjunta del petróleo y gas almacenado en los mismos. Como consecuencia de esta situación y debido a que una buena parte del gas así producido no ha encontrado utilización, se ha venido quemando en las teas de las áreas productoras

En el caso del Bloque Arrendajo, diariamente se están quemando en las teas cerca de ciento veinte mil pies cúbicos de gas, recurso que podría ser utilizado en la generación de energía requerida de algunos equipos utilizados en la operación del Bloque.

En este proyecto se realizará una propuesta técnico económica para el aprovechamiento del gas producido en el Bloque Arrendajo con la finalidad en que se aproveche en su totalidad el gas natural que se produce obteniendo una buena optimización de recursos y tener un beneficio ambiental y económico.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Realizar una propuesta Técnico Económica Para el Aprovechamiento del Gas Producido que se quema diariamente y su impacto ambiental en el Bloque Arrendajo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir los aspectos geológicos y determinar las reservas de gas natural en el Bloque Arrendajo.
- Realizar la caracterización del gas producido en el Bloque Arrendajo a través de cromatografías de los gases.
- Determinar y seleccionar los equipos más eficientes para el aprovechamiento de gas en la generación de energía
- Realizar el análisis técnico-económico para el aprovechamiento del gas.

JUSTIFICACIÓN

La presente propuesta es un aporte técnico económico para aprovechar el gas producido en el bloque Arrendajo, a fin de determinar cuáles pueden ser los posibles usos que se le pueden dar, de forma tal que se evite la contaminación ambiental generada por la quema del mismo y se pueda lograr una reducción de costos de operación.

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

2. BLOQUE ARREDAJO

En el presente trabajo se describen las características del Bloque Arrendajo, y las posibles propuestas para el desarrollo del proyecto.

2.1 DESCRIPCION DEL BLOQUE ARREDAJO¹

2.1.1 Ubicación Bloque Arrendajo: El Bloque Arrendajo pertenece al contrato de Exploración y Explotación Arrendajo, donde se han perforado los siguientes pozos: Buho-1, Mirla Negra-1, Azor-1, Azor-2, Azor-3, Azor-3ST, Azor-3 ST2, Arrendajo Norte-1, Arrendajo Norte-1 ST, Yaguazo-1, Yaguazo-2, Yaguazo-2 ST, Yaguazo-2ST2, Yaguazo-2ST3, Yaguazo-3, Yaguazo-4, Yaguazo-5, Yaguazo-6, Yaguazo-7.

El Bloque Arrendajo pertenece al contrato de Exploración y Explotación Arrendajo, donde se han perforado los siguientes pozos: Buho-1, Mirla Negra-1, Azor-1, Azor-2, Azor-3, Azor-3ST, Azor-3 ST2, Arrendajo Norte-1, Arrendajo Norte-1 ST, Yaguazo-1, Yaguazo-2, Yaguazo-2 ST, Yaguazo-2ST2, Yaguazo-2ST3, Yaguazo-3, Yaguazo-4, Yaguazo-5, Yaguazo-6, Yaguazo-7.

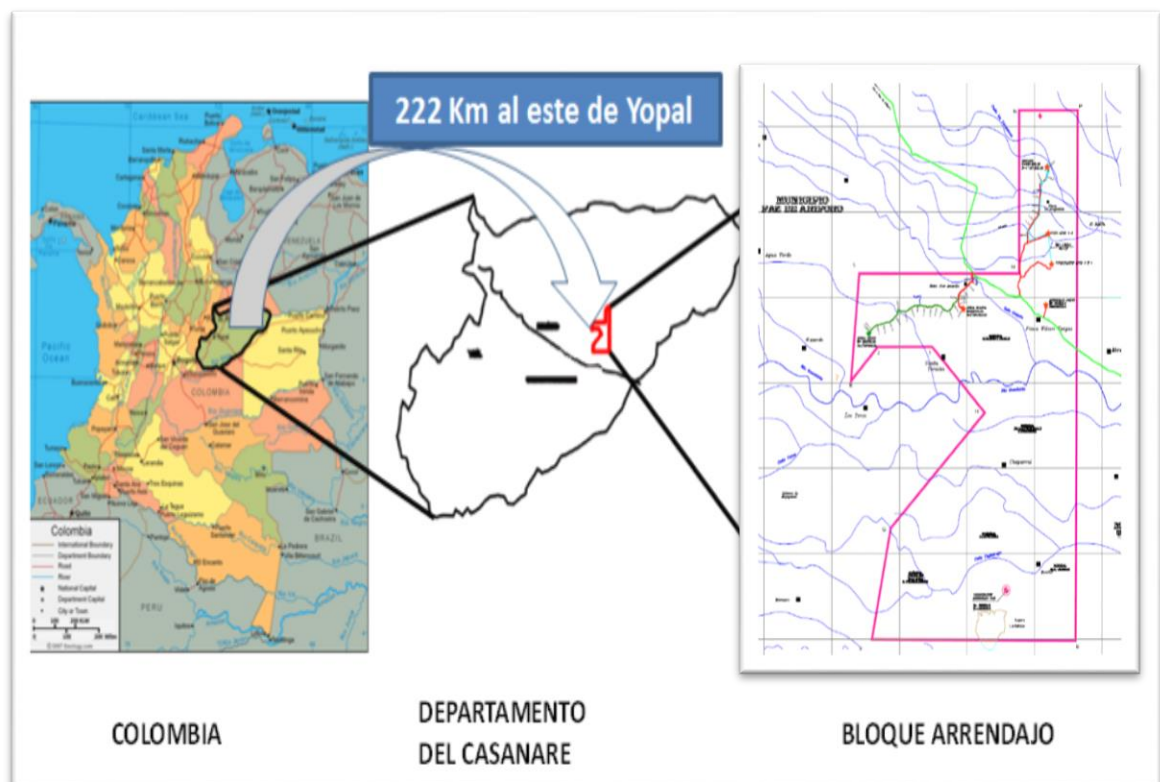
El contrato de exploración y producción Arrendajo tiene como fecha efectiva de inicio 16 de diciembre de 2005 y de terminación en Febrero de 2036 con un porcentaje de participación del 100% para PACIFIC STRATUS ENERGY

¹ PACIFIC STRATUS ENERGY. Evaluación de las reservas de petróleo y gas. 2013

COLOMBIA CORP con un descuento por regalías del 8% escala móvil establecida por la ANH.

El Contrato de Exploración y Producción Arrendajo está ubicado en la parte centro oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia. Topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia el oriente, se encuentra localizado en la Jurisdicción del Municipio de Paz de Ariporo y Trinidad en el Departamento de Casanare a 222 Km al Este de la Ciudad del Yopal. El Bloque tiene una extensión total de 31607 hectáreas aproximadamente

Figura 1: Ubicación Bloque Arrendajo



Fuente: Tomado de PACIFIC STRATUS ENERGY. Evaluación de las reservas de petróleo y gas. 2013.

2.2 ANTECEDENTES DEL BLOQUE

Como parte de las obligaciones contractuales, se cumplió con la primera Fase del contrato, pactada a nueve meses, la cual finalizó el 15 de septiembre de 2006, mediante el reprocesamiento e interpretación de toda la sísmica disponible en el Área Contratada (información no confidencial que fue suministrada por la ANH) y la adquisición de 100 kilómetros de sísmica 2D, que incluyeron 50 Km. para la primera fase, más 20 km. de la segunda fase y un excedente de 30 Km; simultáneamente con la sísmica se llevó a cabo un levantamiento gravimétrico con un total de 287 estaciones gravimétricas.

Para la segunda Fase se realizó la perforación del Pozo Exploratorio Búho-1 de 6242 pies TVD en marzo de 2007, el cual tuvo que ser abandonado por problemas mecánicos sin poder ser perfilado con registros ni probado en los niveles objetivo de la formación Carbonera (C3, C5 y C7).

La tercera Fase se cambió la perforación de un pozo A3 por la adquisición de sísmica, para lo cual se adquirieron 70 km² de sísmica 3D repartidos en dos programas Buho 3D y Mirla Negra 3D de 43 km² y 27 km² respectivamente.

En la cuarta Fase se perforó el pozo exploratorio Mirla Negra-1, ubicado en el sector NE del bloque, el cual probó aceite al nivel de C-5. En la Actualidad el pozo Mirla Negra-1 se encuentra suspendido y se tramitó ante el Ministerio de Minas y Energía su suspensión temporal, de cara analizar la viabilidad de su intervención técnica.

La quinta Fase con una duración de 12 meses, tiene como fecha efectiva del 16 de Septiembre de 2009 al 16 de Septiembre de 2010. En esta Fase se cambió la actividad de perforar un pozo exploratorio por la adquisición de 114.7 km² de sísmica 3D. Posteriormente se efectuó la unificación de fases V y VI y el compromiso, además de la sísmica anterior era la perforación de un pozo exploratorio, (Azor-1) cuyo SPUD se realizó el 24 de diciembre de 2011.

Con el objeto de evaluar el potencial económico del descubrimiento realizado con el Pozo Azor – 1X, en el mes de febrero de 2012 se presentó a la ANH el Programa de Evaluación, el cual tenía una duración de dos años, desde el 14 de febrero de 2012, hasta el 14 de febrero de 2014. Hasta la fecha se han perforado en el Área de Evaluación Azor, los pozos Azor - 2 Azor – 3 ST2, clasificados por el Ministerio de Minas como de Avanzada (A1).

El Bloque Arrendajo cuenta con 7 plataformas, 10 pozos productores y un pozo inyector. La plataforma principal es Mirla Negra en la cual se encuentran las facilidades principales. Dentro de esta se encuentran dos pozos productores (Azor 1x y Azor 2) y el pozo inyector (Mirla Negra).

La plataforma secundaria es Yaguazo que cuenta con 7 pozos productores y tres líneas de flujo para transportar los fluidos hasta la Estacion Mirla negra donde se realizar el proceso de separación y venta.

El pozo Azor 3 se encuentra en una tercera plataforma la cual tiene el mismo nombre del pozo, los fluidos de producción son transportados por línea de flujo hacia la estación Mirla negra para su proceso.

Las demás plataformas dentro del Bloque arrendajo son Mirla Oeste, Mirla Blanca, Buho y Arrendajo Norte donde no se tiene manejo de producción.

2.3 BREVE DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL ÁREA DEL CONTRATO.

El bloque Arrendajo se encuentra en una cuenca tipo antepaís (depresión flexural ubicada "detrás" de un orógeno en donde se acumulan sedimentos provenientes principalmente del mismo)² de los Llanos, limitada hacia el Oeste por el cinturón plegado de los Andes y por el Oriente por el Escudo Pre-Cámbrico de la Guayana. Los límites Norte y Sur de la cuenca están definidos por los Arcos de Arauca y Vaupés respectivamente.

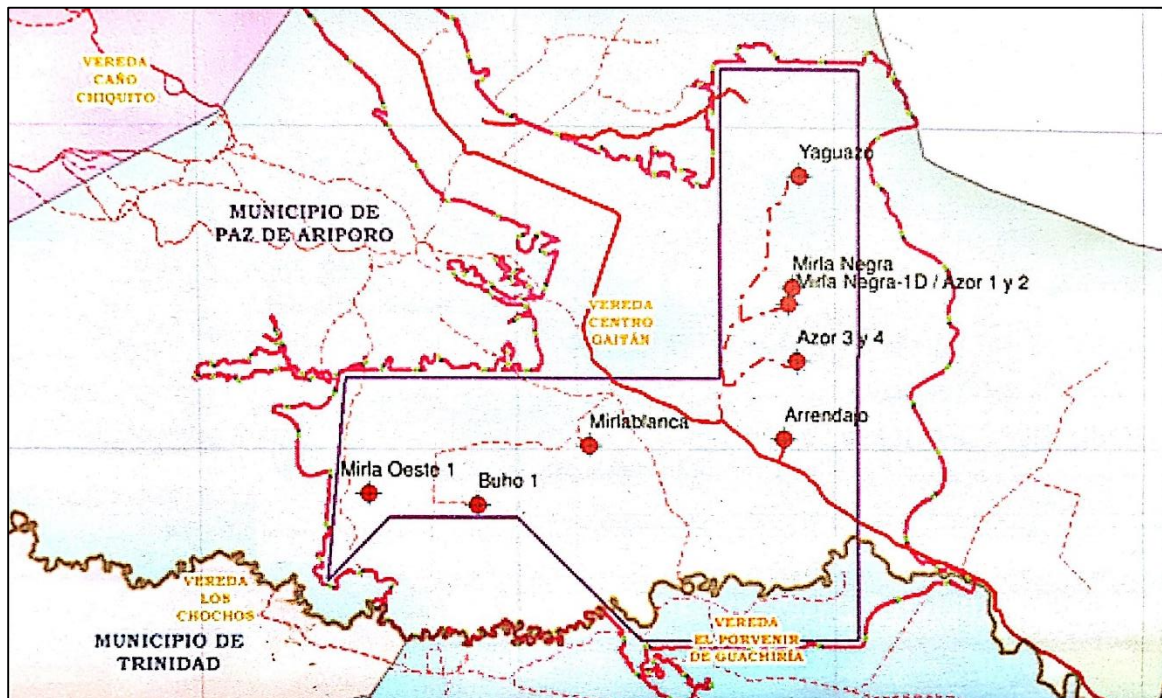
La cuenca es asimétrica y se extiende desde los afloramientos de rocas cristalinas del Pre-Cámbrico en el Escudo de la Guayana (Río Orinoco-Río Guaviare), hasta el piedemonte del Cinturón Orogénico del Sistema Andino, específicamente la Cordillera Oriental en donde el basamento alcanza profundidades de 8.500 metros aproximadamente; esta sección sedimentaria se adelgaza gradualmente hacia el oriente.

Estructuralmente hablando, los pliegues de cabalgamiento que originan largos anticlinales cerca al piedemonte andino, disminuyen en magnitud hacia el oriente hasta convertirse en pequeñas estructuras anticlinales asociadas a fallas de poco desplazamiento, como es el caso de las estructuras detectadas en el Bloque Arrendajo.

² http://es.wikipedia.org/wiki/Cuenca_de_antepa%C3%ADs

Desde el punto de vista estratigráfico, la cuenca es un relleno de sedimentos Cretácicos y Terciarios sobre antiguas rocas Paleozoicas y Triásico-Jurásicas, los cuales se van acuñando hacia el oriente, hasta resultar con el sucesivo cubrimiento (“*onlapping*”) de las unidades más jóvenes sobre el basamento Precámbrico

Figura 2: Ubicación Contrato Arrendajo



Fuente: Tomado de PACIFIC STRATUS ENERGY. Evaluación de las reservas de petróleo y gas. 2013. 3p

2.3.1 Breve descripción del modelo y columna estratigráfica del Área. La columna estratigráfica correspondiente a la Cuenca de los Llanos, en casi toda la sección muestra gran riqueza de rocas con características almacenadoras. Se caracteriza por abundancia de areniscas en la sección cretácica, unidades K3 y K1, así como por cuerpos arenosos bien desarrollados en la sección Terciaria.

En cuanto a la sección del Cretácico, se ha calculado un total de 152 pies de espesor promedio de roca almacenadora neta, asignando 104 pies para el potencial de areniscas del miembro K2 y 48 pies para el miembro superior K-1.

