

**EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS DE PRODUCCIÓN PARA
EL CAMPO AZUCENA**

ANGELICA MARIA MONROY

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

**EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS DE PRODUCCIÓN PARA
EL CAMPO AZUCENA**

ANGELICA MARIA MONROY

**TRABAJO DE MONOGRAFÍA PRESENTADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

**DIRECTOR
INGENIERO OSCAR BRAVO MENDOZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013**

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa su agradecimiento a:

La Universidad Industrial de Santander por brindar me la oportunidad de estar vinculada a la escuela de ingeniería de petróleo con la especialización en Gerencia de Hidrocarburos.

Al Ingeniero Oscar Bravo Mendoza, director del proyecto, por sus aportes y orientación durante el desarrollo de este trabajo, con los cuales no hubiera sido posible la culminación del mismo.

A Ecopetrol S.A y al equipo de trabajo de la oportunidad de negocio, por brindarnos los recursos técnicos y la información necesaria para el desarrollo del proyecto.

A toda la planta de profesores de la especialización por la contribución a mi desarrollo personal y profesional.

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

A todas estas personas muchas gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	19
1. MARCO METODOLÓGICO	21
1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN Y MANEJO DE LA INFORMACIÓN	21
2. MARCO TEÓRICO	22
2.1 INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	22
2.1.1 Clasificación según el tipo de hidrocarburo	22
2.1.2 Clasificación según el tipo de empuje	23
2.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.	24
2.2.1 Operaciones de subsuelo	24
2.2.2 Operaciones de Superficie.....	25
2.2.3 Descripción de los equipos.....	27
2.3 GAS DE PRODUCCIÓN	29
2.3.1 Origen y características del gas natural	30
2.3.2 Usos del gas natural.....	30
2.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL GAS	32
2.4.2 Procesamiento.....	36
2.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE GAS.	37
2.6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE COGENERACIÓN CON GAS.	39
2.6.1 Turbinas.....	41
2.6.1.1 Turbinas a gas	41
2.6.1.2 Turbinas a vapor:.....	43
2.6.1.3 Centrales termoeléctricas de ciclo convencional	45

2.6.1.4 Centrales termoeléctricas de ciclo combinado.....	45
2.6.2 Motores de Combustión	47
2.6.2.1 Motores de combustión interna:	47
2.6.2.2 Motores de combustión externa.....	48
2.6.3 Micro turbinas de gas.....	49
2.7 MARCO NORMATIVO Y LEGAL APLICABLE	51
3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO AZUCENA ⁴⁰	55
3.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO.	55
3.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO AZUCENA.....	55
3.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	56
3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES ACTUALES DE PRODUCCIÓN	57
3.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	59
3.6 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS.....	60
4. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	61
4.1 ALTERNATIVA INYECCIÓN DE GAS CAMPO AZUCENA	61
4.1.1 Modelo I (sin presencia de acuífero):.....	61
4.1.2 Modelo II (Con presencia de acuífero).....	62
4.2 ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CAMPO AZUCENA.....	63
4.3 PRE-CONCEPTUALIZACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	65
4.3.1 Diagnóstico para generación eléctrica campo Azucena:.....	65
4.3.2 Proyección del consumo energético del campo Azucena	67
4.3.3 Calidad del gas asociado del campo Azucena:	68
4.3.4 Tratamiento y Procesamiento	69
4.3.4.1 Recuperación y Estabilización de condensados	70
4.3.4.2 Recuperación y Estabilización de condensados con endulzamiento del gas (Remoción del CO2)	71

4.3.5	Alternativas de los equipos de generación:.....	75
4.3.5.1	Generación con turbina a vapor	75
4.3.5.2	Motores de combustión interna sin endulzamiento del gas.....	76
4.3.5.3	Motores de combustión interna con endulzamiento del gas:	77
4.3.5.4	Turbinas de gas:	77
4.3.5.5	Micro-turbinas sin endulzamiento del gas	78
5.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	79
5.1	RELACIÓN BENEFICIO COSTO	79
5.2	INFORMACIÓN DE SOPORTE.....	80
5.3	DATOS DE ENTRADA.....	81
5.4	EVALUACIÓN FINANCIERA	88
	CONCLUSIONES	92
	RECOMENDACIONES.....	94
	BIBLIOGRAFÍA	95

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1: Clasificación de Yacimientos según tipo de fluido.....	23
Tabla 2: Tecnologías de Cogeneración empleadas.....	40
Tabla 3: Eficiencia de tecnologías de Cogeneración empleadas.....	51
Tabla 4: Cálculo volumétrico campo Azucena.....	57
Tabla 5: Capacidad de diseño estación Azucena.....	57
Tabla 6. Resultados simulación a inyección constante.....	62
Tabla 7: Costos de transmisión.....	66
Tabla 8: Cromatografía de gas de Azucena.....	69
Tabla 9: Especificaciones gas de salida para generación.....	74
Tabla 10: Resumen de alternativas generación campo Azucena.....	75
Tabla 11: Proyección precio de la Nafta.....	81
Tabla 12: Estimación del precio de transporte.....	81
Tabla 13: Estimado de costos recuperación y generación.....	82
Tabla 14: Costos de transmisión.....	82
Tabla 15: Factor de Conversión.....	84
Tabla 16: Volumen de gas disponible para generación.....	84
Tabla 17: Volumen de condensados después de tratamiento.....	84
Tabla 18: Criterios para el cálculo de la capacidad de generación.....	85
Tabla 19: Capacidad de generación por alternativa.....	86
Tabla 20: Déficit de Energía y costo de Generación	87

Tabla 21: Resultados evaluación financiera Recuperación de condensados.....	89
Tabla 22: Resultados evaluación financiera Generación + Transmisión.....	90
Tabla 23: Resultados evaluación financiera total proyecto.....	90

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1: Componentes del gas Natural antes de ser procesado.....	29
Figura 2: La cadena de valor del gas.....	31
Figura 3: Etapas de tratamiento del gas natural.....	33
Figura 4: Diagrama de bloques generación con turbina de gas.....	42
Figura 5. Esquema de bloques del ciclo de vapor abierto	44
Figura 6: Esquema básico de funcionamiento de una central térmica Convencional.....	45
Figura 7: Esquema básico central térmica de ciclo combinado.....	46
Figura 8: Proceso de generación con motor recíprocante.....	48
Figura 9: Esquema general de una microturbina.....	51
Figura 10: Esquema regulatorio del GN en Colombia.....	52
Figura 11: Escala de tiempo de eventos asociados a la industria del GN.....	53
Figura 12: Proceso de tratamiento de crudo estación azucena.....	58
Figura 13: Esquema operacional estación Azucena con aprovechamiento del gas.....	67

LISTA DE GRAFICOS

	Pág.
Gráfico 1: Historia de producción campo Azucena.....	59
Gráfico 2: Perfil de producción de gas Campo Azucena.....	60
Gráfico 3: Gas quemado en tea Estación Azucena 2012.....	64
Gráfico 4: Consumo de energía eléctrica campo Azucena 2012.....	64
Gráfico 5. Proyección demanda energética Campo Azucena.....	68
Gráfico 6: Flujo de proceso recuperación y estabilización de condensados.....	71
Gráfico 7: Flujo de proceso recuperación de condensados + endulzamiento.....	73
Gráfico 8: Capacidad de generación por alternativa Vs Requerimiento.....	88

RESUMEN

TITULO: * EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS DE PRODUCCIÓN PARA EL CAMPO AZUCENA

AUTOR: ANGELICA MARIA MONROY**

PALABRAS CLAVES: Autogeneración eléctrica, gas natural, gas asociado, proceso de tratamiento de gas, clasificación de yacimientos, aceite espumoso.

La explotación del gas de producción en los campos de petróleo en la actualidad constituye una ventaja competitiva en la etapa de operación. Hoy por hoy, la incineración de este valioso producto tiene consecuencias ambientales, económicas y técnicas en cuanto a la administración del yacimiento y del campo en general.

Con el presente trabajo se evaluará técnica y económicamente el aprovechamiento del gas del campo Azucena para recomendar la alternativa que represente la mejor oportunidad de negocio para el campo.

Para lograr lo anterior, se evaluarán las opciones técnicas que permitan usar el gas de producción del campo Azucena y se cuantificará sus beneficios para determinar cuál de estas resulta ser la más conveniente.

Basado en esta información, se valorarán los procesos de tratamiento, procesamiento, reinyección y cogeneración con gas, asociado al conocimiento actual y futuro del yacimiento, con el objeto de determinar si representa una mejor oportunidad para el campo un proceso de reinyección o un proceso de cogeneración.

Es importante mencionar que Azucena es un nombre figurativo que fue usado en esta monografía para conservar la confidencialidad de la información del campo sobre el cual fue desarrollada la investigación. Cualquier información requerida sobre este trabajo puede ser consultada con Angelica Monroy en el teléfono 2-34 56 38 de Bogotá.

*Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Oscar bravo Mendoza

ABSTRACT

TITULO: * USE EVALUATION OF THE PRODUCTION GAS FROM AZUCENA FIELD

AUTHOR: ANGELICA MARIA MONROY**

KEY WORDS: Electrical auto generation, natural gas, associate gas, process of gas treatment, classification of reservoirs, foamy oil

The exploitation of the gas of production in the fields of oil at present constitutes a competitive advantage in the stage of operation. Actually, the incineration of this valuable product has environmental, economic and technical consequences as for the administration of the reservoir and of the field in general.

The present work will evaluate technical and economically the utilization of production gas of the Azucena field, to recommend the alternative that represents the best opportunity of business for the field.

To achieve the previous thing, there will be evaluated the technical options that allow to use the production gas of the Azucena field and its benefits will be quantified to determine which of these turns out to be the most suitable.

Based on this information, there will be valued the processes of treatment, processing, reinjection and cogeneration by gas associated with the current and future knowledge of the reservoir, in order to determine if a better opportunity represents for the field a process of reinjection or a process of cogeneration.

It is important to mention that Azucena is a figurative name that was used in this monograph to preserve the confidentiality of the information of the field on which the investigation was developed. Any information needed about this work can be consulted by Angelica Monroy in the telephone 2-34 56 38 of Bogota.

* Monograph

* Physicochemical Engineering Faculty. Hydrocarbon Management Specialization. Directed by Oscar bravo Mendoza.

GLOSARIO

ANSI: American National Standards Institute

BOPD: abreviatura de Barrels of Oil Per Day, o Barriles de Aceite por Día.

BTU: abreviatura de British Thermal Unit. La BTU o BTu es una unidad de energía inglesa.

BTU / PC: BTU por pie cúbico

BUTANO: gas que cuando es puro es incoloro e inodoro, más pesado que el aire; su temperatura de ebullición a la presión atmosférica normal es -0.5°C ; sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.1 por ciento y 9.5 por ciento, respectivamente. Es el cuarto miembro de la serie de parafinas o alcanos; su fórmula condensada es C_4H_{10} .

BWPD: abreviatura de Barrels of Water Per Day, o Barriles de Agua por Día

CAPEX: abreviatura de Capital Expenditures, o inversiones en bienes de capitales.

CICLOS GAX: ciclo de refrigeración por absorción de múltiple efecto, donde se inserta un intercambiador de calor (X), entre el generador (G) y el absorbedor (A).

CMNUCC: abreviatura de Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

COGENREACIÓN: es la producción simultánea de energía mecánica y térmica, ambas utilizadas, a partir de una sola fuente de energía primaria.

CO_2 : el dióxido de carbono, también denominado óxido de carbono, gas carbónico y anhídrido carbónico, es un gas cuyas moléculas están compuestas por dos átomos de oxígeno y uno de carbono. Su fórmula molecular es CO_2 .

ETANO: gas que en su estado natural es incoloro, inodoro e insípido, ligeramente más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a presión normal es de -88.6°C . Sus límites de explosividad inferior y superior en el aire son 2.9 y 13.0 por ciento en volumen. Es el segundo miembro de la serie de las parafinas o alcanos. Su fórmula condensada es C_2H_6 . Se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural. Se usa como materia prima para la fabricación de etileno.

FOAMY OIL: crudo espumante que se caracteriza por tener una espuma continua en el crudo, conformada por burbujas de gas dispersas que pueden ser

producidas en el cabezal del pozo en yacimientos de petróleo pesado, bajo la conducción del gas en solución.

GAS ÁCIDO: gas que contiene cantidades apreciables de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y agua. Se obtiene del tratamiento del gas amargo húmedo con bases fácilmente regenerables como son la mono y dietanolamina (MEA y DEA) que son utilizadas frecuentemente para este propósito.

GAS AMARGO: gas natural que contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros. Proviene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación.

GAS ASOCIADO: gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

GAS DULCE: gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.

GAS HÚMEDO: mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminados las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

GAS NATURAL: mezcla gaseosa que se extrae asociada con el petróleo o de los yacimientos que son únicamente de gas. Sus componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos. Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes. Para poderse comprimir y transportar a grandes distancias es conveniente separar los componentes más pesados, como el hexano, pentano, butanos y propano y en ocasiones el etano, dando lugar estos últimos a las gasolinas naturales o a los líquidos del gas natural, para lo cual se utilizan los procesos criogénicos.

GAS NO ASOCIADO: es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

GAS SECO: gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.

GEI: abreviatura de Gases de Efecto Invernadero. Se denominan así a los gases cuya presencia en la atmosfera contribuyen al efecto invernadero.

HIDROCARBUROS: compuestos de carbono e hidrógeno que tienen determinadas propiedades. Se encuentran acumulados en las rocas del subsuelo, bien sea en forma: sólida, líquida o gaseosa. Se pueden producir a través de pozos que se han perforado. Generalmente vienen acompañados de: agua y otras impurezas. Requieren tratamiento previo para poder ser utilizados y comercializados.

ICP: abreviatura del Instituto Colombiano del Petróleo.

K: unidad de temperatura de la escala creada por William Thomson, Lord Kelvin, en el año 1848, sobre la base del grado Celsius,

KBLS: abreviatura para miles de Barriles

KBOPD: abreviatura de Miles Barrels of Oil Per Day, o Barriles de Aceite por Día.

KtCO₂: abreviatura de Miles de toneladas de CO₂.

LACT: abreviatura de Lease Automatic Custody Transfer. Es un conjunto de componentes y tuberías montados sobre un patín, diseñada para medir de manera precisa tanto la calidad como la cantidad de un hidrocarburo líquido el cual es comercialmente explotable.

LB: abreviatura de Libra, que representa una unidad de masa.

MMBTU/H: abreviatura de Millones de BTU por Hora

MMPCD: abreviatura de Millones de Pies Cúbicos por Día

MMSCFD: abreviatura de Millones de Pies Cúbicos por Día

MU\$: abreviatura de Millones de Dólares

MUSD: abreviatura de Millones de Dólares

MWe: es una unidad de potencia en el Sistema Internacional equivalente a un millón de vatios.

PCI: abreviatura de Poder Calorífico Inferior.

PENTANOS: hidrocarburos saturados de fórmula empírica C₅H₁₂, de los cuales son posibles tres isómeros. Líquidos incoloros, inflamables; solubles en

hidrocarburos y éteres e insolubles en agua. Existen en las fracciones de más bajo punto de ebullición de la destilación del petróleo, de donde se obtienen.

PODER CALORIFICO: expresa la energía máxima que puede liberar la unión química entre un combustible y el comburente y es igual a la energía que mantenía unidos los átomos en las moléculas de combustible (energía de enlace), menos la energía utilizada en la formación de nuevas moléculas en las materias (generalmente gases) formadas en la combustión.

PROPANO: gas que cuando puro es incoloro e inodoro, más pesado que el aire. Su temperatura de condensación a la presión atmosférica normal es -42.5°C ; sus límites inferior y superior de explosividad en el aire son 2.4 por ciento y 9.5 por ciento, respectivamente. Es el tercer miembro de la serie de parafinas o alcanos; su fórmula condensada es C_3H_8 . Se obtiene por fraccionamiento de los líquidos del gas natural, de los condensados y de varios procesos de refinación, tales como la destilación atmosférica del petróleo crudo, la desintegración catalítica y la reformación de naftas.

PSI: abreviatura de pounds per square inch es una unidad de presión en el sistema anglosajón de unidades.

PVT: abreviatura de Presión, Volumen y Temperatura. En la industria, se denomina PVT a un conjunto de pruebas que se realizan en el laboratorio para determinar las propiedades y el comportamiento de los fluidos del yacimiento y su variación con la presión.

SCF: abreviatura de Standard Cubic Feet.

Wh: abreviatura de vatio-hora, simbolizado Wh (o a veces también $\text{W}\cdot\text{h}$ o W-h), es la unidad de energía expresada en forma de unidades de potencia \times tiempo, así, un vatio-hora es la energía necesaria para mantener una potencia constante de un vatio (1 W) durante una hora.

WORKOVER: término usado para referirse a cualquier tipo de intervención que se realiza en un pozo de petrolero después de que ha sido perforado y completado.

INTRODUCCIÓN

Durante el proceso de explotación de campos de hidrocarburos, y de acuerdo con las características de los fluidos presentes en el yacimiento, viene asociada la producción de volúmenes significativos de gas natural, el cual era considerado por la industria petrolera como un subproducto sin interés que obstaculizaba las operaciones de producción de los hidrocarburos líquidos. Este era valorado solo como un mecanismo de empuje que servía para forzar la surgencia natural del crudo hacia la superficie en las primeras etapas de la explotación del yacimiento. En la actualidad, en particular a partir de las crisis petroleras de los años 70, el gas natural se ha convertido en una importante fuente de energía en el mundo.

De otro lado, las compañías petroleras se encuentran en la búsqueda de procesos de producción más eficientes, lo que involucra el aprovechamiento de recursos como el gas asociado a la producción. Lo anterior implica a su vez una administración cuidadosa de los yacimientos, así como la reducción de los costos operacionales para lograr economías competitivas y rentables.

No obstante, para utilizar el gas natural a escala industrial, el fluido demanda la construcción previa de costosas instalaciones, que incluyen desde centrales primarias de separación de gas (para eliminar de éste los componentes que afectan a los ductos y rescatar subproductos más valiosos, como el propano, el butano y las naftas), hasta los compresores y deshidratadores necesarios para dejar el gas natural con las especificaciones requeridas para su uso.

En el caso del campo Azucena, diariamente se están quemando en las teas cerca de tres millones de pies cúbicos de gas, recurso que podría ser utilizado para comercialización, reinyección o en la generación de la energía eléctrica requerida para la operación del campo. Por su parte el ICP adelantó el inventario de emisiones de GEI en conjunto con los diferentes negocios, y en este proceso se identificó buenas prácticas y oportunidades de reducción de consumo energético y emisiones en los campos, con el objetivo de optimizar los recursos y tener un beneficio ambiental y económico. Como resultado de este inventario, se evidenció que la mayor fuente de emisiones en el área del campo Azucena se encuentra asociado a la tea de esta estación, siendo responsable por el 38 % de todas las emisiones del área.

Igualmente, ECOPETROL S.A, dentro del marco estratégico 2011-2020 incluyó un nuevo lineamiento estratégico de Responsabilidad Corporativa, con dos orientadores:

1. Relacionamiento con Grupos Interés: que busca responder a las expectativas y cumplir las promesas de valor fijadas y
2. Gestión Ambiental, orientada en preservar el medio ambiente, orientado en eco-eficiencia, biodiversidad y cambio climático, este último enfocado operar de forma alineada con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático –CMNUCC, en la diversificación energética, con metas al 2015 de reducir en un 7% las emisiones de gases efecto invernadero relativas con base en el 2009 y asegurar al menos 4 nuevas fuentes de energía diversificadas con respecto al 2009.

El aprovechamiento de los gases en teas es una de las metas de protección ambiental de la industria del petróleo a nivel mundial, y este proyecto permite que Ecopetrol explore una alternativa tecnológica que por sus características pueda adaptarse de manera fácil a las variaciones de producción de gas en la estación, validando la viabilidad técnica y económica para el aprovechamiento de este gas, bien sea para implementar un proceso de reinyección en el yacimiento (con el objetivo de suavizar la curva de declinación de producción del campo) o para desarrollar un proceso de autogeneración de energía eléctrica (con el objetivo de reducir los costos operacionales generados por la compra de energía eléctrica de la red de interconexión nacional), evitando así el desecho de un recurso valioso.

Cualquiera de los escenarios de aprovechamiento (reinyección o autogeneración), lograría un beneficio vía el incremento / mantenimiento de la presión del yacimiento, y por ende un incremento en el factor de recobro o supliendo parte de la demanda eléctrica que requiere el campo para su operación en el corto plazo, reduciendo el costo por compra de energía eléctrica al sistema interconectado nacional. Lo anterior evidencia que el uso de este gas constituye una oportunidad de negocio para la empresa.

1. MARCO METODOLÓGICO

1.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN Y MANEJO DE LA INFORMACIÓN

El objetivo del presente trabajo está orientado a describir y evaluar el uso y aprovechamiento del gas de quema en teas del campo Azucena. En tal sentido, el estudio en cuestión se enmarcó dentro de una investigación de factibilidad, basado en el contexto teórico existente, en el estado actual del campo y en las proyecciones de producción y demanda de energía eléctrica del mismo.

La monografía propuesta tendrá un tipo de estudio de segundo nivel, es decir, de carácter descriptivo, pues busca señalar aspectos específicos relacionados con el uso del gas de producción aplicado a un campo en específico.

