

**ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA VIABILIDAD  
TÉCNICO-ECONÓMICA DE PROYECTOS PARA  
LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL  
GAS NATURAL EN COLOMBIA**

**PRESENTADO POR:**

**TATIANA KARINA CHAVARRO GÓMEZ  
CÓD: 2008173272**

**MARIA DEL PILAR GÓMEZ MORA  
CÓD: 2008171729**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**ELABORACIÓN DE UNA METODOLOGÍA PARA EVALUAR LA VIABILIDAD  
TÉCNICO-ECONÓMICA DE PROYECTOS PARA  
LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL  
GAS NATURAL EN COLOMBIA**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial  
Para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
GUIBER OLAYA MARIN  
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2013**

**Nota de aceptación:**

---

---

---

---

---

---

**Firma del Director**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del Jurado**

Neiva, 3 de septiembre del 2013.

## **DEDICATORIA**

*Este trabajo de grado se lo dedico de manera muy especial a mi mamá, porque este logro sin su guía y apoyo constante no hubiera sido posible, “Te amo”.*

*A mi abuela Cecilia, a mis tíos Martha, Hermilson, Wilson, Juan, Norma, y a mis primas Wendy y Alejandra, es indiscutible que sus nombres queden plasmados en este proyecto puesto que de diferente manera han contribuido en su realización, humildemente gracias por su apoyo.*

*Por ultimo pero no menos importante doy gracias a la vida por permitirme alcanzar este sueño, y como parte del proceso poner en mi camino a personas sin duda inigualables que hicieron el paso por la universidad una experiencia inolvidable, Pili, Ñoña, Vico, Perver, Chandis, Gordo y Poke, gracias por su amistad.*

**Tatiana Karina Chavarro Gómez**

*Este logro no hubiese sido posible:*

*A Dios, por mostrarme el camino para seguir adelante.*

*A mis padres, que nunca me han dejado desfallecer y siempre tienen una palabra de aliento, gracias a ustedes soy quien soy ahora, que orgullosa me siento de ser su hija.*

*A mis hermanos, Morocha aprendí a ser paciente y callar cuando se debe, Toñito por sacarme el genio, desconcentrarme y recordarme que no siempre es estudio, Marce por enseñarme que cuando se lucha llega la recompensa.*

*A mi tía Elcy, gracias por darme buenas bases de estudio y enseñarme que “Si seguía siendo responsable, algún día sería profesional”, espero haber cumplido con tu objetivo.*

*Al Amor de mi vida, por el apoyo y la paciencia, y mostrarme el verdadero amor, sin ti no sé qué sería de mí, Te amo!! Eres uno Lindo!!*

*A Erika y mi tío Arley, gracias por brindarme un segundo hogar en medio de ese frio capitalino y hacerme sentir como si estuviera en Neiva.*

*A mis amigos, Lau, Tatis, Ñoña inmunda, Vico la intensa, David, Poke y el Gordo, por todos esos días llenos de estudio y un sinfín de anécdotas, gracias por su amistad y espero seguir contando con ustedes, ojala en algún campo nos encontremos!!*

*Y por último y no menos importante a todos los que estuvieron ahí, gracias por preocuparse, encontrar un apoyo y una gran sonrisa.*

**Maria del Pilar Gómez Mora**



## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A la Universidad Surcolombiana, por ser nuestra alma mater.

Al ingeniero Guiber Olaya Marín, por permitirnos trabajar junto a él en este proyecto, por depositar su confianza en nuestro trabajo para desarrollar esta investigación, por su dedicación y su tiempo en la dirección de esta tesis.

A los ingeniero Alfonso Ortiz y Jaime Rojas Puentes, por ser los jurados de nuestro proyecto de grado.

Al ingeniero Luis Enrique Mantilla por su colaboración y guía durante el desarrollo del proyecto.

A los profesores del Programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, por su direccionamiento académico y constante formación.

A todos aquellos quienes aportaron en el desarrollo de este proceso investigativo.

## CONTENIDO

	pág.
Introducción	1
<b>Capítulo 1.</b>	
1. Panorama mundial y nacional del gas natural en cuanto: producción y generación de energía.	2
1.1 Reservas y producción del gas natural en el mundo	2
1.2 Generación de energía a nivel mundial	3
1.3 Reservas y producción de gas natural en Colombia	5
1.3.1 Producción fiscalizada	6
1.3.1.1 Gas quemado	9
1.4 Generación de energía en Colombia	10
<b>Capítulo 2.</b>	
2. Tecnologías para la generación de energía eléctrica a partir del gas natural	12
2.1 Ventajas del gas natural como combustible	12
2.2 Principio de generación eléctrica	13
2.2.1 Turbinas a gas	14
2.2.1.1 Ciclo termodinámico de turbinas a gas (Bryton)	15
2.2.2 Microturbinas	16
2.2.3 Motores Alternativos	17
2.2.3.1 Ciclo termodinámico de los motores alternativos a gas (Ciclo Otto)	19
2.3 Elección de la tecnología de generación	19
2.4 Proveedores de equipo de generación	20
2.5 Nuevas tecnologías para la generación	21
2.5.1 Tecnología Bi-Fuel	21
<b>Capítulo 3.</b>	
3. Consideraciones para generar energía eléctrica a partir del gas natural	22
3.1 Caudal de gas	22
3.1.1 Calculo del caudal máximo para generar energía	22
3.1.2 Características del gas	26
3.1.3 Cromatografía	26
3.1.4 Acondicionamiento del gas	26
3.1.4.1 Compresión del gas	27
3.1.4.2 Desacidificación del gas natural	29
3.1.4.3 Proceso de deshidratación del gas natural	33

3.1.4.4 Proceso de extracción de líquidos del gas natural	36
<b>Capítulo 4.</b>	
4. Metodología para generar energía a partir de gas natural	39
<b>Capítulo 5.</b>	
5. Estudio de factibilidad económica para la generación de energía eléctrica	49
5.1 Componentes de la economía en un proceso	49
5.2 Elaboración y análisis del flujo de caja del proyecto	57
<b>Capítulo 6</b>	
6. Ejemplo práctico de la metodología para generar energía a partir del gas	61
6.1 Planteamiento del problema	61
6.2 Análisis económico de los tratamientos	74
6.2.1 Endulzamiento	74
6.2.2 Deshidratación	77
6.2.3 Extracción de líquidos	80
6.3 Análisis económico a la generación de energía	82
6.4 Análisis económico de todo el proyecto	85
7. Conclusiones	87
8. Recomendaciones	88
Bibliografía	89

## LISTAS DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Principales plantas de energía en el mundo.	4
Tabla 2. Reservas y producción de gas natural en Colombia.	5
Tabla 3. Producción fiscalizada de gas natural en Colombia por departamentos.	7
Tabla 4. Los principales campos productores de gas en Colombia.	8
Tabla 5. Gas quemado por departamentos.	9
Tabla 6. Generación de energía eléctrica promedio mensual en Colombia.	11
Tabla 7. Características y propiedades de las turbinas de gas.	15
Tabla 8. Características y propiedades de las microturbinas.	17
Tabla 9. Características y propiedades de los motores alternativos.	18
Tabla 10. Principales proveedores de equipos de generación.	20
Tabla 11. Equipos disponibles en el mercado y sus características.	24
Tabla 12. Potencias y caudales por tecnología de generación.	25
Tabla 13. Especificaciones del gas para generar electricidad.	26
Tabla 14. Calor requerido en el reboiler de acuerdo a la rata de circulación de TEG.	35
Tabla 15. Análisis económico planta de generación de energía con microturbinas a partir de gas quemado	54
Tabla 16. Análisis económico planta de generación de energía con turbinas a partir de gas quemado	54
Tabla 17. Análisis económico planta de generación de energía con motores a partir de gas quemado	55
Tabla 18. Análisis económico planta de generación de energía con microturbinas a partir de gas comprado	55
Tabla 19. Análisis económico planta de generación de energía con turbinas a partir de gas comprado	55
Tabla 20. Análisis económico planta de generación de energía con motores a partir de gas comprado	56
Tabla 21. Costos por Kw/h de la generación con gas producido en campo, de acuerdo a las tecnologías	57
Tabla 22. Costos por Kw/h de la generación con gas comprado, de acuerdo a las tecnologías.	57
Tabla 23. Flujo de caja para cada una de las tecnologías con potencia de 1 MW para la implementación del proyecto con gas quemado.	58
Tabla 24. Flujo de caja para cada una de las tecnologías con potencia de 1 MW para la implementación del proyecto con gas quemado.	59
Tabla 25. Resumen flujo de caja y parámetros de evaluación económica para proyectos con capacidad de 1 MW de acuerdo a las tecnologías disponibles y escenarios evaluados.	60
Tabla 26. Composición del gas Campo X	61
Tabla 27. Comparación entre los parámetros óptimos para la generación y los del	

Campo X	62
Tabla 28. Composición después de la desacidificación.	64
Tabla 29. Composición antes de la deshidratación	65
Tabla 30. Interpolación entre la temperatura de salida y porcentaje en peso de TEG	67
Tabla 31. Interpolación entre la rata TEG y el calor del reboiler	69
Tabla 32. Composición después de la deshidratación	69
Tabla 33. Cantidad de líquidos extraídos	70
Tabla 34. Cantidad de HHV después de la extracción de líquidos	71
Tabla 35. Equipos posibles para generar energía a partir de gas	73
Tabla 36. Flujo de caja para la implementación del proyecto de generación en el Campo X por medio de motores alternativos.	86

## LISTAS DE GRAFICAS

	pág.
Gráfica 1. Reservas y producción anual en Colombia.	6
Gráfica 2. Producción fiscalizada de los dos departamentos con mayor producción de gas en Colombia, en los últimos cuatro años.	7
Gráfica 3. Producción fiscalizada de gas por departamentos productores.	8
Gráfica 4. Departamentos productores que mas queman gas natural en Colombia.	10
Gráfica 5. Departamentos productores que mas queman gas natural en Colombia.	10
Gráfica 6. Generación de energía eléctrica promedio mensual del 2012 en Colombia.	11
Gráfica 7. Potencias y eficiencias por tipo de planta.	20
Gráfica 8. Generación de energía Vs caudal por tecnología.	25
Gráfica 9. Elección de compresores.	28
Gráfica 10. Costo total del proyecto-Instalación de compresión. (1983).	28
Gráfica 11. Selección de tecnología para el proceso de endulzamiento.	30
Gráfica 12. Costo unitario del endulzamiento del gas para caudales 0-1000 MMPCSD. (2000).	32
Gráfica 13. Costo unitario del endulzamiento del gas para caudales 100- 9000 MMPCSD. (1983).	32
Gráfica 14. Costo unitario de la deshidratación con TEG del gas para caudales 0-1000 MMPCSD. (2000).	35
Gráfica 15. Costo unitario de la deshidratación de TEG del gas con caudales 1-59 MMPCSD. (1983).	36
Gráfica 16. Costo unitario de turbo expansión. (1983).	38
Gráfica 17. Potencia generada (MW) y costo (Dólares/kw) de acuerdo al caudal de gas para Microturbinas.	52
Gráfica 18. Potencia generada (MW) y costo (Dólares/kw) de acuerdo al caudal de gas para Motores.	53
Gráfica 19. Potencia generada (MW) y costo (Dólares/kw) de acuerdo al caudal de gas para Turbinas.	53

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Distribución mundial de las reservas probadas de gas natural en 2010.	3
Figura 2. Perspectivas de crecimiento de la demanda de energía primaria.	4
Figura 3. Clasificación de los motores.	13
Figura 4. Turbina de gas a escala real y sus partes.	14
Figura 5. Ciclo y propiedades termodinámicas de una turbina a gas.	16
Figura 6. Microturbina a escala real y sus partes.	16
Figura 7. Motor alternativo a escala real.	18
Figura 8. Descripción de los tiempos de un motor a ciclo Otto (4T).	19
Figura 9. Clasificación de los compresores.	27
Figura 10. Métodos para desacidificar o endulzar el gas natural.	29
Figura 11. Diagrama de flujo de una planta de endulzamiento con Amina (DEA).	30
Figura 12. Métodos para deshidratar el gas natural.	33
Figura 13. Esquema de una planta deshidratadora con Glycol.	33
Figura 14. Diagrama de proceso de Turboexpansión.	37
Figura 15. Diagrama de flujo para elegir la tecnología a utilizar para generar energía, de acuerdo al caudal disponible.	47
Figura 16. Diagrama de flujo2	48

## GLOSARIO

**BLACK START O ARRANQUE AUTÓGENO:** es el proceso de restauración de una central eléctrica para el funcionamiento sin depender de la red externa de transmisión de energía eléctrica. De forma más genérica se aplica a los sistemas que pueden comenzar sin ayuda exterior.

**BTU/H:** es una unidad de energía inglesa correspondiente al sistema internacional (J/h). Es la abreviatura de British Thermal Unit. En la mayor parte de los ámbitos de la técnica y la física ha sido sustituida por el julio.

**CARGA PARCIAL:** es el resultado que se tiene cuando el equipo al cual está generando energía entre un porcentaje de la capacidad del mismo, sin disminuir su eficiencia.

**CARGA PLENA:** es el resultado que se tiene cuando el equipo al cual está generando energía al 100 % de capacidad.

**CHILLER:** es una unidad enfriadora de líquidos. Un chiller es capaz de enfriar el ambiente usando la misma operación de refrigeración que los aires acondicionados o deshumidificadores, enfría el agua, aceite o cualquier otro fluido. Esta solución enfriada puede ser usada en un amplio rango de operaciones.

Los chillers para enfriar, incorporan el uso de torres de enfriamiento las cuales mejoran la termodinámica de los chillers.

**COGENERACIÓN:** es la producción simultánea de potencia mecánica o eléctrica y calor útil a partir de una única fuente de calor.

**CROMATOGRAFÍA:** es un método físico de separación para la caracterización de mezclas complejas, la cual tiene aplicación en todas las ramas de la ciencia. Es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

**EFEECTO JOULE THOMPSON:** es el proceso en el cual la temperatura de un sistema disminuye o aumenta al permitir que el sistema se expanda libremente manteniendo la entalpía constante.

**ENTALPÍA:** es una magnitud termodinámica, simbolizada con la letra H mayúscula, cuya variación expresa una medida de la cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno.

**FLICKER O PARPADEO:** este es una sensación visual de inestabilidad debida un estímulo luminoso en el cual la luminosidad fluctúa en el tiempo. Las fluctuaciones de tensión



provocan variaciones de luminancia lo que produce este fenómeno de parpadeo. En el caso de la GD, las variaciones bruscas de su producción pueden dar lugar a este fenómeno. En la tecnología eólica, estas variaciones pueden deberse a variaciones del viento y en el caso de la generación fotovoltaica se pueden deber al efecto de las nubes.

**GIGAWATT (GW):** el gigavatio equivale a mil millones ( $10^9$ ) vatios o 1 gigavatio=1000 megavatios. Estas unidades se utilizan para grandes centrales eléctricas o redes eléctricas. El término  $Gw_e$  es un término que se refiere a la energía eléctrica.

**HIDRATOS:** un hidrato de gas es hielo con gas encerrado en su estructura molecular. El hidrato de gas no debe confundirse con hielo que contiene burbujas de gas comprimido. En un hidrato de este tipo, una molécula de gas está encerrada en una estructura clatrática (de jaula) de moléculas del hielo.

**KILOWATTS (KW):** múltiplo que equivale a  $10^3$  W.

**LEC O COSTO DE ENERGÍA NORMALIZADO:** es el precio al cual la electricidad debe ser generada a partir de una fuente específica para cubrir gastos durante la vida útil del proyecto. Se trata de una evaluación económica del costo del sistema de generación de energía incluyendo todos los costos de su vida: la inversión inicial, las operaciones y el mantenimiento, el costo de combustible, costo de capital, y es muy útil en el cálculo de los costos de generación a partir de fuentes distintas.

**MEGAWATT (MW):** múltiplo que equivale a un millón ( $10^6$ ) vatios.

**METILDIETANOLAMINA:** es un terciario de amina y es ampliamente utilizado como agente edulcorante en productos químicos, petróleo de refinería, gas de síntesis y la producción de gas natural.

MDEA popular como disolvente para el tratamiento de gases tallos de varias ventajas que tiene sobre otras alcanolaminas, especialmente su capacidad para eliminar preferentemente  $H_2S$  (y el deslizamiento  $CO_2$ ) de corrientes de gas amargo.

Compuestos similares son monoetanolamina (MEA), una amina primaria, y dietanolamina (DEA), una amina secundaria, ambos de los cuales también se utilizan para el tratamiento de gas de amina.

**MIX ENERGÉTICO:** esta expresión se refiere a la combinación de las diferentes fuentes de energía que cubren el suministro eléctrico de un país.

**O&M:** operación y mantenimiento.

**PPM:** es un concepto análogo al de porcentaje, sólo que en este caso no es partes por ciento sino por millón (tanto por mil). De hecho, se podría tomar la siguiente equivalencia: 10.000 ppm = 1%

**PROCESOS CRIOGÉNICOS:** se caracterizan porque el gas se enfría a temperaturas de -100 a -150 °F (Temperaturas Criogénicas); en este caso se requiere que el gas después de la deshidratación tenga un contenido de agua de unas pocas ppm, además se necesita que el gas se pueda despresurizar para poderlo enfriar. Las plantas criogénicas son la de mayor rendimiento en líquidos recobrados, son más fáciles de operar y más compactas aunque un poco más costosas que las de refrigeración.

**RESERVAS POSIBLES:** las reservas posibles son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles.

**RESERVAS PROBADAS:** las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas.

**RUT:** Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, donde se especifican las condiciones que debe cumplir el gas natural para ser transportado por gasoducto.

**TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD (TIO):** El Costo de Oportunidad se define como el costo o pérdida de beneficios que representa renunciar a tomar otra alternativa por comprometerse con el negocio en estudio.

En un negocio de inversión el Costo de Oportunidad equivale al beneficio dejado de percibir por la alternativa más rentable, que no implique riesgo ni esfuerzo adicional, al negocio en estudio. En un negocio de financiación el Costo de Oportunidad equivale al costo del dinero de la alternativa más económica al negocio en estudio. El costo de oportunidad para una persona (natural o jurídica) depende del ambiente (mercado) en el cual se encuentre y de su posición relativa frente a ese ambiente (inversionista, deudor, poseedor de oportunidades, etc.).

**TASA INTERNA DE RETORNO (TIR):** Es la tasa de interés a la cual los flujos de caja descontados y sustraída la inversión, genera un valor presente neto igual a CERO; si esta TIR es mayor que la tasa de oportunidad del inversionista o alternativamente mayor que el costo de capital, el proyecto es viable.

**TRIEILENGLICOL:** es un líquido higroscópico más común en la deshidratación. Se reconcentra entre 170-200 °C en alta pureza. Si la temperatura del contactor supera los 50 °C, existe una tendencia a altas pérdidas de vapor. Pueden lograrse disminuciones en el punto de rocío mayores a 80 °C con gas de stripping.

**TURBO-EXPANSIÓN:** son muy utilizados como fuentes de refrigeración en los procesos industriales tales como la extracción de etano y líquidos de gas natural (LGN) a partir de

gas natural, la licuefacción de los gases (tales como oxígeno, nitrógeno, helio, argón y criptón) y otros procesos de baja temperatura.

Turboexpansores actualmente en el intervalo de funcionamiento en tamaño de aproximadamente 750 W a aproximadamente 7,5 MW.

**VALOR PRESENTE NETO (VPN):** es el resultado de traer los flujos de caja proyectados de una inversión a la tasa de interés de oportunidad o costo de capital y restarle el valor de la inversión. El resultado obtenido representa la ganancia del proyecto a tiempo actual.

**VALOR ACTUAL NETO (VAN):** es una medida de los excesos o pérdidas en los flujos de caja, todo llevado al valor presente. Es por otro lado una de las metodologías estándar que se utilizan para la evaluación de proyectos, como veremos.

**WATT:** es la unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades. Su símbolo es W. Es el equivalente a 1 julio por segundo (1 J/s), la potencia eléctrica de los aparatos eléctricos se expresa en watts, si son de poca potencia, pero si son de mediana o gran potencia se expresa en kilowatts (kW) que equivale a 1000 watts. Un kW equivale a 1,35984 caballos de vapor. Sinónimo: Vatio.

Las ecuaciones que relacionan dimensionalmente el vatio con las Unidades básicas del Sistema Internacional son: En términos de la mecánica clásica.

$$W = \frac{J}{s} = \frac{N \cdot m}{s} = \frac{kg \cdot m^2}{s^3}$$

En términos del electromagnetismo.

$$W = V \cdot A = A^2 \Omega = \frac{kg \cdot m^2}{s^3}$$

## RESUMEN

La quema y venteo de gas asociado en el proceso de producción de hidrocarburos es un grave problema ambiental y constituyen un despilfarro de los recursos energéticos del país. Para mitigar la problemática ambiental el Ministerio de Minas y Energía por medio del artículo 52 de la resolución 181495 de 2009 prohíbe la quema y desperdicio de gas, por lo cual obliga indiscutiblemente a darle el mejor uso posible a este recurso.

De acuerdo a lo expuesto anteriormente, este trabajo presenta una evaluación técnica y económica de la generación eléctrica a partir del gas producido en campo, teniendo en cuenta que esta es una de las posibles alternativas para utilizarlo. Esta propuesta resuelve el problema ambiental y optimiza los costos operacionales del campo en el cual se implemente.

Para analizar esta alternativa, se debe conocer las condiciones del gas (presión, temperatura, caudal y composición) para determinar los tratamientos a los cuales se debe someter para cumplir con los requisitos óptimos para generar electricidad, como lo son la cantidad de azufre, agua, condensados y poder calorífico inferior. Después se procede a decidir por medio de que tecnología (microturbinas, turbinas y motores alternativos) se realizará este proceso.

Realizada la evaluación técnica se procede con la evaluación económica, donde se tienen en los egresos del proyecto (costos de cada uno de los tratamientos, los equipos de generación de acuerdo a su potencia y los costos de operación y mantenimiento), los ingresos (valor que se deja de pagar por consumo de energía eléctrica en el campo y subproductos del proceso de acondicionamiento del gas). Con lo anterior, se elabora el flujo de caja del proyecto que permite encontrar indicadores para la toma de decisión sobre la viabilidad del mismo como lo son el VNA, VPN y TIR.