Para la sección terciaria, las principales rocas almacenadoras productoras en la cuenca son las areniscas de la Formación Carbonera (Unidades C3, C5 y C7) y las areniscas de la Formación Mirador, las cuales cuentan con porosidades promedio de 20%, con buena continuidad y permeabilidades promedio de 600 md. Estas areniscas tienen un espesor de roca almacenadora neta promedio de 308 pies

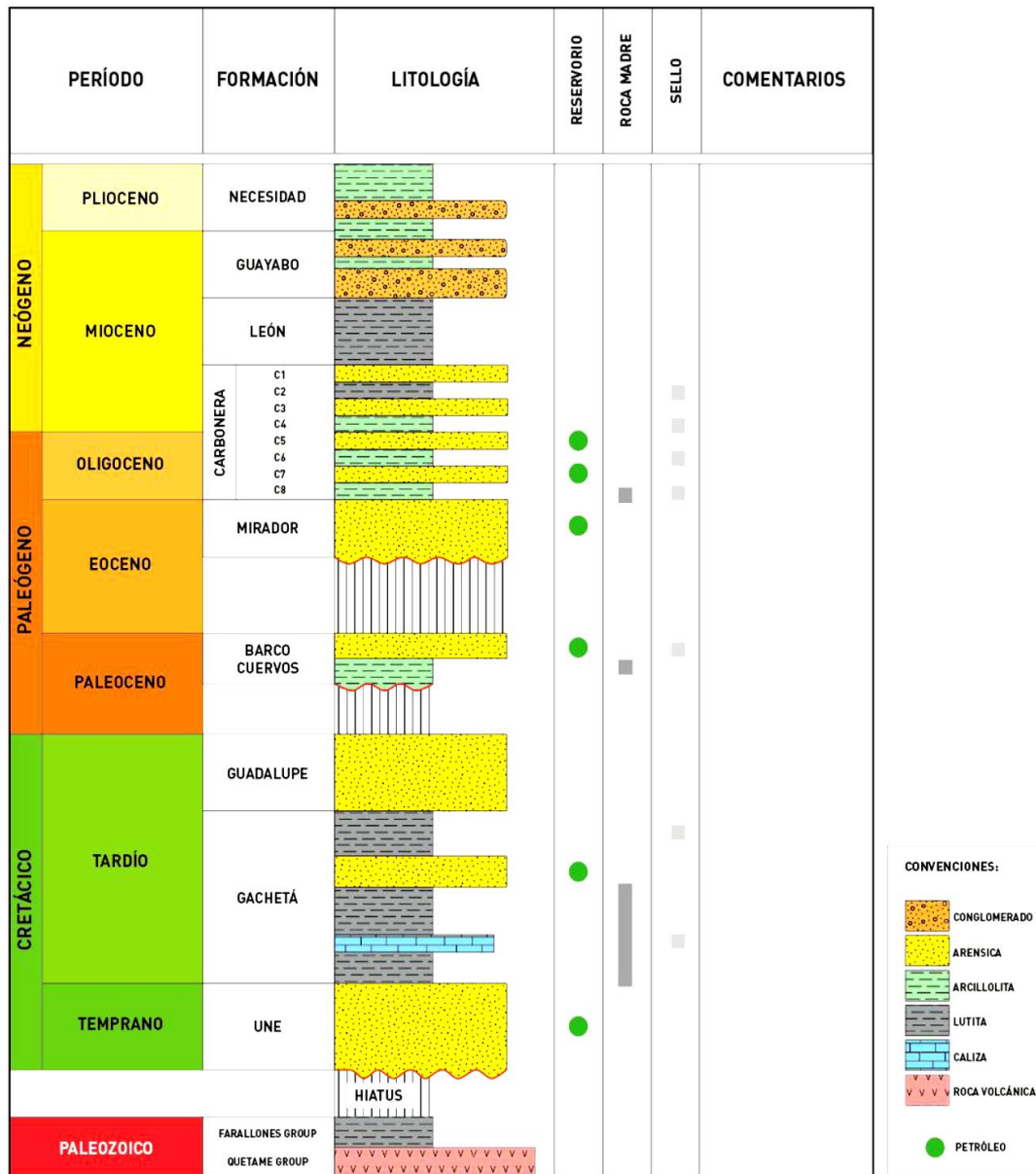
Para el Bloque Arrendajo, la Formación Carbonera en general, representa los mejores estratos almacenadores de hidrocarburos. Como ya se dijo, se trata de sedimentos del Eoceno Tardío y Oligoceno. Este período corresponde a episodios transgresivos y regresivos de corta duración en mar epicontinental de poca profundidad, representados en una secuencia alterna (hasta de 6000 pies en ciertos pozos) de lutitas y areniscas.

Se destaca la Unidad C7, donde predominan las areniscas, con intercalaciones de arcillolitas, y abundantes lentes de Carbón tanto en el tope como en la base; son de color blanco, blanco lechoso, translúcido, grano medio a grueso, ocasionalmente grano fino, subangular a subredondeado, cuarzosas, con pobre selección y sin manifestación de aceite.

La porosidad promedio (con umbral del 10%), abarca desde el 32% hasta menos del 10% en el área del frente de deformación. Especialmente, la unidad C7

disminuye su porosidad de oriente a occidente, especialmente por efectos de cementación y compactación, ligados a eventos sedimentarios.

Figura 3: Columna Estratigráfica generalizada de la Cuenca de Llanos



Fuente: Tomado de PACIFIC STRATUS ENERGY. Evaluación de las reservas de petróleo y gas. 2013. 12p

2.3.2 Geología del Petróleo. Los principales elementos del Sistema Petrolífero se resumen a continuación:

2.3.2.1 Roca Generadora. La presencia de hidrocarburos en el Bloque ARRENDAJO, podría estar relacionada con una cocina aún activa, identificada en el extremo noroccidental de los Llanos Orientales en el piedemonte de la Cordillera; su límite occidental podría corresponder al sistema de fallas del borde llanero, en donde los valores de reflectancia de Vitrinita Ro son del 1%.

Estudios geoquímicos de rocas y aceites del Piedemonte Llanero establecen que los niveles arcillosos de la Formación Gachetá, se encuentran en la cocina actual y presentan espesores netos que oscilan entre 70 y 300 pies; tanto los valores de riqueza orgánica (TOC entre 1 y 2%), calidad del kerógeno (tipos II y III) y la madurez (Ro entre 0.7 a 1%) son favorables para la generación y expulsión de crudos. Por tal motivo, es considerada como la roca principal activa encontrándose a profundidades que varían entre los 10.000 y 18.000 pies.

El modelo de enterramiento realizado en el área indica que la ventana de expulsión de hidrocarburos más reciente en el piedemonte llanero inició hace 6 m.a. y continúa hasta el presente, es decir, durante y después de la Orogenia Andina; sin embargo, existe la posibilidad de otros pulsos de generación y migración anteriores.

2.3.2.2 Roca Sello: Intercaladas dentro de las secuencias arenosas del terciario, Formación Carbonera, y del Cretácico, Formaciones Gachetá y Une, se presentan niveles de lutitas y arcillolitas de llanuras de inundación hasta plataforma externa, cuyos espesores oscilan entre 100 y 300 pies (Intra-Carbonera, C8) y las lutitas de

la Formación Gachetá, los cuales han demostrado ser sellos efectivos tanto vertical como lateralmente. Estas formaciones sellantes tienen amplia distribución lateral en la cuenca y están presentes en el área de interés lo cual garantiza la existencia de un efectivo sello vertical.

2.3.2.3 Reservorios: La columna estratigráfica correspondiente a la Cuenca de los Llanos, en casi toda la sección muestra gran riqueza de rocas con características almacenadoras. Se caracteriza por abundancia de areniscas en la sección cretácica, unidades K3 y K1, así como por cuerpos arenosos bien desarrollados en la sección Terciaria.

En cuanto a la sección del Cretácico, se ha calculado un total de 152 pies de espesor promedio de roca almacenadora neta, asignando 104 pies para el potencial de areniscas del miembro K2 y 48 pies para el miembro superior K-1.

Para la sección terciaria, las principales rocas almacenadoras productoras en la cuenca son las areniscas de la Formación Carbonera (Unidades C3, C5 y C7) y las areniscas de la Formación Mirador, las cuales cuentan con porosidades promedio de 20%, con buena continuidad y permeabilidades promedio de 600 md. Estas areniscas tienen un espesor de roca almacenadora neta promedio de 308 pies.

Para el Bloque ARRENDAJO, la Formación Carbonera en general, representa los mejores estratos almacenadores de hidrocarburos. Como ya se dijo, se trata de sedimentos del Eoceno Tardío y Oligoceno. Este período corresponde a episodios transgresivos y regresivos de corta duración en mar epicontinental de poca

profundidad, representados en una secuencia alterna (hasta de 6000 pies en ciertos pozos) de lutitas y areniscas.

Se destaca la Unidad C7, donde predominan las areniscas, con intercalaciones de arcillolitas, y abundantes lentes de Carbón tanto en el tope como en la base; son de color blanco, blanco lechoso, translúcido, grano medio a grueso, ocasionalmente grano fino, subangular a subredondeado, cuarzosas, con pobre selección y sin manifestación de aceite.

La porosidad promedio (con umbral del 10%), abarca desde el 32% hasta menos del 10% en el área del frente de deformación. Especialmente, la unidad C7 disminuye su porosidad de oriente a occidente, especialmente por efectos de cementación y compactación, ligados a eventos sedimentarios.

2.3.2.4 Migración y Preservación: Aceptando que el máximo levantamiento de la Cordillera Oriental tuvo lugar en el Mioceno Tardío, se asume que gran parte de los hidrocarburos generados en el Cretácico debieron haber migrado hacia el área de la actual Cuenca de los Llanos Orientales; la migración se produjo desde las rocas cretácicas hasta que la presencia de una barrera impidiera la migración tanto vertical como lateral.

De acuerdo con los modelamientos geoquímicos realizados por ECOPEPETROL y compañías petroleras como TOTAL, BPX, OCCIDENTAL, etc., la historia térmica, tectono-estratigráfica y de enterramiento del Piedemonte Oriental, establece que existieron dos pulsos de expulsión.

El primer pulso es pre-andino y el segundo es post-andino. La expulsión pre-andina se inició en el Mioceno Medio, mientras que la expulsión de hidrocarburos livianos y condensados tuvo lugar en el emplazamiento de los cabalgamientos andinos, en el Mioceno Tardío. La expulsión de gas se inició más tarde durante el Plioceno.

La generación y expulsión del pulso pre-andino se debe al enterramiento por la subsidencia de la cuenca, la ventana de generación se encontraba a 18.000 pies. Este pulso se detiene por el levantamiento de las rocas en el inicio de la Orogenia Andina. El segundo pulso tiene lugar durante y después de la Orogenia Andina debido al enterramiento de las rocas generadoras por el emplazamiento tectónico.

Los estudios geoquímicos y de biomarcadores de los aceites y rocas generadoras indican que los hidrocarburos del primer pulso fueron en su gran mayoría biodegradados. La preservación de los hidrocarburos del segundo pulso es favorable ya que existen crudos de bajo contenido de Azufre (.01%), alta gravedad API (>40° y condensados). Se ha determinado que existe mezcla de hidrocarburos de los dos pulsos, por tanto, la calidad esperada y el tipo de hidrocarburos depende de esta mezcla.

Los eventos tectónico-estructurales que dieron origen a los campos del sector son los mismos que generaron la estructuración en el Bloque ARRENDAJO. La historia de generación, expulsión y migración de hidrocarburos nos indican que existe sincronismo para el llenado de las posibles estructuras existentes y a probar. La formación de la estructura es el resultado de la combinación de diferentes ocurrencias tectónicas, cuya última fase corresponde a la orogenia andina y se considera que sería al menos contemporánea o anterior con el segundo pulso de generación y expulsión de hidrocarburos.

3. INGENIERIA DE YACIMIENTOS

El yacimiento por descripción general, es el lugar físico donde se presenta la acumulación de fluidos en una roca porosa y permeable. Esta roca puede contener diferentes proporciones de fluido (crudo, gas y agua) que están sometidos a condiciones de presión y temperatura, según la profundidad a la cual se encuentran los fluidos. Por su parte, la ingeniería de yacimientos es la ciencia que trata la aplicación de los principios de ingeniería a los problemas de movimiento y comportamiento de los fluidos (petróleo, gas y agua) que se presentan durante la vida de producción de un yacimiento y tiene como objetivo estimar el volumen de hidrocarburo recuperable y predecir el comportamiento del yacimiento a fin de obtener una óptima explotación del mismo.³

Las cuatro clasificaciones más usuales de los yacimientos se basan en los siguientes aspectos:⁴

- Configuración de las trampas geológicas
- Diagramas de las fases de presión y temperatura
- Tipo de hidrocarburos
- Mecanismo primario de producción

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta el objetivo del presente trabajo, se describe con mayor profundidad las dos últimas clasificaciones.

³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela 2009. Cap 2-6

⁴ Ibid, p.57.

3.1 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE HIDROCARBURO⁵

En la industria del petróleo la relación gas petróleo (GOR) así como la gravedad del petróleo a condiciones de tanque ($^{\circ}$ API), constituyen las propiedades más importantes de los yacimientos de hidrocarburos para clasificarlos en yacimientos de petróleo y yacimientos de gas. Los primeros contienen de cero a unos pocos miles de pies cúbicos de gas disuelto por barril de crudo. Los yacimientos de gas pueden contener un barril de petróleo vaporizado desde 5.000 hasta más de 100.000 por pie cubico de gas.

3.2 CLASIFICACIÓN SEGÚN EL TIPO DE EMPUJE⁶

La recuperación de petróleo se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión hace fluir el hidrocarburo hacia el pozo, pero este movimiento se verifica solamente si otro fluido ocupa el espacio poroso dejado por los hidrocarburos producidos, manteniendo así la presión necesaria para continuar el movimiento de los fluidos. La cantidad de petróleo que puede ser desplazado por la energía natural asociada al yacimiento varía según el tipo de yacimiento.

Por esta razón, los yacimientos se clasifican en cinco amplias categorías, según la principal fuente de energía:

- empuje por agua
- Empuje por capa de gas en solución

⁵ Ibid, p.63-68.

⁶ Ibid, p.69-72.

- Empuje por expansión de la roca y los fluidos,
- Empuje por capa de gas
- Empuje por drenaje gravitacional.

3.3 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE PRODUCCION

Para producir los fluidos de los pozos se requiere una serie de facilidades de producción en superficie, de acuerdo a las características de los fluidos presentes en el yacimiento. En general se pueden diferenciar dos grandes macro procesos para la producción de los fluidos acumulados en un determinado yacimiento: las operaciones de subsuelo, para extraer el crudo del yacimiento y las operaciones de superficie para recolectar, tratar y fiscalizar los fluidos producidos a través de los pozos⁷.

3.3.1 Operaciones de Subsuelo. Una vez finalizada la etapa de perforación los pozos son completados y terminados con el objeto de dejarlos en las condiciones técnicas necesarias para que inicien su etapa productiva.

Durante esta etapa se hace necesaria la rehabilitación y/o reparación de los pozos por intermedio de trabajos de *Workover*. Este término hace referencia a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos petroleros activos e inactivos, cuyo objeto principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos. Estos trabajos modifican las condiciones del pozo o del yacimiento y son conocidos como operaciones de subsuelo.

⁷ BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades (2009: Bogotá Colombia). Memorias. Bogotá D.C. P-13.

En cumplimiento de las metas o pronósticos de producción, la disminución de las pérdidas de producción, la optimización de los costos y presupuestos de producción y mantenimiento, optimizando los procesos de mantenimiento de subsuelo y superficie, deben ser los principales objetivos a los que deben llevar las diferentes operaciones y trabajos que se realizan a diario en los campos petroleros. Durante la producción de un campo petrolero se requieren diferentes trabajos de mantenimiento de los pozos con el fin de mantener una mejor productividad de los mismos y lograr un mejor factor de recobro de los hidrocarburos presentes en el yacimiento. Con el paso del tiempo los pozos presentan problemas de arenamiento, producción excesiva de agua o gas en los intervalos productores, taponamiento de la cara de las formaciones, precipitación de parafinas, asfaltenos y/o problemas con los equipos de producción, problemas que deben ser resueltos para restablecer el potencial productivo de los pozos.

3.3.2 Operaciones de Superficie. En general, las operaciones de superficie incluyen todos los procesos para extraer y recolectar los fluidos de cada uno de los pozos, separar, tratar, fiscalizar y entregar para la venta o respectivo destino. Por definición una estación o batería de recolección, tratamiento y almacenamiento de crudo es una instalación industrial a la cual llega el total del fluido producido por los pozos de un área determinada, en la estación se realiza la separación y tratamiento de las fases (petróleo, gas y agua), para finalmente almacenar en condiciones óptimas para la venta.

3.3.3 Descripción de equipos⁸ : En general en cada campo productor pueden existir en mayor o menor escala, los siguientes elementos que conforman las

⁸ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela 2009. Cap 2-6

facilidades de producción requeridas para producir, tratar almacenar y entregar el crudo y procesar el gas para ser comercializado:

- **Cabeza de pozo:** consiste en una serie de válvulas que se instalan en un pozo productor, normalmente denominada “Árbol de Navidad”, al cual se conectan las líneas de flujo. El árbol de navidad lo conforma la válvula master inferior y superior, *swab*, *wing* y choque ajustable. En la cabeza de pozo generalmente se miden algunas variables tales como presión del *tubing* y del *casing*, temperatura y BS&W.
- **Líneas de Flujo:** son tuberías por las cuales se va a transportar los fluidos producidos, desde la cabeza del pozo, hasta el “*manifold*” o múltiple de llegada del crudo a las estaciones de recolección y tratamiento que se hayan establecido para este fin.
- **Manifold:** el sitio a donde llega la producción de varios pozos de petróleo de un campo se le denomina “*manifold*” o “múltiple” de llegada a una estación de recolección o tratamiento y consiste básicamente en una serie de facilidades y válvulas que permitan recibir y sirve para controlar adecuadamente la producción de los diferentes pozos que confirman un campo petrolero.
- **Separador:** son recipientes cerrados, utilizados para separar mecánicamente los líquidos y el gas de una corriente combinada de estos fluidos a determinada presión y temperatura. Estas vasijas funcionan mediante el choque de la corriente entrante con placas que separan el gas

del líquido (bifásicos). Pueden contar con un sistema interno que permite recolectar el aceite libre y el drenaje de agua (trifásico).