El método de investigación se realizó de acuerdo con el modelo de gestión de oportunidades de Ecopetrol, que describe el proceso de captura de nuevas ideas de negocio y las desarrolla hasta comprobar que existe factibilidad para adelantar un proyecto, siguiendo las etapas descritas a continuación:

- Captura de la idea de negocio
- Identificación de la oportunidad de negocio
- Evaluación de la oportunidad de negocio
- Validación de la oportunidad de negocio.

La información fue recolectada vía entrevistas con expertos, investigación y estimación, basándose en proyectos afines, compilaciones, libros, artículos, expertos, trabajos presentados en seminarios, conferencias, memorias e internet y será tratada bajo el proceso de recolección, clasificación, presentación y análisis.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 INGENIERÍA 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.¹

Las cuatro clasificaciones más usuales de los yacimientos se basan en los siguientes aspectos:²

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

Basado en lo anterior, y teniendo en cuenta el objetivo del presente trabajo, describiremos con mayor profundidad las dos últimas.

2.1.1 Clasificación según el tipo de hidrocarburo³: En la industria del petróleo la relación gas/petróleo (GOR) así como la gravedad del petróleo a condiciones de tanque (°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 cúbico de gas.

¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela. 2009. Cap. 2- 6

²Ibíd, p. 57.

³Ibíd, p. 63-68

La tabla 1 muestra la clasificación de los yacimientos según el tipo de hidrocarburo, así como algunas de sus propiedades

Tabla 1: Clasificación de Yacimientos según tipo de fluido

TIPO DE FLUIDO	COLOR DEL LÍQUIDO EN EL TANQUE	GRADOS API	GOR*
Bitumen	Negro/Oscuro visc >10000cp	<10	Sin gas
Petróleo Pesado	Negro/Oscuro	10-25	<100
petróleo Negro	Negro/Oscuro	30-40	100 - 2.500
Petróleo Volátil	Colores varios	40-50	>3.000
Gas Condensado	Apenas coloreado	50-70	3.000 - 100.000
Gas Húmedo	Incoloro	60-70	>100.000
Gas Seco	Sin líquido	Sin líquido	Sin líquido

Fuente: París de Ferrer, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. Cap. 2. Modificado

Para el caso del campo Azucena, y de acuerdo con lo determinado por el área de yacimientos en los análisis de 3 PVT realizados (2 muestras recombinadas y 1 en fondo), se determinó como tipo de fluido un petróleo negro.

A partir de la información obtenida, se determinó una presión de burbuja de 70 psi. La presión promedio de yacimiento en la zona más sensible del campo (zona centro del domo norte) aunque caía respecto a la presión original, no ha sido inferior a 2600 psi. Sin embargo, se han identificado pozos con altas producciones de gas ubicados en el flanco alto de la estructura, lo que confirma la clasificación realizada a partir del análisis PVT.

2.1.2 Clasificación según el tipo de empuje.⁴: 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 desplazada por la energía natural asociada al yacimiento varía según el

⁴ *Ibíd.*, p. 69-72

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 gas en solución, empuje por expansión de la roca y los fluidos, empuje por capa de gas y empuje por drenaje gravitacional.

Con la información adquirida hasta el momento por el área de yacimientos, se estima que el campo Azucena puede tener un gas en solución como mecanismo de empuje, pues se presume que el crudo puede ser de tipo espumoso (*foamy oil*). Este tipo de fluido se caracteriza por tener altas tasas de producción pese a la alta viscosidad a bajas temperaturas. El comportamiento de este tipo de crudo se caracteriza por una espuma continua de petróleo que contiene burbujas de gas dispersas producidas en el cabezal del pozo, procedente de yacimientos de petróleo pesado bajo el empuje de gas disuelto. La naturaleza de las dispersiones de gas en el petróleo distingue el comportamiento del petróleo espumoso de aquel del petróleo pesado convencional. El gas que sale de la solución en el yacimiento no se fusiona en burbujas de gas más grandes ni en una fase de gas de flujo continuo. En cambio, permanece en forma de pequeñas burbujas arrastradas en el petróleo crudo y mantiene así baja la viscosidad efectiva del petróleo, a la vez que provee energía expansiva que ayuda a impulsar el petróleo hacia el pozo de producción.⁵

2.2 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN.

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 pozos.⁶

2.2.1 Operaciones de subsuelo: Una vez finalizada la etapa de perforación, los pozos son completados y terminados con el objetivo de dejarlos en las condiciones técnicas necesarias para que inicien su etapa productiva.

⁵ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [En línea]. Consultado en Febrero 3 de 2013. Disponible en http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/foamy_oil.aspx

⁶ BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades (2009: Bogotá Colombia). Memorias. Bogotá D.C P. 13

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 objetivo 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.

El 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 de superficie, deben ser los principales objetivos a los que deben llevar las diferentes operaciones y trabajos que a diario se realizan en los campos petroleros, por esta razón, durante la producción de un campo petrolero se requieren diferentes trabajos de mantenimiento de los pozos con el fin de mantener la mejor productividad de los mismos y lograr un mejor factor de recobro final de los hidrocarburos presentes en un determinado yacimiento, pues, con el paso del tiempo, se pueden presentar en los pozos 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 los cuales deben ser resueltos para restablecer el potencial productivo de los pozos también por vía de trabajos de workover.

Para realizar estos trabajos de subsuelo de mantenimiento a pozos, se requiere conocer los procedimientos operativos, equipos de reacondicionamiento y de servicio a pozos, fluidos de control de pozos, herramientas y materiales para ejecutar los programas de mantenimiento de pozos en forma técnica y económica, evitando danos del yacimiento y contaminación ambiental, cumpliendo con la disposición final de los diferentes residuos resultantes de todas estas operaciones.⁷

2.2.2 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, separarlos, tratarlos, medirlos y entregarlos a sus destinos respectivos. Por definición, una estación o batería de recolección, tratamiento y almacenamiento de crudo es una instalación industrial a donde llega el fluido producido por los pozos de un área determinada, para realizarle la respectiva separación de sus fases (petróleo, agua y gas),

⁷ ACE INTERNACIONAL. Operaciones de Subsuelo y mantenimiento de la producción Colombia.2012.Cap 1.

tratarlo y almacenarlo en condiciones óptimas para ser utilizado o para la venta. Los principales procesos efectuados en superficie son:⁸

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

Para cumplir con el objetivo de recibir y tratar los fluidos producidos en un campo petrolero en forma eficiente y entregarlos fiscalizados en condiciones de ser utilizados en los procesos de refinación o exportación de crudos, se debe disponer de los siguientes elementos y equipos básicos:⁹

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

⁸ BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades (2: Bogotá Colombia). Memorias. Bogotá D.C P. 14

⁹ *Ibíd.*, p. 15

- Sistema de comunicaciones
- Facilidades para los operadores y personal de mantenimiento.

2.2.3 Descripción de los equipos ¹⁰: En general, en cada campo productor pueden existir, en mayor o menor escala, los siguientes elementos que conforman las facilidades de producción requeridas para producir, tratar y entregar el crudo y procesar el gas para ser comercializado:

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

El manifold de llegada de pozos es un punto de distribución de los fluidos, que depende del número de pozos alineados en dicho manifold. Desde allí se pueden enviar los fluidos provenientes de los pozos a los separadores de crudo y gas, o a los tanques de almacenamiento y separación de crudo y agua. También permiten poner a prueba de producción cada pozo para conocer su potencial productor.

Los fluidos de los diferentes pozos productores de un campo petrolero se transportan a través de las líneas de flujo que se conectan a la

¹⁰BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades (2009: Bogotá Colombia). Memorias. Bogotá D.C P. 20-22

cabeza de cada pozo hasta llegar al Manifold, para luego pasar a las estaciones de recolección, sistemas de separación de crudo-gas-agua, tratamiento del crudo, almacenamiento de fluidos y sistema de recolección, tratamiento y compresión de gas.

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

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

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

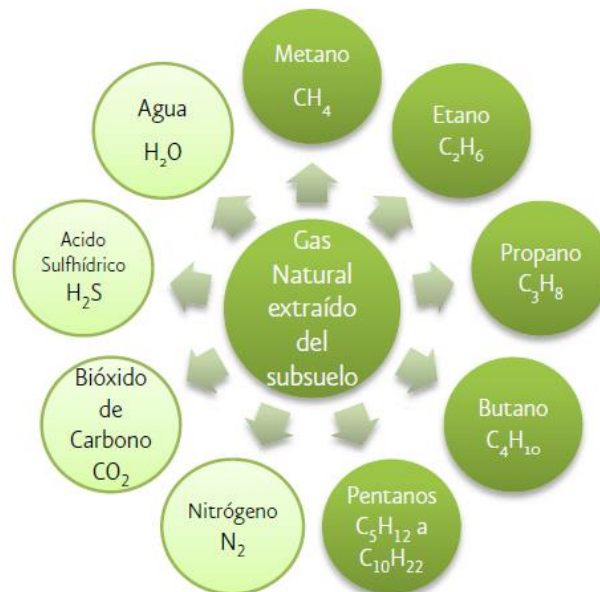
que se encuentran en especificación. De este recipiente se despacha la producción hacia el destino final.

2.3 GAS DE PRODUCCIÓN

El gas que se produce en las estaciones de recolección y tratamiento, es una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, compuesto de moléculas que contienen diferentes combinaciones de hidrógeno y átomos de carbono, que son altamente compresibles y expansibles. Además, contiene impurezas como: dióxido de carbono, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno 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%.¹¹

Además, el gas puede contener cantidades pequeñas de otros componentes que pueden ser: etano, propano, butano, pentano y posiblemente algunos condensados (Ver Figura 1).

Figura 1: Componentes del gas Natural antes de ser procesado



Fuente: Procesamiento, almacenamiento y transporte de gas Natural

¹¹ BECERRA SALAMANCA, Fernando. Facilidades de Producción en campos Petroleros. En: Seminario de Facilidades (2009: Bogotá Colombia). Memorias. Bogotá D.C P. 75

2.3.1 Origen y características del gas natural: El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples, compuesta principalmente de metano (CH₄) y otros hidrocarburos más pesados; además también puede contener trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua. Dependiendo de su origen se clasifica en¹²:

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

Tal como es extraído, es inodoro, incoloro, no tóxico y más liviano que el aire. Es así como al gas de uso doméstico se le agrega un poco de Metil-mercaptano, para que sea fácil detectar por olfato una fuga e impedir su combustión espontánea. En general, dependiendo de su procedencia y composición, el gas natural puede clasificarse como gas rico, pobre, dulce o agrio.

Se denomina gas rico, aquel que tiene un alto contenido de propano y más pesados (C₃+), del cual se pueden obtener cantidades notables de hidrocarburos líquidos. Por el contrario, un gas pobre está formado por metano y etano principalmente, por lo que la cantidad de líquido que puede obtenerse es relativamente pequeño. Por su parte, el gas agrio es aquel que contiene cantidades significativas de compuestos de azufre como sulfuro de hidrógeno y mercaptanos, además, puede contener dióxido de carbono, lo cual le confiere propiedades corrosivas. Un gas exento de estos contaminantes recibe el nombre de gas dulce.¹³

2.3.2 Usos del gas natural ¹⁴: Una vez tratado el gas natural, se obtiene el gas seco o gas natural comercial el cual puede ser usado como:

¹² MEXICO. SECRETARIA DE ENERGIA. Procesamiento, almacenamiento y transporte de gas [En línea]. Consultado en Enero 14 de 2013. Disponible en <http://sener.gob.mx/portal/Mobil.aspx?id=1505>

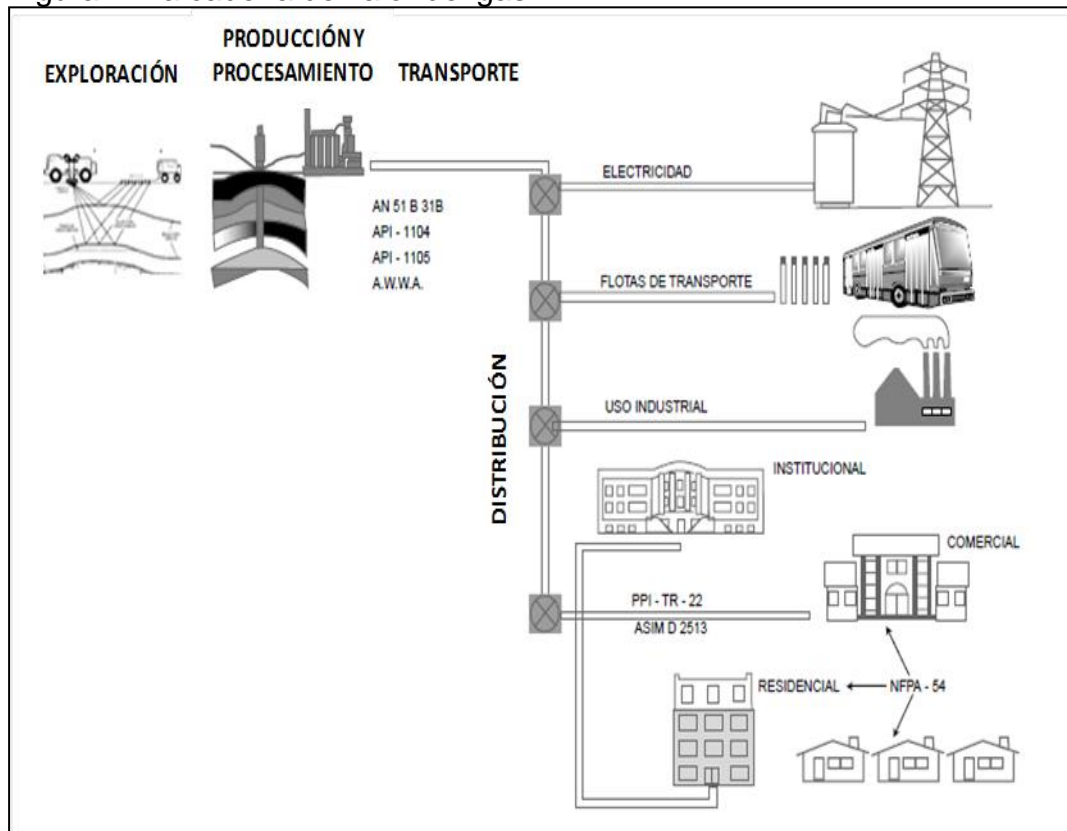
¹³ SUAREZ, Rosmar. Diseño de una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, PDVSA, Edo. Monagas. Trabajo de grado Especialista en Ingeniería de Gas. Barcelona. Universidad de Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. 2009. P 31-32.

¹⁴ MEXICO. SECRETARIA DE ENERGIA. Procesamiento, almacenamiento y transporte de gas [En línea]. Consultado en Enero 14 de 2013. Disponible en <http://sener.gob.mx/portal/Mobil.aspx?id=1505>

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

La figura 2, muestra la cadena de valor del gas natural, desde su extracción, hasta su uso.

Figura 2: La cadena de valor del gas



Fuente: Ecopetrol S.A

Los principales usos del gas natural en el sector petrolero son ¹⁵:

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

2.4 DESCRIPCIÓN 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, indistintamente 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 incineración del gas natural.¹⁶

Por la misma razón, el vapor de agua es extraído y también debido a que a presiones elevadas y a temperatura ambiente produce hidratos de metano que pueden tapan los conductos por donde se transporta el gas (gasoductos). Asimismo, se disminuye lo más posible el nivel de azufre, para eliminar la corrosión y los olores nocivos. La figura 3, muestra las fuentes del gas natural y sus diferentes etapas de procesamiento para obtener los productos finales.

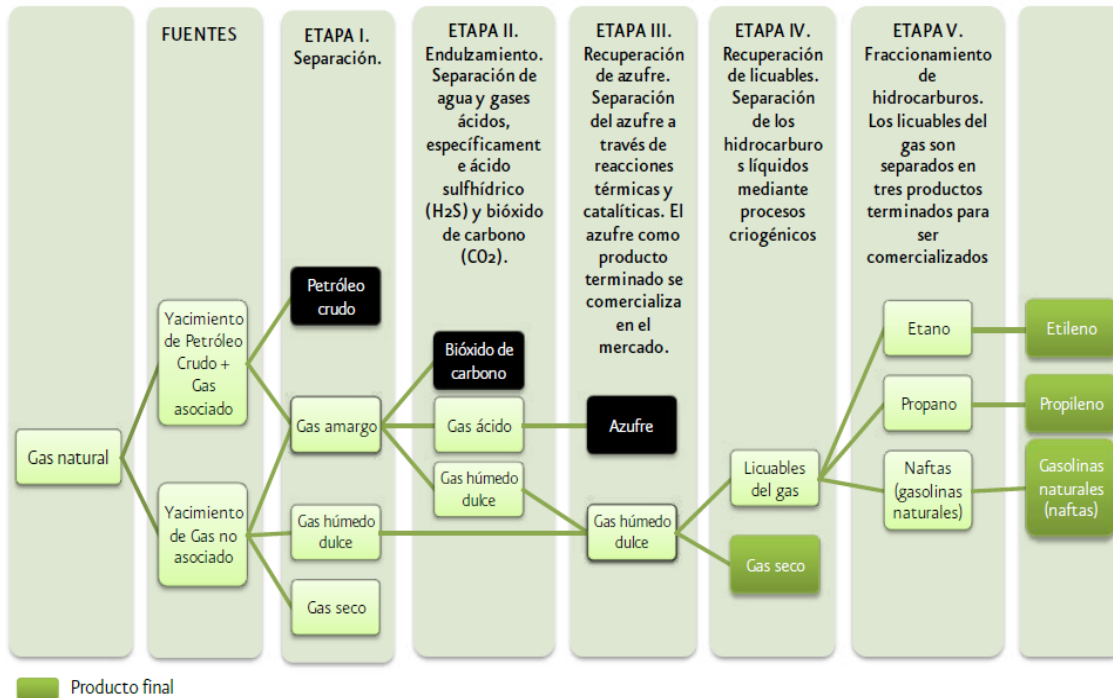
2.4.1 Tratamiento¹⁷: En general, el proceso de tratamiento del gas normalmente es conocido como endulzamiento y consta de cinco etapas:

¹⁵ SUAREZ, Rosmar. Diseño de una infraestructura para la red de gasoductos de Punta de Mata, que garantice óptima presión de succión a la Planta de Inyección PIGAP II, Distrito Norte, PDVSA, Edo. Monagas. Trabajo de grado Especialista en Ingeniería de Gas. Barcelona. Universidad de Oriente. Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas. 2009. 32 P.

¹⁶ EMERGENCIAS CON GAS NATURAL. Procesos de Obtención del gas natural. [En línea]. Consultado en Febrero 11 de 2013. Disponible en <http://emergenciascongasnatural.blogspot.com/2013/04/proceso-del-gas-natural.html>

¹⁷ WIKIPEDIA. Plantas de procesamiento del gas natural. [En línea]. Consultado en Enero 21 de 2013. Disponible en http://es.wikipedia.org/wiki/Plantas_de_procesamiento_del_gas_natural

Figura 3: Etapas de tratamiento del gas natural



Fuente: Procesamiento, almacenamiento y transporte de gas Natural

- Endulzamiento:** Proceso en el cual se remueve, por mecanismo de contacto, el H_2S y el CO_2 al gas. Esto se realiza en una unidad de endulzamiento y de ella sale el gas libre de estos contaminantes, o al menos con un contenido igual o por debajo de los márgenes aceptables.
- Regeneración:** En esta etapa, la sustancia que removió los gases ácidos se somete a un proceso de separación, donde se le remueve los gases ácidos, con el fin de poderla reciclar para una nueva etapa de endulzamiento. Los gases que se deben separar son obviamente en primer lugar el H_2S y el CO_2 pero también es posible que haya otros compuestos sulfurados como mercaptanos (RSR), sulfuros de carbonilo (SCO) y disulfuro de carbono (CS_2).
- Recuperación del Azufre:** Como el H_2S es un gas altamente tóxico y de difícil manejo, es preferible convertirlo a azufre elemental, esto se hace en la unidad recuperadora de azufre. Esta unidad no siempre se tiene en los procesos de endulzamiento, no obstante, cuando la cantidad de H_2S es alta, se hace necesaria. En la unidad recuperadora de azufre se transforma del 90 al 97% del H_2S en azufre sólido o líquido. El objetivo fundamental de

la unidad recuperadora de azufre es la transformación del H_2S a un nivel de calidad aceptable para comercializarlo.

- **Limpieza del gas de cola:** El gas que sale de la unidad recuperadora de azufre puede llegar a poseer de un 3 a un 10% de H_2S , haciéndose necesaria su eliminación, dependiendo de la cantidad presente y de las reglamentaciones ambientales y de seguridad. La unidad de limpieza del gas de cola continua la remoción del H_2S , bien sea transformándolo en azufre o enviándolo a la unidad recuperadora. El gas de cola al salir de la unidad de limpieza debe contener entre un 0.3% a un 1% del H_2S removido. La unidad de limpieza del gas de cola solo existirá si existe unidad recuperadora.
- **Incineración:** Aunque el gas que sale de la unidad de limpieza del gas de cola sólo posee entre el 1 y 0.3% del H_2S removido, aun así no es recomendable descargarlo a la atmósfera, y por tanto se envía a una unidad de incineración, donde mediante combustión, el H_2S es convertido en SO_2 , un gas que es menos contaminante que el H_2S . Esta unidad debe estar en toda planta de endulzamiento.