**PALABRAS CLAVES:** quema, venteo, gas asociado, generación eléctrica, poder calorífico inferior, microturbinas, turbinas, motores alternativos, viabilidad.

## ABSTRACT

The flaring and venting of associated gas at the oil production process is a serious environmental problem and are wasteful of energy resources in the country. To mitigate the environmental problems the Ministry of Mines and Energy through Article 52 of Resolution 181495 of 2009 prohibits flaring and waste gas, which forces give it unquestionably the best use of this resource.

According to the above, this paper presents a technical and economic assessment of electricity generation from gas produced in the field, given that this is one of the possible alternatives to use. This proposal solves the environmental problem and optimizes the operational costs of the field in which it is implemented.

Order to analyze this alternative, must be known gas conditions (pressure, temperature, flow rate and composition) to determine which treatments should be submitted to meet the optimal requirements for electricity generation, such as the amount of sulfur, water, condensates and lower heating value. Then proceeds to decide by means of that technology (microturbines, turbines, reciprocating engines) will be held this process.

Once the technical evaluation proceeds with economic evaluation, which takes into project outflows (costs of each of the treatments, \_ generation equipment agrees to its power and operation and maintenance costs), inflow (value you stop paying for electricity consumption in the field and subproducts the gas conditioning process). With this, it elaborates the project cash flow to find indicators for decision-making about its viability such as VNA, NPV and IRR.

**KEYWORDS:** flaring, venting, associated gas, power generation, lower heating value, microturbines, turbines, reciprocating engines, viability.

## INTRODUCCIÓN

La mayoría de los campos de petróleo en Colombia producen gas asociado cuya cantidad es muy superior a la que muchos de estos están en condiciones de comprimir para su posterior tratamiento y comercialización, por lo cual es quemado en teas de manera constante y produciendo grandes emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera. Una de las alternativas es usar este gas para generar energía eléctrica que será destinada a satisfacer la demanda de esta en el mismo campo, ya que actualmente el costo del consumo de energía eléctrica en los campos petroleros en Colombia es uno de los principales gastos operacionales. Debido a la infraestructura (torres de electricidad y tendido eléctrico), cabe anotar que este costo es directamente proporcional a la locación del campo respecto a los centros urbanos.

Aunque la generación de Kw/h de energía eléctrica producida por hidroeléctricas es más económica que la electricidad generada por plantas térmicas, a este hay que sumarle ciertos recargos como son: transporte, distribución y comercialización de la electricidad. Como el gas natural está en campo no tiene que pagar recargos al consumirlo.

En esta investigación se desarrolla una metodología que permite evaluar los indicadores técnicos y económicos que intervienen en la generación de energía a partir del gas natural por medio de turbinas o de motores de combustión interna, para tomar la decisión de instalar una planta generadora de energía eléctrica.

Este estudio se basa en cifras de la producción y generación de gas en Colombia, de los principales campos productores y expectativas para su uso, siendo una de las principales fuentes para conocer estos datos es la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), el Ministerio de Minas y Energía, SIPG (Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano) y SIEL (Sistema de Información Eléctrico Colombiano).

Sin embargo, la decisión final estará determinada por un estudio puntual que involucre el análisis de factores temporales y espaciales; ya que esta no es específica para ninguna locación, tiene un enfoque general dirigido a cualquier campo que presente la necesidad de buscar el mejor camino para su gas producido.

## **1. PANORAMA MUNDIAL Y NACIONAL DEL GAS NATURAL: RESERVAS, PRODUCCIÓN Y GENERACIÓN DE ENERGÍA**

La generación de energía a partir de combustibles fósiles ha sido el proceso de generación más importante del siglo XX y se anticipa que seguirá siendo dominante durante la mayor parte del siglo XXI (González Santaló, 2009).<sup>1</sup>

En la actualidad el 80% del consumo energético del mundo proviene de estos combustibles y en el caso de la electricidad el 60% se genera a partir de los mismos. Además la agencia internacional de energía (AIE) prevé que para el año 2030, el porcentaje de electricidad generado con combustibles fósiles sea del 66%, mostrando que no solo disminuye el uso de esta fuente primaria, sino que aumenta ligeramente en este periodo de tiempo (World Energy Outlook 2008)<sup>2</sup>. El gas natural es el combustible fósil que contribuirá al aumento en la participación de la generación eléctrica de este tipo de combustibles, lo anterior gracias a las expectativas de producción sostenible de gas no convencional.

A continuación se mostrara el estado mundial y nacional de la disponibilidad del gas natural (Producción, reservas), y como se encuentra distribuido la generación de energía eléctrica en dichos panoramas de acuerdo a las diferentes tipos de generación (Hidráulica, eólica, a carbón, nuclear y por supuesto gas natural).

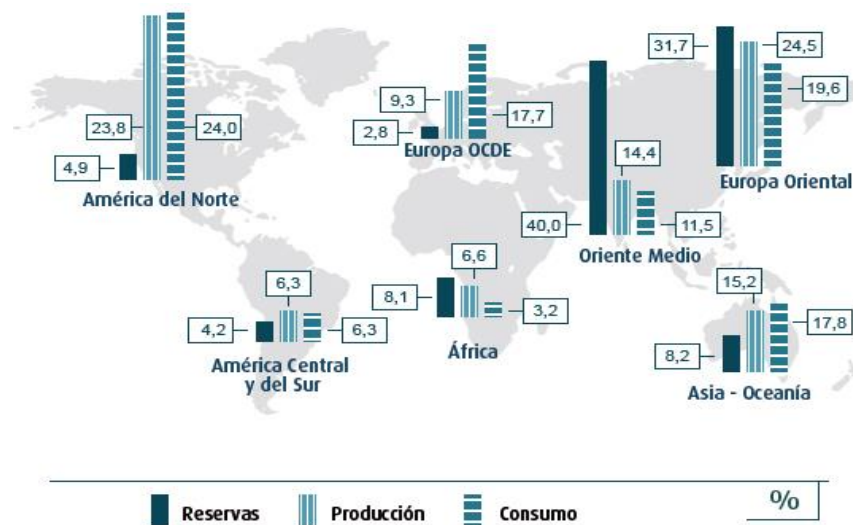
### **1.1 RESERVAS Y PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN EL MUNDO**

El gas natural es un combustible que se encuentra mezclado con el petróleo, aunque, existen lugares donde sólo se encuentra gas natural. Químicamente está compuesto de hidrocarburos de bajo peso molecular y por ende bajo punto de ebullición, además de otros constituyentes no combustibles como dióxido de carbono, nitrógeno y helio.

Su explotación al igual que su origen está estrechamente relacionada con la actividad petrolera, debido a que son productos asociados es imposible la selectividad de alguno en el proceso de extracción y producción. A pesar de sus similitudes en cuanto a composición y capacidad energética, encontrar gas natural no genera las mismas expectativas que encontrar petróleo, incluso anteriormente era visto como un problema, un producto no deseado, pero en los últimos años se ha presentado un gran cambio en cuanto a la percepción de la producción de gas natural debido a varios factores, entre ellos el decline de la reservas de crudo, el aumento de la demanda energética global y la incursión de nuevos mercados gasíferos. Uno de los parámetros determinantes en el cambio anteriormente mencionado es la relación reservas-producción, ya que se pronostica que el tiempo para el cual las reservas de petróleo satisfacen la demanda energética mundial es aproximadamente 40 años, y para el gas natural de 63.4 años, además el carbón que en la actualidad es el combustible fósil más utilizado para la generación de energía es altamente contaminante comparado con el gas.

En cuanto a la distribución de reservas las de Rusia son las más grandes del mundo, más del doble de la segunda reserva más grande en volumen que es Irán. Las reservas de gas tienen una distribución más uniforme que las reservas de petróleo en el Oriente Medio, donde Qatar, Irak, Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos tienen volúmenes significativos de gas. La *R/P* para el Medio Oriente y África supera los 100 años, seguidos por la Unión Soviética con 83,4 años. América del Sur y Central también tiene una alta proporción 71,5 años, pero en América del Norte y Europa la *R/P* es baja, estimadas en 11,4 años y 18,3 años, respectivamente. Cabe resaltar que las reservas de gas en el mundo se han duplicado en los últimos 20 años.<sup>3</sup>

**Figura 1.** Distribución mundial de las reservas probadas de gas natural en 2010.



**Fuente:** Enagas.<sup>4</sup>

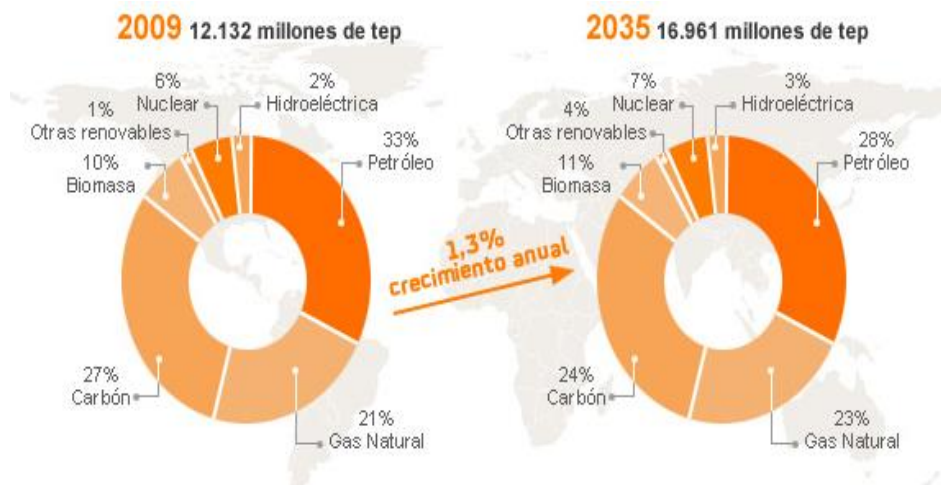
El aumento de la demanda de energía en china, india y oriente medio es fuerte, las políticas activas de apoyo y las reformas normativas hace que el consumo en china pase de aproximadamente 130.000 millones de metros cúbicos en 2011 a 545.000 millones de metros cúbicos en 2035. En Estados Unidos, los bajos precios y la abundante oferta hacen que el consumo de gas supere el petróleo al 2030 y se convierta en el principal combustible del *mix* energético.<sup>2</sup>

## 1.2 GENERACIÓN DE ENERGÍA A NIVEL MUNDIAL

Según World Energy Outlook 2011, Agencia Internacional de la Energía (AIE) la demanda de energía en el mundo se estima que va en un crecimiento de 1.3% anual, siendo los combustibles fósiles predominantes en su generación. En la siguiente grafica podemos apreciar que para el 2035 el rol del petróleo y el carbón en la generación eléctrica disminuyen, y el gas natural junto con las energías renovables crece sustancialmente y suponen más de la mitad de la producción total de electricidad.



**Figura 2.** Perspectivas de crecimiento de la demanda de energía primaria.



**Fuente:** World Energy Outlook 2011, Agencia Internacional de la Energía (AIE).<sup>2</sup>  
**Elaboración:** Dirección de Estudios y Análisis del entorno de Repsol.

La demanda de energía crece más de un tercio en el periodo que va hasta el 2035; China, la India y Oriente Medio representan el 60% de dicho aumento. La demanda de energía apenas aumenta para los países de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico), aunque se observa un marcado alejamiento del petróleo y el carbón, en beneficio del gas natural y energías renovables. Pese al crecimiento de las fuentes de energía de baja emisión de carbono, los combustibles fósiles siguen siendo predominantes en el *mix* energético mundial.

Se pronostica que los precios medios de la electricidad suben aproximadamente un 15% en términos reales hasta 2035, debido a varios factores como el aumento en los precios de los combustibles y a la fijación del precio para el CO<sub>2</sub> en algunos países.<sup>2</sup>

**Tabla 1.** Principales plantas de energía en el mundo.

Plantas de Energía. Gwe								
Año	Europa Occidental	Europa del Este + EX URSS	Norte América	Sur América	Asia/Pacífico	Medio Oriente	África	Total
1995	580	370	930	190	730	110	90	300
2010	690 (20%)	430 (16%)	1040 (12%)	340 (79%)	1440 (101%)	140 (27%)	120 (33%)	4200 (40%)
2020	760(31%)	490 (32%)	1180 (27%)	470 (153%)	2180 (247%)	160 (45%)	160 (78%)	5400 (80%)

**Fuente:** S. Fomiatti, G. Zampaglione – Eni- Agip Division. El papel futuro del gas natural en la generación de energía, Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italia, Marzo 28-30, 2001.<sup>3</sup>

Vale la pena señalar que, entre los hidrocarburos, el gas natural es el combustible más utilizado en estas plantas de generación de energía, por ser el que menos emisiones durante el proceso de combustión libera a la atmósfera. De hecho, el desarrollo de turbinas con ciclo combinado, con costos unitarios muy ventajosos, ha dado un gran impulso a este crecimiento. Por otra parte, las previsiones sobre la disponibilidad de esta fuente a nivel mundial son más optimistas de lo que eran hace unos años.

### 1.3 RESERVAS Y PRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

Según la Asociación Colombiana de Ingenieros Cundinamarca (ACIEM), el gas natural en Colombia tiene un futuro promisorio por diversas razones, pero la más importante es el desarrollo de la exploración no convencional en el país. “Si se logran desarrollar esas fuentes no convencionales, el país podría aumentar en 5 o 6 veces las reservas de gas, lo que le permitiría ubicarse en una mejor posición hacia el futuro, porque tendría unas reservas mucho más grandes”, dice Eduardo Pizano, Presidente de la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas).<sup>5</sup>

De acuerdo con la información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, al 31 de diciembre de 2011 el país contaba con un total de reservas de gas natural de 6630 Giga Pies Cúbicos - GPC, de las cuales 5.463 GPC corresponden a la categoría de reservas probadas y 1.167 GPC a las de reservas probables y posibles, cabe resaltar que su producción incrementó 36 GPC. Las reservas probadas de gas natural en el 2011 aumentaron 58 GPC respecto a las del 31 de diciembre de 2010, el cual corresponden a nuevos yacimientos descubiertos.

Es importante destacar que el campo Chuchupa ha reportado un decremento de reservas probadas, mientras que el campo Ballena, Cupiagua, Gibraltar entre otros muestra un incremento.

**Tabla 2.** Reservas y producción de gas natural en Colombia.

AÑO	GAS (Giga pies cúbicos)			RELACIÓN R/P (Años)
	RESERVAS <sup>1</sup> (Gpc)	PRODUCCIÓN ANUAL (Gpc)	INCORPORACIÓN ANUAL (Gpc)	
2000	6.188	210	-243	29,5
2001	7.489	218	1.519	34,4
2002	7.187	220	-82	32,7
2003	6.688	211	-288	31,7
2004	7.212	224	748	32,1
2005	7.527	236	552	31,8
2006	7.349	248	70	29,6
2007	7.084	<sup>2</sup> 266	2	26,6
2008	7.277	<sup>3</sup> 319	512	22,8
2009	8.450	<sup>4</sup> 371	1.554	22,8
2010	7.058	<sup>5</sup> 398	-1.004	17,7
2011	6.630	<sup>6</sup> 387	-41	17,1

<sup>1</sup>Reservas probadas - reporte a 31 de diciembre del año indicado

<sup>2</sup>De las cuales 3.746 Gpc corresponden a reservas probadas

<sup>3</sup>De las cuales 4.384 Gpc corresponden a reservas probadas

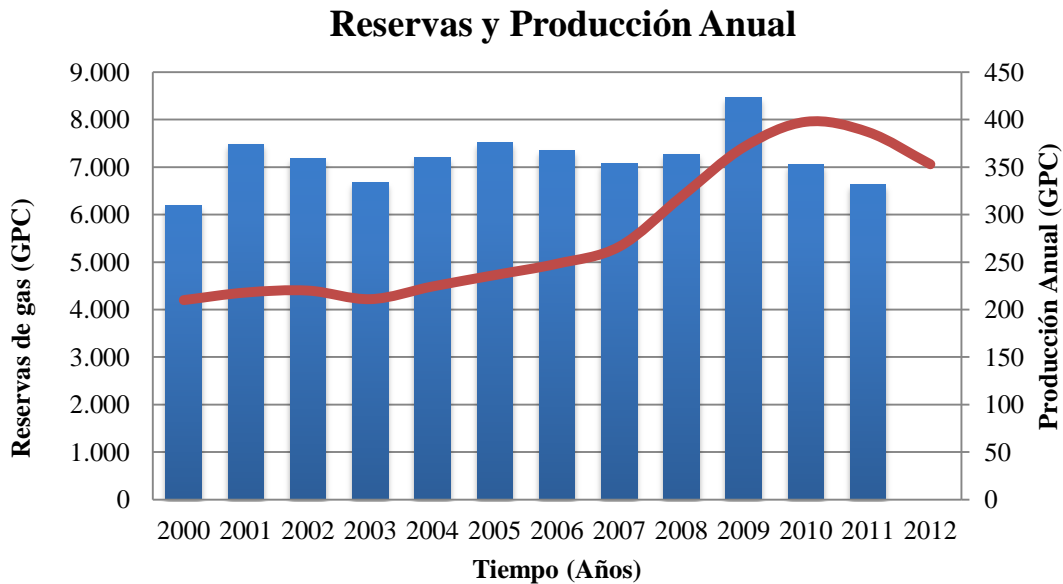
<sup>4</sup>De las cuales 4.737 Gpc corresponden a reservas probadas

<sup>5</sup>De las cuales 5.405 Gpc corresponden a reservas probadas

<sup>6</sup>De las cuales 5.463 Gpc corresponden a reservas probadas

**Fuente:** Reporte cifras y estadísticas a 2012, ANH. <sup>6</sup>

**Gráfico 1.** Reservas y producción anual en Colombia.



La producción de gas natural del país tiene diferentes fines, pero en este estudio es de interés el gas quemado en campo y los campos de gas recién descubiertos, debido a varios factores, el más importante es la resolución 181495 de 2009, Artículo 52 el cual prohíbe la quema de gas y desperdicio, por lo que surge la necesidad de buscar alternativas para el uso del mismo.<sup>7</sup>

Una de las alternativas más viables es la generación de electricidad a partir de ese gas, ya que uno de los costes fijos (consumo eléctrico) más elevados de funcionamiento del campo disminuiría considerablemente, optimizando de esta manera los costos operacionales del campo.

### 1.3.1 Producción fiscalizada

Actualmente, el país tiene dos departamentos que han tenido una producción de gas elevada durante los últimos 4 años, seguido por los departamentos que están produciendo gas. El campo Gibraltar es uno de los campos de gas que prospecta una significativa producción

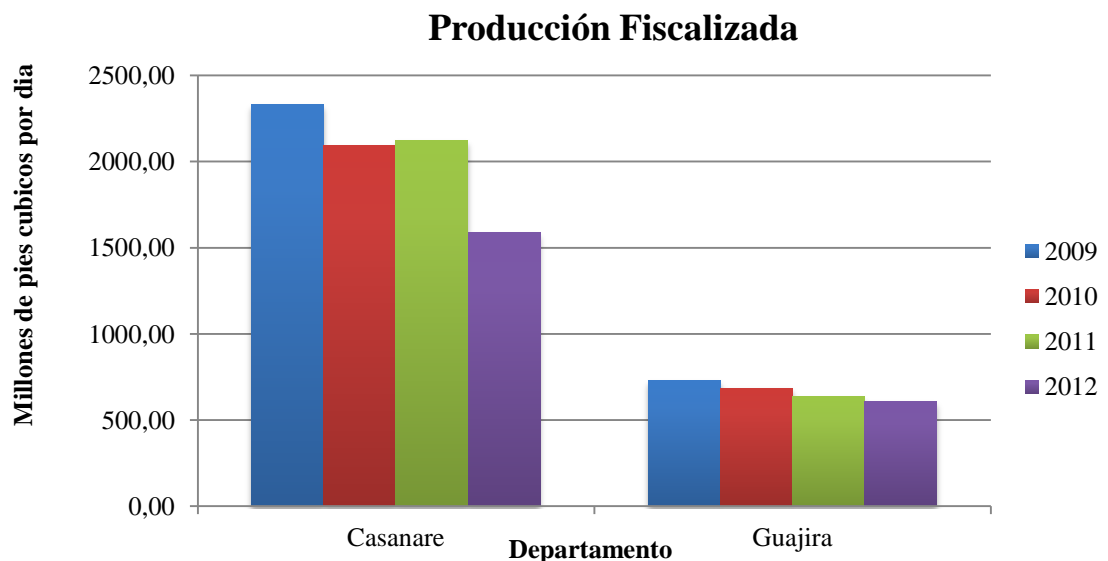
futura, está ubicado en los límites territoriales de los departamentos de Norte de Santander y Boyacá, por lo cual su producción no se puede adjudicar a un departamento específico.