- **Calentador:** recipiente (vasija) que somete a calentamiento el líquido que alberga para elevar la temperatura (aceite y agua emulsificada). El incremento de temperatura facilita el rompimiento de la emulsión ayudando a separar a mayor nivel de detalle el petróleo del agua.
- **Scrubber:** Equipo (vasija) cuya función es extraer el contenido líquido en una corriente de gas, lo cual se logra haciendo pasar la corriente por un camino tortuoso donde condensa el líquido que había sido arrastrado en etapas anteriores.
- **Skimer:** Es una piscina en cemento impermeabilizada, cuyo propósito es recibir las aguas aceitosas drenadas en varios puntos del proceso; también llamado separador API. De este proceso se logra separar del agua extraída en los procesos, las trazas de hidrocarburos líquidos que no han sido separadas en etapas anteriores.
- **Tanques de almacenamiento:** Recipiente donde se almacena el fluido en la etapa final del proceso y en donde se acopia los fluidos que se encuentran en especificación para luego ser despachados hacia ventas o destino final.

3.4 SEPARACIÓN DE FLUIDOS

Desde el cabezal de cada pozo arranca la tubería de flujo que llega a la estación, la cual está diseñada para recibir la producción de cierto número de pozos.

La estación de flujo y recolección de la producción de los pozos la componen un grupo de instalaciones que facilitan el recibo, la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo. El flujo del pozo consiste preponderantemente de petróleo, al cual está asociado un cierto volumen de gas: relación gas-petróleo (RGP), que se mide en m³ de gas por m³ de petróleo producido o en pies cúbicos de gas por barril de petróleo producido, a condiciones estipuladas en la superficie. Además, el flujo de petróleo y gas puede mostrar la presencia de agua y de sedimentos procedentes del yacimiento productor.

3.4.1 Múltiple de producción. En la estación de flujo y de recolección, el múltiple de producción representa un sistema de recibo al cual llega el flujo de cada uno de los pozos productores asignados a esa estación. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos

3.4.2 Separador de producción. Es muy importante la separación del petróleo del gas, del agua y de los sedimentos que lo acompañan desde el yacimiento. Para realizar la separación del gas del petróleo se emplean separadores del tipo vertical y horizontal, cuya capacidad para manejar ciertos volúmenes diarios de crudo y de

gas, a determinadas presiones y etapas de separación, varía de acuerdo a las especificaciones de manufactura y funcionamiento requeridos.

Los separadores se fabrican de acero, cuyas características corresponden a las normas establecidas para funcionar en etapas específicas de alta, mediana o baja presión. En la separación de gas y petróleo es muy importante considerar la expansión que se produce cuando el gas se desprende del petróleo y la función que desempeña la presión. Además, en el interior del separador, a través de diseños apropiados, debe procurarse el mayor despojo de petróleo del gas, de manera que el gas salga lo más limpio posible y se logre la mayor cantidad posible de petróleo.

La separación para una, dos o tres etapas está regulada por factores tales como la presión de flujo en el cabezal del pozo, la presión con que llega a la estación, la relación gas-petróleo, la temperatura y el tipo de crudo.

La última etapa de separación ocurre en los tanques de almacenamiento, donde todavía se desprende gas del petróleo, a una presión levemente mayor o igual a la atmosférica.

Además de un proceso tecnológico, la separación envuelve procurar la mayor obtención de crudo que, por ende, significa la mayor extracción de petróleo del yacimiento y el consiguiente aumento de ingresos.

Cuando la producción está acompañada de cierta cantidad de agua, que además tanto ésta como el petróleo pueden contener elementos corrosivos, entonces la

separación involucra otros tipos adicionales de tratamiento como el calentamiento, aplicación de anticorrosivos, demulsificadores, lavado y desalación del crudo, tanques especiales para asentamiento de los elementos nocivos al crudo y al gas y otros procesos que finalmente acondicionen el crudo y el gas producidos para satisfacer las especificaciones requeridas para la entrega y venta a los clientes.

3.4.3 Disposición del crudo. Diariamente los pozos productores fluyen o bombean sus respectivas cuotas de producción, como ya se ha señalado, a sus correspondientes estaciones de flujo. Allí, luego de la separación y tratamiento adecuados, el crudo pasa a tanques de almacenamiento cuyo número y volumen son suficientes para recoger holgadamente la producción de varios días. También se mantiene un registro de los volúmenes de crudo recibidos, tratados, almacenados y despachados. Los tanques utilizados para el almacenamiento son cilíndricos y su altura y diámetro están en función de su capacidad. Los hay de dos tipos: empernados para los de pequeño volumen, y soldados para volúmenes mayores. Existe una variedad de tanques cuya capacidad va desde 40 a 160.000 m³ para satisfacer todos los requerimientos.

Estaciones pequeñas bombean el crudo a estaciones de mayor capacidad de almacenamiento y de recolección, que conectadas a oleoductos despachan diariamente grandes volúmenes de crudo a los puertos de embarque o directamente a las refinerías.

La fiscalización del almacenaje y despacho de volúmenes de crudo se hacen según las normas y procedimientos vigentes, de acuerdo con las leyes y reglamentos de los diferentes despachos gubernamentales: ministerios de Energía y Minas,

Hacienda, Transporte y Comunicaciones, Defensa, etc., para los fines de control de la producción, exportación, refinación y consumo interno, regalías, impuestos, etc.

3.4.4 Disposición del gas. El gas producido con el petróleo, luego de separado y tratado preliminarmente, si fuese necesario, puede ser enviado a una planta especial de tratamiento final para distribución por gasductos a las plantas petroquímicas y refinerías; a ciudades para consumo en las industrias y servicios domésticos o también es usado por la misma industria petrolera en sus operaciones, como combustible o para ser reinyectado en los yacimientos para la restauración y/o mantenimiento de la presión y, por ende, lograr un mayor porcentaje de extracción del petróleo en sitio.

3.5 GAS DE PRODUCCIÓN

El gas que se produce en la estación de recolección y tratamiento, es una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, compuesto de moléculas que contienen diferentes combinaciones de hidrogeno y átomos de carbono, que son altamente compresibles y expandibles. Además, contiene impurezas como dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrogeno y vapor de agua. El metano es el hidrocarburo gaseoso más liviano y abundante y el principal componente del gas natural, con más del 85%⁹.

Las propias características del gas, como son su composición molecular, comportamiento, movilidad, compresibilidad, reacción a la temperatura,

⁹ BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades (2009: Bogotá Colombia). Memorias. Bogotá D.C P-75

convertibilidad a líquido, poder calorífico, etc., ameritan estudios e investigaciones para el mejor aprovechamiento de esta valiosa fuente de energía.

En casi todos los países productores de petróleo y de gas de los yacimientos petrolíferos o de yacimientos gasíferos solamente, el volumen de gas producido representa una substancial contribución como fuente de energía, cuya importancia resalta al calcular su equivalencia a barriles de petróleo.

Sin embargo, la utilización del gas que fluye de los pozos como gas asociado o como gas solo, presenta una variedad de consideraciones que al traducirse en inversiones y costos de operaciones conducen a la realidad económica de las alternativas comerciales. Entre esas consideraciones cabe mencionarse:

- Instalaciones para recolección, compresión, separación, tratamiento, acondicionamiento, medición, recibo y despacho del gas. Plantas y terminales.
- Precio del gas. Inversiones, costos y gastos de operaciones. Rentabilidad

3.5.1 Características y Propiedades del Gas. El gas Natural es una mezcla de hidrocarburos simples, compuesta principalmente de metano (CH₄) y otros hidrocarburos más pesados. Dependiendo de su origen se clasifican en:

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

- a. **Composición:** La composición real de un determinado gas se obtiene y aprecia por medio de análisis cualitativos y cuantitativos. Estos análisis enumeran los componentes presentes y el porcentaje de cada componente en la composición total.

Además de los hidrocarburos presentes, por análisis se detecta la presencia o no de otras sustancias que merecen atención debido a que pueden ocasionar trastornos en las operaciones de manejo, tratamiento y procesamiento industrial del gas.

- b. **Relaciones P-V-T:** Al tratar tecnológicamente el aprovechamiento de los hidrocarburos en todas las fases de las operaciones, las relaciones presión-volumen-temperatura son básicas para determinar su comportamiento en los estados gaseosos o líquido o como mezcla de ambos.

Además, la magnitud de estas relaciones, conjuntamente con otras, sirve para planificar la cadena de operaciones referentes a la producción, separación, tratamiento, acondicionamiento, manejo, distribución, mediciones y rendimiento de gases y/o líquidos o sólidos comerciales.

- c. **Poder calorífico del gas natural:** Una de las características del gas natural es su poder calorífico, el cual se determina por análisis de laboratorio, utilizando uno de los varios tipos de calorímetros disponibles. Además, el poder calorífico del gas se considera para determinar su calidad como combustible y, por ende, su precio.

3.5.2 Usos del Gas. El desarrollo y perfeccionamiento de la tecnología del gas han contribuido decididamente a que esta fuente natural de energía sea factor

importante en la vida moderna, tanto para las industrias como para el hogar. Una vez tratado el gas natural se obtiene gas seco o gas natural comercial el cual puede ser usado como:

- Combustible
- Generación de energía eléctrica
- Materia prima.

A continuación, se describen los usos como combustible y como generación de energía eléctrica.

a. **Combustible:** Como combustible, ofrece ventajas que sobrepasan las características, disponibilidad, eficiencia y manejo de otros combustibles y líquidos.

- Es limpio. No produce hollín ni mugre. Por lo tanto, los equipos en que se usa como combustible no requieren mantenimiento especial.
- Puede manejarse a presiones deseadas de entrega en los sitios de consumo.
- Su poder calorífico y combustión son altamente satisfactorios.
- Volumétricamente es susceptible a la compresión o expansión, en función a la relación presión-temperatura que se le desee imponer.
- Puede ser transportado por sistemas de tuberías madres, troncales y ramales, especialmente diseñadas, que permiten mantener rangos de volúmenes a presiones deseadas. Por su eficiencia y poder calórico, su costo por volumen es muy económico.
- Por su eficiencia y poder calórico, su costo por volumen es muy económico

b. **Generación de energía eléctrica:** Puede ser usado en generación y electricidad y en otras operaciones de producción y refinación por medio de

plantas de generación a partir de gas natural. Esta tecnología consiste en utilizar la composición del gas natural y en algunas ocasiones el vapor que producen los gases de escape para generar electricidad de manera complementaria.

Adicionalmente el gas natural en el sector petrolero también es usado para:

- En programas de inyección en los yacimientos con el propósito de recuperar crudos.
- Como materia prima en el proceso de desulfuración a fin de mejorar la calidad de los derivados del petróleo.

3.6 DESCRIPCION DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL GAS

En términos generales, el gas natural es tratado con el objeto de conseguir un producto más puro, según sus diferentes componentes y su uso. El proceso de tratamiento del gas natural es básicamente el mismo, independientemente de la disposición. Durante el tratamiento lo primero que se separa son aquellos gases que no tienen aporte energético (como el nitrógeno y CO₂). Luego elementos como el propano, butano e hidrocarburos, también son apartados ya que pueden provocar accidentes durante la quema de incineración del gas natural.

3.7 DESCRIPCION DEL PROCESO DE COGENERACIÓN CON GAS

Una de las alternativas que en la actualidad evalúa las empresas dedicadas a la explotación de hidrocarburos, es desarrollar un proceso de autogeneración con el

gas de producción. Lo anterior, teniendo en cuenta que muchos yacimientos tienen volúmenes de gas no económicos, los cuales no pueden ser transportados ni comercializados, convirtiéndolo en un subproducto de difícil manejo. Pues la regulación ambiental actual restringe altamente la disposición vía quema en teas. De otro lado, las operaciones propias de la explotación demandan un alto requerimiento energético que va desde los sistemas de levantamiento en los pozos, hasta las estaciones de tratamiento, pasando por el requerimiento en áreas generales. Este proceso requiere de un centro de generación, que en términos generales es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de calor. Este calor puede obtenerse tanto en combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón) como en la fusión nuclear del uranio u otro combustible nuclear o del sol como las solares termoeléctricas.






A continuación se ampliará conceptualmente cada una de estas tecnologías con el objeto de entender el mecanismo y criterios de evaluación que serán usados en el presente documento

3.7.1 Turbinas. Las turbinas son máquinas accionadas por un fluido en movimiento debido a la presión que ejerce sobre la tobera y los alabes. La turbina consta de un rotor con eje, formado por planos de circunferencia que en los bordes contiene los alabes, los cuales impulsan a la rueda que están unidas a un eje principal. La turbina acciona un generador que produce energía eléctrica transmitiéndola a través de un sistema de transporte de energía eléctrica¹⁰. En el mercado existen turbinas a gas y las turbinas a vapor, las cuales pueden generar energía eléctrica en ciclo convencional o en ciclo combinado.

¹⁰ MILLA LOSTAUNAU, Luis. Calderas y Turbinas de Vapor para la generación de Energía Eléctrica. Perú. 2007. P 19

3.7.1.1 Turbinas a Gas: Es una turbo-máquina motora, cuyo fluido de trabajo es un gas. Como la compresibilidad de los gases no puede ser despreciada, las turbinas de gas son turbo-máquinas térmicas. Comúnmente se habla de las turbinas de gas por separado de las turbinas ya que, aunque funcionan con sustancias en estado gaseoso, sus características de diseño son diferentes, y, cuando en estos términos se habla de gases, no se espera un posible cambio de fase, en cambio cuando se habla de vapores sí¹¹.

Figura 4: Tecnologías de Cogeneración Empleadas

TECNOLOGÍA		TIPO	
TURBINAS	A GAS	Ciclo combinado con recuperación de calor	
		Ciclo abierto con recuperación de calor	
	A VAPOR	Contrapresión	
		Condensación con extracción de vapor	
MOTORES DE COMBUSTIÓN	INTERNA	Reciprocantes	
		A vapor	
	EXTERNA	Stirling	
MICROTURBINAS DE GAS			

Fuente: CONUEE, Oportunidades de Cogeneración eficiente, modificado www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/.../cogeneracion_eficiente.pdf

¹¹ WIKIPEDIA. Turbina de Gas. [En línea]. Consultado el 14 de Mayo de 2016. Disponible en https://es.wikipedia.org/wiki/Turbina_de_gas

Los sistemas de turbina de gas son compactos y presentan una serie de características que los hacen muy apropiados para su aplicación en la cogeneración. La potencia generada por una turbina de gas en función directa de su rendimiento, el cual se define como la relación que existe entre su producción de energía mecánica y su consumo de combustible.

La tecnología de las turbinas de gas se ha desarrollado en la actualidad encontrándose en el mercado equipos que trabajan con relaciones de presión de 30 y con eficiencias hasta del 40%.

3.7.1.2 Turbinas a Vapor. Una turbina de vapor es una turbo-máquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético. Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el Ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, de la cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por un generador para producir electricidad¹².

En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil de la

¹² BIBLIOTECA SOBRE INGENIERÍA ENERGÉTICA. Turbina de Vapor. [en línea]. Consultado Mayo 14 de 2016. Disponible en <http://es.pfernandezdiez.es/?pageID=20>

turbina. El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina.

El término turbina de vapor es muy utilizado para referirse a una máquina motora la cual cuenta con un conjunto de turbinas para transformar la energía del vapor, también al conjunto del rodete y los álabes directores.

En esta configuración, la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%. Las centrales que generan con este tipo de tecnología usan una caldera en la que se quema el combustible para generar calor, el cual es transferido a unos tubos por donde circula el agua, la cual se evapora. El vapor obtenido, a alta presión y temperatura, se expande a continuación en una turbina de vapor, cuyo movimiento impulsa un alternador que genera la electricidad. Luego el vapor es enfriado en un condensador donde circula por tubos agua fría de un caudal abierto de un río o por torre de refrigeración.