Cada una de las etapas descritas anteriormente busca básicamente remover los gases “ácidos” del gas natural. En cada una de estas etapas los procesos que se aplican para eliminar H_2S y CO_2 se pueden agrupar en cinco categorías, de acuerdo con su tipo, y su complejidad depende de la necesidad de recuperar o no los gases removidos y el material usado para eliminarlos. Las cinco categorías son:

- **Absorción química (procesos con aminas y carbonato de potasio):** La regeneración se hace básicamente con un aumento en la temperatura y una disminución en la presión. Estos procesos se caracterizan porque el gas agrio se pone en contacto en contracorriente con una solución en la cual hay una sustancia que reacciona con los gases ácidos. El contacto se realiza en una torre conocida como contactora, en la cual la solución entra por la parte superior y el gas entra por la parte inferior. Las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles y por lo tanto la solución al salir de la torre se envía a regeneración. Los procesos con aminas son los más conocidos de esta categoría y luego los procesos con carbonato. Un factor determinante en este tipo de procesos es que la contactora sea operada a condiciones que fuercen la reacción entre los componentes ácidos del gas y el solvente (bajas temperaturas y altas

presiones), y que el regenerador sea operado a condiciones que fueren la reacción para liberar los gases ácidos (bajas presiones y altas temperaturas).

- **Absorción Física:** La característica distintiva de este tipo de regeneración es que no requiere calor. La absorción física depende de la presión parcial del contaminante y estos procesos son aplicables cuando la presión del gas es alta y hay cantidades apreciables de contaminantes. Los solventes se regeneran con disminución de presión y aplicación baja o moderada de calor o uso de pequeñas cantidades de gas de despojamiento. En estos procesos el solvente absorbe el contaminante, pero como gas en solución y sin que se presenten reacciones químicas; naturalmente, mientras más alta sea la presión y la cantidad de gas, mayor es la posibilidad de que se disuelva el gas en la solución. Los procesos físicos tienen alta afinidad por los hidrocarburos pesados. Si el gas a tratar tiene un alto contenido de propano y compuestos más pesados, el uso de un solvente físico puede implicar una pérdida grande de los componentes más pesados del gas, debido a que estos componentes son liberados del solvente con los gases ácidos, luego su separación no es económicamente viable por esta vía. El uso de solventes físicos para endulzamiento puede considerarse bajo condiciones específicas, tales como concentración de componentes pesados baja.²
- **Híbridos.** Utiliza una mezcla de solventes químicos y físicos. El objetivo es aprovechar las ventajas de los absorbentes químicos, en cuanto a capacidad para remover los gases ácidos, y de los absorbentes físicos en cuanto a bajos requerimientos de calor para regeneración. El proceso híbrido más usado es el Sulfinol que usa un solvente físico, sulfolano (dióxido de tetrahidrotiofeno), un solvente químico (DIPA) y agua. Una composición típica del solvente es 40- 40-20 de sulfolano, DIPA y agua respectivamente. La composición del solvente varía dependiendo de los requerimientos del proceso de endulzamiento.³
- **Procesos de conversión directa:** El H₂S es convertido directamente a azufre. Estos procesos remueven el H₂S y lo convierten directamente a azufre elemental sin necesidad de unidad recuperadora de azufre. Estos procesos utilizan reacciones de oxidación – reducción que involucran la absorción de H₂S en una solución alcalina. Entre estos métodos está el proceso Stretford y el proceso del Hierro Esponja.

- **Procesos de lecho seco:** El gas agrio se pone en contacto con un sólido que tiene afinidad por los gases ácidos. Se conocen también como procesos de adsorción. En estos procesos el gas agrio se hace pasar a través de un filtro que tiene afinidad por los gases ácidos y en general por las moléculas polares presentes en el gas entre las que también se encuentra el agua. El más común de estos procesos es el de las mallas moleculares, aunque algunos autores también clasifican el proceso del hierro esponja en esta categoría

Aunque son menos usados que los procesos químicos, presentan algunas ventajas importantes tales como simplicidad, alta selectividad (solo remueven H_2S) y la eficiencia del proceso no depende de la presión. Se aplica a gases con concentraciones moderadas de H_2S y en los que no es necesario remover el CO_2 .

2.4.2 Procesamiento¹⁸: Se entiende como procesamiento del gas, la obtención de componentes individuales como etano, propano y butano, a partir de la mezcla de hidrocarburos gaseosos producida en un campo. Se habla básicamente de tres métodos de procesamiento del gas natural:

- **Absorción:** Es el proceso más antiguo pero menos usado actualmente; consiste en poner en contacto el gas con un aceite, conocido como aceite pobre, el cual remueve los componentes desde el C_2 en adelante; este aceite luego se separa de tales componentes.
- **Refrigeración:** Es el más usado en la actualidad y separa los componentes de interés en el gas natural, aplicando un enfriamiento moderado. Es más eficiente que el método de absorción para separar compuestos del C_3 en adelante.
- **Criogénico:** Este proceso es el más eficiente de los tres, pues realiza un enfriamiento criogénico (a temperaturas muy bajas, menores de -100 °F) y se aplica a gases donde el contenido de intermedios no es muy alto, pero requiere un gas residual que sea básicamente metano.

¹⁸ WIKIPEDIA. Plantas de procesamiento del gas natural. [En línea]. Consultado en Enero 21 de 2013. Disponible en http://es.wikipedia.org/wiki/Plantas_de_procesamiento_del_gas_natural

Producto del procesamiento del gas se obtiene los siguientes productos:

- **Gas Residual o Pobre:** Compuesto por metano básicamente y en algunos casos cuando no interesa el etano, habrá porcentajes apreciables de éste.
- **Gases Licuados del Petróleo (LPG):** Compuestos por C3 y C4; pueden ser compuestos de un alto grado de pureza (propano y butano principalmente) o mezclas de éstos.
- **Líquidos del Gas Natural (NGL):** Es la fracción del gas natural compuesta por pentanos y componentes más pesados; conocida también como gasolina natural. El caso más sencillo de procesamiento del gas natural es removerle a este sus componentes recuperables en forma de líquidos del gas natural (NGL) y luego esta mezcla líquida separarla en LPG y NGL. Cuando del proceso se obtiene con un alto grado de pureza C2, C3 y C4 se conoce como fraccionamiento.

El procesamiento del gas natural se puede hacer por varias razones, dentro de los cuales pueden estar necesidades de etano, propano, butano para carga en la refinería o planta petroquímica, o por un contenido significativo de componentes intermedios en el gas, lo que hace económicamente rentable su remoción para mejorar la calidad de los líquidos o para obtener un poder calorífico determinado que garantice una combustión eficiente según el proceso, pues un contenido alto de hidrocarburos intermedios puede generar un poder calorífico del gas por encima del límite exigido.

2.5 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE REINYECCIÓN DE GAS.

Típicamente, sólo 30 por ciento del aceite de un pozo petrolero puede extraerse con los métodos tradicionales o primarios, por tanto, quedan enormes cantidades de petróleo por recuperar de los puntos de extracción actuales o incluso de los ya abandonados; esto se debe a que la mayor cantidad del aceite se encuentra en el medio poroso o matriz, es decir, en la roca.¹⁹

¹⁹ TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO. Recuperación Mejorada de Petróleo [En línea]. Consultado en Enero 11 de 2013. Disponible en http://tecnicasderecuperacionmejorada.blogspot.com/2013_03_01_archive.html

Para la extracción o recuperación del petróleo existen tres mecanismos básicos llamados recuperación primaria, secundaria y terciaria; la recuperación es primaria cuando al iniciar la producción, la presión de los fluidos al interior del yacimiento es suficiente para forzar la salida natural del petróleo a través del pozo.

Durante la vida productiva del yacimiento la presión descenderá, y es entonces cuando se requiere desarrollar un mecanismo para compensar la pérdida de presión. Este proceso es denominado como recuperación secundaria, y por lo general se da con la reinyección de agua o de gas en el yacimiento y/o mediante bombas para extraer el petróleo.

Con el paso del tiempo, los procesos de inyección de agua o gas pierden efectividad, y la declinación comienza. En este punto debe aplicarse recuperación terciaria o mejorada, la cual tiene varios métodos, entre los que se encuentran el uso de químicos como los Polímeros y Surfactantes, Térmicos (Estimulación con vapor y combustión en sitio), Miscible (Hidrocarburos solventes), microbiales, eléctricos, vibratoriales, de perforación horizontal, entre otros.

Como se mencionó, los procesos de inyección de agua o de gas son considerados como métodos de recuperación secundaria, que buscan complementar el proceso de recobro primario. Éstos se han venido usando con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia aumentar el recobro. Estos métodos han sido considerados como convencionales, dado que los métodos de recuperación terciaria que han sido desarrollados más recientemente, limitan su aplicación por la baja rentabilidad, asociados a las altas inversiones y el nivel de riesgo que conlleva su aplicación. Por esta razón, la inyección de agua y de gas continúan siendo los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos.

Para el caso específico de inyección de gas, se trata de un proceso donde el gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación, disminuir la tasa de producción del crudo y conservar el gas que, posteriormente puede ser utilizado para la venta.

La inyección de gas es un proceso inmisible (a menos que el gas inyectado se efectuó a alta presión o enriquecido con hidrocarburos livianos). Se entiende por proceso de alta presión a la combinación del petróleo existente en el yacimiento y el gas inyectado, lo que produce la formación de una fase homogénea simple. Para que ocurra la movilización del crudo en ésta fase homogénea, se requiere una presión mínima de aproximadamente 3.000 psi. Este aspecto restringe la

profundidad de la aplicación de métodos de inyección de gas miscible a yacimientos ubicados a 5000 pies. No obstante, este proceso puede ser aplicado a menores presiones que la del proceso de alta presión, pues depende de la manera en la que los hidrocarburos son transferidos de una fase a otra. Los factores de mayor relevancia que intervienen en la cantidad de petróleo que se puede extraer mediante la inyección de gas dependen básicamente de las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento. De otro lado, la inyección del gas se clasifica en inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

La inyección de gas interna o dispersa consiste en inyectar el gas en el lugar donde se encuentra el crudo. Dicha inyección se utiliza en yacimientos sin capa de gas inicial, por empuje por gas disuelto y donde no hay tendencia a desplegarse una capa de gas secundaria. Por lo anterior, se utiliza en yacimientos con propiedades petrofísicas homogéneas, con poca inclinación y con poco espesor, requiriendo una gran cantidad de puntos de inyección, los cuales son ordenados de tal manera que el gas inyectado se distribuya por toda la zona de producción. El ordenamiento estará sujeto al tipo de yacimiento y la permeabilidad efectiva del gas debería ser baja.

Por su parte, la inyección de gas externa es el proceso de inyección de gas en la parte superior del yacimiento, donde está la capa de gas, bien sea primaria o secundaria, de tal manera que el crudo es desplazado hacia abajo. Por esta razón se utiliza en yacimientos que tengan un espesor considerable, para lograr el desplazamiento del petróleo mediante el empuje por la capa de gas. Se aplica en yacimiento con buena permeabilidad vertical y en estructuras con alto buzamiento. Para desarrollar esta inyección, los pozos de producción deben estar ubicados de tal manera que cubran gran parte del área donde es inyectado el gas.²⁰


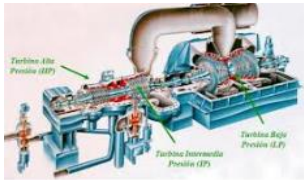


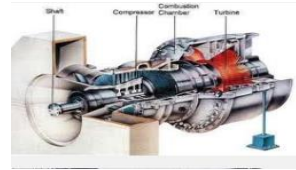
2.6 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE COGENERACIÓN CON GAS.

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

²⁰ LA COMUNIDAD PETROLERA. Métodos de recuperación secundaria [En línea]. Consultado en Febrero 15 de 2013. Disponible en <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2008/12/mtodos-de-recuperacin-secundaria.html>

ni comercializados, convirtiéndolo en un subproducto de difícil manejo, pues la regulación ambiental actual restringe altamente la disposición vía quema en teas. De otro lado, las operaciones propias de la explotación demandan un alto requerimiento energético que va desde los sistemas de levantamiento en los pozos, hasta las estaciones de tratamiento, pasando por el requerimiento en áreas generales. Este proceso requiere de un centro de generación, que en términos generales es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de calor. Este calor puede obtenerse tanto de combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón) como de la fisión nuclear del uranio u otro combustible nuclear o del sol como las solares termoelectricas. La tabla 2 muestra las diferentes tecnologías existentes para la cogeneración

Tabla 2: 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

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.

2.6.1 Turbinas: En general, 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 contienen 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 eléctrica²¹. Existen las turbinas a gas y las turbinas a vapor, las cuales pueden desarrollar energía eléctrica en ciclo convencional o en ciclo combinado, según se describe a continuación:

2.6.1.1 Turbinas a gas: Una turbina de 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 a gas son turbo-máquinas térmicas. Comúnmente se habla de las turbinas a gas por separado de las turbinas en general 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 sí ²². La figura 4 muestra un esquema de bloque básico de un sistema de generación con 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 está 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. El rendimiento es función de las siguientes características:

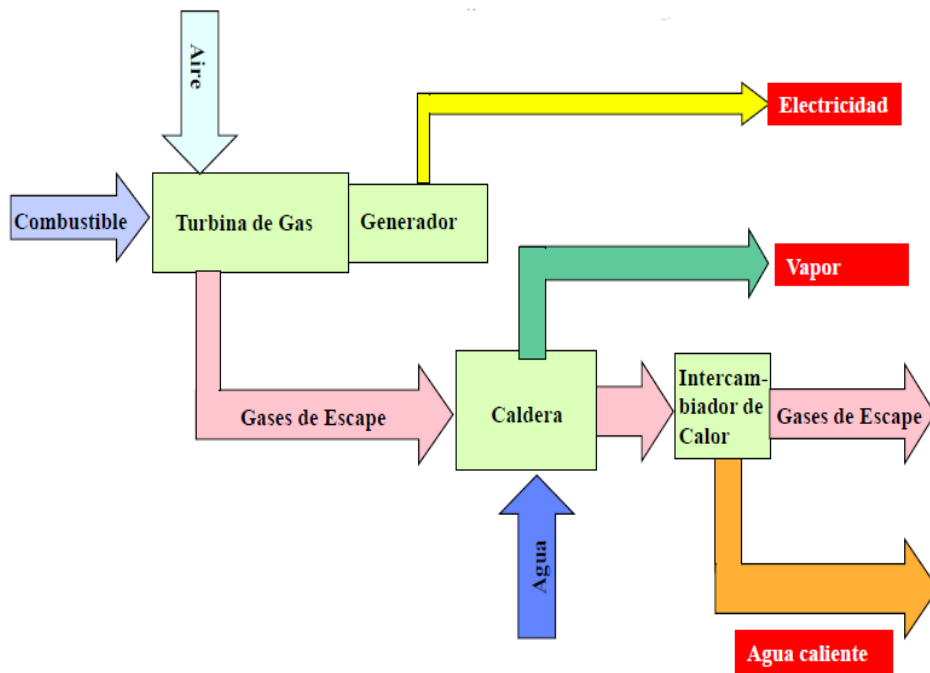
- La altitud del lugar donde opera.
- El régimen de funcionamiento.

²¹MILLA LOSTAUNAU, Luis. Calderas y Turbinas de Vapor para la generación de Energía Eléctrica. Perú. 2007. P 19

²²WIKIPEDIA. Turbina de Gas. [En línea]. Consultado en Febrero 8 de 2013. Disponible en http://es.wikipedia.org/wiki/Turbina_de_gas

²³CALLE, Jorge y ULLOA, Santiago. Sistema de Generación de Energía Eléctrica mediante Bagazo de Caña de Azúcar aplicado al valle de Yunguilla. Trabajo de Grado Ingeniero Eléctrico Ecuador Universidad Politécnica Salesiana. Facultad de Ingenierías, 2008. 45 P

Figura 4: Diagrama de bloques generación con turbina de gas



Fuente: Memorias Seminario Eficiencia energética y administración de la demanda en el sector productivo.

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%.²⁴

En este arreglo un compresor alimenta aire a alta presión a una cámara de combustión en la que se inyecta el combustible, que al quemarse generará gases a alta temperatura y presión, que a su vez, alimentan a la turbina donde se expanden generando energía mecánica que se transforma en energía eléctrica a través de un generador acoplado a la flecha de la turbina.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden

²⁴ *Ibíd.*, p. 15

aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor, que se utiliza en los procesos industriales e inclusive, como veremos más adelante, para generar más energía eléctrica por medio de una turbina de vapor.²⁵ La turbina de gas es de uso extenso en plantas industriales, básicamente en dos tipos: uno ligero y similar al que se aplica en transporte aéreo y otro de tipo industrial más pesado, ambos han demostrado confiabilidad y disponibilidad excelentes en operación a carga base aun cuando el primero por su propia naturaleza tienen costos de mantenimiento más altos.²⁶

2.6.1.2 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 (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 electricidad²⁷

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 agua, la cual se evapora. El vapor obtenido, a alta presión y temperatura, se expande a continuación

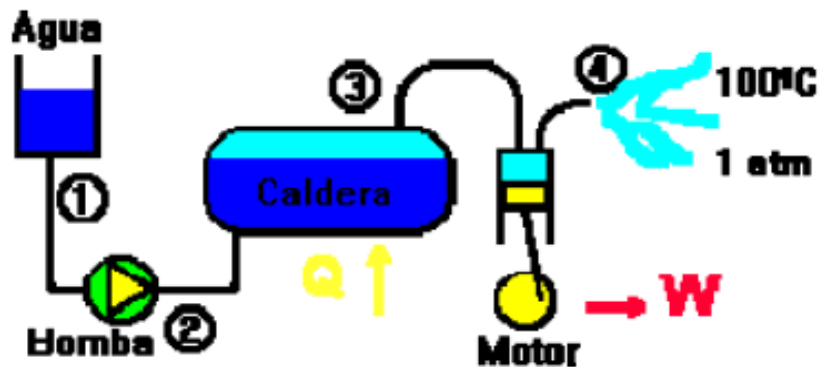
²⁵ SUAREZ Vidal, Guillermo. Instalación de. Trigeneración mediante motores de Gas Trabajo de Grado Ingeniero Industrial Madrid Universidad Pontificia Comillas. Facultad de Ingenierías, 2007. 45 P

²⁶ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICA DE COLOMBIA. Cogeneración. Colombia.2010, 6P

²⁷ ECURED. Turbina de Vapor. [En línea]. Consultado en Febrero 12 de 2013. Disponible en http://www.ecured.cu/index.php/Turbina_de_vapor

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 ²⁸. (Ver figura 5)

Figura 5. Esquema de bloques del ciclo de vapor abierto



Fuente: Análisis de alternativas de cogeneración, Jorge, Calle. Capt 2.

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: a contrapresión, a extracción y a 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 torres de enfriamiento.

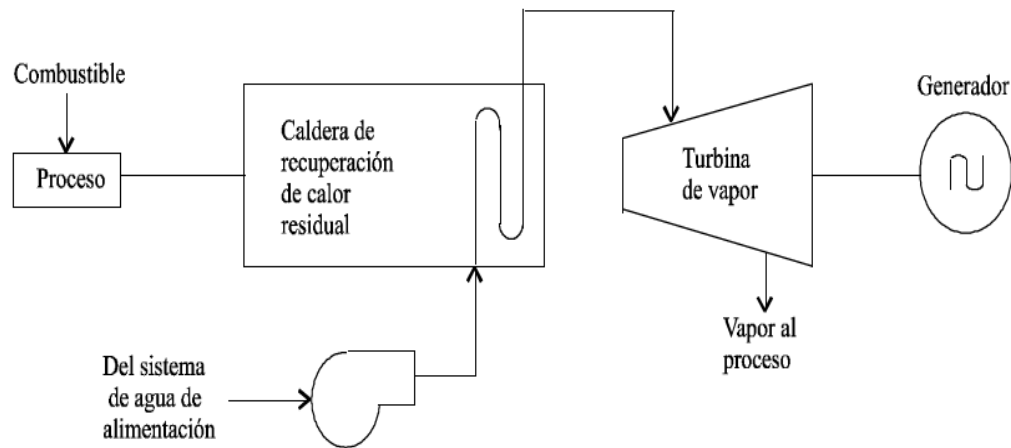
En la turbina de extracción/condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina, antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador. Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas

²⁸ MEXICO. SECRETARIA DE ENERGIA. Cogeneración con Turbinas de Vapor [En línea]. Consultado en Enero 26 de 2013. Disponible en http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/tecnologias_de_cogeneracion_1

instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.²⁹

2.6.1.3 Centrales termoeléctricas de ciclo convencional: Se llaman centrales clásicas o de ciclo convencional a aquellas centrales térmicas que emplean la combustión del carbón, petróleo (*aceite*) o gas natural para generar la energía eléctrica. Son consideradas las centrales más económicas y rentables, por lo que su utilización está muy extendida tanto en países desarrollados como en aquellos en vías de desarrollo, pese a que esté siendo cuestionado su elevado impacto medioambiental.³⁰ En la figura 6 se muestra el diagrama de funcionamiento de una central térmica de carbón de ciclo convencional.

Figura 6: Esquema básico de funcionamiento de una central térmica convencional.