**Tabla 3.** Producción fiscalizada de gas natural en Colombia por departamentos.

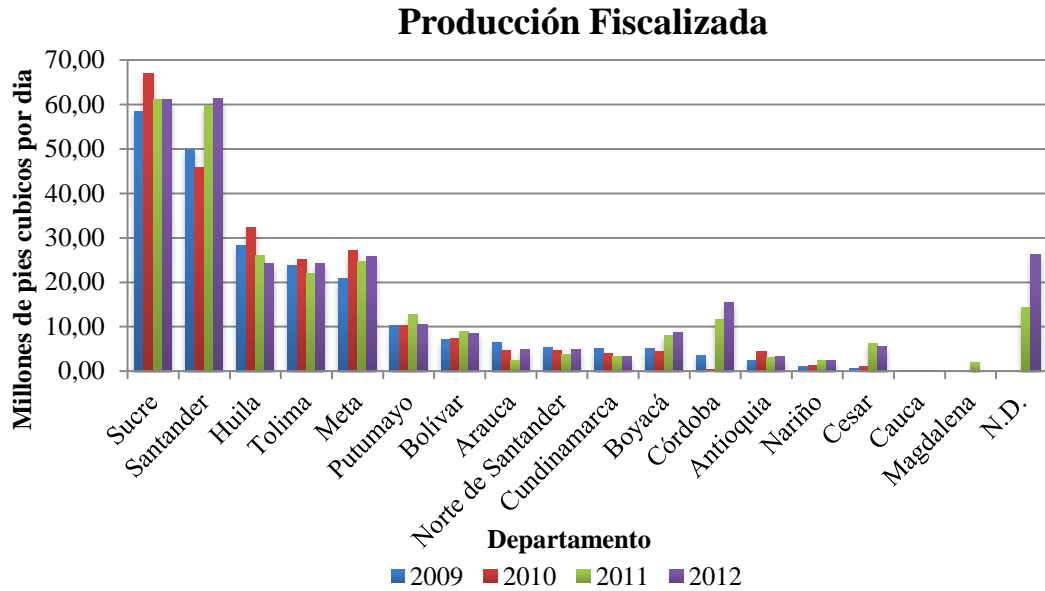
DEPARTAMENTO	PRODUCCIÓN FISCALIZADA (MMPCD)			
	2009	2010	2011	2012
Casanare	2331,38	2092,27	2125,01	1591,63
Guajira	728,83	686,55	639,58	608,80
Sucre	58,44	66,89	61,21	61,24
Santander	49,90	45,80	59,81	61,36
Huila	28,23	32,30	26,03	24,22
Tolima	23,82	25,12	22,05	24,11
Meta	20,75	27,09	24,67	25,71
Putumayo	10,19	10,25	12,69	10,57
Bolívar	7,12	7,37	8,91	8,56
Arauca	6,38	4,73	2,32	4,75
Norte de Santander	5,36	4,52	3,83	4,89
Cundinamarca	5,10	3,95	3,21	3,25
Boyacá	5,07	4,42	7,99	8,68
Córdoba	3,61	0,35	11,71	15,35
Antioquia	2,34	4,42	3,15	3,37
Nariño	1,07	1,26	2,30	2,30
Cesar	0,55	0,94	6,22	5,54
Cauca	0,01	0,01	0,01	0,01
Magdalena	0	0	1,96	0,00
N.D.	0	0	14,39	26,35

**Fuente:** Balance de gas por departamento hasta Septiembre 2012, Ministerio de minas y energía de Colombia.<sup>8</sup>

**Gráfica 2.** Producción fiscalizada de los dos departamentos con mayor producción de gas en Colombia, en los últimos cuatro años.



**Gráfico 3.** Producción fiscalizada de gas por departamentos productores.



N.D.: Departamento no definido campo Gibraltar.

Los campos que se presentan en la siguiente tabla son los más representativos, dado que suman un 94% de la producción de gas en el país, siendo Casanare con los campos Cupiagua, Cusiana, Pauto Sur Piedemonte, Floreña, y la Guajira con Chuchupa y Ballenas los departamentos que más aportan. Así mismo, Casanare es el departamento que más reinyecta y consume gas en los campos de Cupiagua y Cusiana.

Sin embargo, la Guajira con el campo de Chuchupa es el departamento que más entrega a gasoductos junto con el Casanare con Pauto Sur Piedemonte y Cusiana, esto representa que dichos campos producen un gas con excelentes características, lo cual hacen de ellos que sean uno de los más distintivos en el país.

El departamento del Tolima con Matachin y Casanare con Cusiana y Cupiagua son los que más queman gas entre estos 15 departamentos; Gibraltar que está localizado en los departamentos de Arauca, Boyacá y Norte de Santander, Provincia y Payoa en Santander transforman el gas. Además, es importante resaltar que ninguno de estos campos usa gas lift para su producción.

**Tabla 4.** Los principales campos productores de gas en Colombia.

CAMPO	DEPARTAMENTO	CAUDAL EN MMPCD				
		PRODUCCION FISCALIZADA	GAS REINYECTADO	GAS QUEMADO	CONSUMO EN CAMPO	ENTREGA A GASODUCTOS
Cupiagua	Casanare	682,23	656,41	0,87	24,76	0,19
Chuchupa	Guajira	535,94	0	0	7,07	528,87
Cusiana	Casanare	452,84	297,33	1,25	23	131,26

<b>Cusiana</b>	Casanare	351,58	237,03	0,97	17,86	95,72
<b>Cupiagua Sur</b>	Casanare	218,55	212,78	0,39	5,34	0,04
<b>Cupiagua</b>	Casanare	178,19	171,33	0,3	6,56	0
<b>Pauto Sur Piedemonte</b>	Casanare	151,41	3,52	0,33	1,83	145,73
<b>Floreña</b>	Casanare	101,48	66,39	0,52	2,87	31,7
<b>Ballenas</b>	Guajira	62,25	0	0	1,98	60,27
<b>La Creciente A</b>	Sucre	60,97	0	0,1	0,95	59,92
<b>Pauto Sur Recetor</b>	Casanare	21,43	20,6	0,04	0,79	0
<b>Gibraltar</b>	N.D.	18,83	0	0,6	0,26	15,98
<b>Provincia</b>	Santander	18,33	0,13	0,21	2,96	13,91
<b>Payoa</b>	Santander	15,49	0	0,12	3,56	10,78
<b>Matachin</b>	Tolima	13,98	1,87	8,96	3,14	0

**Fuente:** Balance de gas por departamento hasta Septiembre 2012, Ministerio de minas y energía de Colombia.<sup>8</sup>

### 1.3.1.1 Gas Quemado

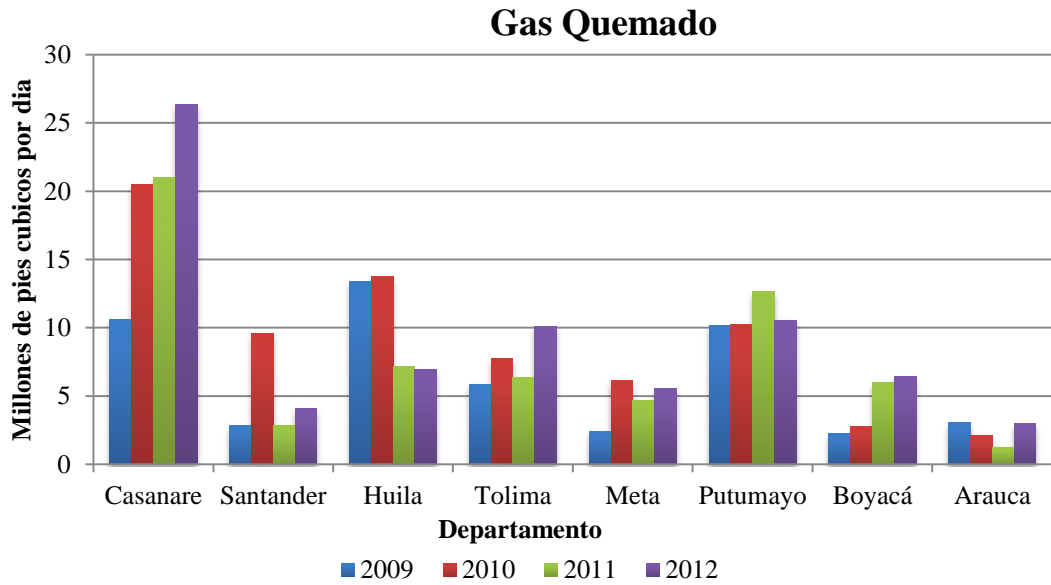
En los dos últimos años se ha representado un incremento en el departamento del Casanare de 5 MMPCD y un descenso significativo en el departamento de Santander por el cierre en boca de pozo en los yacimiento de la Cira e Infantas. Así mismo, se ha ido incrementando en otros departamentos por el hallazgo de nuevos yacimientos.

**Tabla 5.** Gas quemado por departamentos.

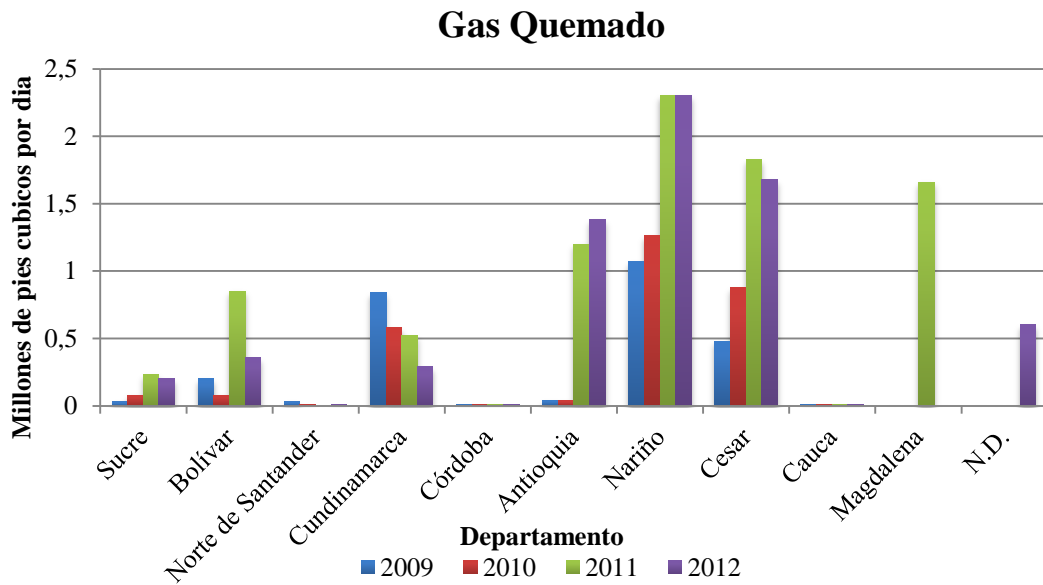
DEPARTAMENTO	GAS QUEMADO (MMPCD)			
	2009	2010	2011	2012
Casanare	10,6	20,47	21,03	26,32
Santander	2,81	9,6	2,87	4,08
Huila	13,42	13,77	7,14	6,92
Tolima	5,88	7,72	6,38	10,06
Meta	2,38	6,12	4,68	5,56
Putumayo	10,19	10,25	12,69	10,57
Boyacá	2,29	2,75	5,97	6,43
Arauca	3,09	2,09	1,24	2,99
Sucre	0,03	0,08	0,23	0,2
Bolívar	0,2	0,08	0,85	0,36
Norte de Santander	0,03	0,01	0	0,01
Cundinamarca	0,84	0,58	0,52	0,29
Córdoba	0,01	0,01	0,01	0,01
Antioquia	0,04	0,04	1,2	1,38
Nariño	1,07	1,26	2,3	2,3
Cesar	0,48	0,88	1,83	1,68
Cauca	0,01	0,01	0,01	0,01
Magdalena	0	0	1,66	0
N.D.	0	0	0	0,6

**Fuente:** Balance de gas por departamento hasta Septiembre 2012, Ministerio de minas y energía de Colombia.

**Gráfica 4.** Departamentos productores que mas queman gas natural en Colombia.



**Gráfica 5.** Departamentos productores que mas queman gas natural en Colombia.



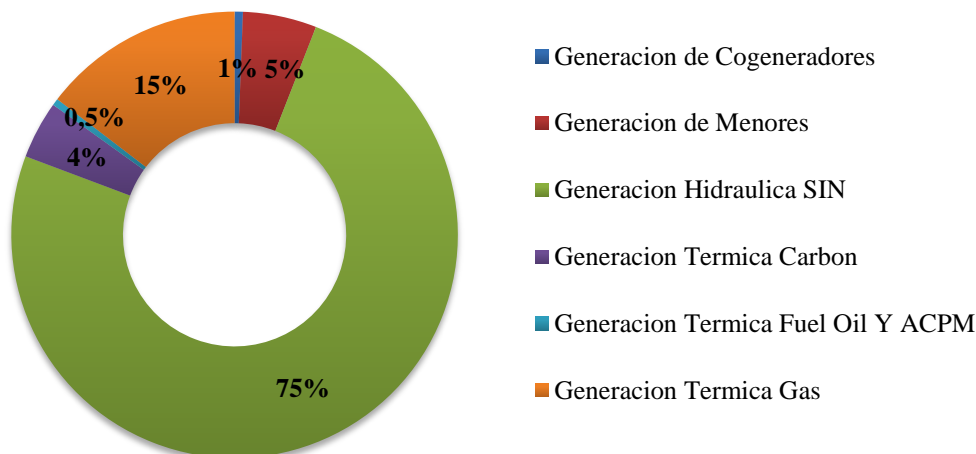
#### 1.4 GENERACIÓN DE ENERGÍA EN COLOMBIA

En Colombia predomina la generación de energía hidráulica, seguido por la generación térmica a gas, además en los últimos cuatro años se ha reflejado un incremento en la

práctica de actividades de cogeneración y térmica con fuel oil y ACPM, y se ha reducido la generación térmica a carbón.

**Gráfica 6.** Generación de energía eléctrica promedio mensual del 2012 en Colombia.

### Generación de energía eléctrica promedio mensual 2012 en Colombia



El país generó 5.004,68 GWh en promedio mensual en el 2012 donde la demanda nacional fue de 4.928,73 GWh y exportó como en los años anteriores un 0,2% de la generación total a Ecuador y Venezuela. Indicando un crecimiento promedio anual de 2,24 desde el 2009.<sup>9</sup>

**Tabla 6.** Generación de energía eléctrica promedio mensual en Colombia.

Promedio Mensual	Generación (GWh)							Demanda Nacional GWh	Exportaciones a Venezuela y Ecuador
	Cogenerador	Menor	Hidráulica	Térmica Carbón	Térmica Fuel Oil Y ACPM	Térmica Gas	Total en el País		
2009	8,85	221,50	3.226,15	307,92	41,90	867,96	4.674,28	4.563,08	111,20
2010	18,52	248,04	3.162,82	296,53	58,10	952,62	4.736,63	4.642,77	93,87
2011	26,41	278,06	3.798,59	136,01	9,14	636,82	4.885,03	4.774,92	110,11
2012	28,88	267,45	3.743,66	208,93	24,36	731,39	5.004,68	4.928,73	75,95

**Fuente:** Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL).<sup>9</sup>

Aunque en Colombia hay zonas en las cuales no llega la energía eléctrica, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) está en el desarrollo de proyectos térmicos en los departamentos del Cesar (Carbón y Gas Natural), Tolima (Gas Natural) y Santander (Gas Natural), e hidráulico con embalses en Cauca, Putumayo, Tolima, Santander y Antioquia donde se espera generar en total 6087 MW.<sup>10</sup>



## **2. TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL GAS NATURAL**

Tanto a nivel internacional como nacional hoy en día es posible contar con una diversa gama de tecnologías para la generación de energía eléctrica a partir del gas natural, en sistemas interconectados o aislados de las redes de distribución eléctrica. También se puede encontrar una amplia gama de tecnología que se incluir en nuestros equipos de generación para disminuir las emisiones de contaminantes o adaptaciones que nos permiten trabajar un mismo equipo con dos o más combustibles de forma paralela.

Para el caso colombiano las tecnologías más comunes siguen siendo las denominadas Máquinas Reciprocantes y se presenta una de las nuevas tecnologías denominada micro-turbinas que está ganando espacio en las soluciones para el suministro de energía en zonas aisladas eléctricamente. Más adelante se hace una descripción detallada de estas dos tecnologías.<sup>11</sup>

Antes de empezar a hablar sobre las tecnologías de generación es importante destacar los beneficios que tiene el gas natural como combustible y el principio fundamental que rige el proceso de generación eléctrica sin importar la tecnología.

### **2.1 VENTAJAS DEL GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE**

Las tres ventajas principales del gas natural sobre los demás combustibles son su combustión que es limpia debido a su composición libre de azufre y nitrógeno, posee un alto poder calorífico además de la seguridad que brinda sus sistemas de transporte y distribución. Otras ventajas importantes que pueden tenerse con la combustión del gas natural, son los beneficios de tipo económico para la empresa como:

- El gas natural está disponible en forma continua, no requiere tanques de almacenamiento disminuyendo los riesgos que ello implica y costos financieros.
- No requiere preparación previa a su utilización, como calentarlos, pulverizarlos o bombearlos como ocurre con el petróleo o el carbón.
- Los equipos y quemadores de gas natural son fáciles de limpiar y conservar.
- La combustión del gas natural puede finalizar instantáneamente tan pronto como cese la demanda de calor de los aparatos que lo utilizan, lo cual es muy adecuado para cargas variables e intermitentes.
- La regulación automática es sencilla y de gran precisión, manteniendo constante la temperatura o la presión al variar la carga.
- El rendimiento del gas natural en la combustión es superior al de otros combustibles.

## 2.2 PRINCIPIO DE GENERACIÓN ELECTRICA

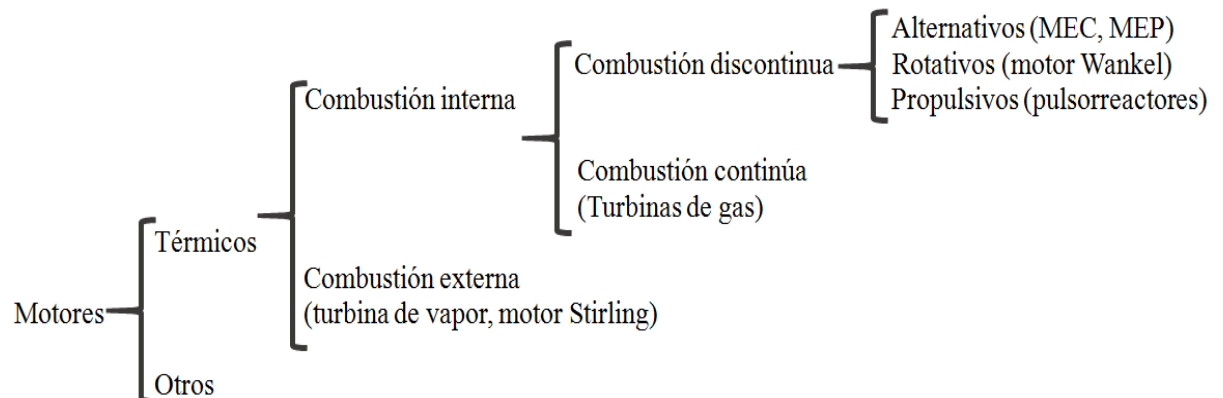
La generación de electricidad, consiste en la transformación de alguna clase de energía (no eléctrica, sea esta química, mecánica, térmica, luminosa o de otra índole) en energía eléctrica. Para generar energía a partir del gas natural disponemos de varios equipos, y configuración de los mismos para optimizar la eficiencia del proceso en general y disminuir las emisiones al medio ambiente. El ejemplo más adecuado de este tipo de configuración es la cogeneración en la cual utilizamos la capacidad del gas para generar movimiento mecánico y transformarlo en electricidad, como el calor de los gases de escape para calentar una caldera y por medio de una turbina a vapor transformar el movimiento que el vapor produce en los alabes de esta en energía eléctrica, para de esta manera lograr una mayor eficiencia del proceso.

Sin embargo el objetivo de esta investigación es la viabilidad de la generación a partir del gas natural en campo, por lo cual y teniendo en cuanto factores como el tiempo de construcción, costo de inversión, tiempo de recuperación, espacio y tiempo requerido, entre otros, se concluye que lo más conveniente es utilizar estos equipos de manera directa o ciclo simple. Teniendo en cuenta lo anterior las tecnologías más convenientes son:

- Turbinas a gas, en ciclo simple o Bryton.
- Microturbinas.
- Motores reciprocantes de combustión interna, en ciclo Otto.

Aunque anteriormente se hable de que la generación eléctrica a partir del gas natural se puede llevar a cabo por medio de turbinas a gas o motores, cabe aclarar que las turbinas también son motores de combustión interna como lo podemos apreciar en la Figura, la diferencia entre ambos radica en que la turbina trabaja de forma continua y el motor en forma discontinua.

**Figura 3.** Clasificación de los motores.



**Fuente:** Payri & Desantes, 2011. <sup>12</sup>

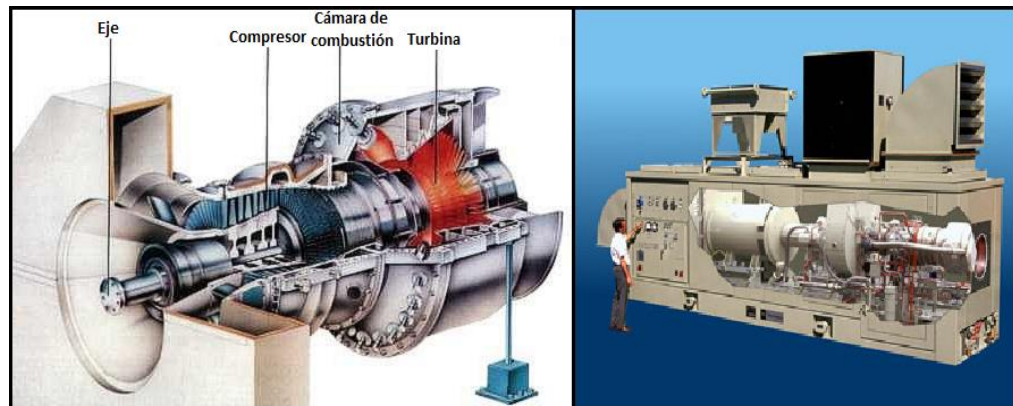
Es conveniente mencionar que la acción de generar electricidad en campo se incluye dentro del concepto de generación distribuida (GD). Willis & Scott<sup>2</sup> definen la GD como pequeños generadores (típicamente entre 15 kW y 10 MW) esparcidos en los sistemas eléctricos. Según dichos autores, estos generadores pueden estar conectados o aislados a las redes de distribución.

### 2.2.1 Turbinas a gas

Las turbinas de gas han tenido un gran desarrollo en las últimas décadas debido principalmente a la industria aeronáutica. Gracias a los avances en eficiencia y fiabilidad esta tecnología constituye una excelente alternativa para aplicaciones de GD.

Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen relativamente poca inercia. Estas características hacen que esta tecnología sea adecuada para alimentar localmente la demanda e incluso para trabajar en isla alimentando para trabajar en isla alimentando parte de la red de distribución. Puede ser despachada perfectamente y no presente problemas armónicos no de flicker.

**Figura 4.** Turbina de gas a escala real y sus partes.



**Fuente:** Cortesía Siemens.

Un inconveniente es que su eficiencia se ve más afectada en función del porcentaje de plena carga al que se encuentre operando en comparación con otras tecnologías como los motores alternativos.

Su producción depende de las condiciones ambientales a las que se encuentre operando (presión, temperatura y humedad de la locación). Por ejemplo la potencia generada disminuye al aumentar la temperatura mientras que la misma aumenta al aumentar la presión.