Por su parte, las calderas son los equipos responsables de la generación de vapor. Se trata de un recipiente donde se hierve el agua hasta generar el vapor que constituye la fuerza motriz de la máquina. La evaporación de agua se efectúa en una multitud de tubos vaporizadores dispuestos de modo que estén expuestos lo más posible a la radiación directa de la llama. Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos:

- Contrapresión
- Extracción

- Condensación

En las turbinas de contrapresión la principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como las torres de enfriamiento.

En las turbinas de extracción / condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina, antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador. Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

3.7.2 Micro turbinas de gas. Son turbinas de combustión de tamaño pequeño, con potencias que actualmente se sitúan entre 28 y 200 kW. Están dotadas de generadores de alta velocidad de imán permanente que pueden girar a la misma velocidad que la turbina de gas, con lo que pueden acoplarse directamente sin necesidad de disponer de un sistema de caja de cambios¹³.

Las microturbinas pueden clasificarse, por su configuración, en:

- **Eje simple o eje doble:** La configuración en un solo eje permite reducir los costes de producción y tiene un mantenimiento más fácil.

¹³ PLAN EFICIENCIA ENERGETICA. Micro-turbinas de gas. [en línea]. Consultado Mayo 14 de 2016. Disponible en http://www.caib.es/conselleries/industria/dgener/user/portalenergia/pla_eficiencia_energetica/produccioenergia_1.es.html

- **Ciclo simple o con regeneración:** En las de ciclo simple, se mezcla el aire comprimido con el combustible y se hace la combustión bajo condiciones de presión constante. Las unidades de ciclo regenerativo usan un intercambiador de calor, con la finalidad de recuperar calor de la corriente de salida de la turbina y transferirla a la corriente de entrada del aire. El hecho de combinar las microturbinas con equipos de recuperación de energía para transferir el calor al aire de combustión provoca que con estos sistemas pueda llegar a doblarse la eficiencia eléctrica de la micro-turbina.

El uso de las microturbinas ofrece un gran número de ventajas, en comparación con otras tecnologías de producción de energía a pequeña escala, como pueden ser los motores de gas natural, principalmente¹⁴:

- Menor número de partes móviles, únicamente el eje de la microturbina. Ello implica un bajo mantenimiento y, además, en algunos equipos no hay consumo de aceite lubricante.
- Reducido peso y dimensiones. Un sistema similar de producción de energía eléctrica y agua caliente con un motor de gas de pistones de unos 40 kW de potencia eléctrica pesa más de 2.000 kg ante los 700 kg del sistema de microturbina de gas. Las dimensiones externas son similares en ambos casos.
- Energía térmica recuperable en una sola corriente. A diferencia de los motores de pistón, las turbinas de gas concentran el calor excedente en una

¹⁴ PLAN EFICIENCIA ENERGETICA. Micro-turbinas de gas. [en línea]. Consultado Mayo 14 de 2016. Disponible en http://www.caib.es/conselleries/industria/dgener/user/portalenergia/pla_eficiencia_energetica/produccioenergia_1.es.html

sola corriente a alta temperatura, con lo que se simplifica la instalación. Los gases de escape de las microturbinas de gas son generalmente de alta calidad, dado que se encuentran a alta temperatura y libres de aceites. Ello los convierte en un sistema ideal para combinar con equipos de refrigeración para absorción de alta eficiencia (doble efecto, ciclos GAX, etc.) para la producción de frío y, también, para aplicaciones en los invernaderos de horticultura donde es necesario un suministro de calor y CO₂ con un bajo nivel de hidrocarburos. La eficiencia de estos sistemas puede ser muy elevada y, por lo tanto, muy atractiva para los casos en que, además de la demanda eléctrica, hay una demanda en climatización muy importante.

4. FACILIDADES DE PRODUCCION

Las Facilidades de Producción comprenden los procesos, equipos y materiales requeridos en superficie para la recolección, separación y tratamiento de fluidos, así como la caracterización y medición de cada una de las corrientes provenientes de los pozos productores, bien sea crudo, gas o agua e impurezas implementando el tratamiento adecuado de cada una de las fases para poder las comercializar o disponer sin alterar el equilibrio del medio ambiente

4.1 DESCRIPCION DE LAS FACILIDADES ACTUALES DE PRODUCCION BLOQUE ARRENDAJO CAMPO AZOR

El bloque Arrendajo dispone de una estación de producción, llamada Mirla Negra la cual se encarga de la recolección y el tratamiento de los pozos del Bloque, tiene una capacidad total de proceso de 12000 BFPD, Cuenta con 7 plataformas, 10 pozos productores y un pozo inyector.

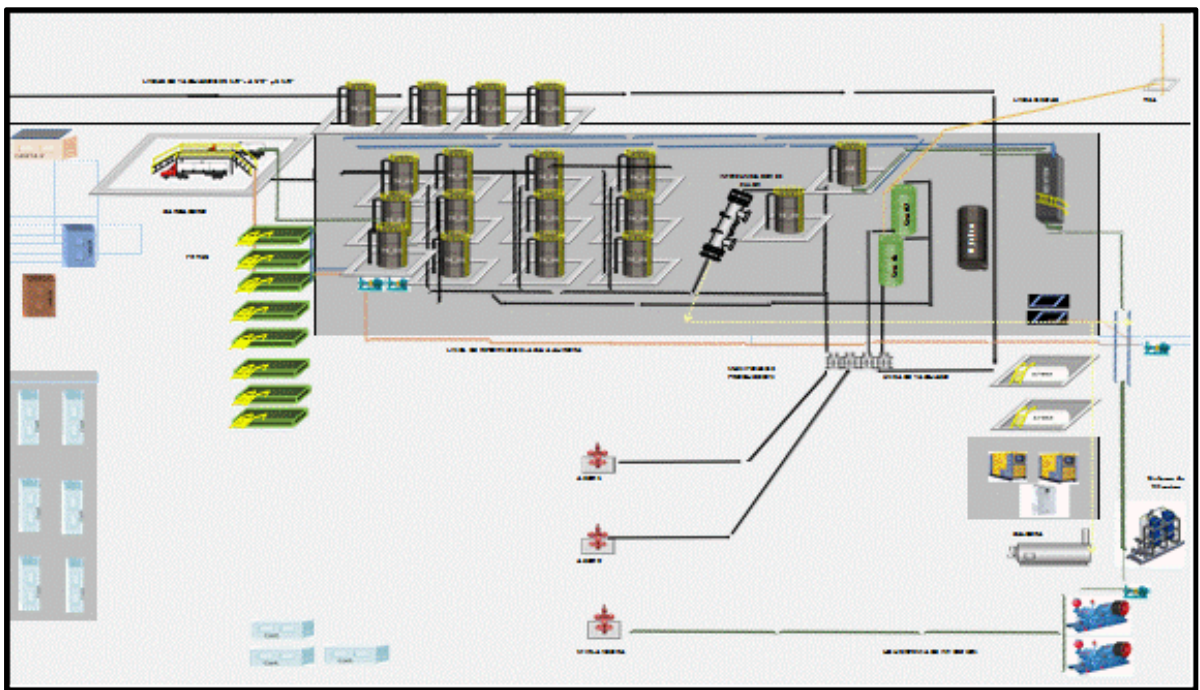
La plataforma principal es Mirla negra donde se encuentran las facilidades principales y el pozo inyector, se encuentra el pozo Azor 1X, Azor 2 y el inyector Mirla Negra.

La plataforma secundaria es Yaguazo cuenta con 7 pozos productores y tres líneas de flujo de 7 km, para transportar los fluidos hasta la Estacion Mirla Negra donde se realiza el proceso de separación y venta.

4.1.1 Descripción Del Proceso. Actualmente, la Estación Mirla Negra recibe cuatro líneas independientes, una proveniente de la locación Azor 3 y tres de la locación Yaguazo.

El fluido proveniente del campo Azor llega al *manifold* general de la facilidad de Mirla Negra donde se inyecta rompedor directo e inhibidor de parafina, el fluido pasa a través de un separador Bifásico de 4000 bls/día y 50000 scf/día de capacidad, el gas se mide por medio de un sistema de orificio de platina, pasa al *scrubber* y finalmente el gas separado es enviado a la tea para ser quemado en su totalidad.

Figura 5: Layout Estacion Mirla Negra

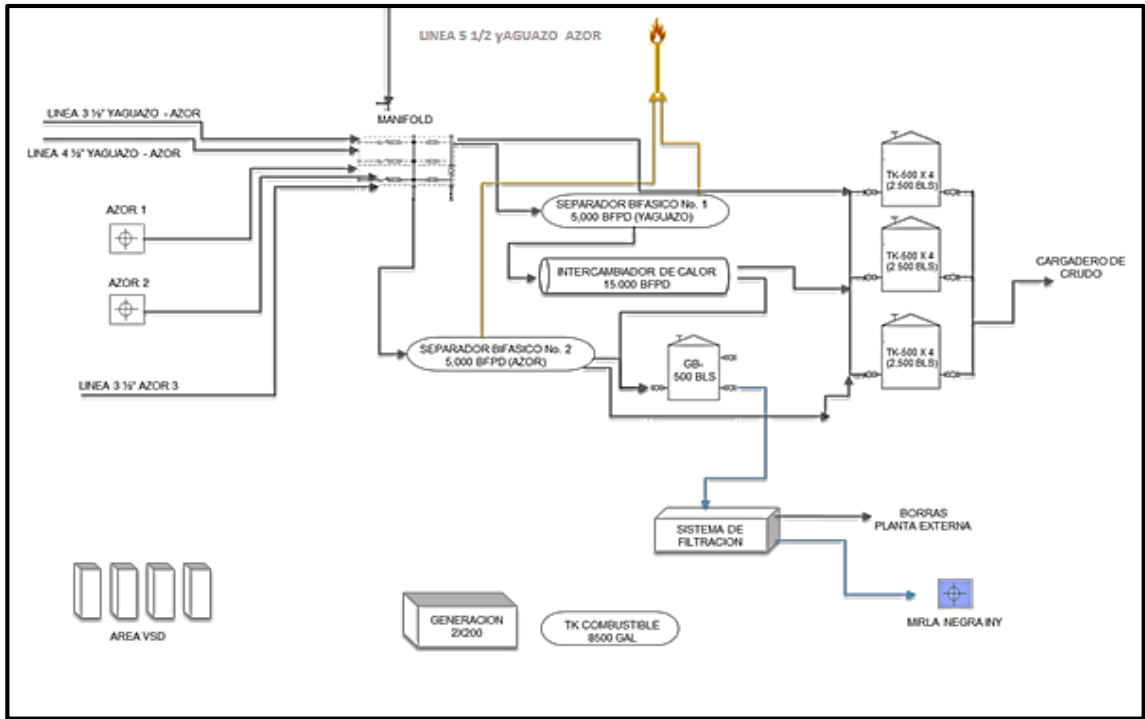


La producción del Campo Yaguazo es enviada a través del equipo de fondo (BES) directo al *manifold* de producción campo posteriormente los fluidos de producción son enviados por una línea de prueba de 3 ½" y dos líneas generales de 4 ½" y 5 ½" respectivamente.

En el Campo Yaguazo se encuentran los pozos Yaguazo 1, Yaguazo 2st3, Yaguazo 3, Yaguazo 4, Yaguazo 5, Yaguazo 6st y Yaguazo 7, la producción de estos pozos llega al *manifold* general de la estación principal Mirla Negra donde se le aplica rompedor directo e inhibidor de parafina, la producción total de los pozos es direccionada a un segundo separador bifásico de 10000 bls/día y 100000 scf/día de capacidad, el gas se mide por medio de un sistema de orificio de platina, pasa al *scrubber* y finalmente el gas separado es enviado a la tea para ser quemado en su totalidad.

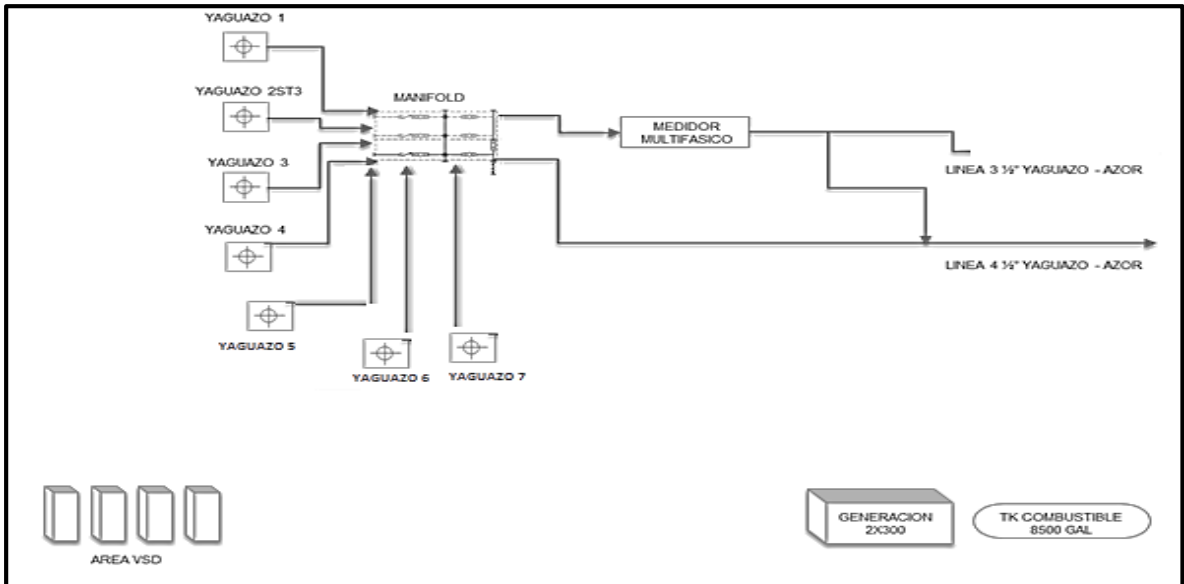
La mezcla crudo-agua de los campos Azor y Yaguazo es enviada al tanque Gun Barrel, donde se realiza la separación Agua/crudo, el crudo pasa a tanques de proceso para ser tratado, fiscalizado y vendido. El agua fluye por presión hidrostática a un segundo tanque y un *cash tank*, donde alcanza un tiempo de residencia con el fin de lograr una segunda separación, a la línea de salida de agua se inyecta clarificante y biocida con el fin de controlar los parámetros como los sólidos suspendidos, porcentaje de crudo en agua y turbidez, finalmente el agua se dispone inyectándola en el pozo inyector Mirla Negra a 700 psi.

Figura 6: Diagrama facilidades de producción instaladas en Mirla Negra.



Fuente: Información de operación bloque Arrendajo. Año 2016

Figura 7: Diagrama facilidades de producción instaladas en Yaguazo.



Fuente: Información de operación bloque Arrendajo. Año 2016

4.2 HISTORIAL DE PRODUCCION DE PETROLEO Y GAS BLOQUE ARREDAJO CAMPOS AZOR Y YAGUAZO

En el Bloque Arrendajo desde sus inicios de producción de petróleo ha venido asociada la producción de gas de los diferentes yacimientos productores. Así a través de los años esta producción de gas ha ido incrementando hasta llegar a cifras considerables.