Fuente: UPME, COGENERACIÓN

2.6.1.4 Centrales termoeléctricas de ciclo combinado: En las centrales termoeléctricas denominadas de ciclo combinado se usan los gases de la combustión del gas natural para mover una turbina de gas. En una cámara de combustión se quema el gas natural y se inyecta aire para acelerar la velocidad de los gases y mover la turbina de gas. Dado que al tras pasar por la turbina, los gases todavía se encuentran a alta temperatura (500 °C), se reutilizan para generar vapor que mueve una

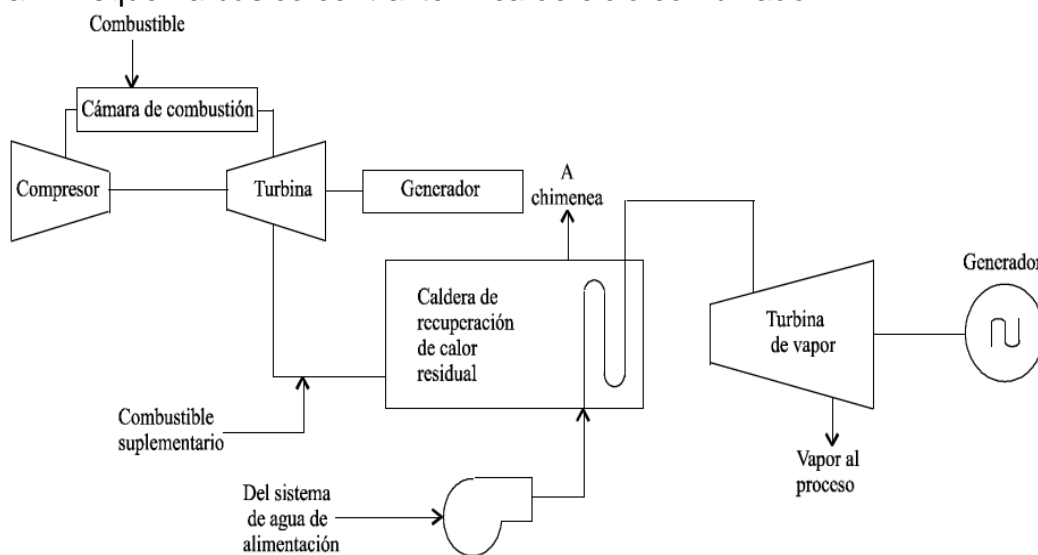
²⁹ MEXICO. SECRETARIA DE ENERGIA. Cogeneración con Turbinas de Vapor [En línea]. Consultado en Enero 26 de 2013. Disponible en http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/tecnologias_de_cogeneracion_1

³⁰ WIKIPEDIA. Central Termoeléctrica. [En línea]. Consultado en Febrero 13 de 2013. Disponible en http://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica

turbina. Cada una de estas turbinas impulsa un alternador, como en una central termoeléctrica común. El vapor luego es enfriado por medio de un caudal de agua abierto o torre de refrigeración como en una central térmica común. Además, se puede obtener la cogeneración en este tipo de plantas, al alternar entre la generación por medio de gas natural o carbón. Este tipo de plantas está en capacidad de producir energía más allá de la limitación de uno de los dos insumos y pueden dar un paso a la utilización de fuentes de energía por insumos diferentes³¹.

En otras palabras, una central térmica de ciclo combinado se basa en la producción de energía a través de ciclos diferentes, una turbina de gas y otra turbina de vapor. El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro. De esta forma los gases calientes de escape del ciclo de turbinas de gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento del ciclo de vapor acoplado. Esta configuración permite un empleo muy eficiente del gas natural³². La figura 7 muestra un esquema básico de funcionamiento de una central térmica de ciclo combinado

Figura 7: Esquema básico central térmica de ciclo combinado.



Fuente: UPME, COGENERACIÓN

³¹WIKIPEDIA Generación de energía eléctrica. [En línea]. Consultado en Febrero 10 de 2013. Disponible en http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

³²PERÚ.MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Usos del Gas natural [En línea]. Consultado en Enero 28 de 2013. Disponible en [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas(1).pdf)

Normalmente durante el proceso de arranque se opera en ciclo abierto, es decir que solo funciona la turbina de gas. Como la diferencia de temperatura que se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, se consiguen rendimientos muy superiores, del orden del 55%.

2.6.2 Motores de Combustión: En general, los motores de combustión se caracterizan por su capacidad de transformar en movimiento la energía proveniente de la combustión de sustancias adecuadas, denominadas combustibles. Cuando la combustión se produce dentro de un recinto cerrado, se denominan motores de combustión interna, normalmente utilizados en automóviles. También existen motores de combustión externa, en los cuales la combustión se realiza en una cámara exterior al motor, llamada caldera, como las máquinas de vapor³³. A continuación se definirá estos tipos de motores.

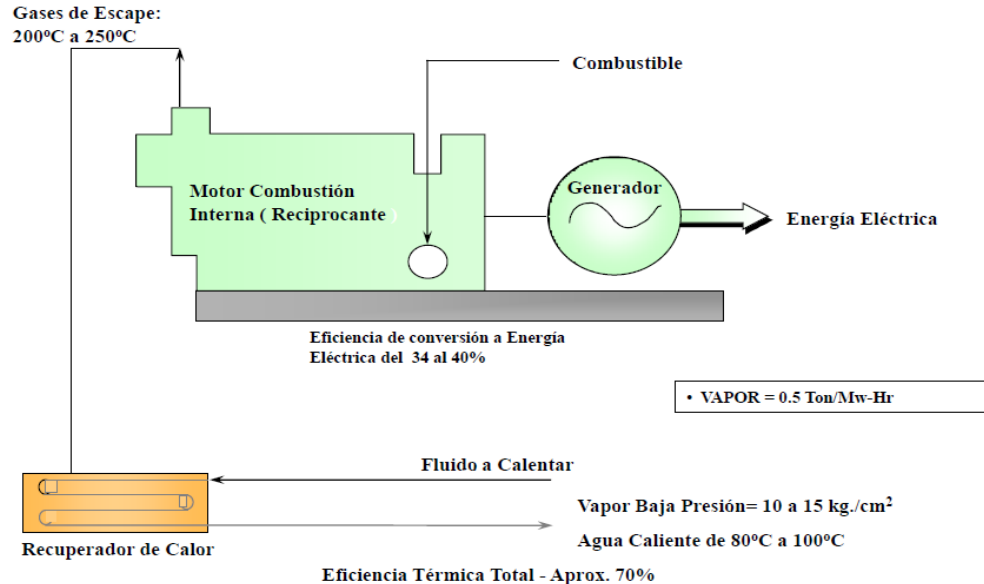
2.6.2.1 Motores de combustión interna: Un motor de combustión interna, motor a explosión o motor a pistón, es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de la cámara de combustión. Su nombre se debe a que dicha combustión se produce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

La eficiencia eléctrica de un motor de combustión interna (o reciprocante) fluctúa entre 20% y 42%, dependiendo del motor utilizado y de la configuración. En un sistema de cogeneración la eficiencia total, considerando la entrega de energía eléctrica más la energía térmica, varía significativamente dependiendo del esquema de recuperación de calor que se seleccione. La temperatura de los gases de salida normalmente oscila entre 575 K a 875 K y se ha encontrado que la mejor forma de recuperar esta energía es por medio del calentamiento de agua, ya que se logran obtener eficiencias del combustible hasta del 80%. La figura 8 muestra el esquema general de un proceso de generación con motor de combustión interna.³⁴

³³WIKIPEDIA Generación de energía eléctrica. [En línea]. Consultado en Febrero 10 de 2013. Disponible en http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica

³⁴WIKIPEDIA. Motores de Combustión Interna. [En línea]. Consultado en Febrero 26 de 2013. Disponible en http://es.wikipedia.org/wiki/Motor_de_combusti%C3%B3n_interna

Figura 8: Proceso de generación con motor reciprocante



Fuente: Memorias Seminario Eficiencia energética y administración de la demanda en el sector productivo

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

- Presentan una eficiencia del 34 al 41%
- Los gases residuales se dan a baja temperatura, entre 200 y 250 °C.
- Los gases residuales se pueden utilizar para producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o calentar agua a 80-100 °C.

2.6.2.2 Motores de combustión externa: También conocidos como motores Stirling, son máquinas de combustión externa en las que el fluido de trabajo describe un proceso cíclico (ciclo de Stirling), experimentando compresiones y expansiones a diferentes temperaturas. El caudal se controla mediante las variaciones de volumen. Éstos se clasifican según su arreglo (Alfa, Beta y Gamma). Es una tecnología emergente, por lo que existen pocas aplicaciones comerciales y muchos proyectos demostrativos. Aunque surgió en 1816, fue olvidada con el invento de los motores Otto y Diesel.

En cogeneración, sus principales aplicaciones son de uso residencial y comercial con capacidades de 0,1 a 100 KW. Su principales ventajas

radican en que pueden quemar cualquier combustible para calentar el motor, tiene mayores tiempos de retención del combustible en la cámara de combustión, en comparación con los motores de combustión interna, dando como resultado una mayor eficiencia de combustión, las vibraciones, el nivel de ruido y las emisiones son menores que en los motores de combustión interna, requieren poco mantenimiento y tienen capacidad de operar en condiciones de carga parciales.³⁵

2.6.3 Micro turbinas de gas: Las 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 reductor o multiplicador de velocidad.³⁶:

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, principalmente ³⁷

- 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 sola corriente a alta temperatura, con lo que se simplifica la instalación.

³⁵ MEXICO. SECRETARÍA DE ENERGIA. Cogeneración con Turbinas de Vapor [En línea]. Consultado en Enero 26 de 2013. Disponible en http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/tecnologias_de_cogeneracion_1

³⁶ HERNANDEZ Valle. Elena. La planificación de la distribución con generación distribuida y gestión activa de la demanda Trabajo de Grado Ingeniero Industrial Madrid Universidad Pontificia Comillas. Facultad de Ingenierías, 2011. 10 P

³⁷ PLAN DE EFICIENCIA ENERGÉTICA. Micro Turbinas de Gas. [En línea]. Consultado en Febrero 26 de 2013. Disponible en http://www.caib.es/conselleries/industria/dgener/user/portaenergia/pla_eficiencia_energetica/produccioenergi_a_1.es.html

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. Las microturbinas difieren substancialmente de la mayoría de los métodos tradicionales de generación de energía eléctrica usados en la industria, con emisiones sumamente bajas, y que resultan particularmente útiles en muchísimas aplicaciones industriales y comerciales.

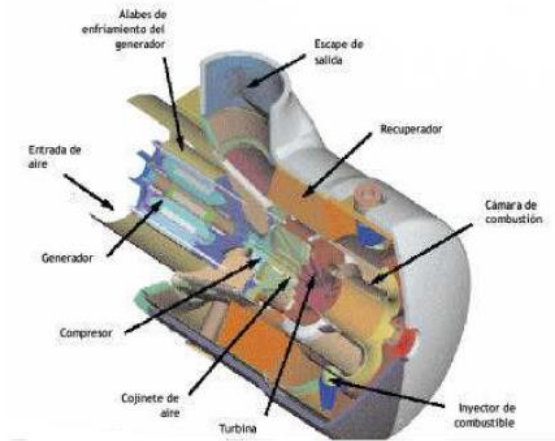
Una microturbina es esencialmente una planta de poder miniatura, autocontenida, que genera energía eléctrica y calorífica en rangos desde 30kW hasta 1.2MW en paquetes múltiples (multipacks). Tiene una sola parte móvil, sin cajas de engranes, bombas y otros subsistemas, y no utiliza lubricantes, aceites o líquidos refrigerantes³⁸. Estos equipos pueden usar varios tipos de combustibles tanto líquidos como gaseosos, incluyendo gas amargo de pozos petroleros con un contenido amargo de hasta 7%, gas metano, gases de bajo poder calorífico (tan bajo como 350 Btu) emanados de digestores de rellenos sanitarios³⁹. Uno de los usos más prácticos y eficientes de la micro turbina está en la cogeneración. La figura 9 muestra un esquema general de una micro turbina.

Basado en la anterior descripción de tecnologías, se relaciona en la tabla 3 un resumen de las diferentes tecnologías así como su eficiencia eléctrica y térmica. De esta tabla se puede concluir que si bien los motores de combustión tienen una mayor eficiencia eléctrica, su eficiencia térmica es menor en comparación con las otras tecnologías. Para el caso específico de las turbinas (a gas y a vapor) se comprueba que por su alta eficiencia térmica es recomendable su uso en ciclos combinados.

³⁸ MEXICO. SECRETARIA DE ENERGIA. Micro Turbinas de Gas [En línea]. Consultado en Enero 27 de 2013. Disponible en http://conuee.gob.mx/wb/CONAE/tecnologias_de_cogeneracion_1

³⁹ Ibíd

Figura 9: Esquema general de una microturbina



Fuente: Análisis de alternativas de cogeneración, Jorge, Calle. Capt 2

Tabla 3: Eficiencia de tecnologías de Cogeneración empleadas

TECNOLOGÍA DE COGENERACIÓN		EFICIENCIA ELÉCTRICA (%)	EFICIENCIA TÉRMICA (%)
TURBINAS	A GAS	38	42
	A VAPOR	33	52
	CICLO COMBINADO	57	33
MOTORES DE COMBUSTIÓN	INTERNA	40	30
	EXTERNA	40	20
MICROTURBINAS DE GAS		30	50

Fuente: Autor, basado en marco teórico y fuentes relacionadas

2.7 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 el caso del gas natural residencial. En este sentido, el factor, quizá más importante, que particulariza la industria del gas natural sobre otras en Colombia, y en especial a la de los hidrocarburos líquidos, es su condición de servicio público, así dispuesto en el artículo 1° de la ley 142 de 1994. Lo anterior implica que este servicio debe ser prestado por el Estado, o un

particular en su representación, bajo la regulación, control y vigilancia del Estado mismo, a cambio del pago de una tarifa previamente establecida.

Basado en lo anterior, se hace necesario conocer el esquema o estructura reguladora de la industria del gas natural en Colombia, la cual se describe a continuación. En diciembre de 1992, el Gobierno Nacional reestructuró el Ministerio de Minas y Energía, disolvió la Comisión Nacional de Energía y creó tres unidades administrativas especiales: la Comisión de Regulación de Energía (CRE) convertida en 1994 en la actual Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Información Minero Energética (UIME) y la Comisión de Planeación Minero Energética (UPME) conformando lo que en la actualidad es el marco regulatorio para el gas natural en Colombia (Ver figura 10).

Figura 10: Esquema regulatorio del GN en Colombia



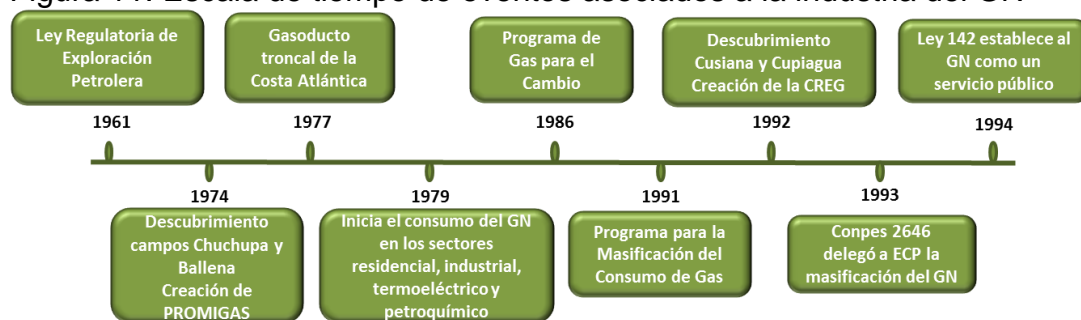
Fuente. Ecopetrol S.A

Como se mencionó, 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, resulta conveniente conocer los factores que impulsaron el desarrollo de este producto en Colombia. Este proceso se asoció principalmente a los eventos relacionados en la figura 11.

Figura 11: Escala de tiempo de eventos asociados a la industria del GN



Fuente. Autor

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

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

De otro lado, la Resolución 181495-2 Sept.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.”

Teniendo en cuenta lo establecido en esta resolución, así como el marco estratégico de Ecopetrol en cuanto a la gestión ambiental, se valida en términos normativos y reglamentarios, la necesidad de evaluar las alternativas de aprovechamiento del gas del campo Azucena.

3. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO AZUCENA⁴⁰

3.1 ANTECEDENTES DEL CAMPO.

El campo Azucena fue descubierto en 1969 por medio de la perforación del pozo Azucena 1, sin embargo inicio su producción hasta el año 1985, por medio de un contrato de asociación. Luego de 15 años, en el 2000, se finalizó el contrato de asociación y Ecopetrol S.A asumió la operación del campo.

El campo Azucena produce de dos formaciones. La primera unidad produce un crudo que va desde los 16 a los 25 °API. La segunda unidad produce un crudo que va desde los 8 a los 11 °API. En la actualidad el campo Azucena cuenta con 150 pozos activos, 13 sin completar, 35 inactivos y 2 pozos abandonados.

3.2 GEOLOGÍA DEL CAMPO AZUCENA

La estructura que forma la cuenca a la que pertenece el campo Azucena, es el resultado de los procesos tectónicos que han afectado el noroccidente suramericano. En la interpretación estructural de la zona se propone un estilo tectónico dominado por fallas con desplazamiento de rumbo, con sus elementos principales, zona de cizallamiento, fallas normales, fallas inversas y pliegues bien definidos. La interpretación estructural se realizó basándose en los 112 Km² de información sísmica tridimensional, la cual fue adquirida en 2002. Gracias a esta información se interpretaron los eventos sísmicos correspondientes a los topes de las tres formaciones de las cuales produce el campo Azucena.

Las interpretaciones estructurales realizadas determinan que el campo Azucena es un anticlinal asimétrico de aproximadamente 6 Km. de longitud y 4 Km de ancho, delimitado por una falla inversa compleja hacia el este y sureste. Su flanco occidental presenta una pendiente constante de 4°, mientras que el oriental se inclina con buzamientos hasta de 7° y se intersecta con una falla que limita el campo.

⁴⁰ ECOPETROL S.A. Plan de Desarrollo Integrado Campo Azucena. Informe del Grupo de Planes de Desarrollo Integrado. Bogotá 2012.

El modelo estructural del campo corresponde a dos cierres anticlinales asimétricos alongados en dirección NE, con su flanco este cortado por una falla inversa de alto ángulo, que constituye el límite oriental del campo; en el cierre estructural norte se localiza el mayor número de pozos perforados.

La falla que delimita el campo, es de carácter inverso, tiene un desplazamiento vertical de aproximadamente 400 pies y se inclina hacia el noroccidente con un ángulo de 50°. La parte suroeste de la estructura está separada por un sinclinal y es formada por un cierre de tres vías en contra de la misma falla inversa que limita la parte norte de la estructura.

Los análisis estructurales desarrollados y evaluados, proponen que existe una diferencia de espesor entre las rocas cretáceas ubicadas en los bloques colgante y de piso de la falla delimitadora y concluyen que dicha diferencia es el resultado de una inversión estructural relativamente reciente, a partir de un marco extensional de edad cretáceo. La información sísmica en el bloque de piso de la falla es de inferior calidad y no existen pozos que permitan precisar el espesor real de la sección cretácea.

En cuanto a las propiedades petrofísicas de las formaciones productoras del campo Azucena, se puede decir que la permeabilidad se encuentra directamente asociada al tamaño de grano de la formación; no se observa una relación consistente entre porosidad y permeabilidad, ya que un valor de porosidad del orden del 18% puede albergar permeabilidades que varían entre 180 mD a 2 Darcies. La aproximación en permeabilidad, teniendo en cuenta el efecto del tamaño de grano, se realizó a través de la curva de resistividad, la cual mostró una adecuada correlación con el tamaño de grano medio medido.

3.3 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Una vez realizado el control de calidad y verificada la consistencia del modelo estático generado, se realizó el cálculo volumétrico en cada una de las unidades productoras del campo Azucena. Para este cálculo se tuvo en cuenta la información de pozos cargada al modelo y los contactos de fluidos establecidos en el análisis de registros y producción de los pozos existentes en el campo. Del análisis de la información de campo se estableció que existe un mismo contacto petróleo/agua para las unidades 1 y 2 (7060 ft TVDSS). Para el caso de la unidad

3 no se cuenta con un contacto definido, por lo cual se trabajó con el LKO (7016 ft TVDSS). De esta manera se llega a los datos reportados en la Tabla 4.

Tabla 4: Cálculo volumétrico campo Azucena

FUENTE	OOIP UNIDADES 1 Y 2 (MBLS)	OOIP UNIDAD 3 (MBLS)
Auditoría 2012	247	2577
Modelo estático actualizado	247	2896

Fuente: Plan Integrado de Desarrollo Campo Azucena

El crudo del campo Azucena tiene una gravedad de 19.8 °API y es almacenado con un BS&W que se mantiene entre 0.12% y 0.16%

3.4 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES ACTUALES DE PRODUCCIÓN

La estación de recolección y tratamiento del campo Azucena cuenta con una capacidad total de proceso de 45.000 BOPD. En esta estación se procesan dos tipos de crudo provenientes de las unidades 1 y 2 así: Crudo extra pesado, proveniente de la formación 1 (40.000 BOPD), que constituye el mayor volumen y requiere dilución (con nafta o crudos livianos) y el crudo mediano de las formación 2 (5.000 BOPD). La tabla 5 muestra la capacidad de diseño de la estación Azucena.

Tabla 5: Capacidad de diseño estación Azucena.