También se requiere de personal cualificado para realizar los trabajos de operación y mantenimiento (O&M). Producen menos ruido y vibración que los motores alternativos,

pero producen un ruido típico de las turbinas que es difícil de amortiguar sin afectar la eficiencia de la misma. <sup>13</sup>

**Tabla 7.** Características y propiedades de las turbinas de gas.

TURBINAS A GAS			
CARACTERISTICAS		ASPECTOS FAVORABLES	
Combustible:	Gas natural y Diesel	Cogeneración	☀☀☀☀
Potencia (MW):	> 1 MW	Despacho	☀☀☀☀
Eficiencia (PCI)%:	25-40	Funcionamiento en isla	☀☀☀☀
Emisiones (Kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	545-700 ●	Seguimiento demanda ☀☀☀☀
	No <sub>x</sub>	1,8-5 ●	Servicios complementarios ☀☀☀☀
	SO <sub>2</sub>	0,14-0,18 ○	<i>black start</i> ☀☀☀☀
	CO	0,5-4,5 ○	<b>ASPECTOS DESFAVORABLES</b>
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	☀☀☀☀
Tiempo de arranque:	10 min - 1 h	<i>Flicker</i>	☀☀☀☀
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,0003-0,01	<b>COMENTARIOS</b>	
Coste de Inversión (€/kwh):	350-950	Su eficiencia depende mucho del punto de operación y de factores ambientales como la presión y temperatura. Es una tecnología madura.	
O&M (cent€/kWh):	0,3-0,5		
LEC (cent€/kWh)i:	6,4 (4,3-9,8)		
LEC (pts/kWh)i:	10,7 (7,1-16,3)		

i: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, costo de instalación, O&M, precio del combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de aplicación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas.
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas.
- : Mejor que un ciclo combinado de gas.

- ☀☀☀☀ : Muy buena
- ☀☀☀☀ : Buena
- ◇◇◇◇ : Normal
- ◇◇◇◇ : Malo
- ◇◇◇◇ : Muy malo

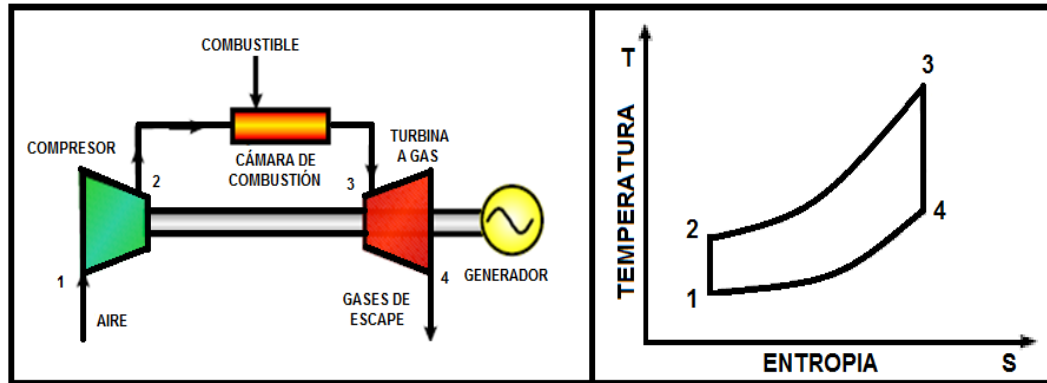
**Fuente:** Méndez Quezada, 2005. <sup>14</sup>

### 2.2.1.1 Ciclo termodinámico de las turbinas gas (Bryton)

El ciclo Bryton de aire normal, es el ciclo de una turbina de gas simple, en el cual el aire entra al compresor (1), a las condiciones de presión, temperatura y humedad relativa del sitio. Posteriormente, dicho aire es comprimido adiabáticamente (sin adición de calor) en el compresor. Como resultado de dicha compresión las propiedades termodinámicas del aire cambian. Una vez el aire comprimido sale del compresor, entra a la cámara de combustión (2) en la cual se adiciona combustible.

El proceso de combustión se realiza a presión constante y genera un aumento considerable en la temperatura de los gases producto de la combustión. Después de pasar por la cámara de combustión, los gases a alta presión y temperatura, son dirigidos hacia la sección de la turbina (3). Los gases de combustión salen de la turbina (4) a temperaturas alrededor de 500 °C.

**Figura 5.** Ciclo y propiedades termodinámicas de una turbina a gas de una turbina a gas.



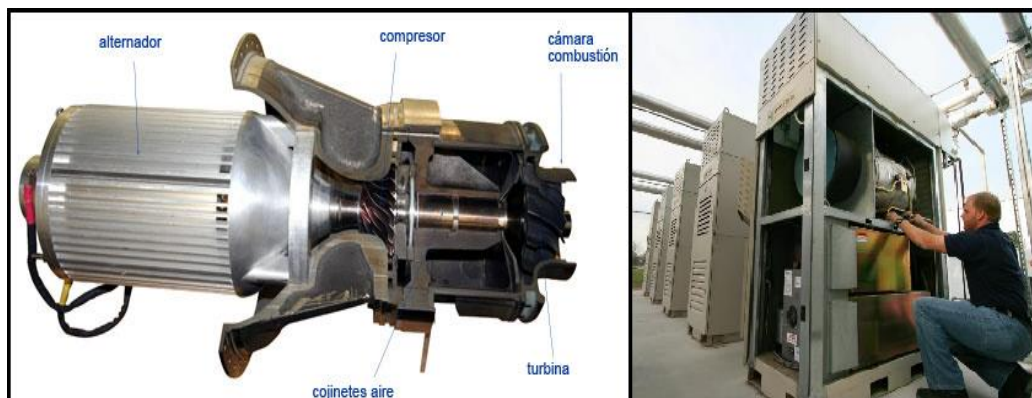
**Fuente:** Guía ambiental para termoeléctricas y procesos de cogeneración parte y ruido.

### 2.2.2 Microturbinas

Las microturbinas de generación de energía se empezaron a usar desde 1997 e iniciaron su comercialización desde el año 2000. Este tipo de turbinas debido a su tamaño, a diferencia de las turbinas convencionales emplean álabes muy pequeños por lo que su velocidad de rotación puede alcanzar hasta 120.000 rpm. Esta característica hace necesaria la utilización de potencia para acondicionar su generación a las características de la red.

Son turbinas de combustión que poseen potencias en el rango de 20-500 kW, desarrolladas a partir de la tecnología de los turbo soplantes de la industria automovilística y los pequeños turbo reactores de la industria aeronáutica. Están constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador, generalmente montados en un único eje.

**Figura 6.** Microturbina a escala real y sus partes.



**Fuente:** Cortesía Capstone.

Sus principales ventajas son el número escaso de partes móviles, su tamaño compacto, su gran variedad de tamaños, fáciles de instalar y no necesitan mucho mantenimiento lo que las hace atractivas en aplicaciones comerciales e industriales, y generan una menor emisión de ruido que la turbina de gas. Su principal desventaja es su alto costo. Las microturbinas pueden arrancar independientemente de la red (*black start*) si se le provee de baterías.<sup>15</sup>

**Tabla 8.** Características y propiedades de las microturbinas.

MICRO-TURBINAS			
CARACTERISTICAS		ASPECTOS FAVORABLES	
Combustible:	Gas natural, Propano y Diesel	Cogeneración	
Potencia (kW):	20-500	Despacho	
Eficiencia (PCI)%:	25-30	Funcionamiento en isla	
Emisiones (Kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	590-800 ●	Seguimiento demanda
	No <sub>x</sub>	0,09-0,64 ○	Servicios complementarios
	SO <sub>2</sub>	Despreciable ○	<i>black start</i>
	CO	0,14-0,82 ○	<b>ASPECTOS DESFAVORABLES</b>
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	
Tiempo de arranque (s):	60	<i>Flicker</i>	
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,025-0,065	<b>COMENTARIOS</b>	
Coste de Inversión (e/kWh):	700-1.000	Esta tecnología tiene poca eficiencia y todavía se encuentra en desarrollo.	
O&M (cent/kWh):	0,5-1		
LEC (cent/kWh) <sup>ii</sup> :	8,5 (6,0-12,5)		
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	14,3 (10,0-20,7)		

i: Los nuevos tipos de inversores tienden a minimizar este problema.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, costo de instalación, O&M, precio del combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de aplicación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas.
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas.
- : Mejor que un ciclo combinado de gas.

- : Muy buena
- : Buena
- : Normal
- : Malo
- : Muy malo

**Fuente:** Méndez Quezada, 2005.<sup>14</sup>

### 2.2.3 Motores alternativos

A nivel de sistemas de emergencia, esta tecnología es la más popular y la más desarrollada se encuentra, ya que se ha implementado desde hace muchos años en hospitales, industrias, etc. Han sido desarrollados inicialmente como sistemas de emergencia autónomos por lo que tiene algunas prestaciones similares a las grandes estaciones. Los motores alternativos pueden reponer el servicio aunque falte el suministro de la red (*black start*), responder rápidamente a cambios bruscos en el consumo por lo que pueden seguir la variación de la demanda local e incluso, con la debida coordinación pueden alimentar parte de la red de distribución. Los modelos actuales no presentan problemas de armónicos ni de flicker. Además, pueden prestar otros servicios como regulación de tensión y reserva rodante.

**Figura 7.** Motor alternativo a escala real.



**Fuente:** Cortesía Caterpillar.

Su eficiencia, aunque muy alta, tiene la ventaja de ser muy estable consiguiendo, por ejemplo a una carga parcial del 50% de carga nominal una eficiencia de 85-90% del valor de la eficiencia a plena carga. Su principal desventaja son las emisiones y el ruido que producen, ya que esto puede suponer restricciones a su operación en ciertos emplazamientos.

**Tabla 9.** Características y propiedades de los motores alternativos.

MOTORES ALTERNATIVOS				
CARACTERISTICAS		ASPECTOS FAVORABLES		
Combustible:	Gas natural, Fuel oil y Diesel	Cogeneración	☀☀☀	
Potencia (MW):	0,05-5	Despacho	☀☀☀☀	
Eficiencia (PCI) <sup>i</sup> %:	30-45	Funcionamiento en isla	☀☀☀☀	
Emisiones (Kg/MWh):	CO <sub>2</sub>	590-800 ●	Seguimiento demanda	☀☀☀☀
	No <sub>x</sub>	4,5-18,6 ●	Servicios complementarios	☀☀☀☀
	SO <sub>2</sub>	0,18-1,36 ●	<i>black start</i>	☀☀☀☀
	CO	0,18-4 ○	<b>ASPECTOS DESFAVORABLES</b>	
Disponibilidad %:	90-98	Armónicos	☀☀☀	
Tiempo de arranque (s):	10	<i>Flicker</i>	☀☀☀	
Superficie (m <sup>2</sup> /kW):	0,003-0,03	<b>COMENTARIOS</b>		
Coste de Inversión (€/kwh):	350-550	Este tipo de tecnología tiene niveles altos de emisiones y de ruido. Es una tecnología madura.		
O&M (cent€/kWh):	1-1.5			
LEC (cent€/kWh) <sup>ii</sup> :	10,3 (4,7-19,1)			
LEC (pts/kWh) <sup>ii</sup> :	17,1 (7,7-31,8)			

i: PCI (Poder Calorífico inferior): Energía calórica desprendida en la combustión sin incluir el calor de condensación del vapor de agua generado en la combustión y que se arroja a la atmosfera por el conducto de evacuación de gases.

ii: El primer valor es el valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad, costo de instalación, O&M, precio del combustible y eficiencia. Los valores entre paréntesis son los valores calculados para todo el rango de aplicación.

- : Peor que un ciclo combinado de gas.
- : Aproximadamente igual que un ciclo combinado de gas.
- : Mejor que un ciclo combinado de gas.

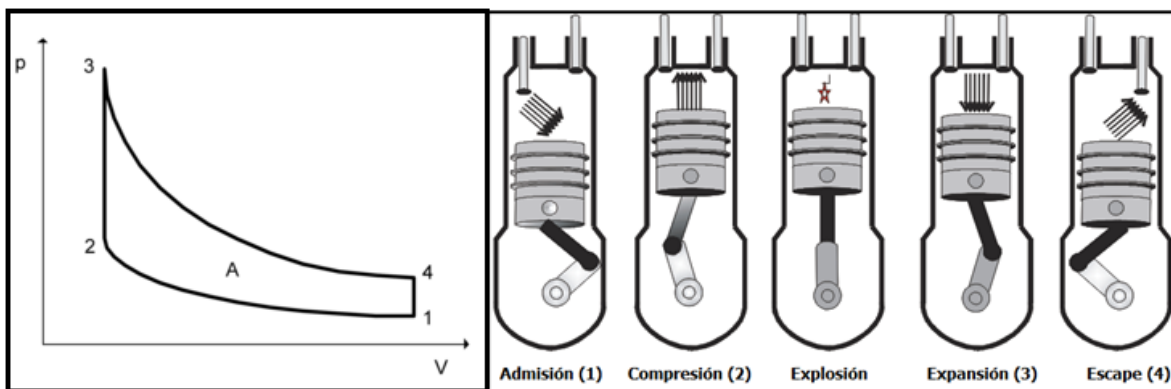
- ☼☼☼☼☼ : Muy buena
- ☼☼☼☼ : Buena
- ◆◆◆◆ : Normal
- ◆◆◆ : Malo
- ◆◆ : Muy malo

**Fuente:** Méndez Quezada, 2005. <sup>14</sup>

### 2.2.3.1 Ciclo termodinámico de los motores alternativos a gas (Ciclo Otto)

Un motor de combustión interna es básicamente una máquina que mezcla oxígeno con combustible gasificado. Una vez mezclados íntimamente y confinados en un espacio denominado cámara de combustión, los gases son encendidos para quemarse (combustión). Debido a su diseño, el motor, utiliza el calor generado por la combustión, como energía para producir el movimiento giratorio.

**Figura 8.** Descripción de los tiempos de un motor a ciclo Otto (4T).



**Fuente:** Guía ambiental para termoeléctricas y procesos de cogeneración parte y ruido.

El ciclo Otto se lleva a por medio de cuatro tiempos o momentos que son: (1) Admisión del aire o de la mezcla aire-combustible; (2) Compresión del aire o de la mezcla; (3) Expansión de los gases de combustión y (4) Escape de los gases de combustión.

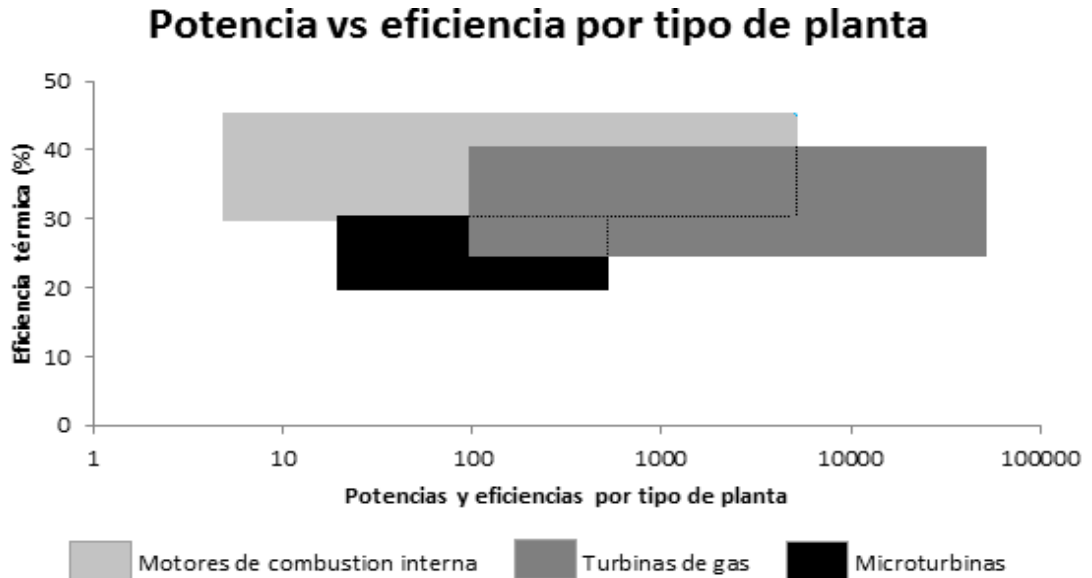
## 2.3 ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN

La elección de la tecnología a utilizar depende básicamente de la potencia que necesitamos generar, y si para dicho valor existen varias tecnologías se entraría a evaluar otros factores como la eficiencia, las emisiones, los costos iniciales y de O&M.

A continuación, se presenta una gráfica que nos permite visualizar el rango de potencia de cada tecnología contra la eficiencia de las mismas para que de manera más práctica se pueda evaluar cual cumple con nuestros requerimientos.







Gráfica 7. Potencias y eficiencias por tipo de planta.







Fuente: Retamal Marchant. <sup>16</sup>

## 2.4 PROVEEDORES DE EQUIPOS DE GENERACIÓN

Tabla 10. Principales proveedores de equipos de generación.

FABRICANTE	DESCRIPCIÓN
	MWM con sede en Mannheim, Alemania, fundada por Karl Benz, con 140 años de experiencia en el desarrollo y optimización de motores de gas y generadores de gas natural, gases especiales y diesel. Sus motores oscilan entre 0.2 y 2 MW.
	Rolls-Royce suministra energía a los clientes con las turbinas de gas, compresores y motores alternativos, y servicios relacionados de apoyo a la producción eficiente de petróleo y gas y generación de energía en todo el mundo. La potencia de generación de sus turbinas oscilan entre los 4 y 6.5 MW, y el de sus motores alternativos esta entre 1.5 y 7.5 MW.
	Cualquiera que sea la aplicación, las turbinas Siemens cumplen con los requerimientos de eficiencia, confiabilidad y compatibilidad con el medio ambiente, generando bajos costos de ciclo de vida y el mejor retorno de inversión posible. Tienen 14 modelos con capacidades desde 4 hasta 375 MW, con diseños pensando en la rentabilidad.
	Con sede central en San Diego, California, EE.UU., Solar Turbines Incorporated, una subsidiaria de Caterpillar Inc., es uno de los principales fabricantes mundiales de turbinas de gas industriales. Los productos incluyen seis familias de productos de gas de turbina, Saturn®, Centaur™, Mercurio, Taurus™, Mars®, Titan™, y 10 compresores de gas centrífugo. Productos de turbinas de gas oscilan desde 1 hasta 22 MW (1500-30,000 HP).

**Tabla 10.** Principales proveedores de equipos de generación (continuación).

FABRICANTE	DESCRIPCIÓN
 GE imagination at work	GE electrifica al mundo ofreciendo productos y servicios de energía a más de 120 países. Con tecnologías de carbón, petróleo, gas natural, energía nuclear, agua y aire ofreciendo sólidos retornos de productividad y significativos beneficios ambientales. Sus turbinas son diseñadas en rangos de 11 a 340 MW.
	IHI Power Systems Division, IHI, desarrolló el primer motor a reacción en Japón y ha sido un fabricante líder de motores en el mundo desde 1967. Los motores que fabrican oscilan entre 5 y 21.5 MW de potencia
	Con sede en Atlanta, Georgia, EE.UU., el patrimonio Vericor Power Systems se remonta a más de 30 años, a partir de AVCO Lycoming, los creadores de nuestras turbinas de gas marítimas de la serie TF, y culminando con el motor MTU Aero. Las turbinas Vericor tiene una capacidad de 0.5 a 3.5 MW de potencia.
	Capstone Turbine Corporation ® es el productor líder mundial de sistemas de microturbinas de bajas emisiones, y fue el primero en comercializar la tecnología de turbina de aire comercialmente viable rodamiento. Sus microturbinas estan diseñadas para generar potencias de 0.03 a 1 MW.

## 2.5 NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA GENERACIÓN

En la actualidad se están afianzando nuevas tecnologías de generación, es decir, modificaciones de las existentes, como lo son los motores Bi-Fuel (Diesel y gas) y Tri-Fuel (Gasolina, GLP, gas natural), aunque de los últimos no existe mucha información, sin embargo, hay varias empresas que los han desarrollado y se están usando en el mercado.

Este tipo de generación resultaría muy práctico para los campos petroleros en los que en la actualidad están generando energía eléctrica a partir de diesel, ya que al combinar la generación por diesel con la de gas, el costo de la generación baja sustancialmente. Además, constituyen una excelente opción de seguridad para mantener la potencia generada por si se presentase alguna falla o imprevisto en el suministro de alguno de los dos combustibles.

### 2.5.1 Tecnología Bi-Fuel

El Sistema Bi-Fuel es una innovadora tecnología que permite a los motores diesel reducir los costos operacionales y las emisiones, esto sucede como resultado de la sustitución del diesel por el gas natural, este último tiene un costo inferior y produce residuos más limpios en la combustión. Los motores convertidos a diesel-gas con el sistema Bi-Fuel tienen un desempeño similar a los motores 100% diesel en factores como eficiencia, estabilidad y manejo de carga. Una característica importante del sistema es su capacidad de pasar de un combustible a otro sin interrupción en el funcionamiento del motor manualmente o automáticamente, manteniendo su velocidad y carga.

### 3. CONSIDERACIONES PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL GAS NATURAL

Para generar energía eléctrica a partir del gas natural en los campos de producción, hay que tener en cuenta algunos factores que determinan la viabilidad técnico-económica y las etapas para la implementación del proyecto. Algunos de estos factores son:

- Caudal de gas disponible para generar electricidad.
- Composición del gas.
- Condiciones de presión y temperatura del gas y del sitio donde se va a generar.
- Lugar en el cual se va a implementar el proyecto.

A continuación se procederá a explicar la manera en que cada uno de los factores anteriormente mencionados influye en el proyecto.

#### 3.1 CAUDAL DE GAS

La cantidad de gas dispuesto para generar energía eléctrica es un indicador del tamaño y la potencia que tendrá la planta en general. Este gas debe cumplir con ciertas condiciones para garantizar la vida útil de los equipos y minimizar problemas operacionales.

Cabe resaltar que en la actualidad existen campos como Yenac entre otros, que aunque no son productores de gas están generando energía eléctrica a partir de este, debido a factores geográficos y espaciales que imposibilitan su conexión a las redes de suministro eléctrico. En este caso el gas que se adquiere se encuentra a condiciones RUT (Reglamento Único de Transporte del gas natural).