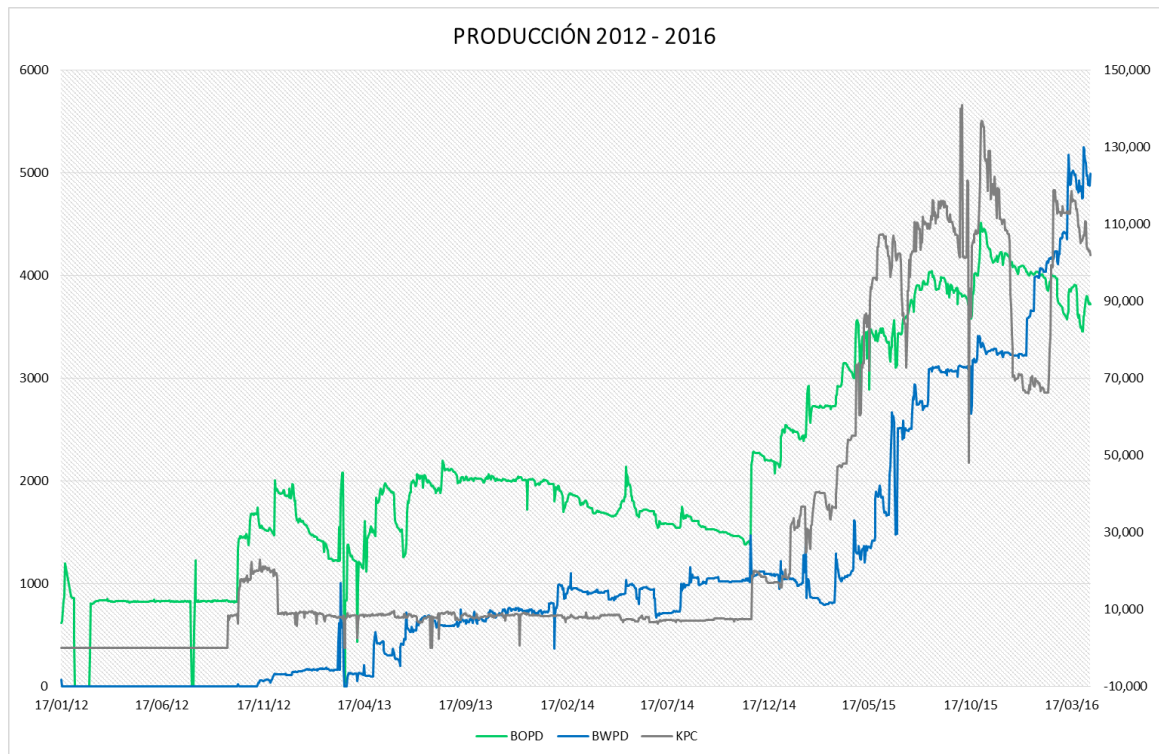
El perfil del Bloque muestra que fue puesto en producción el campo Azor el 15 de Enero de 2012, a una tasa promedio diaria de 840 BFPD, incrementándose con la perforación de los pozos del Campo Yaguazo hasta 8900 BFPD y 115,776 KPC, producción máxima registrada en la vida del Bloque Arrendajo.

4.2.1 Producción De Petróleo y Gas. En la tabla siguiente se pueden observar la producción del bloque Arrendajo desde que inicio producción

Tabla 1: Producción de petróleo y gas a Abril 30 de 2016

AÑO	BOPA	BWPA	MPCA	BOPD	BWPD	KPCD
2012	329.688	5.762	1.484,555	970	17	4,366
2013	641.993	167.512	3.022,313	1.759	459	8,280
2014	637.880	342.344	3.223,799	1.748	938	8,832
2015	1.260.848	785.340	29.755,714	3.454	2.152	81,523
2016	464.948	532.180	11.437,297	3.843	4.398	95,311
TOTAL	3.335.356	1.833.138	48.923,678			

Figura 8: Producción de petróleo y gas a Abril 30 de 2016



4.2.2 Pronostico de Producción Bloque Arrendajo. El pronóstico de producción fue realizado teniendo en cuenta la perforación de cuatro pozos para el año 2017, considerando los aspectos estáticos y dinámicos conocidos del yacimiento y bajo la premisa de controlar la producción de gas en pozos con un GOR alto.

Tabla 2: Pronostico de Producción Bloque Arrendajo

AÑO	BOPA	BWPA	MPCA	BOPD	BWPD	KPCD
2012	329.688	5.762	1.484,555	970	17	4,366
2013	641.993	167.512	3.022,313	1.759	459	8,280
2014	637.880	342.344	3.223,799	1.748	938	8,832
2015	1.260.848	785.340	29.755,714	3.454	2.152	81,523
2016	1.414.944	953.631	45.625,336	3.877	2.613	125,001
2017	1.724.372	1.262.545	51.126,832	4.724	3.459	140,074
2018	2.112.904	1.568.188	62.628,329	5.789	4.296	171,584
2019	2.344.666	1.806.791	65.129,825	6.424	4.950	178,438
2020	2.693.646	2.114.070	70.131,321	7.380	5.792	192,141
2021	2.673.376	2.123.711	68.993,929	7.324	5.818	189,024
2022	2.601.389	2.104.147	64.812,092	7.127	5.765	177,567
2023	2.367.134	1.938.236	59.757,527	6.485	5.310	163,719
2024	2.321.005	1.933.275	52.657,508	6.359	5.297	144,267
TOTAL	23.123.845	17.105.553	578.349,080			

Figura 9: Producción Proyectada

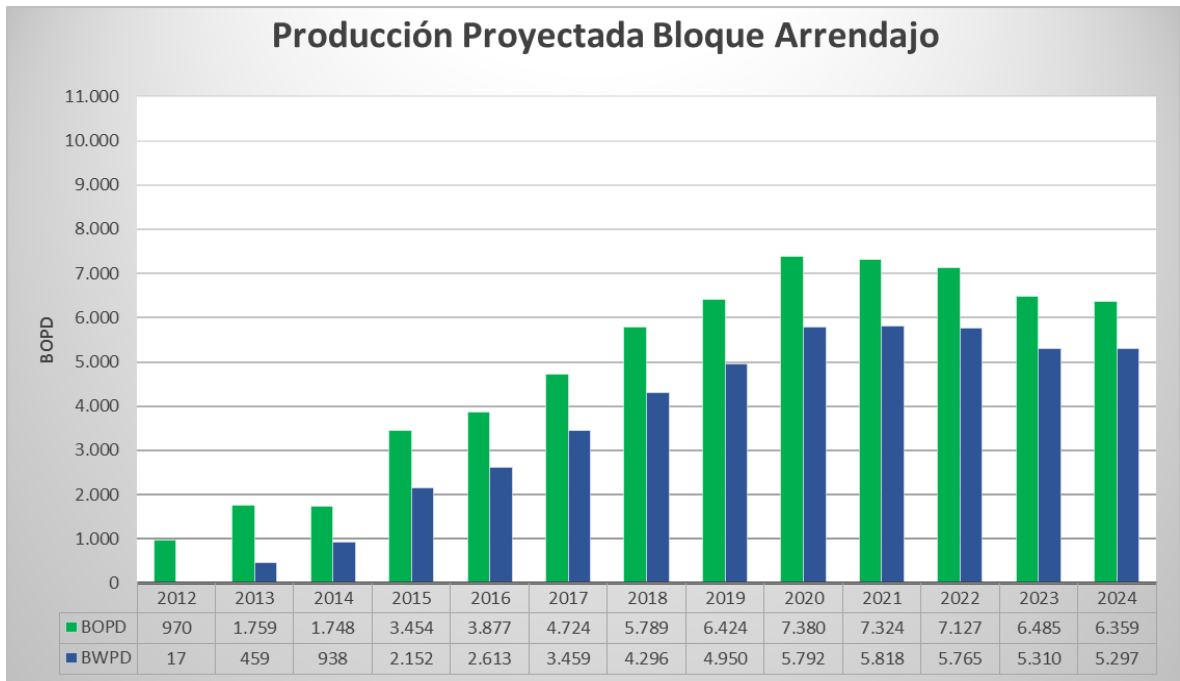
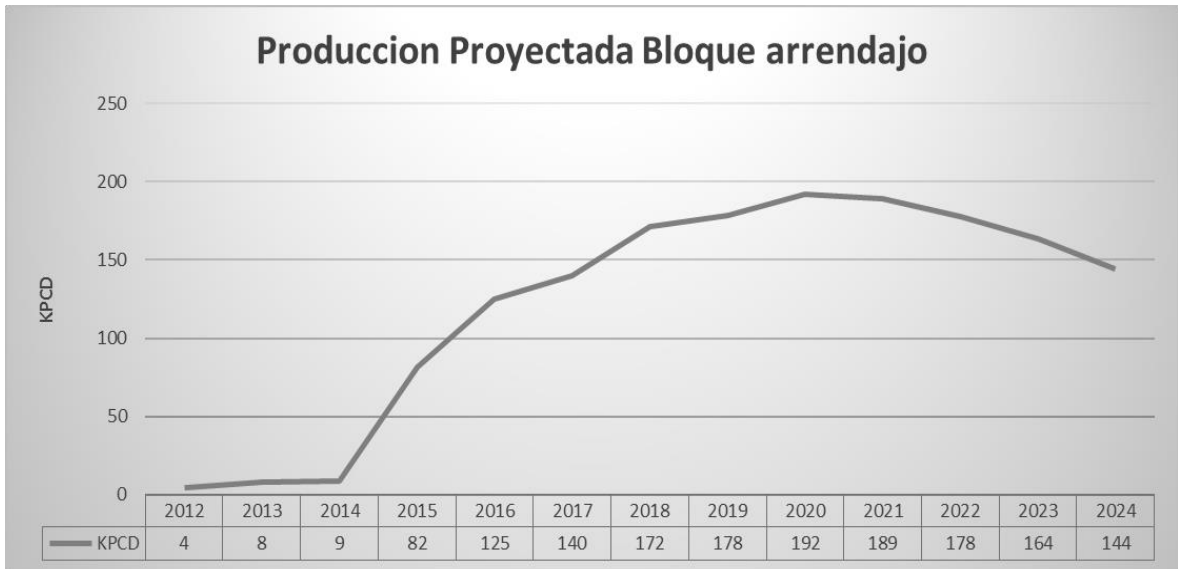


Figura 10: Producción Proyectada de Gas



4.2.3 Cálculo y Estimación de Reservas¹⁵. Uno de los objetivos es determinar las reservas de petróleo y gas del yacimiento y la recuperación anticipada bajo los mecanismos de recuperación existentes, puesto que los hidrocarburos representan hoy en día la principal fuente de energía a nivel mundial, es por ello que las cantidades de crudo y gas originales en sitio son de vital importancia para determinar los volúmenes recuperables del mismo.

Las rocas reservorio consisten en unos cuerpos de areniscas en el nivel C5 (Formación Carbonera) intercalados con lutitas y/o arcillolitas, correlacionables en el área.

¹⁵ CRAFF y HAWKINS, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Editorial Tecnos, Tercera Edición, 1985. 46P.

Teniendo en cuenta que el volumen de la producción de gas asociada no está bajo condiciones económicas para ser recuperadas se descarta la posibilidad de realizar el cálculo y estimación de reservas para gas.

El cálculo de reservas para el bloque Arrendajo fue realizado por la compañía certificadora de reservas *Engineering Ltd.* Con corte a Diciembre de 2015.

Las reservas fueron asignadas usando el método volumétrico. En la siguiente tabla se presentan los cálculos realizados:

Tabla 3: Cálculo de reservas crudo

PARAMETROS	CAMPO AZOR		CAMPO YAGUAZO	TOTAL
	FORMACION CARBONERA C5B1/B2	FORMACION CARBONERA C5	FORMACION CARBONERA C5	
Espesor (pies)	16	17	12	
Area (Acres)	303	30	218	
Volumen (Acres-Pies)	4707	504	2616	
Porosidad	30	30	28	
Saturacion de Petroleo (%)	77,11	70	65	
Bo	1,066	1,066	1,05	
POES	7,898	768	3,489	
Factor de Recobreo (%)	40	40	40	
Reservas Recuperables (MBIs)	3,159	307	1,396	4,862
Produccion Acumulada (MBIs)	842	0	130	972
Reservas Remanentes (MBIs)	2,317	307	1,266	3,89
	309,317			

Fuente: Informe cálculo de reservas para el bloque Arrendajo por la compañía certificadora de reservas *Engineering Ltd.* Con corte a Diciembre de 2015

5. CARACTERIZACION Y CROMATOGRAFIA DE GASES

De la misma manera que el petróleo, el gas natural se origina por la descomposición de materias orgánicas y puede ocurrir como tal ya sea asociado con yacimientos de petróleo, en yacimientos de gas condensado o en yacimientos de gas libre; siendo esta última la forma más común de encontrarlo en el mundo. Dependiendo de estos modos de ocurrencia y de la posición geográfica del país de procedencia, los elementos que lo conforman y el porcentaje en que intervienen varían muy ampliamente.

5.1 CARACTERIZACION DEL GAS PRODUCIDO

La composición del gas producido se obtiene mediante la cromatografía de gases de muestras tomadas en campo. Estas muestras de gas se toman en los puntos que presentan mayor facilidad operativa para su colección (salida del separador o bota de gas) o, en su defecto, en los puntos donde se requiere consumir el gas.

5.2 CROMATOGRAFIA DE GASES

Para diseñar un equipo es necesario conocer, el porcentaje en fracción molar de Metano y Poder Calorífico, así como ciertas propiedades del gas producido en el campo tales como composición del gas, gravedad específica, compresibilidad del gas, viscosidad del gas, calor específico, presión y temperatura de flujo, octanaje, valor calorífico, peso molecular del gas, contenido de agua, contenido de líquido y gas.

5.2.1 Definición y Fases. La cromatografía es un método de separación de mezclas moleculares basado en la distribución de la muestra entre dos fases. Una fase es el lecho estacionario de extensa superficie empacada apretadamente dentro de una columna. Esta es la fase estacionaria y puede ser un sólido o una delgada película líquida que recubre al sólido. La otra fase consiste en un gas o líquido que percola sobre la fase estacionaria y alrededor de la misma; a esta fase se la denomina fase móvil.

Al tener como fase móvil al gas se habla de una cromatografía de gases.

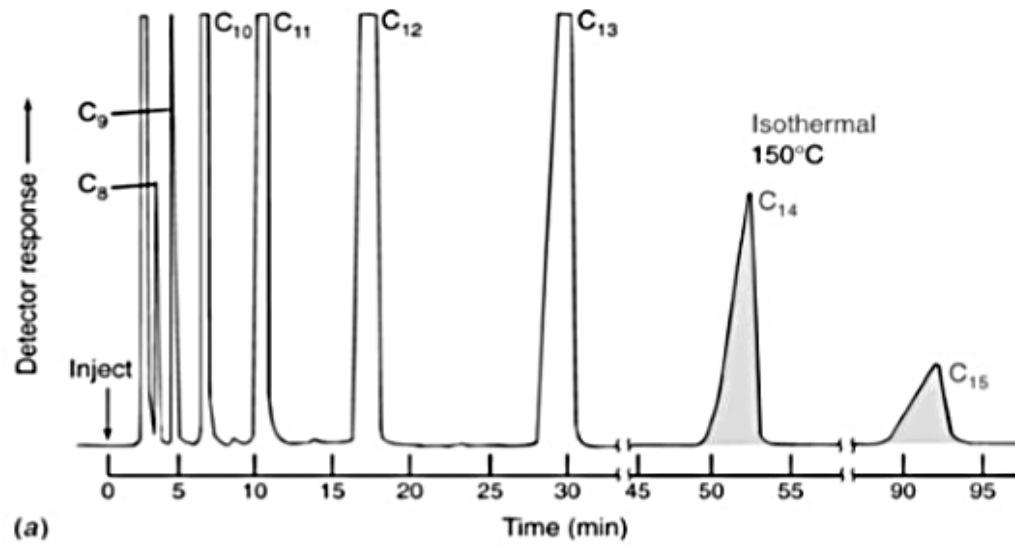
La fase estacionaria puede ser un sólido o un líquido dispuesto sobre un sólido que actúa como soporte, y la fase móvil es un fluido (gas, líquido o fluido supercrítico) que se usa como portador de la mezcla.

En la cromatografía de gases a la fase móvil se la denomina gas portador, por ser un gas inerte y cumplir con la función de transportar las moléculas de la muestra tomada a través de la columna. La concentración diferencial sobre la superficie sólida es la base para la separación en la CGS (Cromatografía de Gas Sólido), siendo esta utilizada fundamentalmente para la separación de los gases ligeros.

Un cromatograma es el resultado gráfico del análisis de una muestra de gas, donde se muestran los componentes y el grado de concentración que estaban presentes en determinado tiempo ver figura 10. Cuando la columna sale o se obtiene solo el gas portador que fue utilizado como eluyente, aparecerá graficada una línea recta llamada línea base. Cuando se eluyen los picos de dicha muestra se empieza a

dibujar un perfil de su concentración y así se obtienen parámetros indispensables: el tiempo de retención y el área del pico.