PROCESO	UNIDAD	FORMACIÓN 1	FORMACIÓN 2
Flujo de crudo	BOPD	40.000	5.000
Flujo de agua	BWPD	43.000	
Flujo de gas asociado	MMSCFD	3.34	0,3
Flujo de nafta diluyente	BPD	20.000	0

Fuente: Plan de desarrollo Integral de Yacimientos campo Azucena

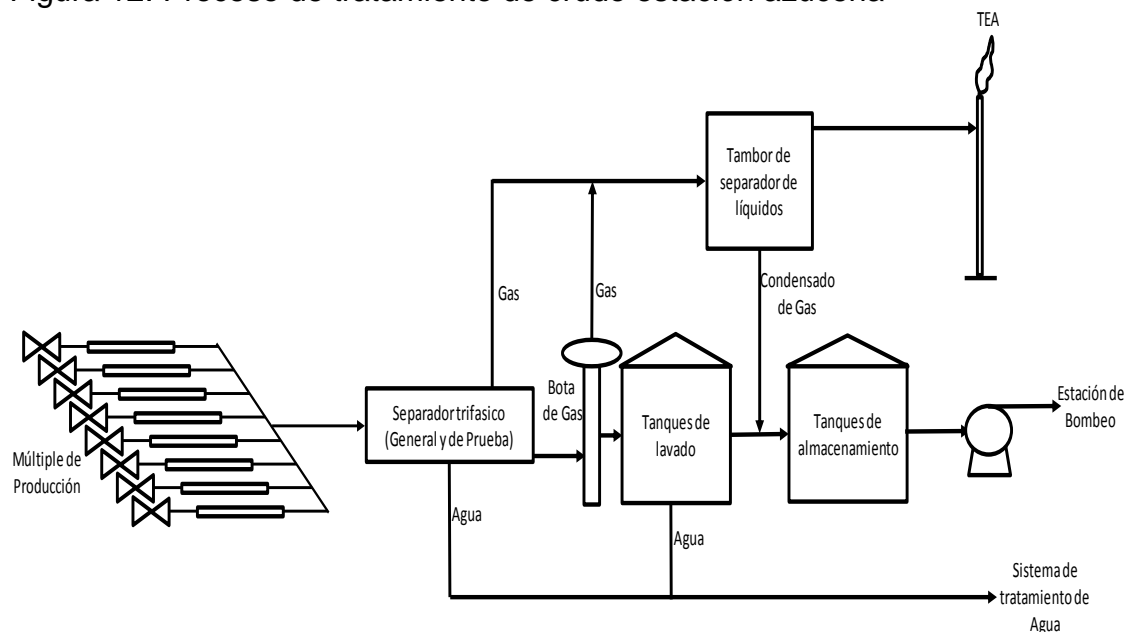
En general, el sistema cuenta con tres sistemas de tratamiento para el crudo, el gas y el agua. Para efectuar la recepción de la producción de los pozos del campo se cuenta con tres múltiples que direccionan la producción dentro de la estación según corresponda, a separadores generales, a separadores de prueba y a bota de gas.

El proceso de tratamiento de crudo se inicia con la inyección de químicos donde se administra un rompedor inverso, la mezcla de crudo y agua pasa inicialmente por los precalentadores para luego pasar por las botas de gas y los tanques de lavado. El crudo separado en estos tanques es enviado a los tanques de almacenamiento, en donde es recirculado y almacenado. Una vez se tiene el crudo almacenado, se envía a la estación de Bombeo.

Para el tratamiento del agua se tiene una capacidad de 43.000 BWPD (Capacidad instalada de 70.000 BWPD) y el sistema está integrado por: 1 Piscina API, piscina desarenadora, 2 torres de enfriamiento, 1 piscina de aspersión, 1 piscina de estabilización y 1 sistema de bombas de vertimiento. El tratamiento de agua se basa en tiempos de residencia en piscinas para lograr la sedimentación de los sólidos y el retiro de las grasas.

De otro lado, El gas separado en dichas botas es enviado junto con el gas del separador al tambor separador de líquidos en donde se le retira condensado, una vez deja este dispositivo de seguridad avanza hacia la Tea. En la figura 12 se muestra un esquema general del proceso de tratamiento de crudo de la estación Azucena.

Figura 12: Proceso de tratamiento de crudo estación azucena



Fuente: Ingeniería conceptual Aprovechamiento de gas campo Azucena

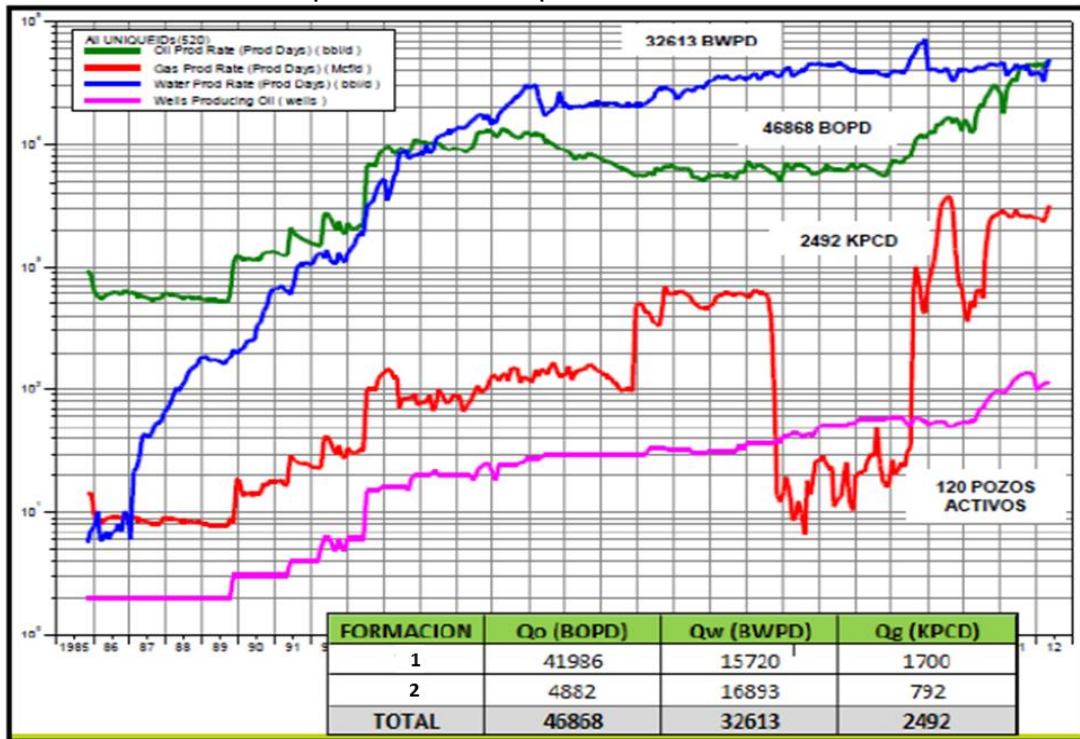
3.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Una vez realizado el control de calidad y verificada la consistencia del modelo estático generado, se realizó el cálculo volumétrico de cada una de las unidades productoras del campo Azucena. Para este cálculo se tuvo en cuenta la información de pozos cargada al modelo y los contactos de fluidos establecidos en el análisis de registros y producción de los pozos existentes en el campo.

El campo Azucena presenta producción de las unidades 1 y 2. Aunque la historia de producción inició en 1984, en esta fecha solo se contaba con producción de la unidad 1. La producción de la unidad 2 inició en 2005 con la perforación del pozo Azucena 18, el cual fue completado en esta unidad debido al bajo potencial en la unidad 1.

La producción diaria promedio actual es de 46868 BPPD y la acumulada para cada una de las formaciones se muestra en el siguiente gráfico. (Ver Gráfico 1)

Gráfico 1: Historia de producción campo Azucena.

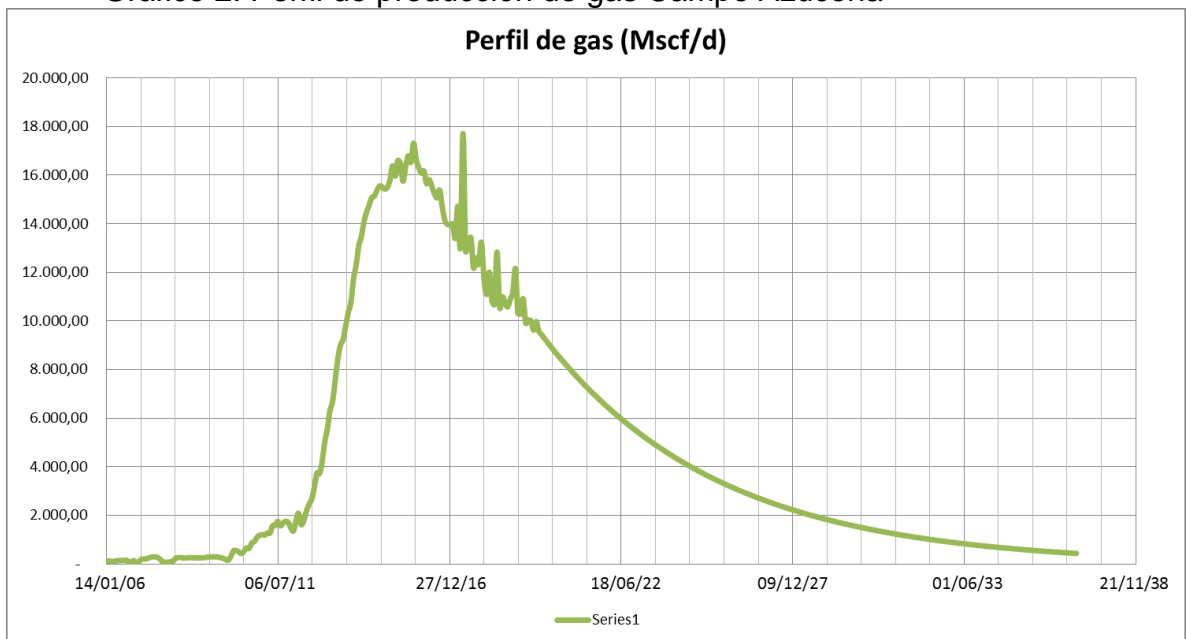


Fuente: Plan de desarrollo Integral de Yacimientos campo Azucena

3.6 PRONOSTICO DE PRODUCCIÓN DE GAS

La presión promedio de yacimiento en la zona más sensible del campo (zona centro del domo norte) aunque ha caído respecto a la presión original, no ha sido inferior a 2600 psi. Sin embargo, se han identificado pozos con altas producciones de gas (AZ-16, AZ-01 y AZW-1); estos pozos se encuentran ubicados en el flanco alto tanto del domo norte como del domo sur. Basado en lo anterior se proyectó el siguiente perfil de producción de gas para el campo.

Gráfico 2: Perfil de producción de gas Campo Azucena



Fuente: Plan Integral de Desarrollo Campo Azucena

Este perfil ha sido obtenido por simulación, considerando todos los aspectos estáticos y dinámicos conocidos del yacimiento y bajo la premisa de controlar producción de gas en pozos de muy alto GOR. Igualmente corresponde al desarrollo con espaciamiento de 40 acres, para un total de producción de 80 KBOPD con 245 pozos, según Plan de Desarrollo del Campo Azucena.

4. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS

En la actualidad la estación Azucena es responsable del 38 % de las emisiones de los campos del área. Esto se debe fundamentalmente a la quema del gas en la tea. Por lo anterior, se realizó un proceso de evaluación de las posibles alternativas para disponer el gas del campo Azucena y su vez desarrollar una oportunidad de negocio para su aprovechamiento. Dentro de las alternativas se consideraron las siguientes posibilidades:

- Inyección de gas con el objetivo de desarrollar producción incremental
- Autogeneración con el gas de producción.

No se contempló como alternativa la comercialización, teniendo en cuenta que el volumen de gas asociado no es el suficiente para viabilizar el desarrollo de la infraestructura necesaria (transporte y tratamiento a condiciones RUT), dado el alto contenido de CO₂ del gas del campo Azucena. A continuación se expondrán los factores evaluados para estas dos alternativas.

4.1 ALTERNATIVA INYECCIÓN DE GAS CAMPO AZUCENA

La evaluación de la alternativa para el uso del gas del campo Azucena vía reinyección en el yacimiento, tuvo como supuesto el contacto agua-petróleo, pues hasta el momento no se ha podido identificar este contacto. Lo anterior implica una incertidumbre frente a un mecanismo de empuje en el yacimiento asociado a un acuífero activo, pero de carácter débil. Bajo esta premisa, se definieron dos contextos en el modelo de simulación, a fin de establecer posibles escenarios de desarrollo.

4.1.1 Modelo I (sin presencia de acuífero): Si se considera la condición de no soporte de presión por la ausencia de un acuífero, la presión del sistema muestra una caída abrupta, que se ve reflejada en un incremento de hasta 60 MMSCF/d de gas a principios de 2020. Bajo esta condición, se deberían considerar facilidades para manejar volúmenes cercanos a los 20 MMSCF/d de gas desde mediados de 2014 y ser flexibles para manejar volúmenes crecientes a partir del 2016. En este escenario el beneficio por producción incremental es de 193 KBLS a diciembre de 2038 (Ver tabla 6).

4.1.2 Modelo II (Con presencia de acuífero): En este escenario se consideró la presencia de un acuífero que aporta un mecanismo de empuje débil al yacimiento. Lo anterior está basado en el comportamiento regional de campos análogos en la misma cuenca y la caída de presión en los pozos ubicados en la parte central del yacimiento. Considerando esta condición, la evaluación de este escenario plantea que la presión de yacimiento se mantiene aún por encima de la presión de burbuja (2308 psi), lo que implica que la producción de gas solo presentaría un pico máximo de 16 MMSCF/d de gas a principios de 2014 con un incremento significativo en la producción de agua a partir de este mismo año y hasta alcanzar tasas de hasta 140 MBWPD. Dada la relación de movilidades tan desfavorable, los pozos, aunque alcanzan las tasas iniciales de producción de 700 BOPD, tendrían altas declinaciones. Bajo este escenario, se deberá acondicionar el sistema para manejar aproximadamente 20 MBWPD desde mediados de 2014 y ser flexibles para manejar volúmenes crecientes a partir de esa fecha.

En este modelo, el beneficio es alrededor de 434 KBLS a diciembre de 2038 el cual es superior al considerado en el modelo 1 (Ver tabla 6). La razón fundamental se debe a que la reinyección de gas proporciona un soporte de presión, en este caso particular de 10 psi en promedio para el campo, apoyado por el soporte del acuífero.

Tabla 6. Resultados simulación a inyección constante

CRITERIOS	ACUMULADO (KBLS)	
	MODELO 1	MODELO 2
SIN INYECCIÓN DE GAS	314.510	354.306
INYECCIÓN CONSTANTE 5 MMSCF	314.703	354.740
INCREMENTAL	193	434

Fuente: Autor, basado en Plan Integral de Desarrollo Campo Azucena

Basados en las simulaciones adelantadas para evaluar la alternativa de inyección del gas de Tea del campo Azucena, se puede concluir que:

- Existe alta incertidumbre asociada a la posibilidad de encontrar un acuífero activo en el yacimiento del campo Azucena.
- Si se considera que no existe un acuífero activo, y se implementa un sistema básico de inyección (5 MMPCD de gas) se obtendría un incremental de producción de 193 KBLS a 2038.

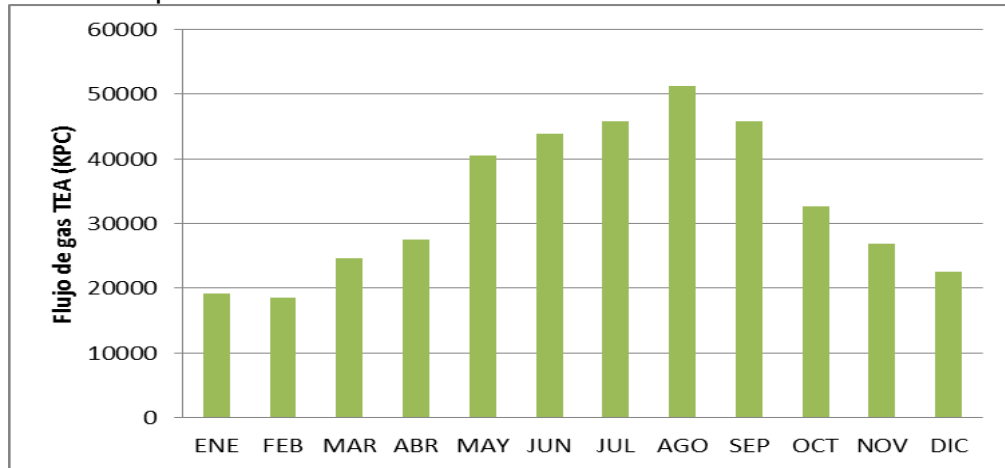
- Si se considera un acuífero activo, y se implementa un sistema básico de inyección (5 MMPCD de gas) se obtendría un incremental de producción de 434 KBLS a 2038.
- Se llevó a cabo una sensibilidad adicional, considerando un proceso de inyección de gas creciendo modularmente desde 5 a 60 MMPCD de gas, de acuerdo con la disponibilidad de gas en el campo. Este escenario promueve la recirculación de gas y lleva a un incremental de producción de 280 KBLS.
- Se estima a nivel pre-conceptual que las inversiones para desarrollar la infraestructura necesaria para el proceso de reinyección del gas del campo Azucena ascienden a los 12.25 MUSD aproximadamente en esta fase.
- El análisis económico preliminar bajo este panorama es negativo, teniendo en cuenta el volumen estimado incremental de petróleo que se obtendría del proceso de reinyección.
- La alternativa de usar el gas asociado del campo Azucena para reinyección se descarta, teniendo en cuenta que el mecanismo de flujo promueve un mínimo efecto de barrido. Los resultados del análisis indican que el aporte por esta reinyección no aumenta el factor de recobro en más del 2% (según el estudio, con un sistema básico de inyección de 5 MMPCD de gas con existencia o no del acuífero activo, se obtendrían incrementales de producción de 434 KBLS y 193 KBLS a 2038).

4.2 ALTERNATIVA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CAMPO AZUCENA

En los gráficos 3 y 4 se puede observar el volumen del gas quemado en la tea del campo Azucena durante el 2012, así como el consumo mensual de energía eléctrica y con la demanda promedio de 7,3 MWe, los cuales podrían ser generados a partir de la utilización del gas que actualmente se quema en la tea.

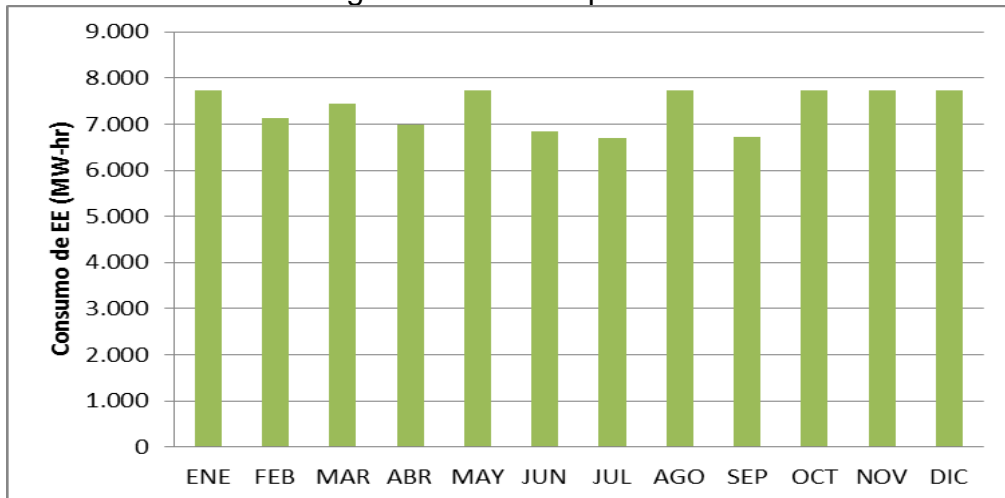
El uso del gas asociado a la producción del campo Azucena como combustible para generación eléctrica tendría un potencial para generar la energía que consume el campo y eventualmente se tendría energía excedente para suministrarla a la red para que pueda ser consumida en otros campos de Ecopetrol en la zona

Gráfico 3: Gas quemado en tea Estación Azucena 2012



Fuente: Autor, basado en los reportes mensuales que se envían al Ministerio de Minas y Energía.

Gráfico 4: Consumo de energía eléctrica campo Azucena 2012



Fuente: Autor, basado en los reportes de consumo mensual del sistema de interconexión nacional

En conclusión, se presenta como un proyecto con mayor potencial el aprovechamiento del gas asociado a la producción del campo Azucena 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

4.3 PRE-CONCEPTUALIZACIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Con el objeto de evaluar técnica y económicamente, a nivel pre-conceptual, el proyecto de aprovechamiento del gas del campo Azucena, vía el desarrollo de un proceso de autogeneración, se adelantó un proceso de diagnóstico del estado actual del campo, un análisis de la calidad del gas y una aproximación a diferentes tecnologías de generación, actividades estas que se describirán a continuación.

4.3.1 Diagnóstico para generación eléctrica campo Azucena: Como parte del desarrollo pre-conceptual de la alternativa de generación, se realizó un diagnóstico al estado de las facilidades del campo Azucena con el objeto de revisar las condiciones actuales de la estación como parte de la propuesta para energización desde una pequeña central de generación a gas. Gracias a este diagnóstico se evaluó el consumo energético actual del campo así como una proyección de consumos, teniendo en cuenta las condiciones actuales de disponibilidad y las opciones de integración del sistema. Producto del análisis realizado por el área de mantenimiento encargada del campo Azucena, se detectó que existe una limitante de disponibilidad por transformación en el sistema eléctrico de 34.5 KV. Adicionalmente, se evidenció que:

- La carga del campo está alimentada desde el Centro de Distribución Central (CDC), sitio desde el cual se distribuye la energía proveniente del sistema de interconexión nacional (SIN) a los campos del área.
- La carga del campo Azucena está distribuida en dos transformadores (TR01 y TR02), los cuales suministran la energía a través de dos circuitos que alimentan la estación Azucena y sus pozos.
- Estos circuitos llegan a un pórtico al interior de la estación, el cual despacha a su vez a los Circuitos P1-AZ, P2-AZ (Pozos) y suministra energía a la estación.
- El primer circuito que alimenta la estación del campo Azucena, tiene la carga de los pozos del área Norte en el trayecto que va desde el CDC hasta la estación Azucena.
- El segundo circuito alimenta los pozos del sur del campo.
- La carga observada solo para pozos es de 6,84 MVA.