##### 3.1.1 Cálculo de caudal máximo de gas para generar energía

Los catálogos de los equipos de generación, facilitados por sus proveedores muestran la información más relevante, entre ellos la potencia (Watts) y la eficiencia de cada uno de sus modelos. Esta información permite calcular el caudal de gas necesario para generar la máxima potencia de los equipos, el cual denominamos caudal máximo, por medio del siguiente procedimiento:

$$\text{Eficiencia eléctrica} = \frac{\text{Potencia (BTU/h)}}{\text{Qh (BTU/h)}} \quad \text{Ecu. (1)}$$

Dónde:

Eficiencia eléctrica: Eficiencia del equipo.

Potencia: Capacidad del equipo.

Qh: Calor requerido por hora

Se realiza la conversión de megawatts a BTU/h:

Lo primero que hay que hacer es convertir la potencia del equipo en MW a BTU/h, para así por medio de la Ecu 1 obtener el valor del calor requerido por hora. Teniendo en cuenta que 1KW=1 kJ/S, 1BTU=1.055056 kJ, y 1 h= 3600 S, se procede con la conversión:

$$1 \text{ kW} = 1 \frac{\text{kJ}}{\text{S}} \times \frac{1 \text{ BTU}}{1,055056 \text{ kJ}} \times \frac{3600 \text{ S}}{1 \text{ h}}$$

$$1 \text{ kW} = 3412,14 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}$$

$$1 \text{ MW} = 3'412.141,156 \frac{\text{BTU}}{\text{h}}$$

Despejando de la Ecu 1 y teniendo en cuenta la conversión anterior, se obtiene que el calor requerido por hora (Qh) es:

$$Q_h = \frac{\text{Potencia (MW)} \times 3412141,156}{\text{eficiencia eléctrica}} \text{ (BTU/h)} \quad \text{Ecu. (2)}$$

Por último, el caudal máximo de gas en millones de pies cúbicos por día va a ser igual a:

$$Q_g = \frac{Q_h \left( \frac{\text{BTU}}{\text{h}} \right)}{\text{PCI} \left( \frac{\text{BTU}}{\text{PCS}} \right)} \times \frac{1 \text{ MMPCSD}}{10^6 \text{ PCS}} \times \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ Día}}$$

Simplificando:

$$Q_g = \frac{\left( \frac{Q_h}{\text{PCI}} \times 24 \right)}{10^6} \text{ MMPCSD} \quad \text{Ecu. (3)}$$

Dónde:

$Q_g$ : Caudal de gas.

PCI: Poder calorífico inferior del gas.

El gas natural tiene un PCI (poder calorífico inferior) y un PCS (poder calorífico superior), sin embargo en la Ecu 3 se usa el PCI porque la eficiencia de los equipos está reportada de acuerdo a este, esto se debe a que el PCI reporta el calor desprendido en una combustión completa sin contar la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua generado.

El procedimiento descrito anteriormente se aplicó a cada uno de los equipos que se tuvieron en cuenta en esta investigación. En la Tabla 11 se puede observar una síntesis de la información suministrada en los catálogos de los equipos y del procedimiento anterior:

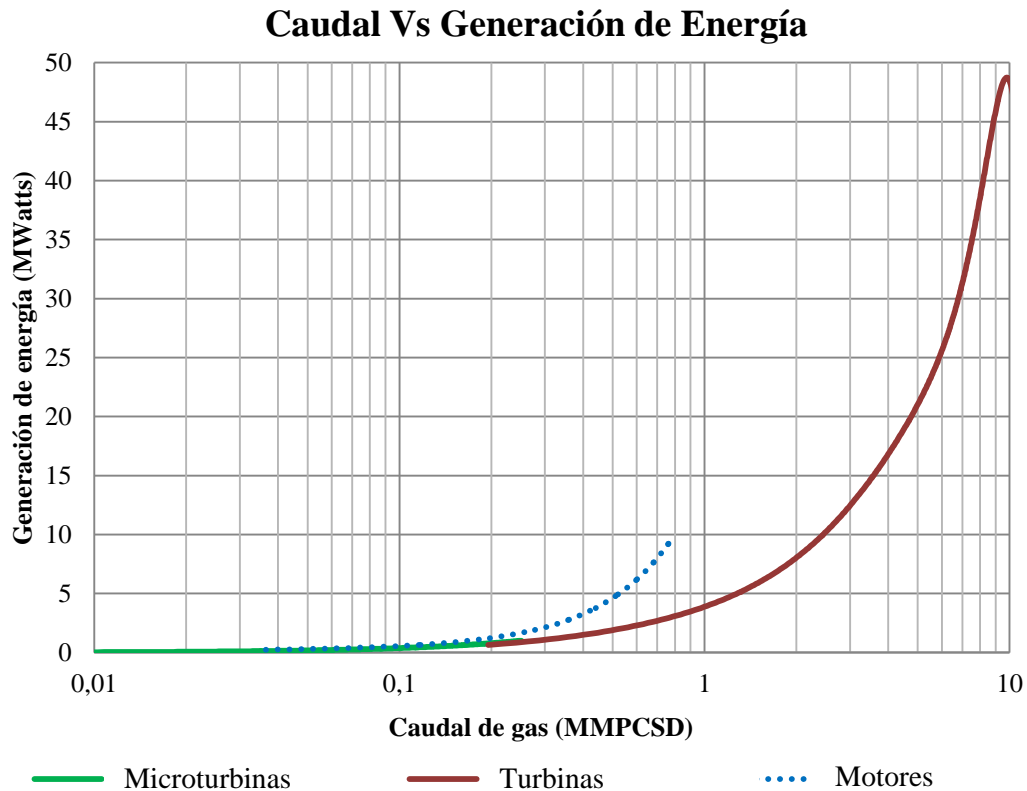
**Tabla 11.** Equipos disponibles en el mercado y sus características.

FABRICANTE	TIPO	NOMBRE	POTENCIA Mwe	EFICIENCIA ELECTRICA (%)	Qh (BTU/h)	CAUDAL DE GAS NECESARIO (MMPCSD)
Capstone	Microturbina	C30 HP	0,03	26	393972,23	0,009455
Capstone	Microturbina	C65	0,065	29	765302,37	0,018367
Capstone	Microturbina	C200 LP	0,19	31	2092712,68	0,050225
Capstone	Microturbina	C200 HP	0,2	33	2069349,06	0,049664
Capstone	Microturbina	C600 LP	0,57	31	6278138,04	0,150675
Capstone	Microturbina	C600 HP	0,6	33	6208047,18	0,148993
Capstone	Microturbina	C800 LP	0,76	31	8370850,72	0,200900
Capstone	Microturbina	C800 HP	0,8	33	8277396,24	0,198658
Capstone	Microturbina	C1000 LP	0,95	31	10463563,4	0,251126
Capstone	Microturbina	C1000 HP	1	33	10346745,3	0,248322
MWM	Motor	TCG 2015 V6	0,18	35,3	1741067,06	0,041786
MWM	Motor	TCG 2015 V8	0,24	53,9	1520338,09	0,036488
MWM	Motor	TCG 2016 B V16	0,74	41,5	6088373,98	0,146121
MWM	Motor	TCG 2016 K V12	0,55	40,8	4602780,08	0,110467
MWM	Motor	TCG 2016 K V16	0,8	41,1	6646084,57	0,159506
MWM	Motor	TGC 2020 V12	1,2	43	9528630,56	0,228687
MWM	Motor	TGC 2020 V12 OLS	1,12	40,3	9489223,48	0,227741
MWM	Motor	TGC 2020 V16	1,6	42,5	12854309,5	0,308503
MWM	Motor	TGC 2020 V16 OLS	1,5	40,3	12708781,5	0,305011
MWM	Motor	TGC 2020 V20	2,07	42,8	16513695,6	0,396329
MWM	Motor	TGC 2032 V12	0,3	41,9	2444696,38	0,058673
MWM	Motor	TGC 2032 V16	0,4	42	3251834,24	0,078044
Rolls-Royce	Motor	B35:40V12AG	5,095	97	17934536,3	0,430429
Rolls-Royce	Motor	B35:40V16AG	7,465	97	26276999,7	0,630648
Rolls-Royce	Motor	B35:40V20AG	9,33	97	32841849,6	0,788204
Rolls-Royce	Motor	C26:33L6AG	1,555	96	5530658,70	0,132736
Rolls-Royce	Motor	C26:33L9AG	2,335	96	8304879,78	0,199317
General Electric	Turbina	6B	43	33,1	443565909	10,645582
General Electric	Turbina	GE10-1	11,25	31,4	122332140	2,935971
General Electric	Turbina	GE10-2	11,982	33,3	122857813	2,948588
IHI Power Systems Division	Turbina	IM400	5,16	28,5	61819080,4	1,483658
IHI Power Systems Division	Turbina	LM2500PJ	21,46	35,3	207573884	4,981773
Rolls-Royce	Turbina	501-KB5S	3,897	29	45882820,4	1,101188
Rolls-Royce	Turbina	501-KB7S	5,245	31,5	56852901,9	1,364470
Rolls-Royce	Turbina	501-Rh5	6,447	40,1	54894773,3	1,317475
Siemens	Turbina	SGT 300	7,9	30,6	88150212,4	2,115605
Siemens	Turbina	SGT-100	5,4	31	59477097,2	1,427450
Siemens	Turbina	SGT-200	6,75	31,5	73166270,4	1,755990
Siemens	Turbina	SGT-400	12,9	34,8	126569238	3,037662
Siemens	Turbina	SGT-500	19,1	33,8	192945372	4,630689
Siemens	Turbina	SGT-600	24,77	34,2	247296289	5,935111
Siemens	Turbina	SGT-700	31,21	36,4	292758884	7,026213
Siemens	Turbina	SGT-750	35,93	38,7	317003423	7,608082
Siemens	Turbina	SGT-800	47	37,5	427941386	10,270593
Solar Turbines	Turbina	Centaur 40	3,52	35	34339369,6	0,824145
Solar Turbines	Turbina	Centaur 50	4,6	35	44875312,5	1,077007
Solar Turbines	Turbina	Mars 100	11,35	35	110724956	2,657399
Solar Turbines	Turbina	Saturn 20	1,2	35	11706603,3	0,280958
Solar Turbines	Turbina	Taurus 60	5,67	35	55313700,4	1,327529
Solar Turbines	Turbina	Taurus 70	7,96	35	77653801,6	1,863691
Solar Turbines	Turbina	Titan 130	15	35	146332541	3,511981
Solar Turbines	Turbina	Titan 250	21,74	35	212084629	5,090031
Vericor	Turbina	VPS1	0,487	20,4	8151105,09	0,195627
Vericor	Turbina	VPS3	3,086	26,8	39316860	0,943605
Vericor	Turbina	VPS4	3,451	28,4	41490084,3	0,995762

Fuente: Propia.

En la literatura consultada no se encontró alguna herramienta que de manera sencilla permita determinar las tecnologías que se pueden usar de acuerdo al caudal de gas por lo cual se vio la necesidad de realizar la gráfica 8 a partir de los datos de la tabla 11. Esta gráfica permite visualizar la relación entre la potencia generada y el caudal requerido de gas, para cada una de las tecnologías de generación.

**Gráfica 8.** Generación de energía Vs caudal por tecnología.



En la Tabla 12 se presentan las ecuaciones más exactas que describen la relación entre la potencia y el caudal de gas requerido de acuerdo a la tecnología a utilizar.

**Tabla 12.** Potencias y caudales por tecnología de generación.

Equipo	Potencia MW	Caudal MMPCSD	Ecuación
Microturbinas	0.028 – 1	0.009 – 0.25	$y = 3,9314x - 0,0055$
Motores	0.18 – 9.33	0.04 – 0.78	$y = 11,197x^2 + 3,4382x + 0,1029$
Turbinas	0.487– 47	0.20 – 10.27	$y = 4,4228x - 0,6252$

En el mercado existen equipos de generación con potencias muy bajas, pero teniendo en cuenta la envergadura de las operaciones en los campos petroleras la utilización de equipos con potencia menor a 0.5 MW es poco probable.

### 3.1.2 Características del gas.

Como se mencionó anteriormente para generar energía eléctrica a partir del gas natural es necesario que este cumpla con una serie de características que garanticen la vida útil de los equipos y disminuya la posibilidad de problemas operacionales en los equipos. Las especificaciones que debe cumplir se muestran en la tabla 13.

**Tabla 13.** Especificaciones del gas para generar electricidad.

Parámetro	
Sólidos	30 ppm máx., de no más de 10 $\mu$
Azufre	30 ppm máx.
Agua	6 lb/MMPCS, máx.
Condensables	nada por encima de 20° F
PCI	300-5000 BTU/ft <sup>3</sup> (2670 - 44500 kcal/m <sup>3</sup> )

**Fuente:** E. Brizuela, J. C. Loza. Combustión. Unidad VIII.

Estas especificaciones son los requerimientos que debe tener el gas para el óptimo funcionamiento de las turbinas a gas. Dado que esta tecnología es la más exigente en cuanto a las condiciones de operación y que en la literatura no se encontró estos parámetros detallados para los motores y las microturbinas, se asume estos parámetros para las tres tecnologías<sup>17</sup>, es decir si funcionan para las turbinas, sirve para los motores.

### 3.1.3 Cromatografía

Si para la generación de energía se va a utilizar el gas producido en el campo, es necesario conocer la cromatografía para identificar cada uno de sus componentes, especialmente los que representan un problema para el óptimo funcionamiento del proceso como lo son el H<sub>2</sub>O, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>. Esta nos permitirá determinar a qué procesos de acondicionamiento debe someterse el gas para garantizar que el proceso sea óptimo y no generar daños futuros ni a los equipos ni a la tubería.

### 3.1.4 Acondicionamiento del gas.

Esta etapa consta de tres procesos fundamentales: la compresión, el endulzamiento y la deshidratación. El primero suministra más energía al gas por si la propia no es suficiente para realizar todo el proceso, el segundo consiste en la eliminación parcial de los gases ácidos contenidos en gas natural, tales como CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, COS y CS<sub>2</sub>, y el tercero consiste en la eliminación de H<sub>2</sub>O en forma de vapor presente en la corriente gaseosa.

Dependiendo del uso, necesidad o manejo que se le vaya a dar al gas, también se debe considerar como proceso de acondicionamiento el control del punto de rocío del gas, para garantizar que los componentes hidrocarburos del gas debido a cambios considerables de

presión y temperatura no se condensen o que la cantidad condensada no sobrepase los límites establecidos en la tabla 13.

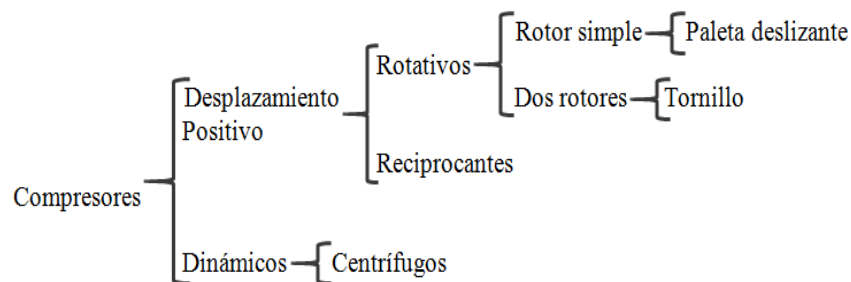
### 3.1.4.1 Compresión del gas

El objetivo de este proceso es elevar el nivel energético al gas por si este no es suficiente para que fluya hasta donde se va a realizar el proceso de generación, este incremento se manifiesta con el aumento de presión y temperatura.

La compresión del gas natural se puede representar a través de un proceso termodinámico donde el gas a una presión  $P_1$ , se comprime y descarga a los niveles de presión  $P_2$  que es superior a la  $P_1$ . Este proceso puede darse en una o varias etapas.<sup>18</sup> Para comprimir gas natural, la industria dispone de una gran variedad de compresores, los cuales se dividen de acuerdo a su principio de operación en:

- a. Compresores de Desplazamiento Positivo o de flujo intermitente.
- b. Compresores Dinámicos o de flujo continuo

**Figura 9.** Clasificación de los compresores.



Para seleccionar el mejor compresor se recurre a la gráfica 9, en la cual se ingresa con el flujo de gas (pies cúbicos por minuto a condiciones del gas) y la presión final o de descarga (psig) a la que se quiere llegar. En esta gráfica, los diferentes tipos de compresores tienen un área determinada, que en algunos casos incluyen el área de otros compresores. La selección del compresor adecuado para cualquier caso es aquel en cuya área se halle la intercepción entre la presión final y el caudal de gas. Sin embargo si esta intercepción se ubica en un área común a dos o más tipos de compresores, la elección entre estos dependerá de otras variables de tipo no técnico.

Como no fue posible conseguir cotizaciones actuales de los diferentes tipos de plantas, suministros y equipos, se recurrió a las gráficas de costos versus tamaño de la planta, suministrado por A.H Younger en su libro “Natural Gas Processing Principles and Technology - Part II” (2004). Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente el precio de una planta de compresión, se puede aproximar por medio de la gráfica 10, sin embargo los costos que se muestran en ella son del año 1983 por lo cual es necesario recurrir al método del índice de Nelson (Apéndice A), para actualizar estos precios y así poder realizar un análisis económico aproximado de la implementación del proceso.



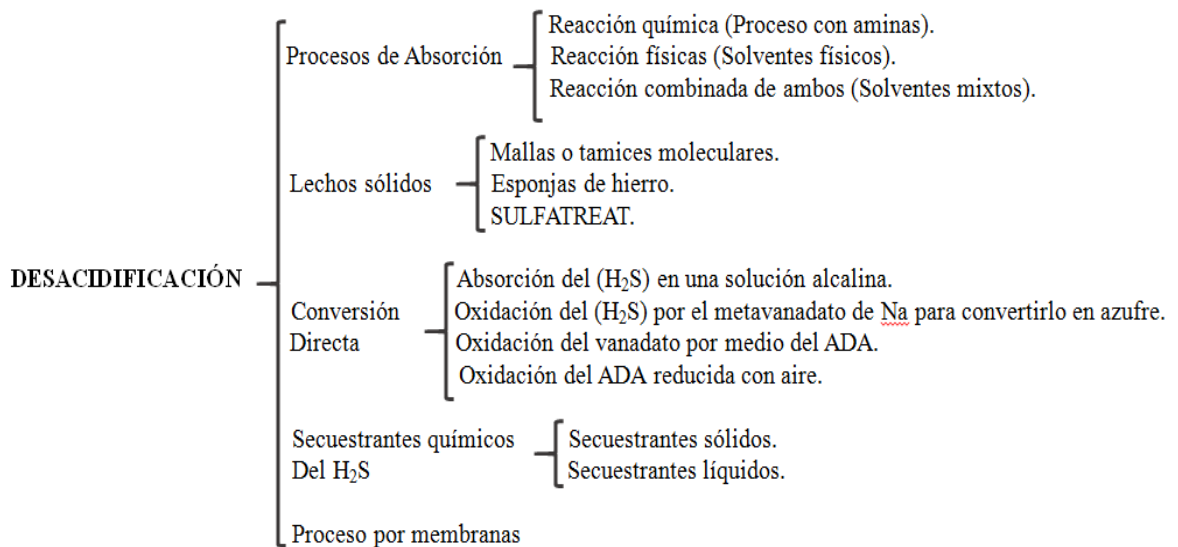


### 3.1.4.2 Desacidificación del gas natural

Este proceso se realiza con el fin de eliminar los componentes ácidos del gas natural, en especial el Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y el Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), debido a que estos componentes afectan la integridad de los equipos y la línea de suministro de gas, ocasionando problemas como la corrosión.

La desacidificación se puede realizar por medio de diferentes productos y/o tecnologías, la elección de la mejor configuración al sistema de tratamiento depende de las condiciones de presión, temperatura, y composición del gas.

**Figura 10.** Métodos para desacidificar o endulzar el gas natural.



Para seleccionar el mejor proceso de endulzamiento se utilizan las gráficas del libro Surface Production Operations, volumen 2, que se encuentran en el Anexo estas graficas se ingresa por medio de la presión parcial de los componentes ácidos y la presión total del gas, estas se calculan de la siguiente manera: <sup>19</sup>

$$PP_i = X_i P_t \quad \text{Ecu. (4)}$$

Dónde:

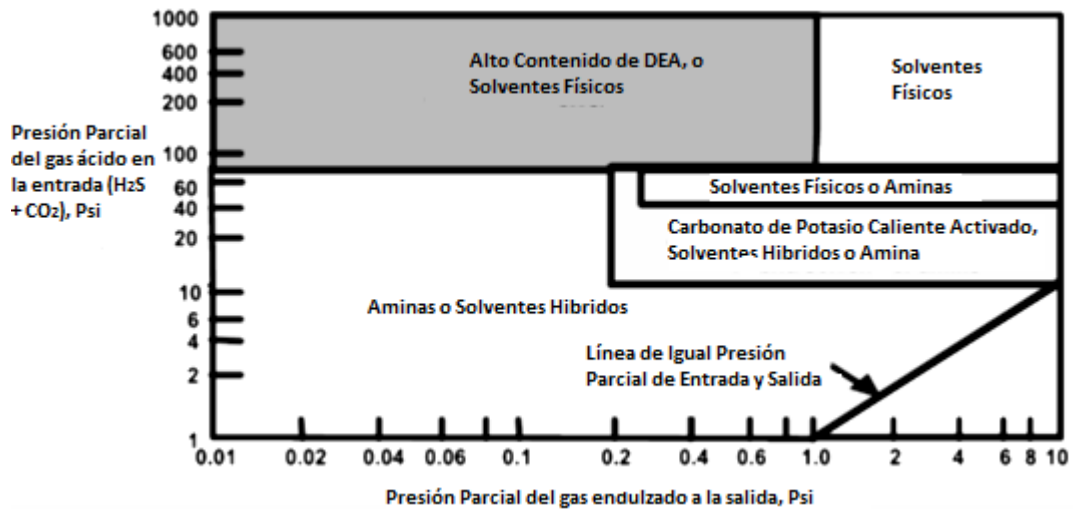
PP<sub>i</sub>: Presión parcial (psi)

X<sub>i</sub>: Fracción molar del componente i

P<sub>t</sub>: Presión del gas (psi)

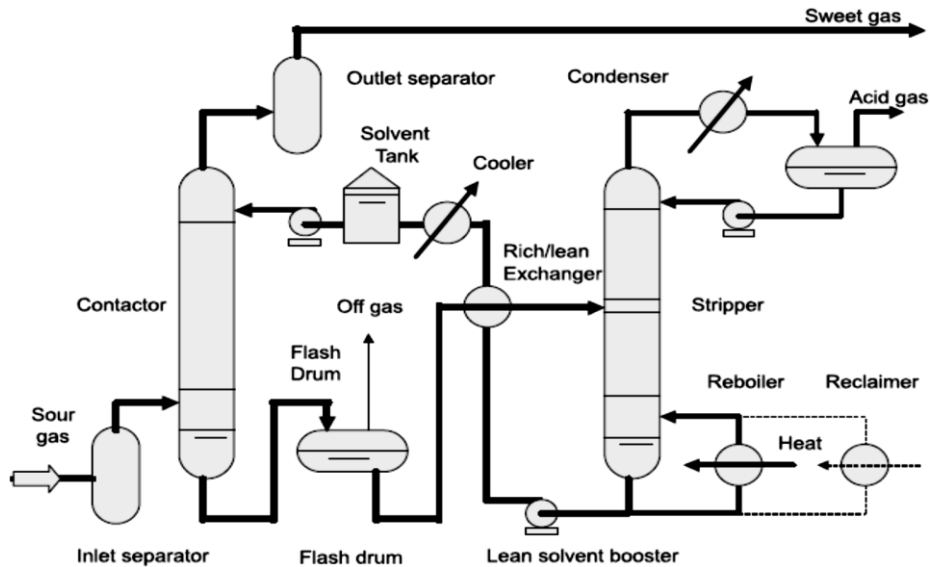
La amina mas utilizada es la dietanolamina (DEA) porque presenta bajas perdidas de vapor debido a que su presión de vapor es mucho menor a la de otras aminas. La figura 11 se presenta con el objetivo de dar a conocer un diagrama de proceso típico de una planta de endulzamiento con DEA porque es el caso más utilizado en Colombia.