Figura 11: Cromatograma



Fuente: www.quimicalibre.com

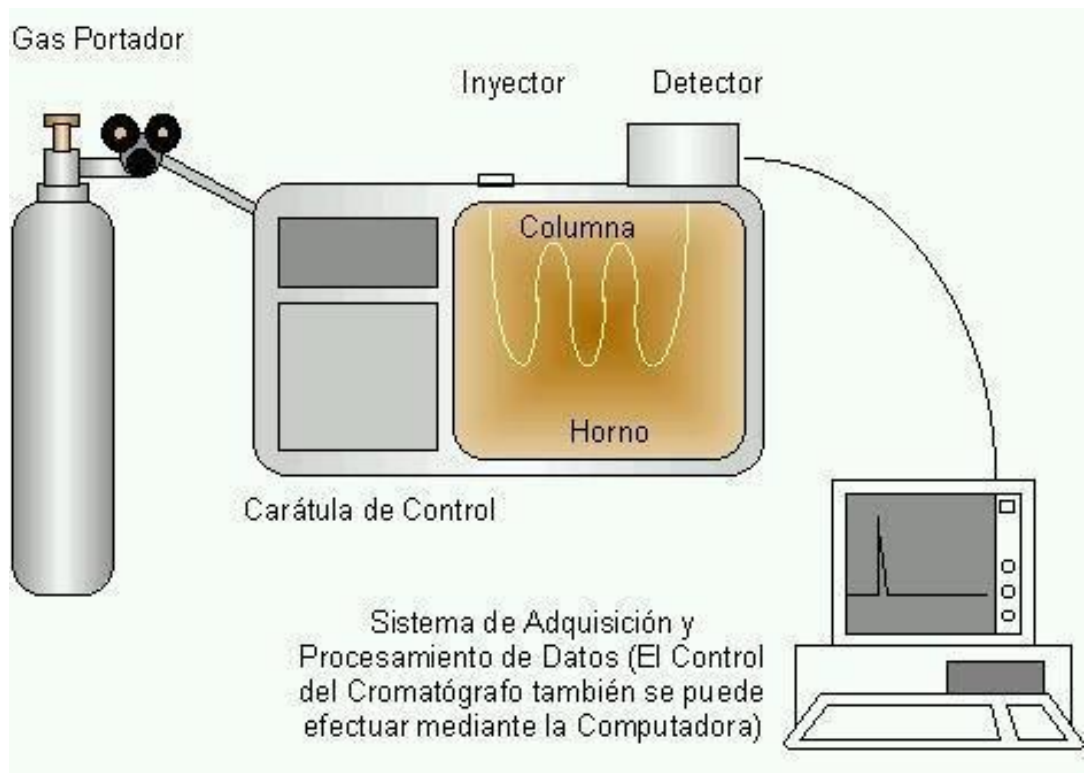
- **Tiempo de Retención (tR):** Se denomina al tiempo transcurrido desde la inyección de la muestra hasta que se obtiene el máximo pico. Este tiempo permite identificar picos que en ciertas ocasiones controladas, pueden ser reproducibles.
- **Área de Pico:** Permite determinar la concentración de cada componente separado en la columna.

5.3 INSTRUMENTAL PARA CROMATOGRAFIA DE GASES

Las partes básicas de un cromatógrafo son:

1. Cilindro de gases portador
2. Control de caudal de gas
3. Entrada de muestra
4. Termostato de la columna
5. Columna
6. Detector
7. Registro grafico

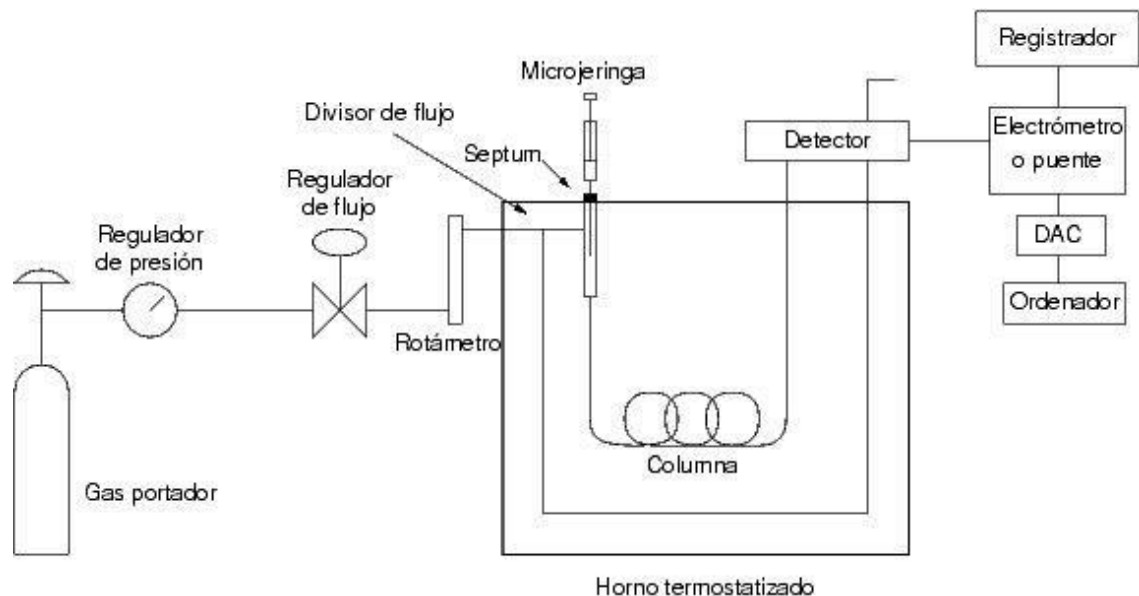
Figura 12: Diagrama de un cromatógrafo de gas



Fuente: www.quimicalibre.com

El gas portador inerte (helio o nitrógeno) fluye continuamente desde un cilindro de gas a través de la cámara de inyección, de la columna y del detector. El caudal de gas portador se controla cuidadosamente para obtener tiempos de retención reproducibles y disminuir al mínimo la deriva y los ruidos del detector.

Figura 13: Diagrama de flujo del Cromatógrafo de gases



Fuente: www.monografias.com/cromatografia-gases

La muestra se inyecta en la cámara de inyección donde es arrastrada hacia la columna. La muestra se reparte entre el gas portador y la fase estacionaria, separándose en cada uno de sus componentes. Los componentes de la muestra que tengan mayor solubilidad a la fase estacionaria se desplazan con más lentitud y se eluyen mucho después en la columna.

Después de la columna, en tanto el gas portador como la muestra, pasa a través de un detector. Este dispositivo mide la concentración de la muestra y genera una señal

eléctrica. Esta señal pasa a un registrador gráfico, en el cual configura un cromatograma. Un procesador de datos integra automáticamente el área de pico e imprime resultados cuantitativos y los tiempos de retención.

- **Muestreo:** Dentro de las normas para realizar el muestreo se tiene la ASTM D 241; norma que establece el procedimiento para la extracción de las muestras de los diferentes tipos de gas natural.
- **Equipos y Materiales:** Los envases destinados a contener muestras deben reunir las siguientes características:
 - Ser de un material que garantice la máxima protección, seguridad y sea resistente a la corrosión.
 - Tener la forma y capacidad adecuada para contener las muestras.
 - Estar provisto de dos válvulas y de un tubo interior que sea prolongación de las mismas.

Si las muestras a ensayarse contienen compuestos corrosivos o sulfurados, los envases para extraerlas deberán ser de acero inoxidable y equipados con válvulas del mismo material; de otra manera, la determinación de mercaptanos y sulfuro de hidrogeno puede resultar errónea.

Procedimiento: Según la norma, se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Conectar el porta muestra (vertical) al separador o tubería de gas por medio de un acople de tubería que va unido al cilindro.

- Se abre la llave de salida del gas en la tubería, luego la válvula de entrada al cilindro y por último la válvula de salida, que es la encargada de purgar el cilindro.
- Purgar el cilindro de dos a cinco veces.
- Se procede a cerrar la válvula en forma inversa a la que se inició el muestreo.
- Registrar la presión y temperatura con que se tomaron las muestras.

5.3.1 Revisión de Fugas. Para revisar si existen fugas, se debe sumergir en agua el envase y observar si existen fugas de gas, si existen fugas de gas se debe rechazar la muestra y hacer los ajustes necesarios para volver a tomar la muestra siguiendo los pasos anteriormente descritos.

5.3.2 Condiciones posteriores al muestreo. Los recipientes con las muestras recogidas se deben sellar y llenarse una tarjeta de identificación. Las válvulas del envase deben estar aseguradas con un casquete u otro dispositivo adecuado para evitar desajustes o que sean abiertas accidentalmente

5.4 RESULTADOS DE LA CROMATOGRAFIA DEL BLOQUE ARREDAJO

En la Tabla 4 se presentan los resultados asociados a mediciones in-situ realizadas en el Bloque Arrendajo, para los separadores Azor y Yaguazo.

Contenido de CO₂ :La cantidad de dióxido de carbono tiene una relación inversa con el poder calorífico neto, de tal manera que si se tiene un porcentaje elevado de CO₂ será un indicativo de que el gas tiene un poder calorífico neto bajo,

mientras que si se tiene una baja concentración de CO₂ se puede considerar un alto poder calorífico neto.

Por lo tanto, se dice que un gas mientras más alto poder calorífico neto tenga se le considera bueno, ya que cuando se habla de poder calorífico, se dice que es la energía que un gas puede dar por pie cubico. En el caso del gas del Bloque en estudio se puede observar que existe una mínima cantidad de CO₂; por lo tanto tiene un alto poder calorífico.

Tabla 4: Cromatograma de gases

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	METODO	SEPARADOR AZOR	SEPARADOR YAGUAZO
				NATEK 141093	NATEK 141094
N-METANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1945	87,910	87,777
N-ETANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1946	1,909	1,933
N-PROPANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1947	0,655	0,666
IO-BUTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1948	0,186	0,189
N-BUTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1949	0,158	0,161
NEO-PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1950	0,002	0,002
ISO-PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1951	0,009	0,092
N-PENTANO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1952	0,064	0,065
N-HEXANO(+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1953	0,123	0,128
N-HEPTANO(+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1954	0,121	0,125
N-OCTANO(+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1955	0,09	0,093
N-NONANO(+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1956	0,037	0,033
N-DECANO(+)	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1957	0,009	0,006
DIOXIDO DE CARBONO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1958	4,777	4,854
NITROGENO	% MOLAR	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1959	3,869	3,876

Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

Tabla 5: Cromatografía de Gases

PARAMETRO	UNIDADES	TECNICA ANALITICA	METODO	SEPARADOR AZOR	SEPARADOR YAGUAZO
				NATEK 141093	NATEK 141094
OXIGENO	% O ₂	CROMATOGRAFIA DE GASES - FD / TCD	ASTM D1945	0	0
GRAVEDAD ESPECIFICA	(Air=1 @ 14,73 psia & 60F)	CALCULO		0,6531	0,6543
PESO MOLAR	g/gmol	CALCULO	ASTM D1945	18,86	18,89
DENSIDAD GAS IDEAL	kg/m ³ @ 14,65 psia, 60F	CALCULO		0,796	0,7975
VALOR CALORIFICO IDEAL BRUTO	BTU/ft ³ @14,65 psia, 60F	CALCULO		978	978
VALOR CALORIFICO IDEAL NETO	BTU/ft ³ @14,65 psia, 60F	CALCULO		881	881
PRESION PSEUDOCRITICA	psia	CALCULO		675	675
TEMPERATURA PSEUDOCRITICA	Rankine	CALCULO		359	360
FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS	(@ 14,65 psia & 60 F)	CALCULO		0,9637	0,9364
DEW POINT	°F	HIGOMETRO PM 880	ASTM D1142-95	>68	>68
HUMEDAD	mg/m ³	COLORMETRICO	TUBO DRAGER	400	25
TEMPERATURA	°F	HIGOMETRO PM 880	ASTM D1142-95	93,1	91,8
PRESION	PSIG	HIGOMETRO PM 880	ASTM D1142-95	15	23
H ₂ S	ppm	COLORMETRICO	TUBO DRAGER	14	10

Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

5.4.1 Punto de Rocio (*Dew Point*) y Humedad. Una muestra de gas es colectada in-situ por medio del equipo *Panametric* PM880 y el equipo de muestreo *Sample System*. El higrómetro se acopla al *Sample System* por medio de la sonda de lectura

previamente calibrada, el medidor *Dew Point* reporta lecturas directas de humedad, presión temperatura y *Dew point*.

5.4.1.1 Separador Azor. En la tabla 6 se pueden observar los resultados del separador en cuanto a *Dew Point* según ASTM D-1142

Tabla 6: Resultados Separador Azor *Dew Point* ASTM D-1142

Fecha	15/10/2015
Lugar	Bloque Arrendajo
Identificacion de la Muestra	Salida de Gas Separador Azor
Humedad (mg/m3)*	400
Dew Point (°C)	>20
Dew Point (°F)	>68
Presion (Psi)	15
Temperatura (°F)	93.1
Analista	Gisel Camila Mayorga

Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

Figura 14: Resultados Separador Azor *Dew Point* ASTM D-1142



Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

5.4.1.2 Separador Yaguazo. En la tabla 7 se pueden observar los resultados del separador en cuanto a *Dew Point* según ASTM D-1142

Tabla 7: Resultados Separador Yaguazo *Dew Point* ASTM D-1142

Fecha	16/10/2015
Lugar	Bloque Arrendajo
Identificación de la Muestra	Salida de Gas Separador Yaguazo
Humedad (mg/m ³)*	25
Dew Point (°C)	>20
Dew Point (°F)	>68
Presión (Psi)	23
Temperatura (°F)	91,8
Analista	Gisel Camila Mayorga

Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

***Observaciones.** Se realiza las mediciones respectivas con el equipo *Panametric* PM 880, observando que la presión del sistema es muy bajo, por lo cual los sensores no logran detectar los valores, sin embargo se realiza la medición de humedad con tubos *Dräger*, como se muestra en el registro fotográfico. La presión reportada es la medida por el manómetro de cada punto.

5.5 MEDICIÓN DE ÁCIDO SULFÚRICO.

Una muestra de gas es medida a través de indicadores colorimétricos previamente adaptados a una bomba, la cual crea la atmosfera necesaria para la detección del gas en estudio.

5.5.1 Separador Azor. En la tabla 8 se pueden observar los resultados del Medición H₂S

Tabla 8: Resultados Medición H₂S Separador Azor

Fecha	15/10/2015
Lugar	Bloque Arrendajo
Identificacion de la Muestra	Salida de Gas Separador Azor
Referencias / rangos	CH29801 / 5-60 ppm
Tubos Dräger	*8101831* / 1 - 200 ppm
Duracion Medida	5 min
Cambio Color	Blanco → Marron Claro
H₂s (ppm)	14
Principio Reactivo	H ₂ S + Pb ²⁺ → Pbs + 2h ⁺
Analista	Gisel Camila Mayorga

Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

Figura 15: Resultados Medición H₂S Separador Azor



Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

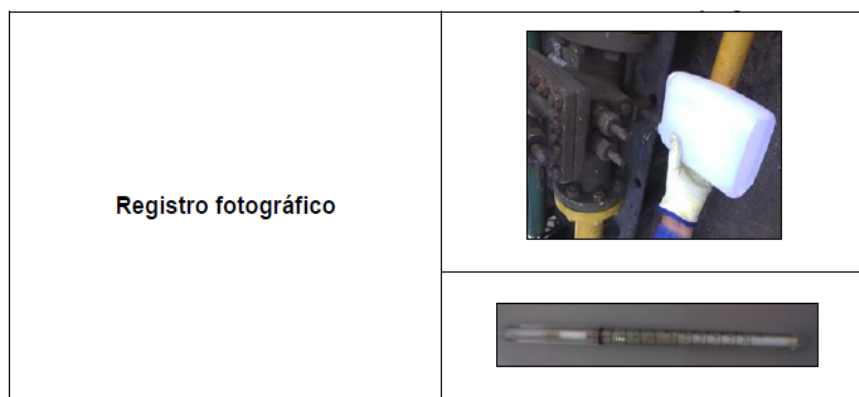
5.5.2 Separador Yaguazo. En la tabla 9 se pueden observar los resultados del Medición H₂S

Tabla 9: Resultados Medición H₂S Separador Yaguazo

Fecha	16/10/2015
Lugar	Bloque Arrendajo
Identificación de la Muestra	Salida de Gas Separador Yaguazo
Referencias / rangos	CH29801 / 5-60 ppm
Tubos Dräger	*8101831* / 1 - 200 ppm
Duración Medida	5 min
Cambio Color	Blanco → Marron Claro
H₂s (ppm)	10
Principio Reactivo	H ₂ S + Pb ²⁺ → Pbs + 2h ⁺
Analista	Gisel Camila Mayorga

Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

Figura 16: Resultados Medición H₂S Separador Yaguazo



Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

Observaciones. Las mediciones respectivas se realizan utilizando 2 rangos de indicadores colorimétricos, observando cambio de color notable para la referencia que cubre el rango de 5 a 60 ppm)

5.6 TOMA DE MUESTRAS

Se realizo toma de muestras de los fluidos que pasan por el separador de Yaguazo y Azor.