Del diagnóstico del estado actual del sistema eléctrico de la estación Azucena, se concluyó que existe riesgo en la confiabilidad del suministro energético para el campo, evidenciado en el límite de capacidad de suministro de energía, debido a las redes de conexión a 34,5 kV y por la capacidad de transformación limitada en el CDC, con efectos adversos en regulación en tensión. Como filosofía de operación se espera mejorar la confiabilidad energética en la estación con una línea dedicada desde un nuevo centro de distribución, el cual permitirá operar la carga de los pozos en su totalidad desde un centro dedicado para el campo Azucena.

También en este análisis se presentó un estado del suministro de energía, lo que permitió visualizar alternativas de conexión a la central de generación a gas propuesta en el presente trabajo. En este sentido se definió que se requiere construir línea eléctrica a 34,5 kV desde el punto de generación al nuevo centro de distribución o la estación Azucena, según corresponda. Para esta actividad, denominada transmisión, se estimó un costo de 6.6 MUSD, según se muestra en la siguiente tabla:

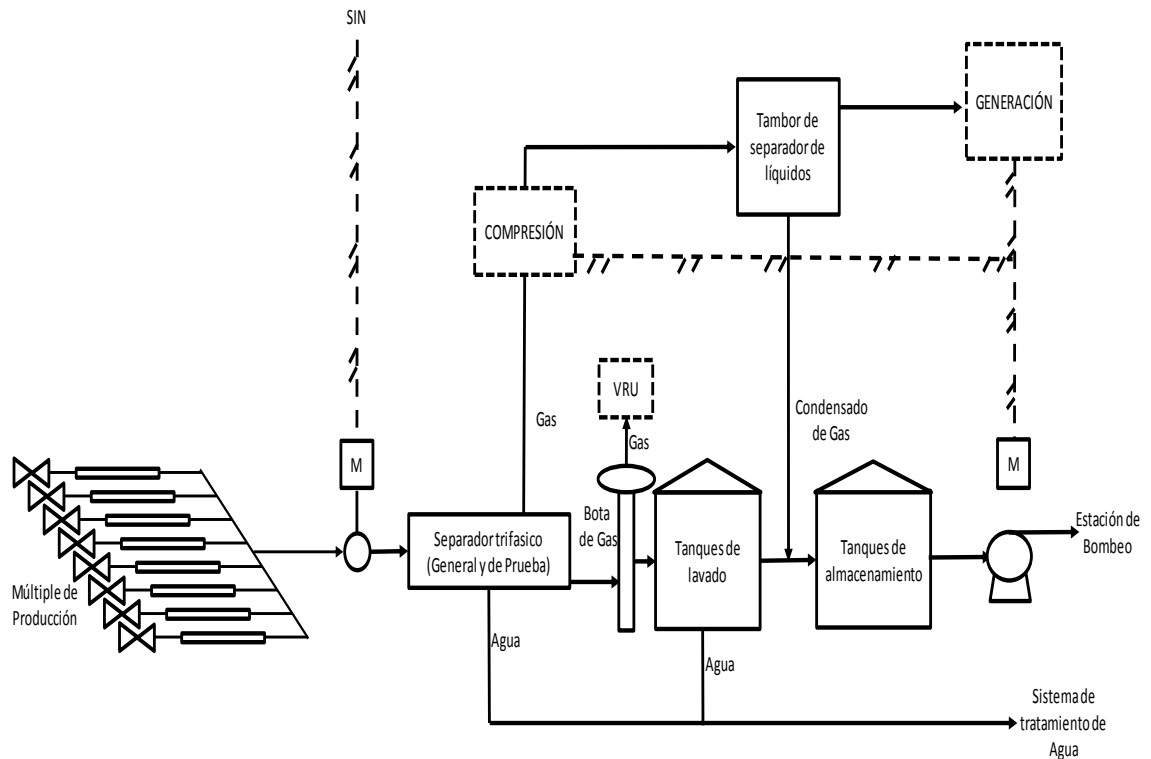
Tabla 7: Costos de transmisión

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL
TRANSFORMADOR	\$ 2.489.354.428
BAHÍAS	\$ 3.987.816.896
LÍNEA ELÉCTRICA	\$ 393.733.449
MÓDULO COMÚN	\$ 551.321.746
CONTROL S/E	\$ 40.686.116
MODULO DE BARRAJE	\$ 1.451.011.270
SISTEMA INTEGRADO DE CONTROL	\$ 1.451.011.270
CONTINGENCIAS	\$ 1.184.087.477
ESCALACIÓN	\$ 352.514.592
TOTAL COP	\$ 11.901.537.244
TOTAL USD	\$ 6.686.257

Fuente: Autor, basado en el Diagnóstico Estación Azucena

En general se espera que el esquema de operación de la estación Azucena quede según el siguiente diagrama:

Figura 13: Esquema operacional estación Azucena con aprovechamiento del gas



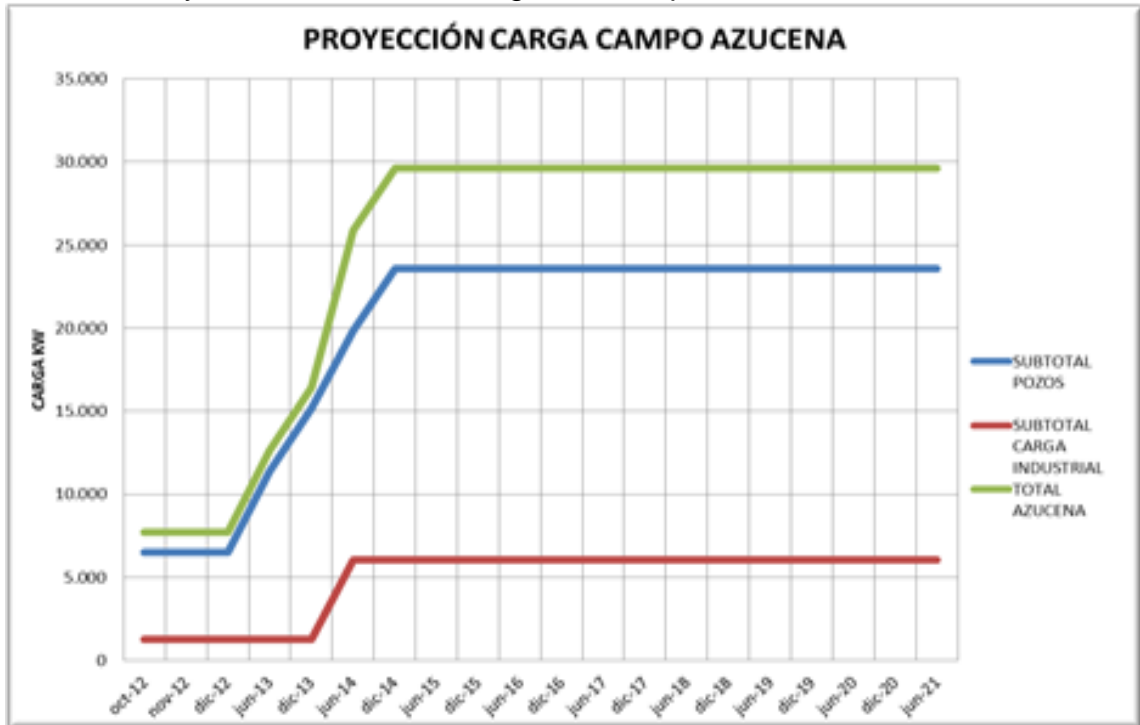
Fuente: Ingeniería conceptual Aprovechamiento de gas campo Azucena

4.3.2 Proyección del consumo energético del campo Azucena: En cuanto a proyección de demanda energética, tanto para la estación como para los pozos (incluyendo las expansiones futuras), se espera, que el consumo total de la estación se establezca a partir del 2014 en aproximadamente 29 MW. En el gráfico 5 se muestra la proyección del consumo energético del campo hasta el 2021.

De este gráfico de proyección se observa que la demanda de pozos estimada se ajusta a la actualidad del campo, igualmente el pico de demanda total ocurriría en diciembre de 2015, y se mantendrá en el tiempo hasta el 2021.

En las proyecciones se observa que actualmente el porcentaje de carga de la estación Azucena respecto a la demanda total es de un 10% y se espera que alcance en el periodo estable un 25%. El resto de carga está destinada al consumo de los pozos.

Gráfico 5. Proyección demanda energética Campo Azucena



Fuente: Autor, basado en Diagnostico estación Azucena

4.3.3 Calidad del gas asociado del campo Azucena: Con el objetivo de evaluar diferentes alternativas de generación a partir del gas asociado del campo Azucena, se evaluó la calidad del gas del campo, pues con estos parámetros definidos se conceptualizó la tecnología de generación a usar, así como los procesos de tratamiento previo requeridos, de acuerdo con la tecnología.

Luego de realizar la cromatografía del gas asociado del campo Azucena se obtuvieron los siguientes resultados.

De la tabla 8, se puede observar que el gas asociado a la producción del campo Azucena tiene un alto contenido de CO_2 y de N_2 . Teniendo en cuenta estos resultados, se hizo necesario evaluar las técnicas de tratamiento y procesamiento necesarias para obtener el gas de generación y retirar los componentes C_3 e IC_4 encontrados en la cromatografía.

Tabla 8: Cromatografía de gas de Azucena

LABORATORIO CONTROL DE CALIDAD AZUCENA CROMATOGRAFÍA DEL GAS	
NOMBRE DE MUESTRA: K-DRUM	
FECHA Y HORA DE MUESTRA: 7/08/2012	
PROCEDENCIA: ESTACIÓN AZUCENA	
CÓDIGO DE MUESTRA LAB: 11333	
FECHA DE ANÁLISIS: 8/08/2012	
Composición	% Molar
CO ₂	22,1800
N ₂	11,7400
O ₂	5,3100
C ₁	45,7500
C ₂	3,5900
C ₃	2,7700
IC ₄	0,9000
NC ₄	1,7000
IC ₅	0,0500
NC ₅	5,9000
C ₆ +	0,1100
SUMATORIA	100,0000
PESO MOLECULAR PROM	30,2962
FACTOR DE COMPRESIB	0,9958
GRAVEDAD ESPEC DEL GAS	1,0461
GRAVEDAD ESPEC (REAL)	1,0504
PODER CAL NETO Btu/lbm	10544,532
PODER CAL BRT (IDEAL) Btu/pie3	924,185
PODER CAL NETO (REAL) Btu/pie3	842,275
GPM (100% RECUPERACION DE C3)	3,741
GPM (80% RECUPERACION DE C3)	3,7258
NUMERO DE OCTANO MOTOR	110,8665
NBN	46,7169
PRESION PROCESO PSI	42,0
TEMP. PROCESO °F	88,0

Fuente: Laboratorio de control de calidad Estación Azucena

4.3.4 Tratamiento y Procesamiento: Teniendo en cuenta el alto contenido de CO₂ hallado en la cromatografía realizada al gas de producción del campo Azucena, se analizó dos alternativas de proceso requerido. Una de ellas contemplaba la recuperación y estabilización de condensados, sin tratar el gas, es decir, sin endulzarlo y la segunda la recuperación y estabilización de condensados, tratando el gas, es decir, endulzándolo para retirar el CO₂, principalmente. Igualmente, se analizaron los equipos requeridos para el procesamiento a fin de recuperar y estabilizar los condensados. La estimación de equipos está basada en simulación de procesos desarrollada con información de campo y cromatografía de muestras. Producto de este trabajo se encontraron las siguientes posibilidades de proceso:

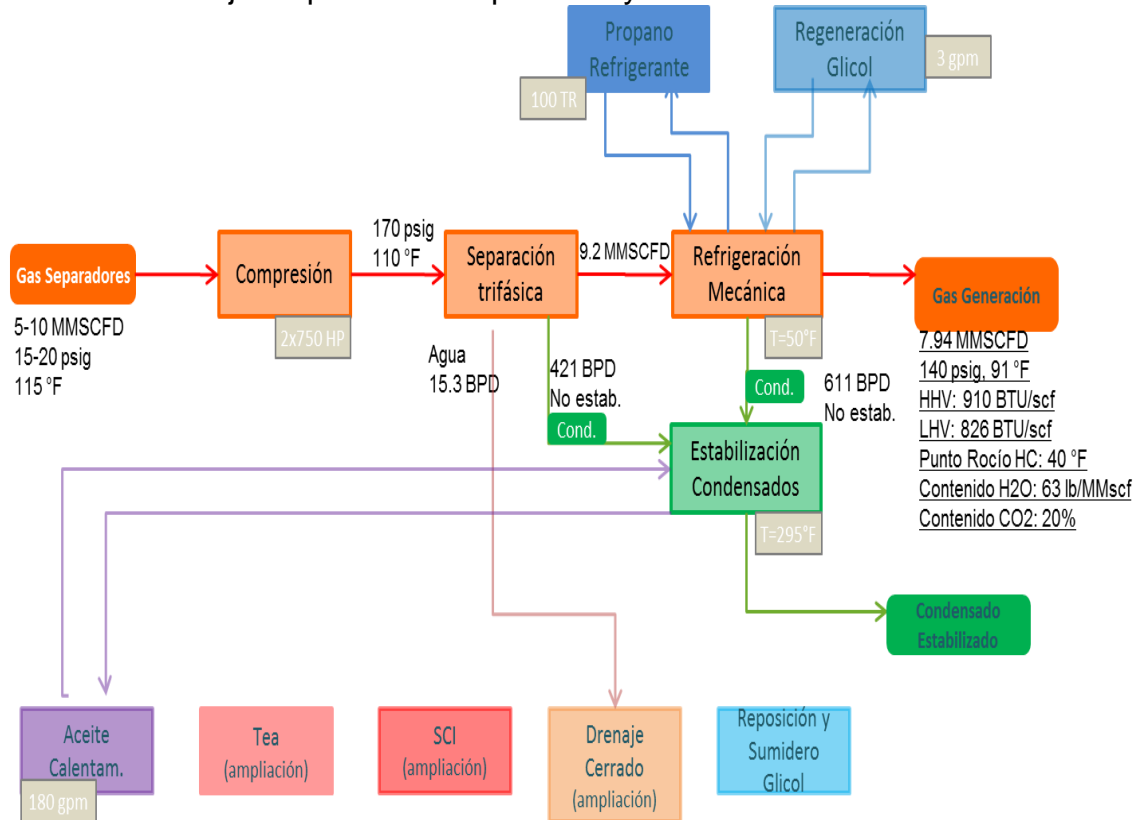
4.3.4.1 Recuperación y Estabilización de condensados: Se evaluó el flujo de proceso necesario para llevar a cabo este procesamiento, teniendo en cuenta que esta alternativa es válida para procesos de generación que no requieran remoción de CO₂. Para esta alternativa, se determinó el siguiente listado de equipos preliminar por unidad:

- Unidad de compresión de gas baja presión: se requiere 2 compresores de Gas de Baja Presión y un separador Trifásico de Descarga Compresor.
- Unidad de control de punto de rocío y regeneración de glicol: Se estima para el control de punto de rocío un Intercambiador de Calor Gas/Gas, un Intercambiador de Calor Gas/Líquido, un Chiller de Propano Refrigerante y un separador de baja temperatura. Para la regeneración con glicol se estimó un tanque Flash de Glicol, un filtro de Partículas, un filtro de Carbón activado, una unidad regeneradora de Glicol, un intercambiador de Calor Gas/Glicol Pobre y dos bombas de Carga de Glicol.
- Unidad de propano refrigerante: Para esta unidad se estimó un Scrubber de Succión Compresor Refrigerante, un compresor de Propano Refrigerante, un separador de Aceite Lubricante-Refrigerante, dos bombas de Aceite Lubricante, un enfriador de Aceite Lubricante, dos filtros de Aceite Lubricante, un condensador de Propano Refrigerante, un acumulador de Propano Refrigerante, un filtro/Secador de Propano Refrigerante y un economizador de Propano Refrigerante.
- Unidad de estabilizadora de condensados: Se estimó una columna Estabilizadora de Condensados, un acumulador de Reflujo Estabilizadora, un rehervidor de Columna Estabilizadora, un condensador de Estabilizadora / Enfriador de Condensado Estabilizado y dos bombas de Reflujo estabilizadora
- Unidad de aceite de calentamiento: Se estimó para esta unidad un calentador de Aceite, un tanque Acumulador de Aceite y dos bombas de Suministro de Aceite.

- Reposición y sumidero de glicol: Se estimó para esta unidad un tanque de Almacenamiento de Glicol, un tanque Sumidero de Glicol, una bomba de *Make-up* de Glicol y una bomba de Sumidero de Glicol.

En el gráfico 6 se muestra el flujo de proceso simulado necesario para esta alternativa con sus respectivas unidades.

Gráfico 6: Flujo de proceso recuperación y estabilización de condensados



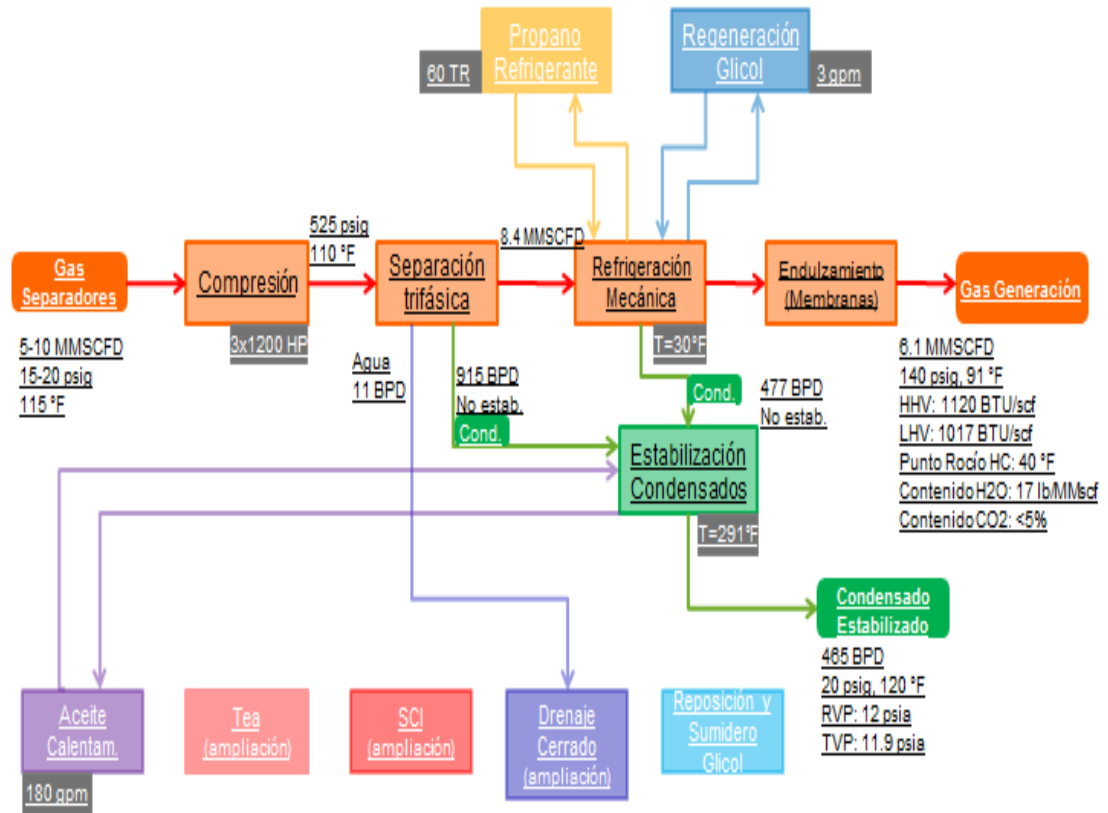
Fuente: Ingeniería conceptual Aprovechamiento de gas campo Azucena.

4.3.4.2 Recuperación y Estabilización de condensados con endulzamiento del gas (Remoción del CO₂). Igualmente se evaluó el diagrama de proceso necesario para llevar a cabo este tratamiento y procesamiento teniendo en cuenta que esta alternativa es válida para procesos de generación que requieran remoción de CO₂. Para esta alternativa, se determinó el siguiente listado de equipos preliminar por unidad:

- Unidad de compresión de gas baja presión: se requiere 3 compresores de Gas de Baja Presión y un separador Trifásico de Descarga Compresor.
- Unidad de control de punto de rocío y regeneración de glicol: Se estima para el control de punto de rocío un Intercambiador de Calor Gas/Gas, un Intercambiador de Calor Gas/Líquido, un Chiller de Propano Refrigerante, separador de baja temperatura. Para la regeneración con glicol se estimó un tanque Flash de Glicol, un filtro de Partículas, un filtro de Carbón activado, una unidad regeneradora de Glicol, un intercambiador de Calor Gas/Glicol Pobre y dos bombas de Carga de Glicol.
- Unidad de endulzamiento para remoción de CO₂: Se estimó una unidad de endulzamiento de sistema de Membranas de dos etapas, con Compresión de Reciclo, Filtro de Carbón, Polishing Filter y Guard Bed
- Unidad de propano refrigerante: Para esta unidad se estimó: un Scrubber de Succión Compresor Refrigerante, un compresor de Propano Refrigerante, un separador Aceite Lubricante-Refrigerante, dos bombas de Aceite Lubricante, un enfriador de Aceite Lubricante, dos filtros de Aceite Lubricante, un condensador de Propano Refrigerante, un acumulador de Propano Refrigerante, un filtro/Secador de Propano Refrigerante, un economizador de Propano Refrigerante.
- Unidad de estabilizadora de condensados: Se estimó una columna Estabilizadora de Condensados, un acumulador de Reflujo Estabilizadora, un rehervidor de Columna Estabilizadora, un condensador de Estabilizadora / Enfriador de Condensado Estabilizado y dos bombas de Reflujo estabilizadora
- Unidad de aceite de calentamiento: Se estimó para esta unidad un calentador de Aceite, un tanque Acumulador de Aceite y dos bombas de Suministro de Aceite.
- Reposición y sumidero de glicol: Se estimó para esta unidad un tanque de Almacenamiento de Glicol, un tanque Sumidero de Glicol, una bomba de *Make-up* de Glicol y una bomba de Sumidero de Glicol.