**Gráfica 11.** Selección de tecnología para el proceso de endulzamiento.



**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>19</sup>

**Figura 11.** Diagrama de flujo de una planta de endulzamiento con Amina (DEA).



**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>19</sup>

Para conocer la tasa de circulación de amina, se toma como referencia el libro Surface Production Operations. Volumen 2. (1999) y se realiza el siguiente procedimiento:

$$L_{MEA} = \frac{112 \times Q_g \times MF}{c \times \rho \times A_L} \quad \text{Ecu. (5)}$$

$$L_{DEA} = \frac{192 \times Q_g \times MF}{c \times \rho \times A_L} \quad \text{Ecu. (6)}$$

Dónde:

$L_{MEA}$ : Rata de circulación MEA, gpm.

$L_{DEA}$ : Rata de circulación DEA, gpm.

$Q_g$ : Caudal de gas, MMPCSD.

MF: Fracción total de componentes ácidos de entrada, Moles gas ácido/ Moles gas entrada.

c: Fracción en peso de la amina, lb amina/ lb solución.

$\rho$ : Densidad de la solución, lb/gal a 60°F.

$A_L$ : Carga de gas ácido, Moles gas ácido/ moles de amina.

La concentración de la solución de amina y las cargas del gas ácido recomendadas son:

MEA

c=20 wt. %

$A_L=0.33$  moles de gas ácido/Mol MEA

DEA

c=35 wt. %

$A_L=0.5$  moles de gas ácido/Mol DEA

La densidad recomendada de las aminas de acuerdo a su concentración a 60°F es:

20% MEA=8,41 lb/gal=0,028 mole MEA/gal

35% DEA=8,71 lb/gal=0,029 mole DEA/gal

El calor necesario del reboiler se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$q = \text{Calor}_{\text{MEA-DEA}} \times L_{\text{MEA-DEA}} \left( \frac{\text{BTU}}{\text{hr}} \right) \quad \text{Ecu. (7)}$$

MEA - 1000 a 1200 BTU/gal solución pobre

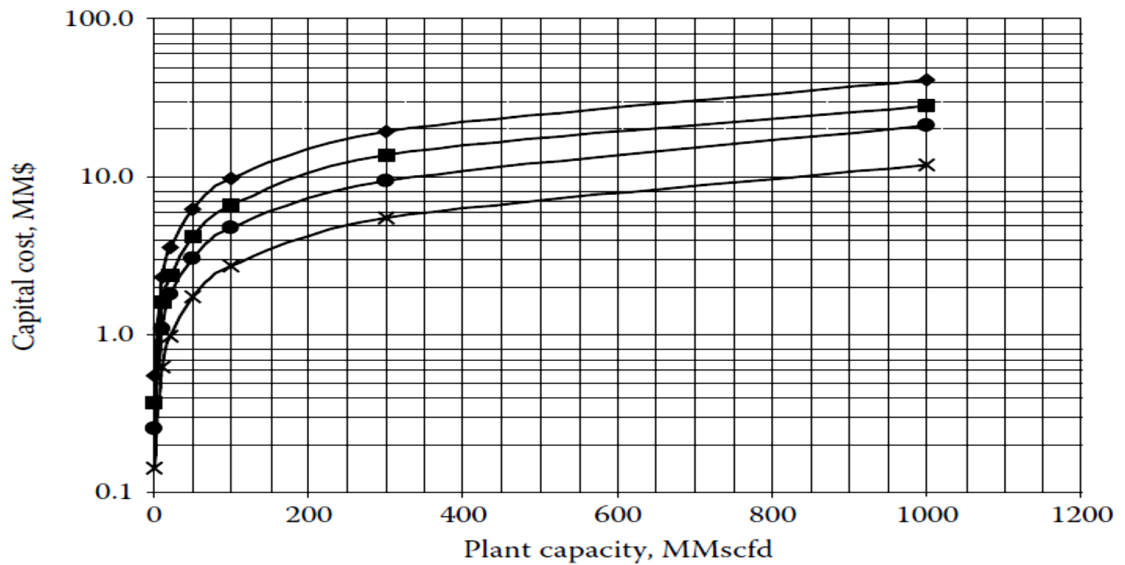
DEA -900 a 1000 BTU/gal solución pobre

Al igual que en el proceso de compresión al no obtener cotizaciones actuales de los diferentes tipos de plantas, suministros y equipos, se recurrió a la información suministrada en Natural Gas Processing Principles and Technology (2004).

Teniendo en cuenta lo mencionado, el precio de la una planta de endulzamiento, se puede aproximar por medio de la gráfica 12 y 13 en la cual se puede conocer el precio de la planta para el año 1983 y por medio del método del índice de Nelson (Apéndice A), se puede actualizar los precios al año actual y así realizar un análisis económico para la implementación de este proceso.

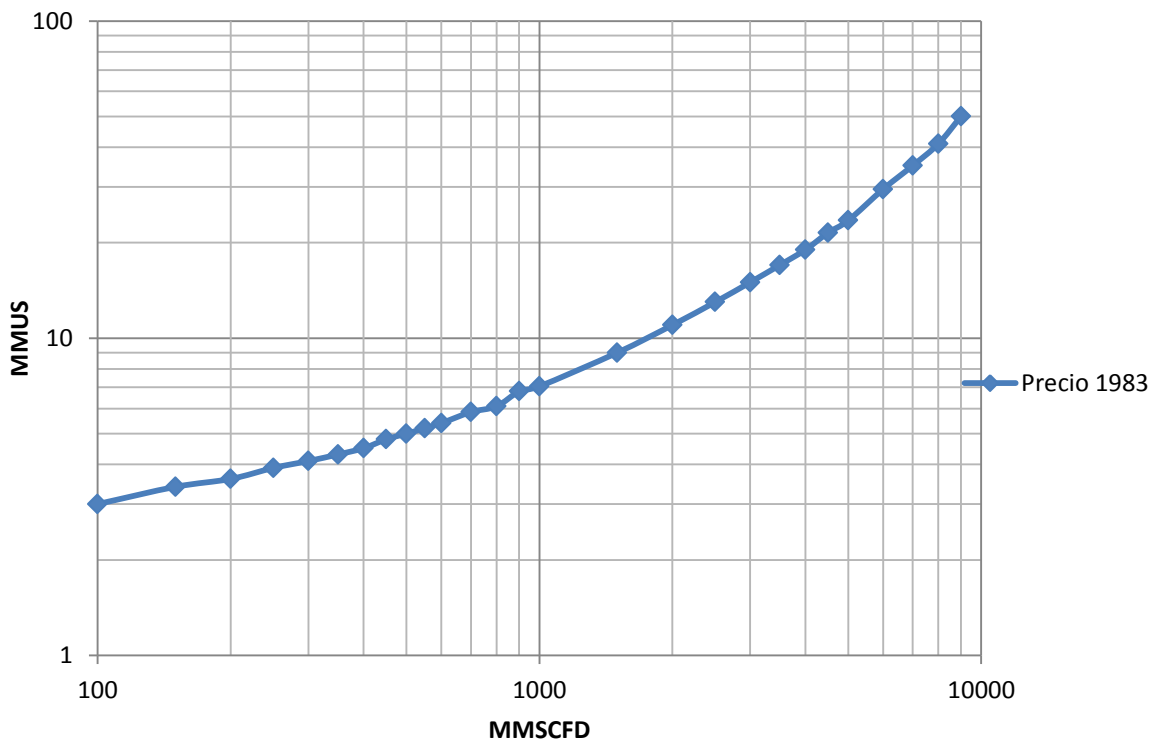
En la siguiente grafica las líneas denotadas por x, •, ■, ♦ denota 2, 5, 10 y 20% de gas ácido removido, respectivamente.

**Gráfica 12.** Costo unitario del endulzamiento del gas para caudales 0-1000 MMPCSD. (2000).



**Fuente:** Fundamentals of natural gas processing.<sup>18</sup>

**Gráfica 13.** Costo unitario del endulzamiento del gas para caudales 100- 9000 MMPCSD. (1983).



**Fuente:** Natural Gas Processing Principles and Technology - Part II. University of Calgary.<sup>20</sup>

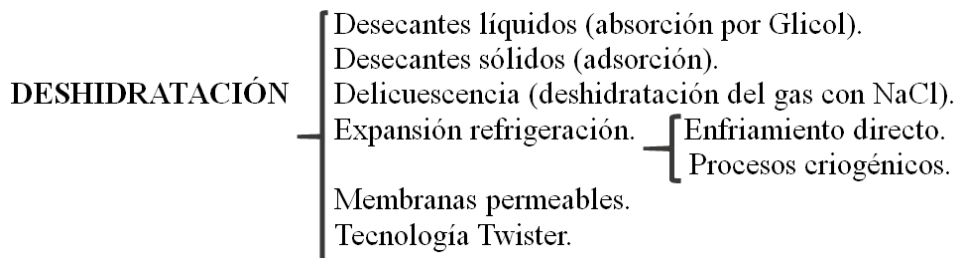
### 3.1.4.3 Proceso de deshidratación del gas natural.

El gas natural generalmente contiene agua en estado vapor, este contenido debe ser reducido y controlado, para asegurar la generación de energía de acuerdo a las especificaciones de la tabla 13 donde indica que es permitido solo 6 lb de agua por millón de pies cúbicos. Este proceso tiene como objetivo evitar:

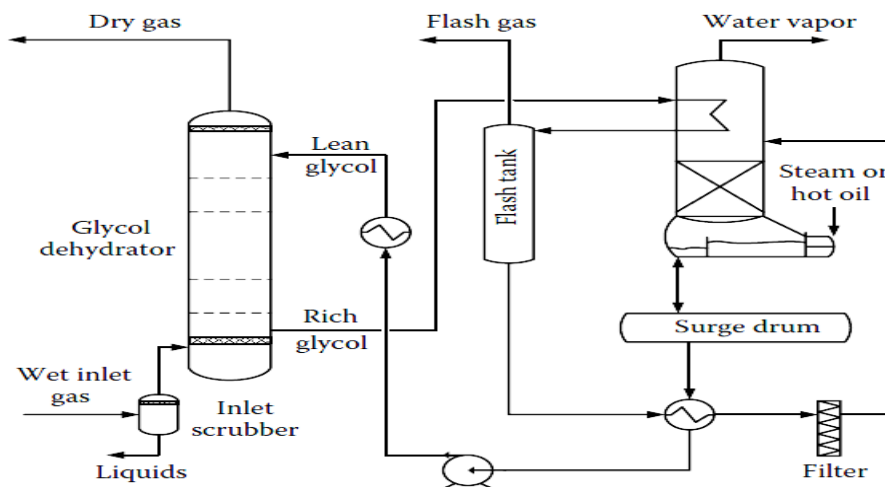
- Formación de hidratos que pueden taponar válvulas, accesorios o incluso tuberías.
- Condensación de agua en la tubería, que puede ocasionar un flujo tapón, erosión y corrosión.
- Disminuye el contenido energético del gas, ya que el vapor de agua aumenta el volumen.

Al igual que para los otros procesos de acondicionamiento, la deshidratación cuenta con una amplia gama de productos y/o tecnologías para su implementación, las cuales se ilustran en la Figura 12.

**Figura 12.** Métodos para deshidratar el gas natural.



**Figura 13.** Esquema de una planta deshidratadora con Glicol.



**Fuente.** Fundamentals of natural gas processing.<sup>18</sup>

En la figura 13 se ilustra un esquema general de una planta de deshidratadora con Glycol, que es la tecnología más usada para realizar este proceso. El Glycol más utilizado es el trietilenglicol (TEG), ya que presenta bajas pérdidas por vaporización cuando se utiliza en aplicaciones que requieren altas temperaturas.

La eficiencia de agua removida del gas se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Eficiencia de agua removida} = \frac{W_{in} - W_{out}}{W_{in}} = \frac{\Delta W}{W_{in}} \quad \text{Ecu. (8)}$$

Dónde:

$W_{in}$ : contenido de agua en el gas a temperatura de entrada (lb H<sub>2</sub>O/MMPCS). Se determina por medio de la gráfica 4A.

$W_{out}$ : contenido de agua a 60°F y 14,7 Psia (lb H<sub>2</sub>O/MMPCS). Se determina por medio de la gráfica 4A.

$\Delta W$ : Diferencia entre el contenido de agua en el gas a la entrada y salida (lb H<sub>2</sub>O/MMPCS).

Con la gráfica 5A se determina el porcentaje en peso de TEG a utilizar. Posteriormente se realiza una búsqueda entre las gráficas 6A a la 11A, de la mejor intercepción entre el porcentaje en peso obtenido y la eficiencia de agua removida para determinar la rata de circulación de TEG<sup>19</sup>. El caudal de TEG necesario se calcula de la siguiente manera:

$$Q_{TEG} = \text{Rata de TEG} \times \Delta W \times Q_g \text{ (GPM TEG)} \quad \text{Ecu. (9)}$$

Dónde:

Rata de TEG: Rata de circulación de TEC en galones por minuto/lbm H<sub>2</sub>O. Se obtiene de las Gráficas 6A-11A.

$\Delta W$ : Diferencia entre el contenido de agua en el gas a la entrada y salida (lb H<sub>2</sub>O/MMPCS).

$Q_g$ : Caudal de gas a deshidratar en millones de pies cúbicos estándar (MMPCS)

$Q_{TEG}$ : Caudal de TEG en galones por minuto (GPM).

Ingresando a la tabla 14 con la rata de circulación de TEG se interpolar el calor del reboiler, luego se multiplica este valor por el caudal necesario de TEG, y así se obtiene el calor requerido total para regenerar el TEG.

$$q = \text{Calor}_{TEG} \times Q_{TEG} \quad \text{Ecu.(10)}$$

Dónde:

$\text{Calor}_{TEG}$ : Calor del reboiler BTU/ gal de Glycol criculado.

$Q_{TEG}$ : Caudal de TEG en galones por minuto (GPM TEG).

$q$ : Calor total requerido para regenerar el Glycol (BTU).

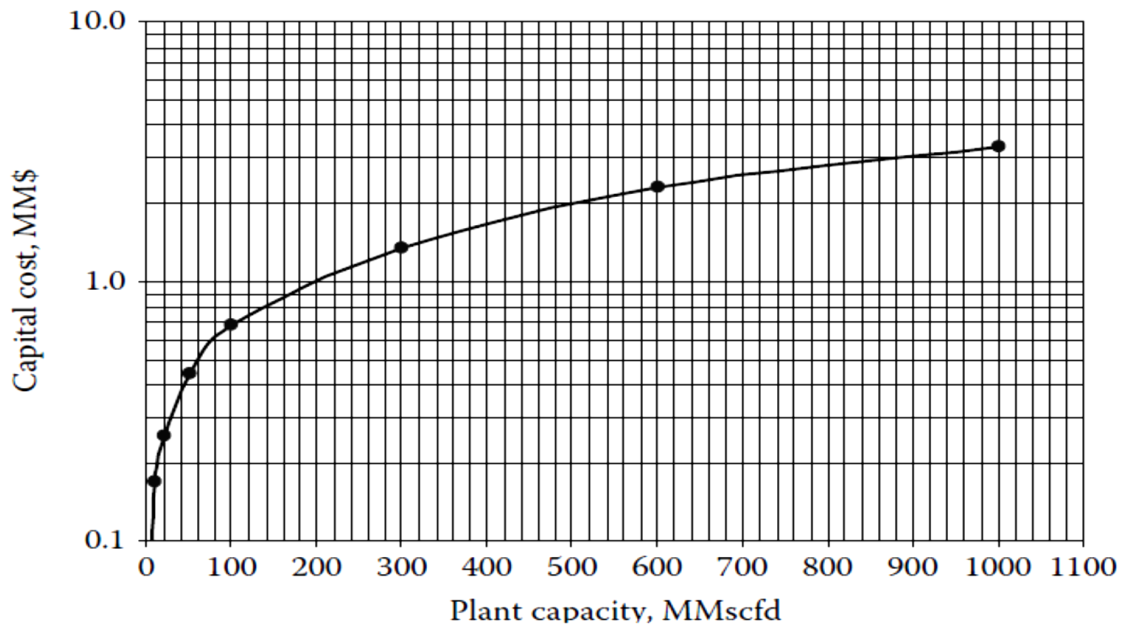
**Tabla 14.** Calor requerido en el reboiler de acuerdo a la rata de circulación de TEG.

Diseño de galones de glicol circulado/lb de H2O removida	Calor del reboiler BTU/ Gal de glicol circulado
2.0	1066
2.5	943
3.0	862
3.5	805
4.0	762
4.5	729
5.0	701
5.5	680
6.0	659

**Fuente:** Surface Production Operations. Volumen 2.

Al igual que en el proceso de endulzamiento, al no obtener cotizaciones actuales de los diferentes tipos de plantas, se recurrió a la información suministrada en Natural Gas Processing Principles and Technology (2004). De acuerdo a lo anterior, el precio de la una planta de deshidratación para el año de 1983, se puede aproximar por medio de la gráfica 14 y 15 y con la actualización de los precios con el método del índice de Nelson (Apéndice A), se puede estimar los precios y así realizar un análisis económico para implementar este proceso.

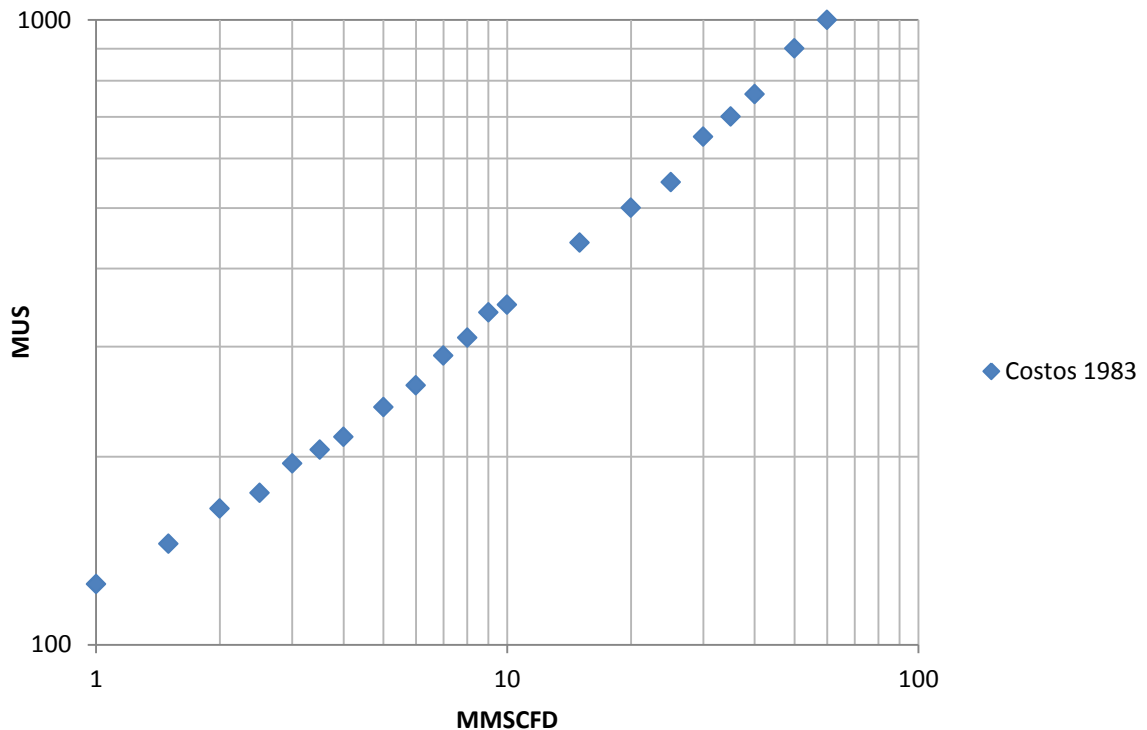
**Gráfica 14.** Costo unitario de la deshidratación con TEG del gas para caudales 0-1000 MMPCSD. (2000).