5.6.1 Separador Azor. En la tabla 10 se pueden observar los datos registrados

Tabla 10: Toma Muestras Separador Azor

Fecha	15/10/2015
Lugar	Bloque Arrendajo
Identificacion de la Muestra	Salida de Gas Separador Azor
Principio Reactivo	Gas
Analista	2 Cilindros Porta-muestras

Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

Figura 17: Toma Muestras Separador Azor



Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

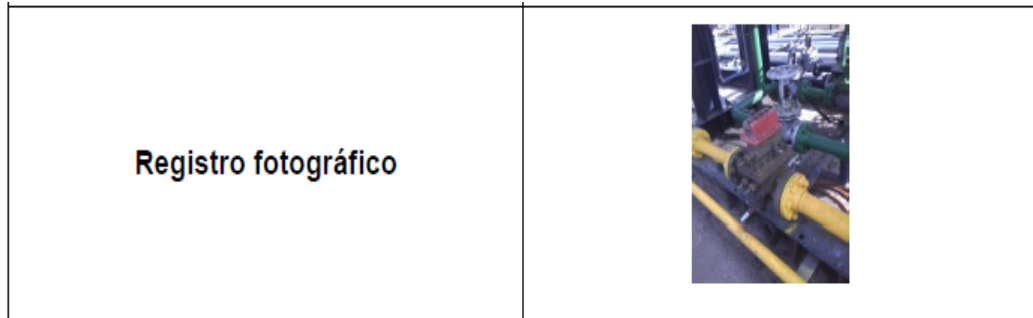
5.6.2 Separador Yaguazo. En la tabla 10 se pueden observar los datos registrados

Tabla 11: Toma Muestras Separador Yaguazo

Fecha	16/10/2015
Lugar	Bloque Arrendajo
Identificación de la Muestra	Salida de Gas Separador Yaguazo
Principio Reactivo	Gas
Analista	2 Cilindros Porta-muestras

Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

Figura 18: Toma Muestras Separador Yaguazo



Fuente: ANTEK. Reporte de resultados estación de recolección y tratamiento Bloque arrendajo. Paz de Ariporo – Casanare. Octubre 2015

6. EVALUACION DE ALTERNATIVAS

En la actualidad como ya se ha mencionado antes, el gas producido es quemado en la tea de la estación principal del bloque, razón por la cual se realiza un proceso de evaluación de las posibles alternativas para disponer el gas producido y a su vez desarrollar una oportunidad de ahorro para la compañía operadora.

Dentro de las alternativas se considera la siguiente posibilidad:

- Autogeneración con el gas de producción para generar energía.

No se contemplaron como alternativas la comercialización, y la inyección de gas al yacimiento como recobro secundario, teniendo en cuenta que el volumen de gas asociado no es suficiente para viabilizar el desarrollo de la infraestructura necesaria.

A continuación se expondrán los factores evaluados para esta única alternativa.

6.1 ALTERNATIVA DE GENERACION ELECTRICA A GAS

En la actualidad se ha elevado el uso del gas como generador de energía y su costo en los mercados nacionales e internacionales se ha ido incrementando, pero el gas sigue siendo una fuente de energía de menor costo para solucionar la demanda de energía y optimizar costos.

Una de las alternativas que en la actualidad evalúan las empresas dedicadas a la explotación de hidrocarburos es desarrollar un proceso de autogeneración con el gas de producción. Lo anterior teniendo en cuenta que muchos yacimientos tienen volúmenes de gas no económicos, los cuales no pueden ser transportados ni comercializados, convirtiéndolo en un subproducto de difícil manejo, motivo por el cual las compañías prefieren hacer disposición de este con la quema en las teas.

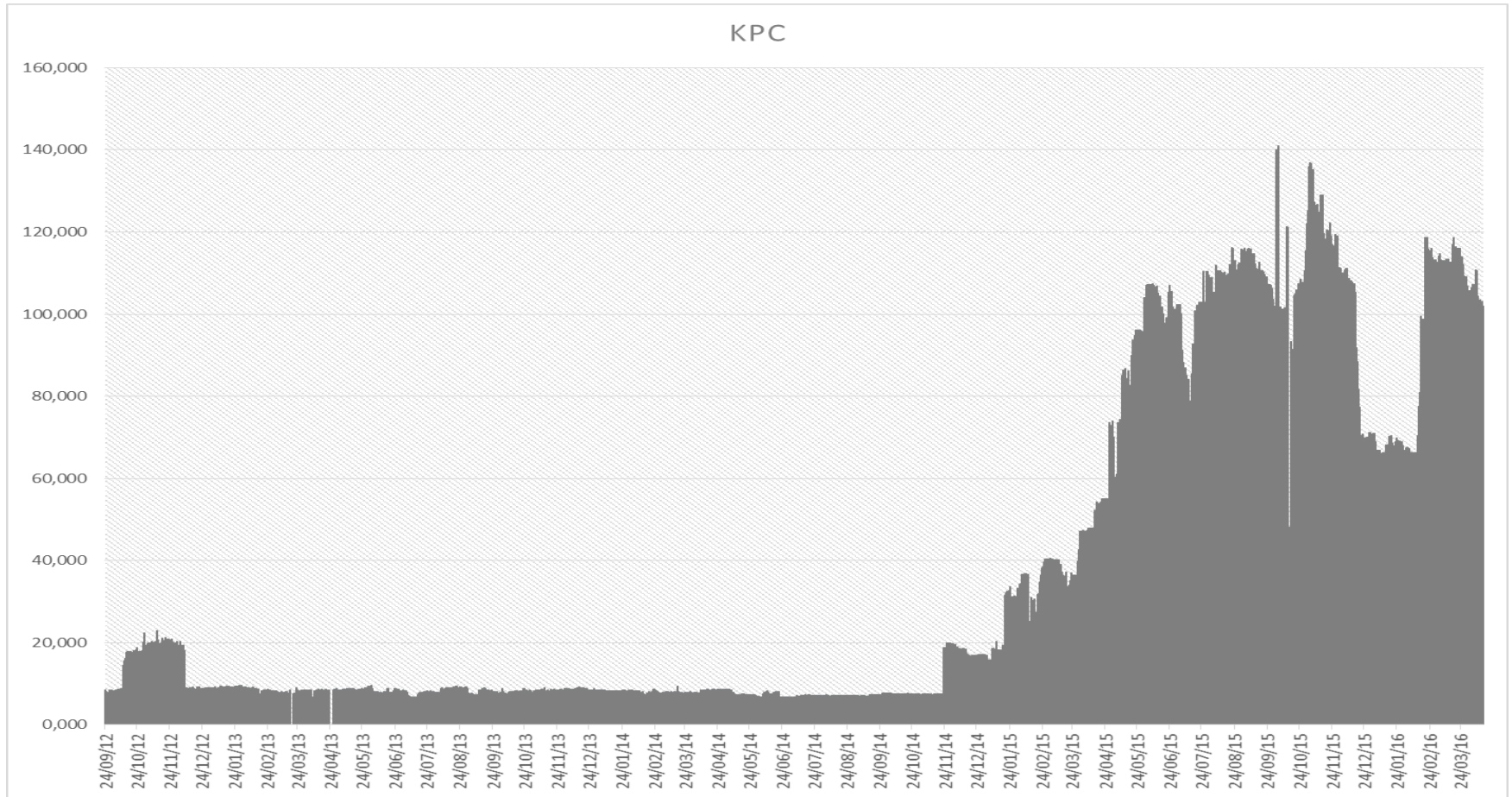
En el gráfico 12 se puede observar el volumen del gas quemado en la tea de la locación Mirla Negra en el bloque Arrendajo, desde el 2012 hasta Abril de 2016.

El uso del gas asociado a la producción del bloque Arrendajo como combustible para generación eléctrica a gas tendría un potencial para el manejo de generadores de 200 KW (nominales), 480 voltios, 60 hz, para generar la energía eléctrica que consume la generación actual en la locación Mirla Negra.

El equipo generador a instalar utilizara como materia prima gas combustible, el cual será suministrado de la producción diaria, las características del gas combustible cumple con los requerimientos mínimos para el funcionamiento del equipo.

En conclusión, se presenta como un proyecto con buen potencial el aprovechamiento del gas asociado a la producción del bloque Arrendajo para la generación de energía eléctrica. Este aprovechamiento, si bien no reduce las emisiones del campo, permite lograr un ahorro importante en los costos de operación

Figura 19: Gas quemado en tea Estacion Mirla Negra entre 2012 y 2016



6.2 SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA LA GENERACION

Para un adecuado funcionamiento de los equipos es necesario cumplir con:

- Disponibilidad de combustible (Gas), para cada uno de los generadores a ser instalados en el campo. Combustible que será proporcionado luego del proceso de separación en los separadores de la estación principal Mirla Negra.
- Disponibilidad de las unidades necesarias para poner en marcha el proyecto.

6.3 CONSIDERACIONES PARA EL GENERADOR

Estos motores a gas deben tener las características de operación necesarias para acoplarse en paralelo y en forma continua con el sistema eléctrico. Para la puesta en marcha se requiere de:

Para el desarrollo de este proyecto se cuenta con información de tres equipos fijos y sus respectivos equipos back up, a continuación explicaremos brevemente algunas características de los equipos

Opción A.

Generador Principal (turbina mt333 flexenergy de 280kw efectivos): Turbinas de gas *FlexEnergy* MT333, son turbinas de 280kW, con capacidad de sincronizarse

con modelos similares y generadores diésel al mismo tiempo, con las siguientes características:

- Alta eficiencia 30,4%, lo que garantiza un mejor aprovechamiento del combustible.
- Vida útil de 40.000 horas antes del *Overhaul*.
- Paradas cada 8.000 horas para mantenimientos preventivos.
- Bajas emisiones en condiciones de funcionamiento normales.
- Capacidad de trabajar con Gases de Pozo sin tratar.
- Evita paradas inesperadas por variaciones en la cromatografía de los gases sin afectar el rendimiento del equipo.

GENERADOR AUXILIAR

Planta Eléctrica *Cummins* C500-D6 Motor *Cummins* Original Qsx15 (625kva / 500kw) En *Stand By*, (563kva / 450kw) En Prime

- Generador STAMFORD
- Tensión 480 voltios, Trifásica
- Sistema de Control PCC-2100
- Breaker de protección
- Batería de Arranque
- Base tanque con autonomía de 8 horas
- Silenciador y acople flexible.

Opción B.

Se requiere el montaje de los siguientes equipos

- Natural Gas -166kW efectivos V/PH/Hz: 480/3/60 (171kW efectivos por equipo)
- 1 *Scrubber* y sus conexiones. Presión requerida de entrada al *Scrubber* 100 PSI
- Montaje y Accesorios (*Scrubber* - Generador)
- suministrar el combustible a Cero metros del *Scrubber* (sin líquidos).
- El Gas deberá cumplir con las características especificadas en la cromatografía ANTEK, REPORTE DE RESULTADOS DE LABORATORIO No. GEP-0442-15; Octubre 23/15
- Los equipos deben quedar ubicados en una placa con malla a tierra adecuada
- La carga mínima a aplicar para el uso del equipo, no podrá ser inferior al 30% (*Diesel*) y 70% (Gas) de la potencia nominal del equipo.
- Potencia Continua (COP) – ISO 8528: Valor de potencia que el generador puede entregar continuamente, sin límite de horas de uso, entre los periodos de mantenimiento señalados. Permite una sobrecarga de 10% sólo para fines de regulación (cargas transitorias) no para alimentación normal.

Opción C.

Características técnicas del equipo de generación

Los equipos propuestos son tres (3) generadores de 200 KW (nominales), 480 voltios, 60 Hz.

El equipo generador a instalar utilizara como materia prima gas combustible, el cual es suministrado por el Pacific, las características del gas combustible debe cumplir los requerimientos mínimos del catálogo del equipo.

- Sistema de generación de energía
- La disponibilidad de ENERGÍA HORARIA MÍNIMA A INSTALAR será de 500 Kilovatios – Hora continuos, con una disponibilidad mínima del 94 % (superior al 94% por mes), a un voltaje de 480 V puestos en el barraje del tablero de media tensión. La confiabilidad del equipo alcanzará un 99%.
- El caudal requerido por cada 450 KW-Hr es de aproximadamente 170.000 pies cúbicos
- La condiciones operacionales a las cuales se tomara el gas será antes o después del *scrubber* de gas según sea la conveniencia para e equipo, se trabaja con una presión aprox. de 20 psig y una temperatura aprox. De 170 °F.

6.4 MARCO NORMATIVO Y LEGAL APLICABLE

En la actualidad existe un gran número de reglamentaciones y estándares aplicables al manejo del gas natural, teniendo en cuenta la complejidad técnica de su manejo. No obstante, el desarrollo normativo se ha asociado principalmente al gas que es comercializado, como es el caso del gas natural residencial.

Basado en lo anterior, se hace necesario conocer el esquema o estructura reguladora de la industria del gas natural en Colombia, la cual se describe a

continuación. En diciembre de 1992, el Gobierno Nacional reestructuro el Ministerio de Minas Y Energía, disolvió la Comisión la comisión Nacional de Energía y creo tres unidades administrativas especiales: La comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la unidad de información Ministerio Energética (UIME) y la comisión de Planeación Minero Energética (UPME) conformando lo que en la actualidad es el marco regulatorio para el gas natural en Colombia.

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

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

Esta información cobra relevancia para el presente trabajo, puesto que para las empresas productoras solo les es posible el transporte de gas, siempre y cuando este vaya a ser usado en su esquema productivo, siendo el caso de los procesos

de reinyección o autogeneración, pues en el caso de ser transportado para efectos de comercialización, debe regirse por el marco normativo establecido por los entes relacionados anteriormente.

La resolución 181495 del 2 Septiembre 2009 establece en el artículo 52 del Capítulo 3 que:

“Se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia, se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, el almacenamiento subterráneo o en superficie o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía”.

Parágrafos 3: “Se podrá quemar gas, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía, quien autorizará el volumen máximo de gas a quemar, así como el tiempo máximo durante el cual se pueda realizar la quema”.

Teniendo en cuenta lo establecido en esta resolución, se valida en términos normativos y reglamentarios, la necesidad de evaluar las alternativas para el aprovechamiento del gas producido en el Bloque Arrendajo.

7. ANALISIS ECONOMICO

Con el objeto de evaluar y cuantificar de forma financiera la viabilidad de desarrollar el proyecto de autogeneración con el gas que se quema en la tea de la estación Mirla Negra, se consolidara y analizara a continuación la información recopilada a lo largo del desarrollo del presente trabajo realizando un flujo de caja que permita confirmar su viabilidad económica para el aprovechamiento de gas producido.

La evaluación que se debe realizar para apoyar las decisiones en lo que respecta a la inversión de un proyecto, corresponde a la evaluación financiera. Esta se apoya en el cálculo de los aspectos financieros del proyecto y determina la viabilidad de la inversión.

Se realizó una detallada y rigurosa labor en la obtención de información para lograr conseguir precios de mercado en cuanto a alquiler de equipos que funcionen a gas para la operación en nuestro bloque, valores reales de la inversión, los costos y los ingresos obteniendo un flujo neto de caja, que permita la aplicación de ciertos criterios encaminados a establecer la viabilidad o no de esta propuesta.

La evaluación financiera se inicia a partir de variables macroeconómicas que intervienen directamente en el desarrollo del proyecto. Estas variables corresponden a la inflación interna y la tasa de cambio, que se ven afectadas por una serie de agentes internos y externos que mantiene la expectativa de su comportamiento conllevando a políticas monetarias que manejan tanto la liquidez como las tasas de interés de la economía.

Las bases que se van a tener en cuenta para realizar el estudio económico y financiero son los costos de los elementos, conjuntamente con los ingresos o beneficios económicos que se obtiene con el uso de generadores a gas.

La evaluación económica se presenta a continuación con los siguientes parámetros:

- Costo inicial del equipo
- Gastos aproximados de operación y mantenimiento

7.1 BASES GENERALES

Las bases que se van a tener en cuenta para realizar el estudio económico y financiero del proyecto son los costos de los elementos, conjuntamente con los ingresos o beneficios económicos que se obtendrá por el uso de un generador a gas.

7.2 EVALUACION DE GENERACION A GAS

En la siguiente tabla se presentan las condiciones actuales de operación de los equipos de generación en la estación Mirla Negra y en la Locación Azor 3.

Actualmente el mayor consumo se tiene en la Estacion Mirla Negra con 249 KVA y 207 galones de combustible al día.