En el gráfico 7 se muestra el flujo de proceso simulado necesario para esta alternativa.

Gráfico 7: Flujo de proceso recuperación de condensados + endulzamiento



Fuente: Ingeniería conceptual Aprovechamiento de gas campo Azucena.

Para estas dos alternativas también se contempló pre-conceptualmente Ampliación de Cabezales de Tea para conexión de nuevas unidades (Compresores, Control Punto de Rocío, Estabilizadora, Refrigeración) al sistema existente, la ampliación de Cabezal de Drenaje Cerrado para conexión de nuevas unidades (Compresores, Control Punto de Rocío, Estabilizadora, Refrigeración) al sistema existente, la extensión de los anillos existentes y la instalación de al menos 3 nuevos monitores y rociadores en la caseta de compresores para el sistema de agua contra incendios, la extensión de los cabezales de aire existentes para suministro de aire de instrumentos a nuevas unidades y la extensión del sistema de detección de la Estación, para cubrir los nuevos sistemas.

Una vez realizada la simulación de los procesos diseñados a nivel pre-conceptual y el balance de masa y energía preliminar para el tratamiento y/o procesamiento

del gas, se obtuvieron los resultados de los parámetros obtenidos para las dos alternativas analizadas (sin endulzamiento y con endulzamiento) para el gas de generación (gas a la salida del proceso) así como las especificaciones y el volumen de condensado estabilizado, insumo necesario para evaluar las alternativas de los equipos de generación. El resumen de los resultados se muestra en la tabla 9.

Tabla 9: Especificaciones gas de salida para generación

PARAMETRO	UNIDADES	Recuperación Condensados	Recuperación Condensados + Endulzamiento
Gas Disponible (Después de gas autoconsumo 0.25)	MMSCFD	7.94	5.942
Poder Calorífico Neto	BTU/scf	826	1017
Energía Disponible	MMBTU/h	273,27	251,79
Punto Rocío HC	°F	37 °	19 °
Contenido Agua	lb/MMSCF	58	21
Contenido CO2	%	26%	4%
Condensados estabilizados	BPD	503	465
Presión Req. Compresores	PSIG	170	525
Temp. Req. Refrigeración	°F	50 °	30 °
Temp. Req. Estabilización	°F	295 °	291 °
Rating de Presión Equipos	#	ANSI 150#	ANSI 300#
Equipos Adicionales	N/A	N/A	Membranas
			Compresor de Reciclo
			Filtro de Partículas
			Filtro de Carbón Activado
			Filtro de Pulimento

Fuente: Elaboración propia basado en Ingeniería conceptual Aprovechamiento de gas campo Azucena.

De estos resultados se puede concluir que si bien en la alternativa de recuperación de condensados sin proceso de endulzamiento se tendría un mayor volumen de gas disponible para generación, el poder calorífico sería menor con relación al gas que tiene proceso de endulzamiento, principalmente porque al no retirar el CO2 del gas, se gana volumen pero se pierde poder calorífico para la generación. No obstante lo anterior, la energía disponible sigue siendo mayor para la alternativa con Recuperación de condensados, significando que el mayor volumen compensa un menor poder calorífico.

4.3.5 Alternativas de los equipos de generación: Basados en la simulación de proceso realizada, así como en las especificaciones del gas de salida de este proceso, se visualizaron las posibles tecnologías para la generación de energía a partir del gas de producción del campo Azucena como generación con turbina a vapor, generación con motores de combustión interna (con y sin endulzamiento previo), generación con turbinas a gas y generación con micro turbinas sin endulzamiento de gas. La tabla 10 muestra el resumen de estas alternativas así como la aplicación de tratamiento del gas previo al proceso de generación, según la tecnología.

Tabla 10: Resumen de alternativas generación campo Azucena

Uso del Gas	Alternativa	Sistema de Generación	Recuperación de condensados	Endulzamiento
Autogeneración	A1	Turbina a vapor	SI	NO
	A2	Motores de combustión interna recíprocante (ACEPTA CO ₂ >20%)	SI	NO
	A3	Motores de combustión interna recíprocante (NO ACEPTA CO ₂ >20%)	SI	SI
	A4	Turbinas a gas (Taurus 60)	SI	SI
	A5	Microturbinas	SI	NO

Fuente: Elaboración propia

4.3.5.1 Generación con turbina a vapor: Para el desarrollo pre-conceptual de esta alternativa y basados en los resultados de la simulación de procesos desarrollada con información de campo y la cromatografía del gas del campo Azucena, así como en el perfil de gas provisto por el área de yacimientos, se determinó una capacidad del sistema de tratamiento de 10 MMPCD con disposición del gas excedente a las teas existentes. Adicionalmente se realizaron las siguientes suposiciones:

- Proceso previo para la recuperación de condensados, sin endulzamiento del gas.
- Gas disponible para generación 7.94 MMPCD
- Rendimiento: 3,50 MW/MMPCD.
- PCI neto: 826 BTU / PC
- Energía Disponible: 273,27 MBTU/Hr
- Eficiencia Tecnología: 33%

- Disponibilidad: 95%

De esta tecnología se evaluó de forma cualitativa, las siguientes ventajas:

- Alta fiabilidad y disponibilidad
- Menores costos de operación
- Utiliza combustibles limpios y renovables como gas natural, gas residual, gas digestor, gas sintético (incluyendo combustibles diesel)
- Emisiones más bajas
- Flujo de vapor de escape de alta calidad Usado en otros procesos, como calor directo, agua caliente, vapor y calor y/o refrigeración de proceso (cogeneración)
- Reduce los costos de construcción
- Fácil transporte y arranque inicial rápido

4.3.5.2 Motores de combustión interna sin endulzamiento del gas: Para el desarrollo pre-conceptual de esta alternativa y basados en los resultados de la simulación de procesos desarrollada con información de campo y la cromatografía del gas del campo Azucena, así como en el perfil de gas provisto por el área de yacimientos, se determinó una capacidad del sistema de tratamiento de 10 MMPCD con disposición del gas excedente a las teas existentes. Adicionalmente se realizaron las siguientes suposiciones:

- Proceso previo para la recuperación de condensados, sin endulzamiento del gas.
- Gas disponible para generación 7.94 MMPCD
- Rendimiento: 4.57 MW/MMPCD
- PCI neto: 826 BTU / PC
- Energía Disponible: 273,27 MBTU/Hr
- Eficiencia Tecnología: 43%
- Disponibilidad: 95%

Igualmente, para su evaluación también tuvo en cuenta su alta eficiencia eléctrica y alta eficiencia global del orden del 70%, el bajo costo de inversión, una vida útil relativamente larga (15 a 20 años), capacidades dentro del rango de necesidad (desde 15 kW a mayores de 20,000 kW), alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua de enfriamiento, relativamente necesidad de poco espacio para su instalación. Sin

embargo, tiene altos costos de mantenimiento, baja temperatura de la energía térmica producida y la recuperación de energía térmica es dispersa.

4.3.5.3 Motores de combustión interna con endulzamiento del gas: Para el desarrollo pre-conceptual de esta alternativa y basados en los resultados de la simulación de procesos desarrollada con información de campo y la cromatografía del gas del campo Azucena, así como en el perfil de gas provisto por el área de yacimientos, se determinó una capacidad del sistema de tratamiento de 10 MMPCD con disposición del gas excedente a las teas existentes. Adicionalmente se realizaron las siguientes suposiciones:

- Proceso previo para la recuperación de condensados, con endulzamiento del gas.
- Gas disponible para generación 5.94 MMPCD
- Rendimiento: 5.88 MW/MMPCD
- PCI neto: 1,017 BTU / PC
- Energía Disponible: 251,79 MBTU/Hr.
- Eficiencia Tecnología: 45%
- Disponibilidad: 95%

También se consideró en estos motores que los rendimientos, aunque raramente sobrepasan el 50%, son aceptables teniendo en cuenta el amplio campo de potencias (desde 0,1 kW hasta más de 30 MW), lo que permite su empleo en la alimentación de máquinas manuales pequeñas así como grandes motores marinos.

4.3.5.4 Turbinas de gas: Para el desarrollo pre-conceptual de esta alternativa y basados en los resultados de la simulación de procesos desarrollada con información de campo y la cromatografía del gas del campo Azucena, así como en el perfil de gas provisto por el área de yacimientos, se determinó una capacidad del sistema de tratamiento de 10 MMPCD con disposición del gas excedente a las teas existentes. Adicionalmente se realizaron las siguientes suposiciones:

- Proceso previo para la recuperación de condensados, con endulzamiento del gas.
- Gas disponible para generación 5,94 MMPCD

- Rendimiento: 4.97 MW/MMPCD
- PCI neto: 1,017 BTU / PC
- Energía Disponible: 251, 79 MBTU/Hr.
- Eficiencia Tecnología: 38%

Igualmente, para su evaluación también se tuvo en cuenta su amplia gama de capacidades (desde 100 kW hasta 100 MW), su eficiencia eléctrica moderada (27 a 39%; pero altas eficiencias globales, arriba del 80%), la alta temperatura de la energía calorífica, el bajo costo relativo de inversión con requerimiento de poco espacio. No obstante se debe tener en cuenta la baja eficiencia en carga parcial y que la vida útil es relativamente baja (10-15 años).

4.3.5.5 Micro-turbinas sin endulzamiento del gas: Para el desarrollo pre-conceptual de esta alternativa y basados en los resultados de la simulación de procesos desarrollada con información de campo y la cromatografía del gas del campo Azucena, así como en el perfil de gas provisto por el área de yacimientos, se determinó una capacidad del sistema de tratamiento de 10 MMPCD con disposición del gas excedente a las teas existentes. Adicionalmente se realizaron las siguientes suposiciones:

- Proceso previo para la recuperación de condensados, sin endulzamiento del gas.
- Gas disponible para generación 7,94 MMPCD
- Rendimiento: 3.19 MW/MMPCD
- PCI neto: 826 BTU / PC
- Energía Disponible: 273.27 MBTU/Hr.
- Eficiencia Tecnología: 30%

El uso de las micro turbinas ofrece un gran número de ventajas, en comparación con otras tecnologías de producción de energía, principalmente el menor número de partes móviles (únicamente el eje de la micro turbina), lo que implica un bajo mantenimiento, reducido peso y dimensiones, energía térmica recuperable en una sola corriente.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Con el objetivo de evaluar y cuantificar de forma financiera la viabilidad de desarrollar el proyecto de autogeneración con el gas de TEA del campo Azucena, se consolidará y analizará a continuación la información recopilada a lo largo del desarrollo del presente trabajo y que se encuentra presentada en los capítulos anteriores. De acuerdo con lo establecido por Ecopetrol, para evaluar financieramente proyectos de inversión, se debe tener en cuenta los beneficios del proyecto. Es decir, si se trata de proyectos de crecimiento, que tengan por objeto el desarrollo de nuevas reservas, y por consiguiente el incremento en la producción de hidrocarburos, se evalúan vía valor presente neto (VPN).

Cuando se trata de proyectos que optimizan los procesos de las facilidades existentes, y que no incrementan la producción, como es el caso del proyecto propuesto en este trabajo, se establece que deben ser evaluados económicamente vía la relación beneficio costo, concepto que describiremos a continuación.

5.1 RELACIÓN BENEFICIO COSTO

La relación beneficio costo, también llamado "Factor J" es un método de Evaluación de Proyectos, que se basa en el del Valor Presente, y consiste en dividir el Valor Presente de los Ingresos entre el Valor Presente de los egresos.

En términos generales, una evaluación de factor J, consiste en determinar los beneficios marginales que se obtendrían frente a un estado o situación actual sin proyecto. Por consiguiente, al realizar este tipo de evaluaciones es necesario considerar un escenario con riesgo base (situación actual sin proyecto) y un segundo escenario de riesgo con proyecto.

El análisis sin proyecto, o del caso de riesgo base, debe considerar todos los impactos cuantificables para la empresa en caso de no realizar el proyecto. En otras palabras, es necesario construir una evaluación detallada y soportada de las pérdidas, riesgos potenciales y los costos de operación en que incurriría la empresa si se continúa con la operación actual y se materializan los riesgos identificados así como una probabilidad de ocurrencia. Una vez identificadas las pérdidas y los costos de caso riesgo base para cada uno de los años de operación

(vida útil de evaluación del proyecto), se procede a calcular el valor presente del flujo de egresos.

De otro lado, el análisis del caso de riesgo con proyecto debe igualmente considerar los impactos cuantificables sobre las finanzas de la empresa cuando se realiza el proyecto de inversión. Es necesario construir una evaluación detallada y soportada de las pérdidas potenciales y los costos de operación en los que se incurre por cuenta de la realización del proyecto. También debe incluirse en esta sección de la evaluación el análisis de las inversiones requeridas por el proyecto (CAPEX). Las inversiones deben registrarse en los años en que se espera realizar su ejecución.

Una vez identificada las pérdidas y los costos del caso con proyecto para cada uno de los años de operación (Vida útil del proyecto), incluyendo el CAPEX, se procede a calcular el valor presente del flujo de egresos e inversiones. Finalmente el factor J se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Factor } J = \frac{(\text{VP Riesgo Base} - \text{VPN con Proyecto})}{\text{VP Inversión}}$$

Comúnmente las inversiones realizadas deben mitigar total o parcialmente los riesgos identificados y cuantificados en el caso de riesgo base (sin proyecto) así como la probabilidad de ocurrencia. Por lo anterior, se espera que el producto de la fórmula para el cálculo de la relación beneficio costo, sea mayor a 1, lo que indica que los beneficios de realizar el proyecto resultan más favorables que no realizarlo. En otras palabras, si este Índice es mayor que 1 se acepta el proyecto; si es inferior que 1 no se acepta, ya que significa que la rentabilidad del proyecto es inferior al costo del capital

5.2 INFORMACIÓN DE SOPORTE

Teniendo en cuenta el esquema de valoración económica propuesto y descrito en el numeral anterior, se hizo necesario tener como soporte adicional la siguiente información:

- Precio de la nafta: Esta información se obtuvo de escenario oficial portafolio 2013, donde se relacionan el precio de los productos a largo plazo. Esta información hace parte de los datos usados para valoraciones económicas de la refinería. En la tabla 11 se muestra la proyección hasta el 2041 para la nafta usada para dilución.

Tabla 11: Proyección precio de la Nafta

Producto	NAFTA VIRGEN
Nombre Merak	Nafta para dilución_GRB_Base
Tipo Precio	PIMP
Tipo de Ajuste	SIN AJUSTE
2012 - 2041	65,6928

Fuente: Elaboración propia basada en proyección portafolio 2012

- Soporte tarifa de transporte: Para la valoración del caso sin proyecto del proceso de recuperación de condensados, se requiere el transporte de el volumen teórico a recuperar por 5 trayectos, el último de ellos en carro tanque, con los siguientes resultados:

Tabla 12: Estimación del precio de transporte.

TRAYECTO	COP /GL	COP /BL	US/BL
1	58,58	2460,36	1,38
2	148,29	6228,18	3,50
3	116,28	4883,76	2,74
4	205,64	8636,88	4,85
5	181,05	7604,16	4,272
TOTAL COSTO DE TRANSPORTE			16,75

Fuente: Elaboración propia basada información provista por la operación.

5.3 DATOS DE ENTRADA

Teniendo en cuenta el esquema de valoración económica propuesto, se hizo necesario tener los siguientes datos de entrada:

- **Proyección de carga campo Azucena:** Como parte de la evaluación de las alternativas de generación, la proyección de carga del campo Azucena es un

dato de entrada para la valoración del caso base (sin proyecto) y como base para calcular el déficit de energía requerida en caso de que la tecnología seleccionada no cubra la demanda proyectada del campo. En la gráfico 7 del numeral 4.2.1.2 se muestra la proyección de consumo energético del campo Azucena.

- **Perfil de gas:** Un dato importante de entrada para la valoración económica es el perfil de gas provisto por el área de yacimientos. Este perfil permitió determinar la capacidad de la planta de recuperación de condensados y por consiguiente el volumen de gas disponible para generación. El perfil de gas se muestra en el gráfico 2 del numeral 3.6 del presente trabajo.
- **CAPEX de generación:** Igualmente, basado en la ingeniería pre-conceptual se realizó un análisis de costos para determinar las inversiones requeridas para desarrollar el proceso de recuperación de condensados y proceso de generación eléctrica para cada una de las alternativas, obteniendo los resultados que se muestran en la tabla 13. El costo total incluye el costo de los equipos, el costo del montaje, el AIU del (25%), la gerencia de proyecto, el costo de las ingenierías, el costo de la gerencia de construcción y el precomisionamiento.

Tabla 13: Estimado de costos recuperación y generación.

ALTERNATIVA	TRATAMIENTO /PROCESAMIENTO	COSTO TOTAL	CONTINGENCIA (13.1% COSTO TOTAL + ASOCIADOS)	ESCALACION (3.9% COSTO TOTAL + ASOCIADOS)	COSTO TOTAL
A0	Sistema de recobro	\$ 16.625.814	\$ 2.171.987	\$ 646.622	\$ 19.444.423
	Sistema de Recobro + Endulzante	\$ 26.078.132	\$ 3.416.235	\$ 1.017.047	\$ 30.511.414
A1	Sistema de recobro + Turbina a vapor	\$ 74.341.035	\$ 9.738.679	\$ 2.899.301	\$ 86.979.016
A2	Sistema de Recobro + Motores de combustión interna reciprocante (ACEPTA CO2>20%)	\$ 64.448.799	\$ 8.442.796	\$ 2.513.504	\$ 75.405.099
A3	Sistema de Recobro + Motores de combustión interna reciprocante (NO ACEPTA CO2>20%)	\$ 52.609.159	\$6.891.800	\$ 2.051.757	\$ 61.552.716
A4	Sistema de Recobro+Sistema de Endulzamiento+Turbinas a gas (Tipo Frame)	\$ 50.259.954	\$ 6.584.054	\$ 1.960.138	\$ 58.804.146
A5	Sistema de Recobro + Microturbinas	\$ 150.384.479	\$ 19.700.370	\$ 5.864.996	\$ 175.949.845

Fuente: Elaboración propia, basado en informe de costos 1234-05-11-12

- **CAPEX de Transmisión:** Producto de 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 hasta los centros de distribución requeridos para cada una de las alternativas evaluadas. De este análisis se obtuvo la siguiente información presupuestal:

Tabla 14: Costos de transmisión

DESCRIPCIÓN 1	OPCIÓN	TOTAL COSTO COP\$	CONTINGENCIAS	ESCALACIÓN	TOTAL USD\$
			13,10%	3,90%	
Desde el Punto de Generación Construir línea eléctrica a 34,5 kV a CDO o a ECH según corresponda	MOTOGENERADOR	\$11.430.890.222	\$ 1.497.446.619	\$ 445.804.719	\$ 7.430.079
	MICROTURBINA	\$8.698.375.640	\$ 1.139.487.209	\$339.236.650	\$ 5.653.944
	TURBINAS A GAS	\$8.308.577.239	\$ 1.088.423.618	\$324.034.512	\$ 5.400.575
	CALDERA	\$7.717.499.719	\$ 1.010.992.463	\$300.982.489	\$ 5.016.375

Fuente: Elaboración propia, basado en informe de costos 1234-05-11-12

Lo anterior involucra la infraestructura necesaria para construir línea eléctrica a 34,5 kV al centro de distribución (CD) o a la estación Azucena, según corresponda, desde el punto hipotético de generación y corresponde a las siguientes actividades.

- Transformador
 - Bahías
 - Línea eléctrica
 - Módulo común
 - Control s/e
 - Módulo de barraje
 - Sistema integrado de control
- **Volumen de gas y condensados:** En cuanto al volumen de gas y condensados, se estableció la capacidad de la planta de tratamiento en 10 MMPCD, con un volumen mínimo de tratamiento de 5 MMPCD, basados en el perfil de gas Vs. el tiempo estimado en el que se espera tener en funcionamiento la planta de tratamiento (desde Febrero de 2014 hasta Junio de 2021). Teniendo en cuenta lo anterior, y de acuerdo a la simulación realizada para la elaboración de la ingeniería conceptual del presente proyecto, se determinaron los siguientes factores de conversión según el esquema de alternativas.

Tabla 15: Factor de Conversión.