**Fuente:** Fundamentals of natural gas processing.



**Gráfica 15.** Costo unitario de la deshidratación de TEG del gas con caudales 1-59 MMPCSD. (1983).



**Fuente:** Natural Gas Processing Principles and Technology - Part II. University of Calgary<sup>4</sup>.

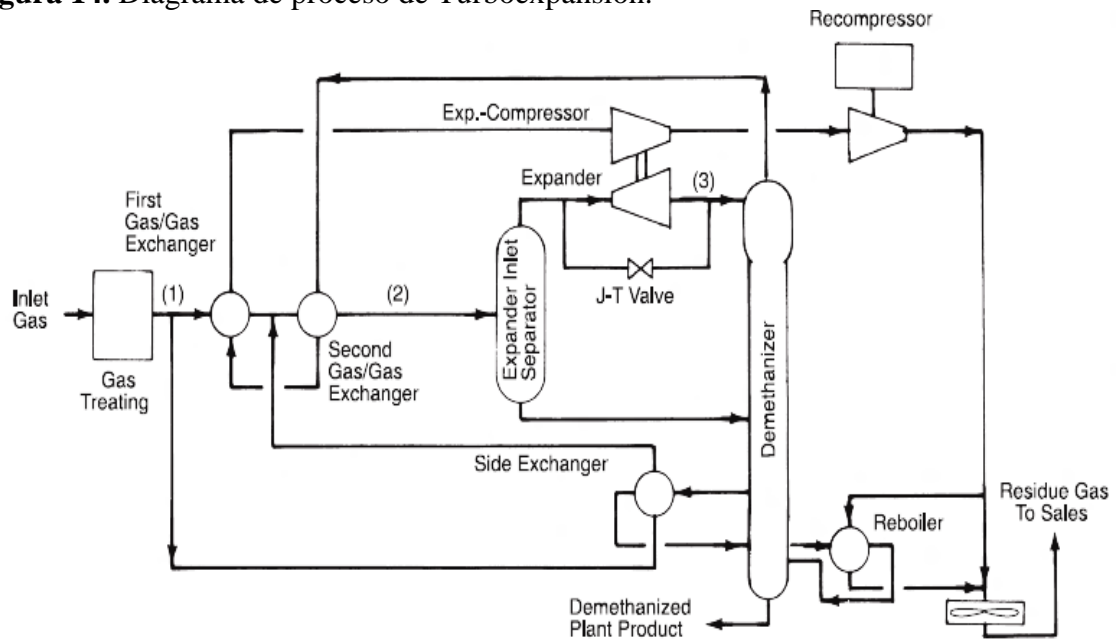
### 3.1.4.4 Procesos de extracción de líquidos del gas natural.

Este proceso se realiza con el objetivo de recuperar los líquidos condensables del gas. En la generación de energía eléctrica, la temperatura mínima de operación es de  $-6,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ , lo cual indica que si estos líquidos no han sido extraído antes de entrar al equipo de generación, al experimentar cambio abrupto en la temperatura se precipitarían. Si se diera este panorama y el equipo de generación fuera una turbina, debido a las grandes velocidades que en esta se manejar, las partículas líquidas se comportarían como sólidos y afectarían los alabes de la misma produciendo vibraciones e inestabilidad en el equipo.

Los métodos de recuperación de líquidos del gas natural se basan principalmente en tres tecnologías que son refrigeración mecánica, sistemas de absorción y procesos criogénicos. Para extraer los condensados del gas el método más usado es el de refrigeración mecánica, que se puede realizar por medio de una planta de turbo-expansión, un chiller o la válvula Joule Thompson.

A pesar de que existen muchas variaciones posibles en el diseño de plantas de turboexpansión<sup>23</sup>, el diagrama básico es el que se muestra a continuación:

**Figura 14.** Diagrama de proceso de Turboexpansión.



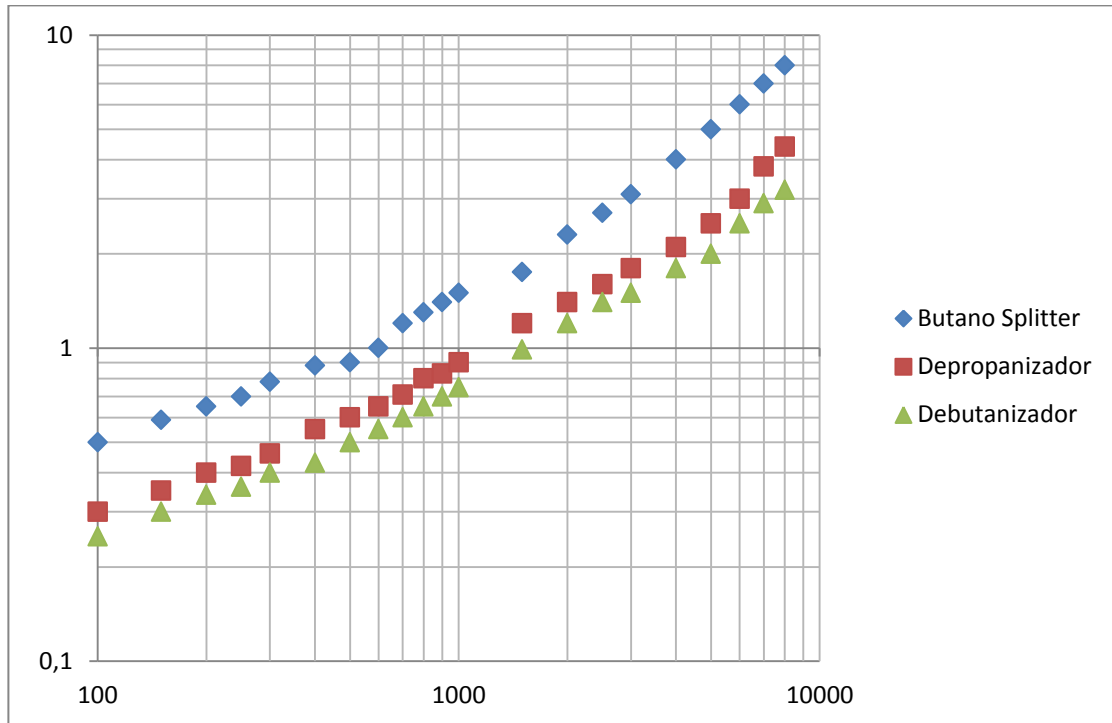
**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>.

Es importante tener en cuenta que en Colombia para la obtención de líquidos las tecnologías disponibles son: Depropanizador, Butano Splitter y debutanizador. Como resultado de la implementación de este proceso se obtiene GLP, para obtener NGL es necesaria una torre deetanizadora pero en Colombia este tipo de planta no es muy frecuente debido a sus altos costos y requerimientos.

Para conocer la riqueza del gas, se debe tener en cuenta la densidad (gal / lbmol) de cada uno de los componentes, multiplicar estos valores por la fracción molar de cada componente y dividir por 379.49 scf/mol, para obtener galones por pie cúbico estándar de gas y multiplicarlo por mil para tener GPM. El residuo del gas de cada componente se calcula multiplicando el porcentaje excedente de la estimación de recuperación por el porcentaje molar de entrada y normalizarse. Esto se realiza con el fin de conocer el HHV (High Heat Value) de las dos corrientes, que se calcula multiplica los HHV individuales por el % en moles de la composición final, obteniendo un total de HHV para el gas de alimentación y para el gas residual. Este procedimiento se explicara más detalladamente en el capítulo 5.

Al igual que en los procesos anteriores ya nombrados, no se obtuvo cotizaciones actuales de los diferentes tipos de plantas, lo cual se recurrió a la información suministrada en Natural Gas Processing Principles and Technology (2004). Por medio de la gráfica 16, se ingresa con el caudal de gas a tratar y tipo de tecnología a utilizar, para determinar el costo aproximado de una planta de recuperación de líquidos para el año de 1983 y por medio del método del índice de Nelson (Apéndice A) se actualizan este costo al año 2012.

**Gráfica 16.** Costo unitario de turbo expansión. (1983)



**Fuente:** Natural Gas Processing Principles and Technology - Part II. University of Calgary<sup>4</sup>.

#### 4. METODOLOGÍA PARA GENERAR ENERGÍA A PARTIR DE GAS NATURAL

Para evaluar la viabilidad de generación de energía a partir de gas en campo, se debe tener en cuenta el siguiente procedimiento:

##### ***Paso 1. Determinar la disponibilidad de gas en campo.***

Verificar si el campo está produciendo gas, cuál es su producción por día y en que se está empleando. Si en el campo se está quemando una cantidad considerable de gas, este sería un campo objetivo para implementar el proyecto de generación. Si el campo no dispone de gas y la generación de energía eléctrica es necesaria se procede a evaluar la posibilidad de comprar gas.

##### ***Paso 2. Conocer la composición del gas que se va a utilizar.***

Conocer los diferentes componentes del gas, permite determinar los tratamientos (Compresión, endulzamiento, deshidratación y extracción de líquidos) a los cuales debe someterse este, para cumplir con las óptimas condiciones operacionales en los equipos a lo largo del proceso de generación.

Si el proyecto de generación se va a realizar con gas comprado no es necesario realizarle tratamientos, puesto que este gas se encuentra a condiciones RUT.

##### ***Paso 3. Comparar las características del gas campo con los las condiciones de operación.***

Si el gas presenta componentes no deseables para el correcto funcionamiento de los equipos de generación, se procede a comparar la cantidad en que estos se encuentran presentes en la corriente de gas con respecto a las condiciones óptimas para la generación (tabla 13). Si su contenido excede los límites establecidos en dicha tabla, se tendrá que realizar el proceso de acondicionamiento oportuno al componente a reducir.

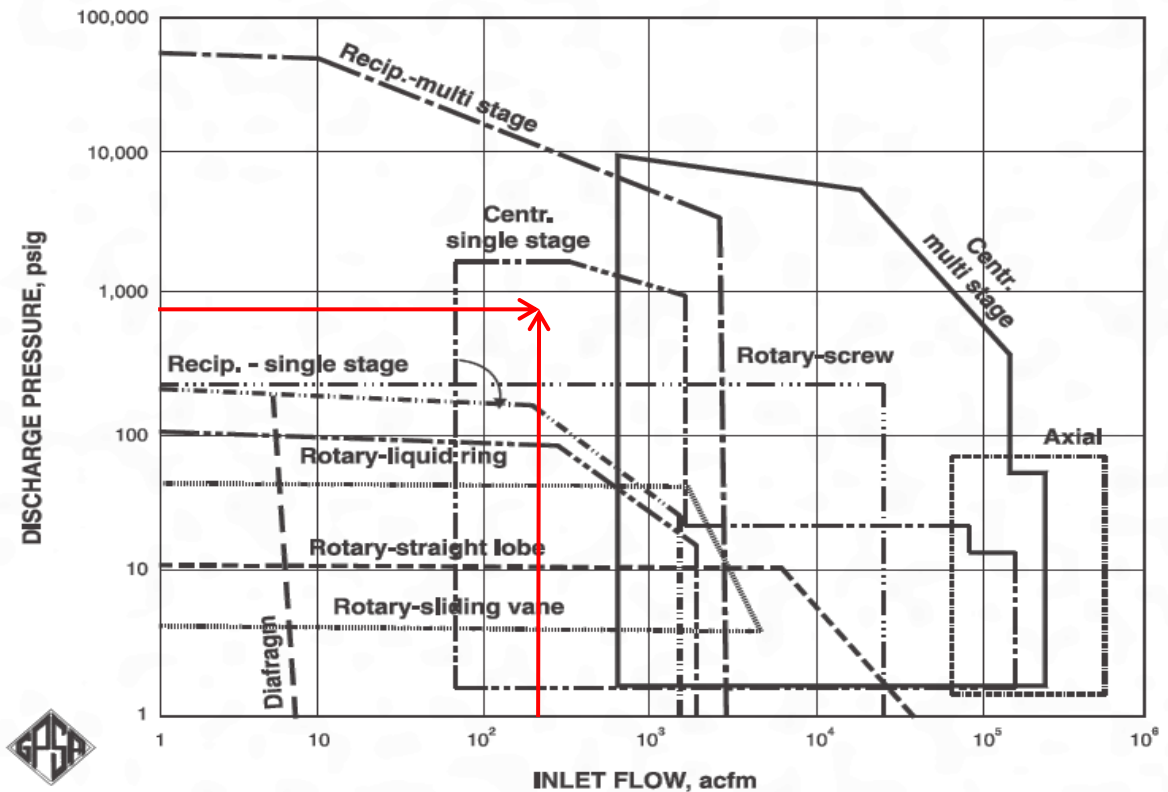
##### ***Paso 4. Determinar los tratamientos que se deben llevar a cabo.***

El procedimiento para realizar cada uno de los procesos de acondicionamiento del gas se describe a continuación:

- ***Compresión***

La compresión se realiza para aumentar el nivel energético del gas.

- ✓ Determinar es el tipo de compresor a utilizar, esto se realiza por medio de la gráfica 9, donde se ingresa conociendo el flujo del gas en pies cúbicos por minuto (condiciones del gas) y la presión final en psig (a la que se quiere llegar).



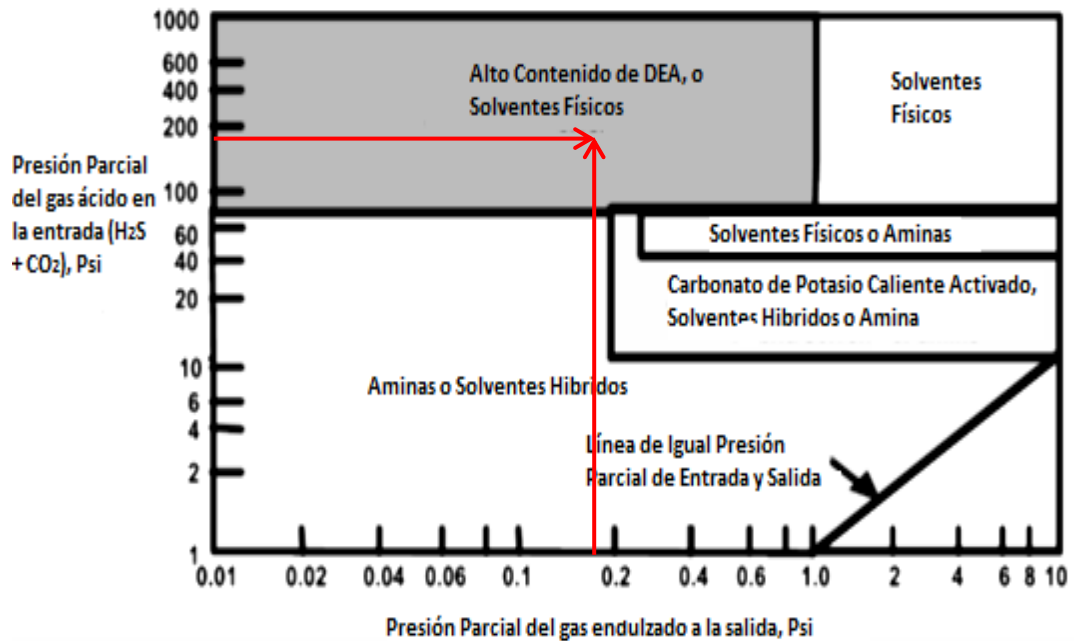
En esta gráfica, los diferentes tipos de compresores tienen un área determinada, y la selección del compresor adecuado para cualquier caso es aquel en cuya área se halle la intersección entre la presión final y el caudal de gas. Sin embargo, puede suceder que esta intersección se ubique en un área común a dos o más tipos de compresores, en tal caso será indiferente el tipo de compresor a usar.

- **Desacidificación**

Para conocer el producto adecuado para desacidificar el gas, esto se realiza por medio de la presión parcial de los componentes ácidos presentes en el gas de entrada y con la presión parcial del gas de salida, para realizar dicha selección se cuenta con las gráficas contenidas en Anexos:

- Gráfica 1A: se utiliza cuando el gas solo contiene CO<sub>2</sub>.
  - Gráfica 2A: se utiliza cuando el gas solo contiene H<sub>2</sub>S.
  - Gráfica 3A: se utiliza cuando en el gas están presentes CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.
- ✓ Conocer la cantidad total de ácidos que ingresarán y la cantidad de salida requerida.
  - ✓ Calcular la presión parcial de los componentes ácidos a la entrada y salida del gas por medio de Ecu. 4.

- ✓ De acuerdo al componente ácido a remover, se ingresa a una de las gráficas 1A, 2A y 3A con la respectiva presión parcial a la entrada y salida del gas.



- ✓ Calcular la rata de circulación de amina se calcula con la Ecu. 5 ó 6 dependiendo de la amina a utilizar.
- ✓ Calcular el calor del reboiler de la Ecu. 7.

Retirar los gases ácidos del gas altera la composición de salida del mismo, ya que disminuye su porcentaje molar. Al conocer la nueva composición se procede a realizar la sumatoria y esta será menor al 100%, la cual debe normalizarse para obtener la composición final.

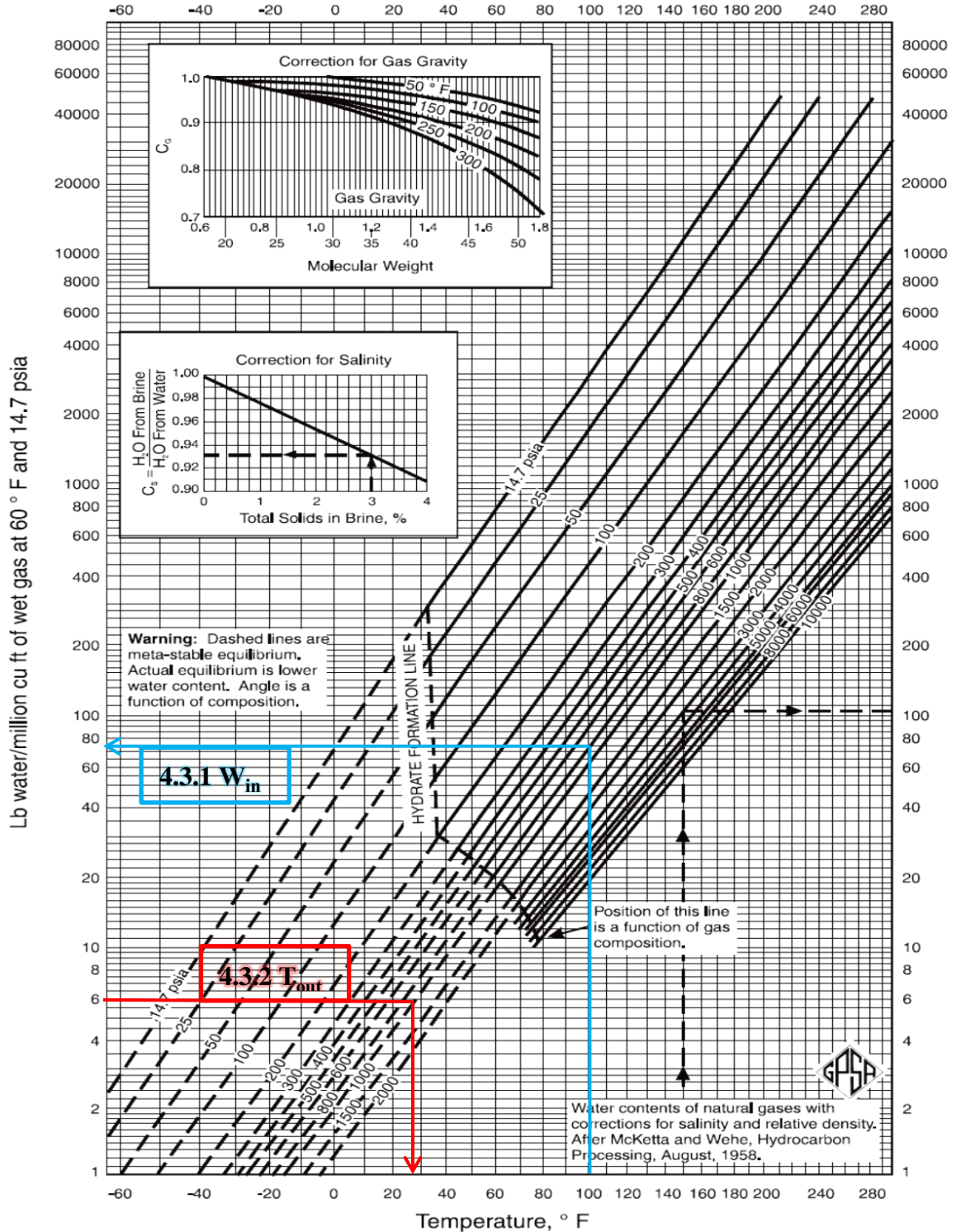
- ✓ Para conocer el caudal del gas al final del proceso de endulzamiento se toma la composición total de salida sin normalizar y se multiplica por el caudal de gas de entrada.