Figura 20: Características de Funcionamiento equipos de generación actual

LOCACION	PROPIEDAD	ESTADO DE OPERACIÓN	Base Load KVA	Base Load AMP	Base Load KW	FACTOR DE POTENCIA	POTENCIA UTILIZADA %	CONSUMO ACTUAL KVA	CONSUMO ACTUAL AMP	CONSUMO ACTUAL KW	CONSUMO COMBUSTIBLE GAL DIA	VALOR ANUAL RENTA
MIRLANEGRA	AGGREKO	STAND BY	350	240	160	0,95	0%	0	0	0	207	\$ 88.920.000
MIRLANEGRA	AGGREKO	OPERANADO	350	240	160	0,95	71%	249	300	237		\$ 108.000.000
AZOR 3	AGGREKO	STAND BY	200	240	160	0,95	0%	0	0	0	104	\$ 48.000.000
AZOR 3	AGGREKO	OPERANADO	200	240	160	0,95	20%	40	48	38		\$ 72.000.000
												\$ 316.920.000

En la Estacion Mirla Negra se usa la generación de energía en la operación del campamento y casino, en cargadero para despacho de vehículos de ventas crudo, y la más importante en la generación de energía que alimenta los variadores de los pozos productores.

En la siguiente tabla se presentan los costos actuales de inversión en la operación de generación de energía con combustible diésel, Dentro de los cuales se incluyen los precios de alquiler de los equipos y los costos mantenimiento de los mismos.

Tabla 12: Costos actuales de operación en la generación de energía con combustible Diesel

	Gal/Día	Gal/Año	Tamb Aditivo/Año	Precio Gal de Diesel
Consumo de Diesel para Generar 275 KW	383	139.810	-	7037
Operación a Diesel				
Renta de 4 generadores			\$	329.037.480
Diesel (\$7037/gal)			\$	983.840.155
Operador Estación			\$	36.000.000
Aditivo			0	
Limpieza de Tanque			\$	15.000.000
Total Costos Operación a Diesel			\$	1.363.877.635
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275KW UTILIZANDO DIESEL				
				1.363.877.635 COP
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275KW UTILIZANDO DIESEL				
				426.212 USD
COSTO KWH A DIESEL				
			COP	566
COSTO KWH A DIESEL				
			USD	0,18

Teniendo en cuenta lo anterior la empresa *Pacific Exploration & Production* en busca de bajar costos tiene una segunda opción para generación con combustible *Coesgen*

En la siguiente tabla se presentan los costos de operación en la generación de energía con *coesgen*.

Tabla 13: Costos actuales de operación en la generación de energía con combustible *Coesgen*

	Gal/Día	Gal/Año	Tamb Aditivo/Año	Precio Gal de Fuel Oil#4
Consumo de Fuel Oil #4 para Generar 275 KW	415	151.460	-	4030
Operación Coesgen				
Renta de 4 generadores			\$	329.037.480
Fuel Oil #4 (COESGEN)			\$	610.385.412
Operador Estación			\$	36.000.000
Aditivo			0	
Limpieza de Tanque			\$	15.000.000
Total Costos Operación a Crudo (COP)			\$	990.422.892
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO FUEL OIL #4				
				990.422.892 COP
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275KW UTILIZANDO FUEL OIL #4				
				309.507 USD
COSTO KWH A FUEL OIL #4 (COESGEN)				
			COP	411
COSTO KWH A FUEL OIL #4 (COESGEN)				
			USD	0,13

Teniendo en cuenta los resultados de las tablas anteriores 13 y 14 se solicitaron cotizaciones a compañías diferentes para seleccionar el equipo que más se ajusta a la elaboración del proyecto para generación gas.

A continuación en las siguientes tablas se muestran los costos por alquiler e instalación de los equipos de generación, dentro de las cotizaciones recibidas se escogieron tres con las que se evaluara el desarrollo del análisis económico.

- a. **Escenario 1:** Utilizando un equipo a gas en alquiler por la compañía *Oilfield Services & Supplies (OSS)*

Tabla 14: Costos de alquiler equipos por *Oilfield Services & Supplies (OSS)*

	pies cubicos /dia	pies cubicos/Año	Tamb Aditivo/Año	Precio Pie cubico de gas
Consumo de gas para Generar 275 KW	125.000	45.625.000		0
Operación a Gas OSS				
Renta de 2 generadores a gas de 200 KW + 1 generador stb			\$	1.129.611.600
Gas			\$	-
Operador Estación			\$	36.000.000
Aditivo			\$	-
Limpieza de Tanque			\$	-
Total Costos Operación a Crudo			\$	1.165.611.600
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO GAS				1.165.611.600 COP
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO GAS				364.254 USD
COSTO KWH A GAS			COP	484
COSTO KWH A GAS			USD	0,15

b. **Escenario 2:** Utilizando un equipo a gas en alquiler por la compañía PGT

Tabla 15: Costos de alquiler equipos por PGT

	pies cubicos /día	pies cubicos/Año	Tamb Aditivo/Año	Precio Pie cubico de gas
Consumo de gas para Generar 275 KW	125.000	45.625.000		0
Operación a Gas PGT				
Renta de 3 generadores a gas de 166 KW + 1 generador stb			\$	1.150.920.000
Gas			\$	-
Operador Estación			\$	36.000.000
Aditivo			\$	-
Limpieza de Tanque			\$	-
Total Costos Operación a Crudo			\$	1.186.920.000
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO GAS				
				1.186.920.000 COP
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO GAS				
				370.913 USD
COSTO KWH A GAS				
			COP	493
COSTO KWH A GAS				
			USD	0,15

- c. **Escenario 3:** Utilizando un equipo a gas en alquiler por la compañía AGGREKO

Tabla 16: Costos de alquiler equipos por AGGREKO

	pies cubicos /dia	pies cubicos/Año	Tamb Aditivo/Año	Precio Pie cubico de gas
Consumo de gas para Generar 275 KW	125.000	45.625.000		0
Operación a Gas AGGREKO				
Renta de 3 generadores a gas de 166 KW + 1 generador stb coesgen 350 kw			\$	861.060.000
Gas			\$	-
Operador Estación			\$	36.000.000
Aditivo			\$	-
Limpieza de Tanque			\$	-
Total Costos Operación a Gas			\$	897.060.000
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO GAS				
				897.060.000 COP
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO GAS				
				280.331 USD
COSTO KWH A GAS				
			COP	372
COSTO KWH A GAS				
			USD	0,12

En las tablas de costos anteriores realizadas con los datos de las cotizaciones recibidas, se puede ver que al usar el gas producido nos bajarían los costos de operación notablemente entre las dos opciones que tiene Pacific en las tablas 15, 16 y 17 en la generación de energía para los equipos de la operación en general y para el campamento

Teniendo en cuenta todo lo anterior también se realizó un análisis de costos si la empresa decide no alquilar si no comprar los equipos de generación a gas, este análisis lo hicimos basados en los datos de la tabla 17 que sería la opción que se escogería para generar con gas, con la opción de negociar los precios en caso tal que se quieran alquilar los equipo o en dado caso se tome la decisión por parte de Pacific para comprar los equipos

d. **Escenario 4:** Opción de compra de equipos de generación a gas

Tabla 17: Costos de Operación a Gas Propia

	pies cubicos /día	pies cubicos/Año	Tamb Aditivo/Año	Precio Pie cubico de gas
Consumo de gas para Generar 275 KW	125.000	45.625.000		0
Operación a Gas Propia				
Compra de equipo a gas de 500 kw y montaje con stb			\$	700.000.000
Gas			\$	-
Operador Estación			\$	36.000.000
Mantenimiento			\$	941.000.000
			\$	-
Total Costos Operación a Crudo			\$	1.677.000.000
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO GAS				
				1.677.000.000 COP
TOTAL OPEX AL AÑO PARA GENERAR 275 KW UTILIZANDO GAS				
				524.063 USD
COSTO KWH A GAS				
			COP	696
COSTO KWH A GAS				
			USD	0,22

7.3 CRITERIO DE EVALUACIÓN

Los criterios de evaluación que se tendrán en cuenta son el valor presente neto y la tasa interna de retorno, la relación beneficio costo y el tiempo de recuperación de la inversión que se determinaran de los ingresos y egresos que tenga la esta alternativa de generación durante los cinco (5) años de utilidad que tendrá.

- **CAPEX de transmisión:** basados en la pre-conceptualización de la alternativa, así como del diagnóstico realizado por el área de mantenimiento del campo, se determinó la necesidad en infraestructura para transmitir la energía generada desde las facilidades de Mirla Negra hasta Azor 3, obteniendo los resultados que se muestran en la tabla 1. El costo total incluye el costo de montaje de equipos, el AIU del (15%), y el costo de ingeniería.

Tabla 18: Estimado de costos instalación red eléctrica instalación de transformadores Mirla Negra y Azor 3

DESCRIPCION	COSTO MONTAJE	AIU 15%	COSTO INGENIERIA	COSTO TOTAL
INSTALACION Y MONTAJE DE RED ELECTRICA ENTERRADA EN CABLE RECUPERADO Y DUCTERIA EN TUBERIA PVC DE 2" INCLUYE EXCAVACION Y ZANJADO, CONCRETO DE 2000 PSI, TUBERIA PVC, RELLENO Y COMPACTACION DE ZANJADO, INSTALACION DE TRANSFORMADORES EN MIRLA NEGRA 1 Y AZOR 3.	\$ 165.555.725,00	\$ 24.833.358,75	\$ 19.038.908,38	\$ 209.427.992,13

Lo anterior involucra la infraestructura necesaria para construir línea eléctrica desde la estación Mirla Negra hasta la locación Azor 3, según corresponda, desde el punto hipotético de generación y corresponde a las siguientes actividades.

- Transformador
- Línea eléctrica
- Sistema integrado de control

En cuanto al volumen de gas se estableció un total de 125 KPCD basados en los pronósticos de producción para los próximos 7 años, teniendo en cuenta lo anterior y de acuerdo a la simulación realizada para la elaboración de la ingeniería conceptual del presente proyecto, así como los perfiles de producción del bloque Arrendajo, se calculó el volumen de gas por día dispuesto para el proceso de generación

Tabla 19: Volumen de Disponible para Generación

AÑO	VOLUMEN DE GAS EN (kpcd)						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2024
	125,001	140,074	171,584	178,438	192,141	189,024	144,267

7.4 EVALUACION FINANCIERA

Teniendo en cuenta la información del caso base sin proyecto, en el cual la generación se realiza con combustible diésel para soportar el desarrollo del bloque Arrendajo, se adelantó la valoración financiera evaluando 2 alternativas de generación contempladas de acuerdo con la información relacionadas en los

numerales anteriores. Dentro de las alternativas no se requiere tratamiento del gas ni recuperación de condensados, bajo esta condición se evaluaron los siguientes escenarios.

- Alquiler de equipos para generación de gas
- Compra de equipos para generación de gas

Basada en lo anterior se obtiene los siguientes resultados para cada uno de los escenarios.

Tabla 20: Resultados evaluación proyecto con equipos alquilados

	ALTERNATIVA	CAPEX	OPEX ANUAL	TOTAL PROYECTO ANUAL	COSTO Kw HORA	RELACION BENEFICIO COSTO
	GENERACION ACTUAL DIESEL AGGREKO	\$ -	\$ 1.363.877.635,20	\$ -	\$ 566	0
1	GENERACION CON FUEL OIL AGGREKO	\$ 209.427.992,13	\$ 990.422.892,00	\$ 1.199.850.884,13	\$ 411	1,8
2	GENERADORES A GAS AGGREKO	\$ 209.427.992,13	\$ 897.060.000,00	\$ 1.106.487.992,13	\$ 372	2,3
3	GENERADORES A GAS OSS	\$ 209.427.992,13	\$ 1.165.611.600,00	\$ 1.375.039.592,13	\$ 484	1,7
4	GENERADORES A GAS PGT	\$ 209.427.992,13	\$ 1.186.920.000,00	\$ 1.396.347.992,13	\$ 493	1,6

De la tabla anterior se puede destacar la alternativa 2 con una relación costo beneficio de 2.3. Esta alternativa es económicamente viable puesto en alquiler de equipos nos favorece con los costos y adicional se tiene opción de negociar tarifas de alquiler dando mayor oportunidad de negocio. Adicionalmente el Kw hora sale muchísimo más económico que las alternativas 1,3 y 4.

Tabla 21: Resultados evaluación proyecto con compra de equipos

ALTERNATIVA	GENERACION ACTUAL DIESEL AGGREKO	GENERACION PROPIA COMPRA
CAPEX	\$ -	\$ 1.886.427.992,13
OPEX ANUAL	\$ 1.363.877.635,20	\$ -
TOTAL PROYECTO ANUAL	\$ -	\$ 1.886.427.992,13
COSTO Kw HORA	\$ 566	\$ -
VPN	\$ -	\$ 942.071.659,73
VPN CON PROYECTO	\$ -	\$ 942.071.659,73
RELACION BENEFICIO COSTO	0,0	1.5
PAYBACK PERIOD	0	1,4

Si la compañía decide tomar la decisión de negociar con la empresa contratista que suministra los equipos a gas las tarifas para de compra de equipos, se tendría una inversión total del proyecto de \$1.886.427.992 con un costo beneficio de 1.4 y una VPN es \$942.071.659.

Teniendo en cuenta lo anterior Pacific invierte anualmente en generación con equipos rentados, combustible diésel y otros imprevistos la suma de \$1.363.877.635. Si la compañía decide tomar la operación total estaría realizando una inversión grande pero esta inversión se está recuperando en menos de dos años

8. CONCLUSIONES

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

La alternativa para el aprovechamiento del gas en el bloque Arrendajo es la autogeneración con el gas producido, puesto que el gas que se produce tiene las características apropiadas que requieren los equipos que trabajan a gas.

El aprovechamiento del gas en el bloque Arrendajo por medio de la implementación de un proceso de autogeneración resulta ser económicamente viable, dado que se mostró que por esta vía se suple el requerimiento energético del Bloque, disminuyendo los costos operativos, por medio de la reducción del precio que actualmente se está pagando por Kwh con el uso de combustible diesel que es 566COP/kwh a 372 COP/Kwh si autogeneramos con el gas producido.

En consideración a lo anterior, se concluye que la alternativa de autogeneración con gas presenta un mayor beneficio en cuanto a equipos alquilados se refiere, pues la alternativa 2 tiene una mejor relación costo beneficio de 2.3, sin embargo, resulta conveniente tener presente el costo beneficio de 1.4 si la empresa decide comprar los equipos de generación a gas.

La mejor alternativa técnico económica es utilizar el gas producido en el bloque Arrendajo en vez de comprar combustible diésel, con esta opción se bajarían considerablemente los costos de operación, adicionalmente evitaríamos la quema

y desperdicio de gas, debido se estaría usando casi en su totalidad el gas producido adoptando todas las medidas necesarias para mitigar los impactos generados.

Para la gestión de alquiler o compra de equipos se debe incluir el tiempo que dure el proceso de adquisición para que el proyecto no presente desfases en la puesta en marcha

9. RECOMENDACIONES

De acuerdo con las conclusiones anteriores se recomienda lo siguiente:

Evaluar las alternativas propuestas durante el desarrollo de este trabajo Iniciando con el proceso de ingeniería conceptual, básica y detallada para la puesta en marcha del proyecto aprovechando el gas del Bloque Arrendajo, como una alternativa de auto generación a gas.

Tener en cuenta que si se decide comprar los equipos para autogeneración propia con gas se debe incluir el tiempo que dure la adquisición de los mismos para que el proyecto entre en funcionamiento.

Evaluar los distintos esquemas contractuales con los que pueda ser ejecutado el proyecto de forma tal que permita el mejor beneficio para la reducción de costos.

BIBLIOGRAFIA

BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades (2009: Bogotá Colombia). Memorias. Bogotá D.C

BIBLIOTECA SOBRE INGENIERÍA ENERGÉTICA. Turbina de Vapor. [en línea]. Consultado Mayo 14 de 2016. Disponible en <http://es.pfernandezdiez.es/?pageID=20>

CRAFF y HAWKINS, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Editorial Tecnos, Tercera Edición, 1985. 46P.

PACIFIC STRATUS ENERGY. Evaluación de las reservas de petróleo y gas. 2013

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela 2009. Cap 2-6

PLAN EFICIENCIA ENERGETICA. Micro-turbinas de gas. [en línea]. Consultado Mayo 14 de 2016. Disponible en

http://www.caib.es/conselleries/industria/dgener/user/portalenergia/pla_eficiencia_energetica/produccioenergia_1.es.html

WIKIPEDIA. Turbina de Gas. [En línea]. Consultado el 14 de Mayo de 2016.
Disponible en https://es.wikipedia.org/wiki/Turbina_de_gas