FACTORES DE CONVERSIÓN	
Factor de Conversión Gas producción a Gas para Generación (SIN ENDULZAMIENTO)	79%
Factor de Conversión Gas producción a Gas para Generación (CON ENDULZAMIENTO)	59%
Factores de conversión condensados	6%

Fuente: Elaboración propia basado en Ingeniería conceptual Aprovechamiento del gas Campo Azucena

Teniendo en cuenta los factores de conversión relacionados, así como los perfiles de producción del Campo Azucena, se calculó el volumen de gas por día dispuesto para el proceso de generación, así como el volumen de condensados liberados producto del proceso de tratamiento, tanto para las alternativas con endulzamiento previo, como para aquellas que no. El resultado de estas conversiones se muestra en las tablas 16 y 17:

Tabla 16: Volumen de gas disponible para generación.

ALTERNATIVAS	VOLUMEN DE GAS (KPCD)									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
A1 Caldera y turbina a vapor	7.940	7.940	7.940	7.940	7.940	7.843	6.808	5.687	4.751	2.057
A2 Motores reciprocantes Tipo 1 (ACEPTA CO ₂ >20%)	7.940	7.940	7.940	7.940	7.940	7.843	6.808	5.687	4.751	2.057
A3 Motores reciprocantes Tipo 2	5.942	5.942	5.942	5.942	5.942	5.870	5.095	4.256	3.555	1.539
A4 Turbinas a gas (Taurus 60)	5.942	5.942	5.942	5.942	5.942	5.870	5.095	4.256	3.555	1.539
A5 Microturbinas	7.940	7.940	7.940	7.940	7.940	7.843	6.808	5.687	4.751	2.057

Fuente: Elaboración propia basado en Ingeniería conceptual Aprovechamiento del gas Campo Azucena

Tabla 17: Volumen de condensados después de tratamiento

CONDENSADOS AÑO	VOLUMEN DE CONDENSADOS (BOPD)									
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
	477,85	478	478	478	478	472	410	342	286	124

Fuente: Elaboración propia basado en Ingeniería conceptual Aprovechamiento del gas Campo Azucena

Con la información relacionada en las tablas 15 y 16, se pudo calcular la capacidad de generación por cada alternativa Vs el consumo, así como la relación beneficio costo de la planta de tratamiento para la obtención de los condensados.

De Otro lado, para el cálculo de la capacidad de generación, basada en el volumen de gas disponible, posterior al proceso de tratamiento, se tuvo como base el factor de eficiencia de cada alternativa, así como una disponibilidad de 95% y el poder calorífico del gas (con y sin endulzamiento) según lo mostrado en la tabla 18.

Tabla 18: Criterios para el cálculo de la capacidad de generación.

Alternativa		Factor Eficiencia	Disponibilidad	Poder Calorifico
A1	Caldera y turbina a vapor	28%	95%	826
A2	Motores reciprocantes Tipo 1 (ACEPTA CO2>20%)	43%		826
A3	Motores reciprocantes Tipo 2	45%		1017
A4	Turbinas a gas (Taurus 60)	30%		1017
A5	Microturbinas	33%		826

Fuente: Elaboración propia basado en Ingeniería conceptual Aprovechamiento del gas Campo Azucena

Con la información anterior, se procedió con el cálculo de la capacidad de generación por alternativa teniendo en cuenta la siguiente fórmula de conversión:

$$\text{Capacidad de generación} = \frac{V * (\varepsilon / \text{Cte}) * \text{poder calorífico}}{24 * \text{factor de utilización}}$$

Dónde:

V = Volumen de gas en KPCD

ε = Eficiencia de la tecnología

Cte = Constante de conversión KW-hr a BTU

Teniendo en cuenta la fórmula anterior, se procedió a calcular la capacidad de generación para cada una de las alternativas de acuerdo con el perfil de gas proyectado y con la disponibilidad del volumen de gas después del procesamiento, según se describe a continuación

Tabla 19: Capacidad de generación por alternativa

Alternativa		FACTOR	AÑO							
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
A1	Caldera y turbina a vapor	Consumo de Gas (KPCD)	7.940	7.940	7.940	7.843	6.808	5.686	4.750	2.056
		Generación (Mw -Hr)	23,6	23,6	23,6	23,3	20,2	16,9	14,1	6,1
A2	Motores reciprocantes Tipo 1 (ACEPTA CO2>20%)	Consumo de Gas (KPCD)	7.940	7.940	7.940	7.843	6.808	5.686	4.750	2.056
		Generación (Mw -Hr)	36,3	36,3	36,3	35,8	31,1	26,0	21,7	9,4
A3	Motores reciprocantes Tipo 2	Consumo de Gas (KPCD)	5.942	5.942	5.942	5.869	5.095	4.255	3.555	1.539
		Generación (Mw -Hr)	35,0	35,0	35,0	34,5	30,0	25,0	20,9	9,1
A4	Turbinas a gas (Taurus 60)	Consumo de Gas (KPCD)	5.942	5.942	5.942	5.869	5.095	4.255	3.555	1.539
		Generación (Mw -Hr)	23,3	23,3	23,3	23,0	20,0	16,7	13,9	6,0
A5	Microturbinas	Consumo de Gas (KPCD)	7.940	7.940	7.940	7.843	6.808	5.686	4.750	2.056
		Generación (Mw -Hr)	27,8	27,8	27,8	27,5	23,9	19,9	16,6	7,2

Fuente: Elaboración propia

Igualmente, para cada una de las alternativas se calculó el déficit de energía requerida, de acuerdo con la proyección de consumo del campo Azucena, así como el costo de ésta energía (como consumo a la red de interconexión nacional), según se muestra en la tabla 20.

Allí se calculó el costo de la energía por déficit, con un costo de 220 pesos por Kw por compra al sistema de interconexión nacional, de acuerdo con el costo promedio actual que se tiene para el campo. Igualmente se asume un incremento anual de 2% sobre este costo. Es importante resaltar que cuando el déficit energético es negativo, es decir, cuando la tecnología tiene una capacidad de generación mayor a la demanda, el costo por compras al sistema de interconexión nacional es cero, aun cuando se espera contar con facilidades necesarias para que el flujo de energía se de en doble vía, lo que implica que en este caso se enviaría el exceso de producción de energía hacia la red de interconexión nacional.

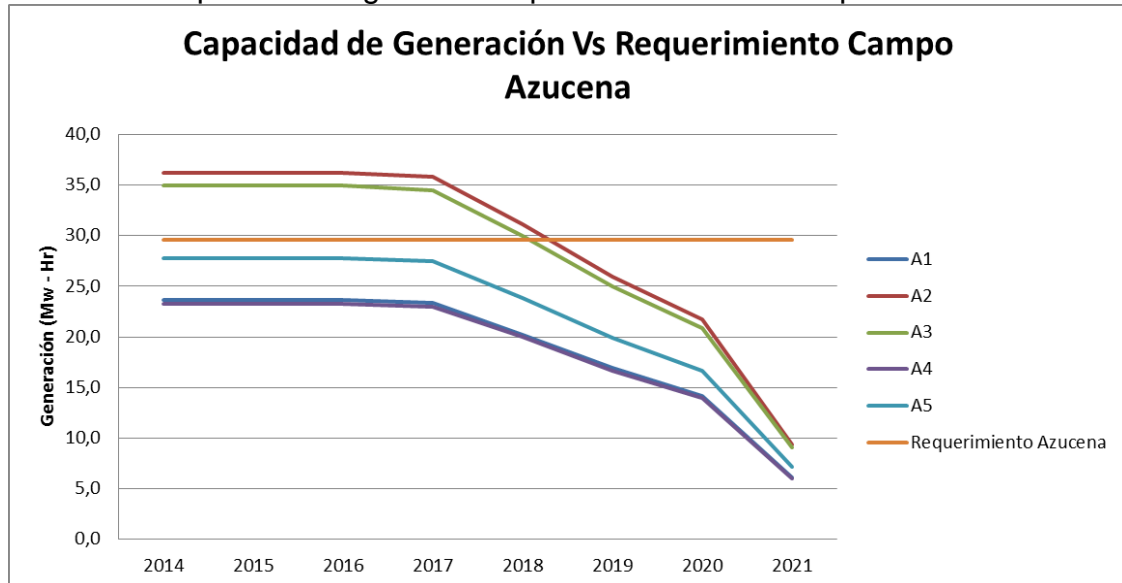
Tabla 20: Déficit de Energía y costo de Generación

Alternativa	FACTOR	AÑO								
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	
A1	Caldera y turbina a vapor	Generación (Mw -Hr)	23,6	23,6	23,6	23,3	20,2	16,9	14,1	6,1
		Déficit de energía (Mw -Hr)	6,0	6,0	6,0	6,3	9,4	12,7	15,5	23,5
		Costo de Energía por Déficit (KUSD)	6.607	6.739	6.874	7.347	11.157	15.431	19.186	29.693
A2	Motores reciprocantes Tipo 1 (ACEPTA CO2>20%)	Generación (Mw -Hr)	36,3	36,3	36,3	35,8	31,1	26,0	21,7	9,4
		Déficit de energía (Mw -Hr)	-6,6	-6,6	-6,6	-6,2	-1,5	3,6	7,9	20,2
		Costo de Energía por Déficit (KUSD)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4.429	9.812	25.554
A3	Motores reciprocantes Tipo 2	Generación (Mw -Hr)	35,0	35,0	35,0	34,5	30,0	25,0	20,9	9,1
		Déficit de energía (Mw -Hr)	-5,3	-5,3	-5,3	-4,9	-0,4	4,6	8,7	20,6
		Costo de Energía por Déficit (KUSD)	0	0	0	0	0	5.556	10.772	25.978
A4	Turbinas a gas (Taurus 60)	Generación (Mw -Hr)	23,3	23,3	23,3	23,0	20,0	16,7	13,9	6,0
		Déficit de energía (Mw -Hr)	6,3	6,3	6,3	6,6	9,6	12,9	15,7	23,6
		Costo de Energía por Déficit (KUSD)	6.938	7.077	7.219	7.694	11.465	15.693	19.410	29.792
A5	Microturbinas	Generación (Mw -Hr)	27,8	27,8	27,8	27,5	23,9	19,9	16,6	7,2
		Déficit de energía (Mw -Hr)	1,8	1,8	1,8	2,1	5,8	9,7	13,0	22,4
		Costo de Energía por Déficit (KUSD)	1.969	2.009	2.049	2.485	6.853	11.763	16.061	28.313

Fuente: Elaboración propia

Para representar gráficamente los datos obtenidos en las tablas 19 y 20, se obtuvo el gráfico 8 donde se muestra la capacidad de generación de cada alternativa en el tiempo, de acuerdo con el gas disponible para generación. Igualmente se muestra el requerimiento energético del campo Azucena, de acuerdo con la proyección de consumo estimada, con el objeto de visualizar el déficit de cada alternativa en el tiempo.

Gráfico 8: Capacidad de generación por alternativa Vs Requerimiento



Fuente: Elaboración propia

Del gráfico anterior se puede resaltar que de acuerdo con la capacidad de generación de las tecnologías evaluadas, los motores de combustión interna (Reciprocantes) correspondientes a las alternativas 2 y 3, tienen una mayor capacidad de generación con el gas disponible, incluso por encima del requerimiento del campo. Igualmente con estas alternativas se entraría en déficit a mediados del año 2018 aproximadamente, e iniciaría la compra de electricidad a la red de interconexión nacional. Para el resto de las alternativas, se contempla desde el inicio de la operación, la compra de la diferencia entre la producción y el requerimiento del campo.

5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Teniendo en cuenta la información del caso base (sin proyecto), el cual contempla la compra de energía eléctrica para soportar el crecimiento establecido en el plan de desarrollo del campo Azucena, se adelantó la valoración financiera evaluando las 5 alternativas de generación de gas contempladas, de acuerdo con la información relacionada en los numerales anteriores. Igualmente, en todos los escenarios se planteó recuperación de condensados. Sin embargo, algunas de las tecnologías propuestas para generación requerían tratamiento del gas para endulzamiento, y por consiguiente aumentaban la recuperación de condensados. Bajo esta condición, se evaluaron los siguientes escenarios:

- Análisis determinístico Recuperación.
- Análisis determinístico Generación.
- Análisis determinístico Recuperación + Generación.

Basado en lo anterior se obtuvieron los siguientes resultados para cada uno de los escenarios:

Tabla 21: Resultados evaluación financiera Recuperación de condensados

Alternativa		Capex (KUSD)	Relación Beneficio /Costo	VPN Caso Base (KUSD)	VPN con Proyecto (KUSD)	VPN incrementa I (KUSD)
A1	Turbina a vapor	16.627	2,18	60.686	28.682	32.004
A2	Motores de combustión interna recíprocante (ACEPTA CO ₂ >20%)	16.627	2,18	60.686	28.682	32.004
A3	Motores de combustión interna recíprocante (NO ACEPTA CO ₂ >20%)	26.081	0,41	45.512	36.146	9.366
A4	Turbinas a gas (Taurus 60)	26.081	0,41	45.512	36.146	9.366
A5	Microturbinas	16.627	2,18	60.686	28.682	32.004

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior se puede destacar que para las alternativas 1, 2, y 5 el escenario de recuperación de condensados es positivo, obteniendo una relación beneficio costo de 1,71 con un VPN de 29,468 KUSD. Para el caso de las alternativas 3 y 4, las cuales requieren dentro del proceso de generación, endulzamiento, ocasionan una economía negativa para la recuperación de condensados, dado las mayores inversiones en facilidades (asociadas a una mayor capacidad de compresión requerida al inicio del proceso para el endulzamiento) y una menor cantidad de condensados estabilizados por recuperar. Sin embargo, estas dos alternativas presentan un VPN incremental (correspondiente a la diferencia del caso base menos el caso con proyecto) de 5,377 KUSD. Basado en esta información se puede concluir, que de forma independiente, adelantar las inversiones para desarrollar las facilidades de recuperación de condensados con el gas del campo Azucena (sin endulzar el gas) resulta ser un oportunidad de negocio económicamente viable.

Analizando de forma independiente la evaluación para las inversiones de las facilidades de Generación y transmisión, se observa de la tabla 22 que las alternativas 3 y 4 tienen la mayor relación beneficio costo, dado que las

inversiones requeridas solo para la generación (incluyendo transmisión) son bajas en relación con las demás tecnologías. No se debe perder de vista que las menores inversiones están asociadas a la disponibilidad de gas con bajas concentraciones de CO₂, análisis que se mostró en la tabla 21, donde se obtuvo precisamente para estas 2 alternativas una economía negativa.

Tabla 22: Resultados evaluación financiera Generación + Transmisión

Alternativa		Capex (KUSD)	Relación Beneficio/ Costo	VPN Caso Base (KUSD)	VPN con Proyecto (KUSD)	VPN incremental (KUSD)
A1	Turbina a vapor	75.435	0,73	163.338	114.445	48.893
A2	Motores de combustión interna recíprocante (ACEPTA CO ₂ >20%)	66.302	1,26	163.338	89.656	73.682
A3	Motores de combustión interna recíprocante (NO ACEPTA CO ₂ >20%)	43.003	2,45	163.338	70.572	92.766
A4	Turbinas a gas (Taurus 60)	38.202	2,64	163.338	74.482	88.856
A5	Microturbinas	165.051	(0,34)	163.338	213.482	(50.145)

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta lo anterior, se realizó el análisis económico de la globalidad del proyecto, incluyendo la totalidad de las inversiones para el procesamiento, el tratamiento (alternativas 3 y 4) y la generación. Estos resultados se muestran en la tabla 23.

Tabla 23: Resultados evaluación financiera total proyecto

Alternativa		Capex (KUSD)	Relación Beneficio/ Costo	VPN Caso Base (KUSD)	VPN con Proyecto (KUSD)	VPN incremental (KUSD)
A1	Turbina a vapor	92.063	0,80	207.705	143.127	64.577
A2	Motores de combustión interna recíprocante (ACEPTA CO ₂ >20%)	82.930	1,45	224.024	118.338	105.686
A3	Motores de combustión interna recíprocante (NO ACEPTA CO ₂ >20%)	69.083	1,66	207.648	106.718	100.930
A4	Turbinas a gas (Taurus 60)	64.283	1,73	208.849	110.628	98.221
A5	Microturbinas	181.678	(0,11)	224.024	242.165	(18.141)

Fuente: Elaboración propia

De la tabla anterior se puede observar que las alternativas 1 y 5 tienen economías negativas (relación beneficio costo menor de 1) asociado principalmente a las altas inversiones requeridas, lo que genera un mayor costo por KW-h. De otro lado, las alternativas 2, 3 y 4 presentan una relación beneficio costo mayor a 1 destacándose los resultados de las alternativas 2 y 3 (motores recíprocos los cuales se debe principalmente a la eficiencia de estas tecnologías, las cuales generan la mayor cantidad de Kw con el gas disponible en el campo Azucena. Sin embargo, es importante mencionar que la alternativa 3 (motor recíproco que requiere endulzamiento de gas) tiene el menor costo por Kw-h y una relación beneficio costo mayor que las demás alternativas, razón por la cual se constituye en la mejor opción de negocio para el aprovechamiento del gas del campo Azucena.

CONCLUSIONES

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

Las alternativas para el aprovechamiento del gas del campo Azucena, son la inyección de gas con el objetivo de desarrollar producción incremental y la autogeneración con el gas de producción.

La alternativa de usar el gas asociado del campo Azucena para reinyección se descarta pues se estima a nivel pre-conceptual que las inversiones para desarrollar la infraestructura necesaria para el proceso de reinyección del gas del campo Azucena ascienden a los 12.25 MUSD aproximadamente. Igualmente se determinó que el aporte por esta reinyección no aumenta el factor de recobro en más del 2%. El análisis económico preliminar bajo este panorama es negativo, teniendo en cuenta el volumen estimado incremental de petróleo que se obtendría del proceso de reinyección simulado.

La alternativa de recuperación de condensados sin proceso de endulzamiento, tiene un mayor volumen de gas disponible para generación, y un menor poder calorífico (7.94 MMSCF Vs 826 btu/scf) con relación al gas que tiene proceso de endulzamiento (5.94 MMSCF Vs 1017 BTU/SCF). No obstante lo anterior, la energía disponible es mayor para la alternativa sin endulzamiento (273.27 MMBTU/h), significando que el mayor volumen de gas compensa un menor poder calorífico.

Los motores de combustión interna (Reciprocantes) correspondientes a las alternativas 2 y 3, tienen una mayor capacidad de generación con el gas disponible (36.25 MW 34.96 MW respectivamente), incluso por encima del requerimiento del campo, esto se debe principalmente a las eficiencias de esta tecnología (45% aproximadamente).

Adelantar las inversiones para desarrollar las facilidades de recuperación de condensados con el gas del campo Azucena (sin endulzar el gas) resulta ser un oportunidad de negocio económicamente viable, pues la relación beneficio costo es de 1,71 con un VPN de 29,468 KUSD. Para el caso de las alternativas que requieren dentro del proceso de generación endulzamiento, se obtiene un

beneficio costo de 0.20, dadas las mayores inversiones en facilidades asociadas a una mayor capacidad de compresión requerida al inicio del proceso para el endulzamiento y una menor cantidad de condensados estabilizados por recuperar.

| El aprovechamiento del gas del campo Azucena por medio de la implementación de un proceso de auto-generación resulta ser viable económicamente, dado que se demostró que por esta vía se suple el requerimiento energético del campo (30 MW-Hr), disminuyendo los costos operativos, por medio de la reducción del precio que actualmente se está pagando por KW a la red de interconexión nacional de 220 COP/Kw a 45.10 COP/Kw.

En consideración de lo anterior, se concluye que las alternativas autogeneración con motores reciprocantes son las que presentan un mayor beneficio, pues estas dos alternativas tienen la mejor relación beneficio- costo (1,45 y 1,67). Sin embargo, resulta conveniente desarrollar el proyecto con motores reciprocantes que no requieren endulzamiento del gas, porque, aun cuando no tiene el menor costo por Kw-h y una relación beneficio costo menor a los motores reciprocantes que requieren endulzamiento, esta alternativa resulta positiva en el proceso de recuperación de condensados, a diferencia de la alternativa con endulzamiento.

RECOMENDACIONES

De acuerdo con las conclusiones anteriores, se recomienda:

Iniciar con el proceso de ingeniería conceptual, básica y de detalle para el desarrollo del proyecto Aprovechamiento del Gas del campo Azucena para la alternativa de auto generación con gas.

Evaluar técnicamente las alternativas propuestas para el proyecto, considerando en primera instancia la opción de generación con motores reciprocantes sin proceso de endulzamiento, alternativa que resultó ser la más favorable a nivel pre-conceptual. Igualmente se debe considerar como parte del desarrollo las facilidades necesarias para el aprovechamiento de los condensados y las facilidades de transmisión.

Evaluar los distintos esquemas contractuales con los que pueda ser ejecutado el proyecto (EPC, BOMT, etc.), y que permita el mejor beneficio para la oportunidad.

La realización y ejecución del proyecto no reducirá el nivel de emisiones de GEI identificado por el ICP durante su estudio, por este motivo se recomienda evaluar alternativas técnicas que permitan establecer un mecanismo de manejo del CO₂ que se presentará en cada una de las fases de tratamiento, procesamiento y generación del proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

ACE INTERNACIONAL. Operaciones de Subsuelo y mantenimiento de la producción Colombia.2012.Cap 1.

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

ECOPETROL S.A. Plan de Desarrollo Integrado Campo Azucena. Informe del Grupo de Planes de Desarrollo Integrado. Bogotá 2012

HERNANDEZ Valle. Elena. La planificación de la distribución con generación distribuida y gestión activa de la demanda Trabajo de Grado Ingeniero Industrial Madrid Universidad Pontificia Comillas. Facultad de Ingenierías, 2011.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Venezuela. 2009

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