- ***Deshidratación***

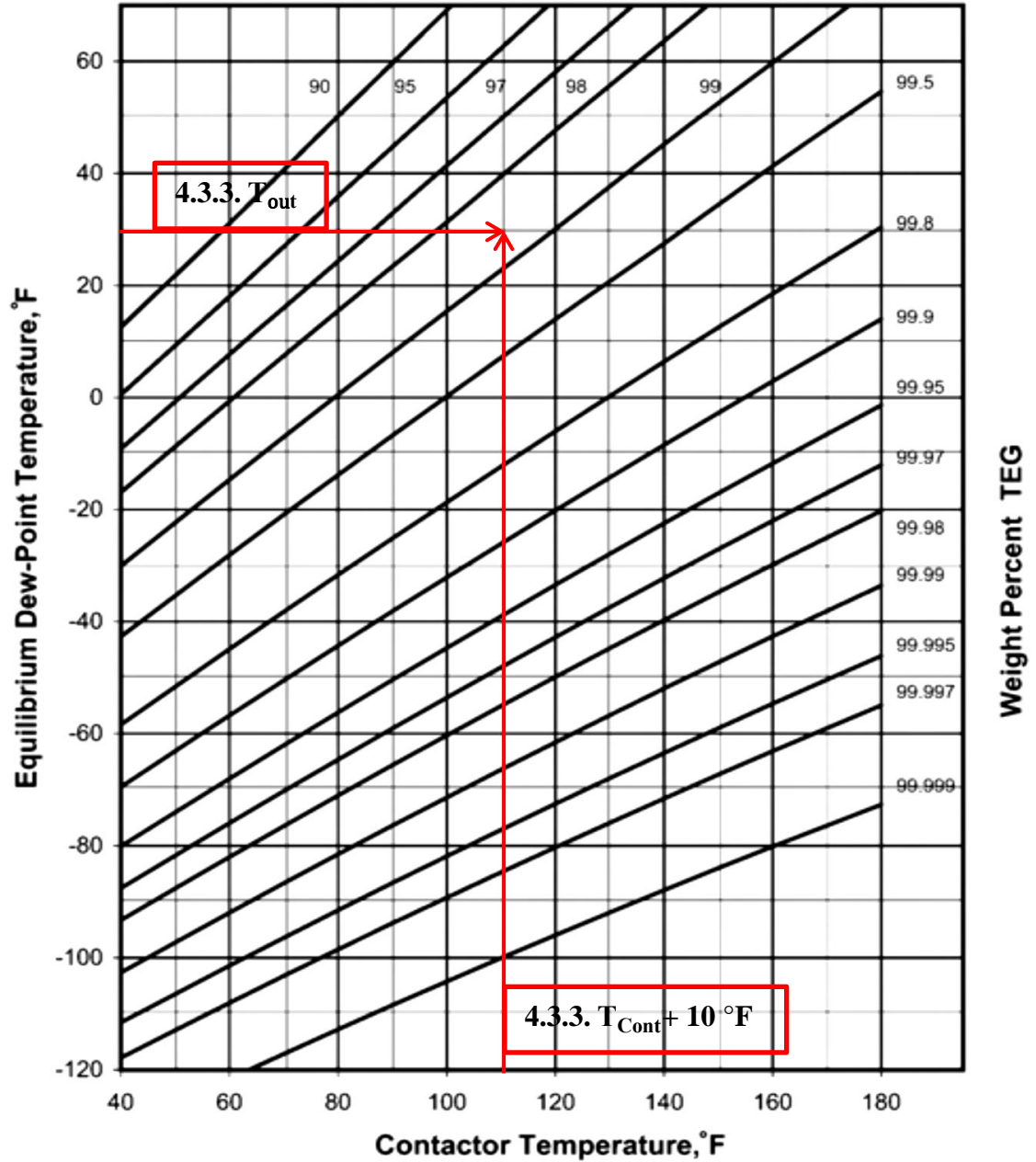
Para realizar el proceso de deshidratación se debe conocer la cantidad de TEG necesario.

- ✓ Primero se debe determinar el contenido de agua en el gas a temperatura de entrada ( $W_{in}$ ), el cual se conoce ingresando en la gráfica 4A.

- ✓ Conociendo la cantidad de lbs de agua/MMPCS de gas a la salida a 60°F y 14,7 Psia ( $W_{out}$ ), se ingresa a la gráfica 4A y se determina la temperatura de la salida del gas.



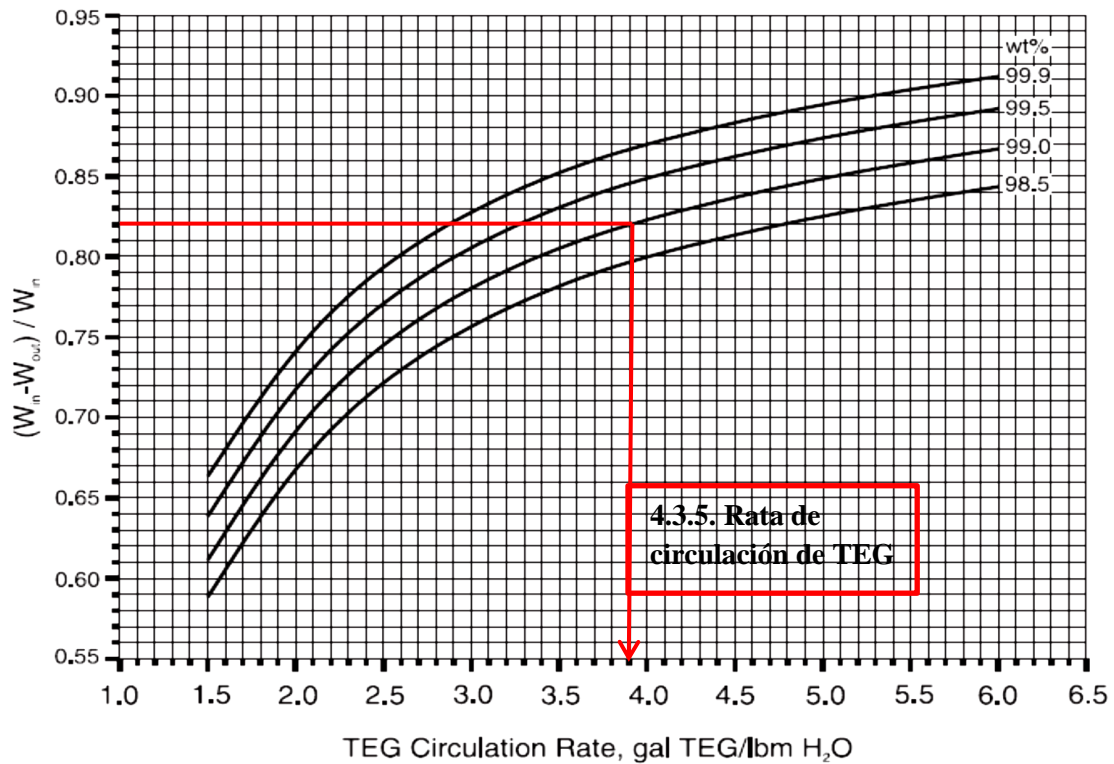
- ✓ Ingresar a la gráfica 5A con la temperatura del contactor y de salida, se conoce el porcentaje en peso de TEG a utilizar. Si no intercepta entre una de las líneas trazadas, este se puede interpolar entre el valor máximo y mínimo.



- ✓ Calcular la eficiencia de agua removida por medio de la Ecu 8.
- ✓ Con la eficiencia de agua removida y el porcentaje de TEG, se ingresa a la gráfica 6A hasta la gráfica 11A, con el objetivo de encontrar la mejor intercepción y determinar la tasa de circulación de TEG.



**Grafica 6A.** Eficiencia de agua removida Vs. Rata de circulación TEG en varias concentraciones TEG (N=1.0)



**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>19</sup>

- ✓ Con estas variables conocidas se procede con la Ecu 9 y se calcula el caudal de TEG necesario.
- ✓ Para estimar el calor del reboiler se debe tener en cuenta la rata de TEG para ingresar a la tabla 14 y conocer el calor del reboiler.
- ✓ El calor requerido total para regenerar el TEG es calculado con la Ecu 10, donde se multiplica el calor del reboiler por el caudal de TEG.

Retirar deshidratar el gas altera la composición de salida del mismo, dado que disminuye su porcentaje molar, se procede a realizar la sumatoria y esta será menor al 100%, la cual debe normalizarse para obtener la composición final.

- ✓ Conocer el caudal del gas al final del proceso de deshidratación se toma la composición total de salida sin normalizar y se multiplica por el caudal de gas de entrada.

- **Extracción de líquidos**

Para conocer la riqueza del gas, se debe tener en cuenta:

- ✓ La densidad (gal / lbmol) de cada uno de los componentes se multiplica por la fracción molar de cada componente, luego se divide por 379.49 scf/mol, para obtener galones por pie cúbico estándar de gas y multiplicarlo por mil para obtener GPM.
- ✓ Los gal/día que se recuperara de cada componente se multiplica los GPM por el caudal total de gas pero hay que tener en cuenta que este proceso no es 100% eficiente y la eficiencia del mismo aumenta proporcionalmente con relación a las cantidades de carbonos.
- ✓ El porcentaje de eficiencia de recuperación de líquidos se multiplica por los Gal/día hallados anteriormente y así se obtienen los Gal/día netos del proceso.
- ✓ El residuo del gas de cada componente se calcula multiplicando el porcentaje excedente de la estimación de recuperación por el porcentaje molar de entrada y normalizarse. Esto se realiza con el fin de conocer el HHV (High Heat Value) de las dos corrientes.

**Tabla.** Ejemplo de cantidad de líquidos extraídos.

**4.4.1**  $GPM = \frac{\text{Fracción Molar} \times \rho}{379.49} \times 1000$

**4.4.2**  $\text{Gal/día} = GPM \times Q_g$

COMPONENTES	% MOLAR	DENSIDAD GAL/LB MOL*	GPM	GAL/DÍA	ESTIMACIÓN DE RECUPERACIÓN %	NETO GAL/DÍA	RESIDUO DE GAS %
	100		GPM total	GAL/DÍA total		NETO GAL/DÍA total	<100
CAUDAL TOTAL							

**4.4.3**  $\text{Neto Gal/día} = \text{Gal/día} \times \% \text{ Recuperación}$

**4.4.4**  $\% \text{ Residuo de gas} = \frac{\% \text{ Molar} \times (100 - \% \text{ Recuperación})}{100}$

- ✓ Para calcular HHV del gas se multiplica cada HHV de los componentes por el % en moles de la composición final, obteniendo un total de HHV para el gas de alimentación y para el gas residual.
- ✓ Con el total de la composición final sin normalizar y el caudal de entrada del gas se multiplican para calcular el caudal de este a la salida.

- ✓ Conocer el caudal del gas al final del proceso de extracción de líquidos, se debe tomar la composición total de salida sin normalizar y se multiplica por el caudal de gas de entrada.

**Tabla.** Ejemplo cantidad de HHV después de la extracción de líquidos.

4.4.5  $PCS = \text{Fracción Molar Entrada} \times HHV$

4.4.5  $PCS = \text{Fracción Molar Residuo del Gas} \times HHV$

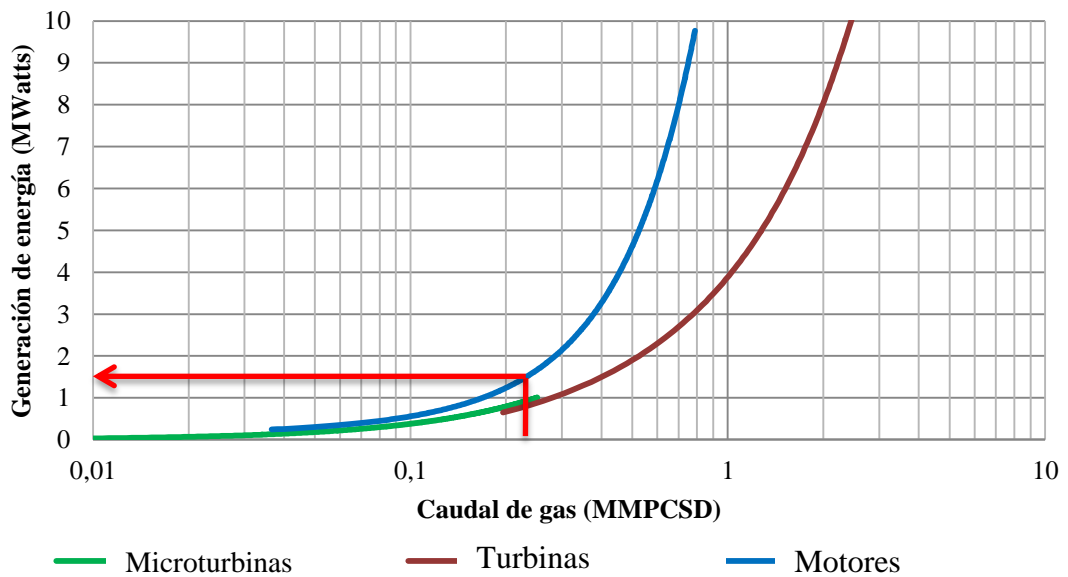
RESIDUO DE GAS %	HHV BTU/PCS *	ENTRADA DEL GAS BTU/PCS	RESIDUO DEL GAS BTU/PCS
100		PCS entrada del gas total	PCS Residuo del gas total

**Paso 5.** Calcular la máxima potencia para una planta de generación de energía de acuerdo al caudal de gas disponible.

**Método 1.**

Conociendo el caudal de gas disponible se ingresa a la gráfica 8 y se conoce la potencia y posible tecnología a utilizar.

**Caudal Vs Generación de Energía**



## Método 2.

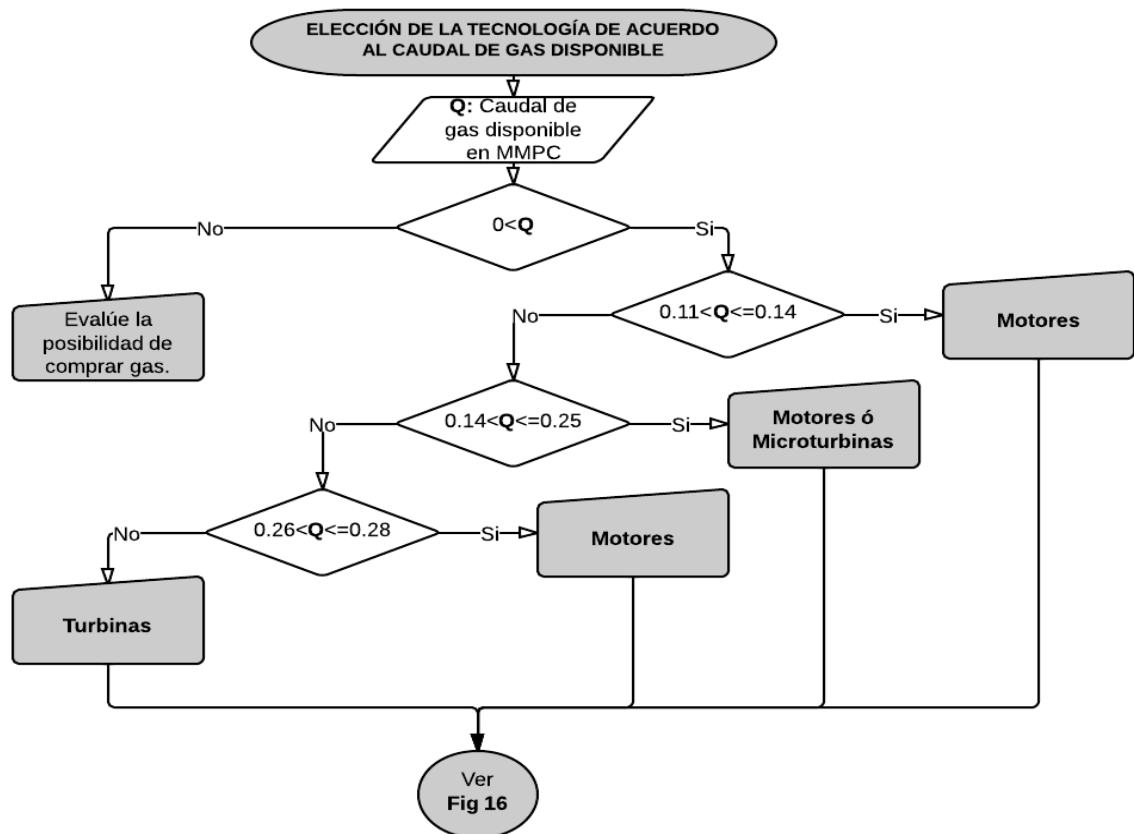
Como se conoce el caudal de gas disponible se procede a:

- ✓ Calcular la potencia máxima que este podría generar, se despeja el  $Q_h$  de la Ecu.3 para reemplazarlo en la Ecu. 2 y así podrá conocer la potencia máxima de generación (MW) a todos los equipos de su preferencia.
- ✓ Al conocer la potencia, se determina si es viable la implementación del proyecto para los equipos que se eligieron, de acuerdo a lo anterior se debe tener en cuenta:

$$\frac{\text{Potencia que puede generar el gas}}{\text{Potencia de cada uno de los equipos}} \geq 1, \text{ El equipo puede generar}$$

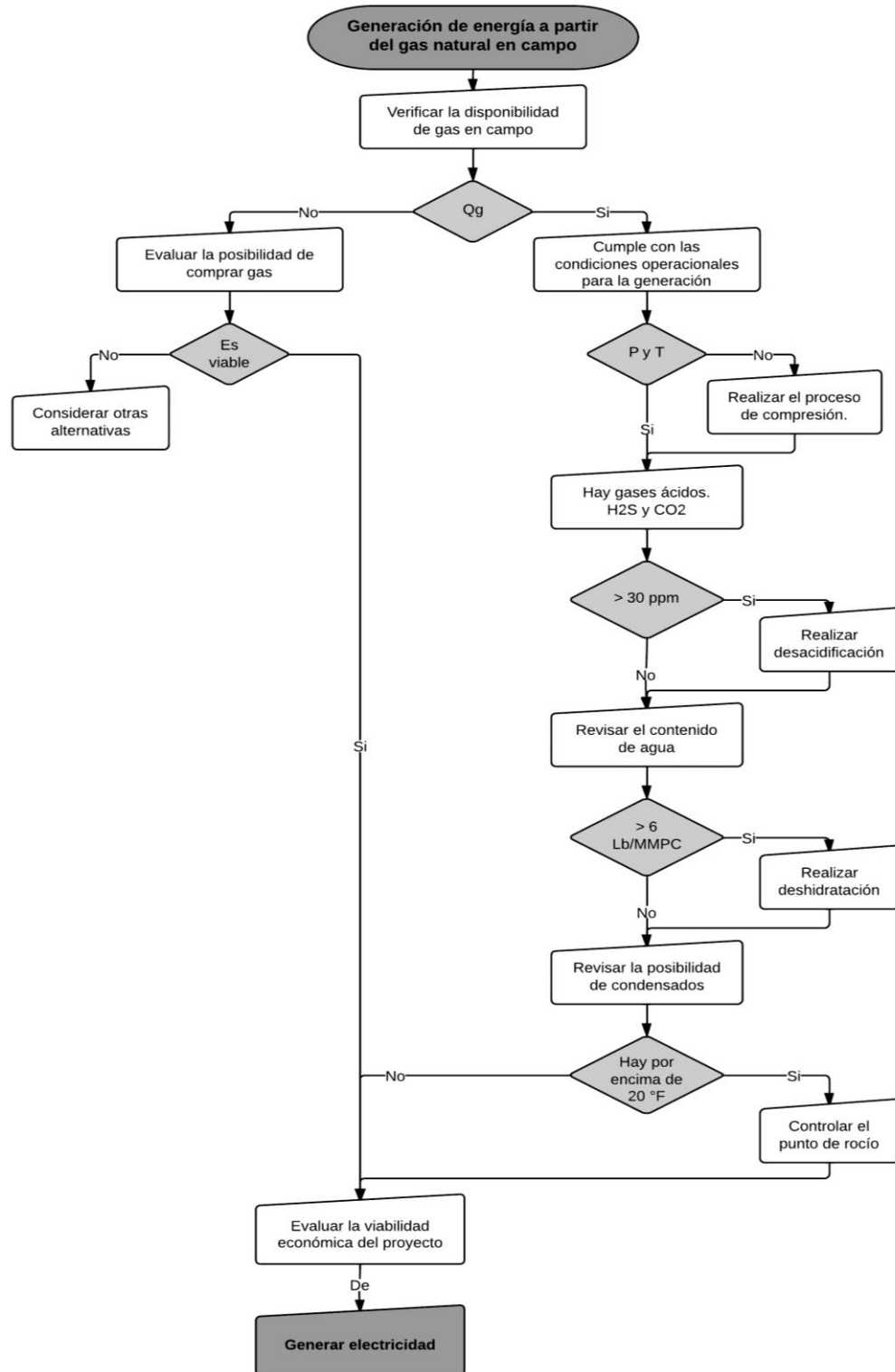
**Nota:** Después de realizar el estudio técnico y si este resulta viable se procede a realizar el análisis económico.

**Figura 15.** Diagrama de flujo para elegir la tecnología a utilizar para generar energía, de acuerdo al caudal disponible.



**Fuente:** Propia.

Figura 16. Diagrama de flujo a tener en cuenta para la generación de energía.



Fuente: Propia.

## 5. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para evaluar la factibilidad económica de la generación de energía eléctrica a partir del gas natural en los campos petroleros es necesario conocer el costo total de los equipos para los diferentes procesos (compresión, endulzamiento, deshidratación, control de punto de rocío, generación). Debido al hermetismo y las diferentes configuraciones que pueden ser diseñado los equipos para cumplir con especificaciones particulares o propias de un cliente resulta complejo obtener cotizaciones de los proveedores, en consecuencia se recurre a costos de años anteriores para dichos procesos ya sean de base de datos o graficas contenidas en libros obtenidos como, *Natural Gas Processing Principles and Technology* (2004). Por tal razón, el índice de Nelson permite actualizar los costos de las facilidades (específicamente plantas) en un año determinado por la relación del "índice de Nelson" como se presenta a continuación:

$$\text{Costo}_2 = \text{Costo}_1 \frac{\text{Indice}_2}{\text{Indice}_1} \quad \text{Ecu. (11)}$$

Dónde:

Costo<sub>2</sub> = El costo de una planta al año requerido.

Costo<sub>1</sub> = El costo de una planta a un año anterior.

Indice<sub>2</sub> = Es el índice de Nelson al año requerido.

Indice<sub>1</sub> = Es el índice de Nelson al año anterior.

Los datos sobre el Índice de Nelson se publica en la revista *Oil and Gas Journal* y refleja la variación en el tiempo del costo de construcción de refinerías. Este índice comenzó a publicarse en 1946 y su estimación se basa en los siguientes porcentajes:

Mano de obra especializada	39%
Mano de obra común	21%
Hierro y acero	20%
Equipos misceláneo	12%
Materiales de construcción	8%

En el Anexos se encuentra los índices de Nelson hasta el año 2012 e información adicional sobre este.

### 5.1 COMPONENTES DE LA ECONOMÍA EN UN PROCESO

Para establecer una actividad económica se requiere de una inversión. A cambio de esa inversión se obtienen ingresos en forma de ventas, las cuales deben ofrecer un excedente adecuado sobre los costos que implica la operación del proceso, para que éste tenga un

potencial favorable de comercialización. La inversión requerida puede descomponerse en una inversión fija,  $I_F$ , y un capital de trabajo o circundante,  $I_W$ :

$$I = I_F + I_W \quad \text{Ecu. (11)}$$

Dónde:

$I_F$  : Inversión fija, incluye capital inmovilizado en componentes del proceso, tales como maquinarias y equipos, edificios, muebles, enseres, vehículos, obras civiles, instalaciones y otros.

$I_W$ : Capital de trabajo o circulante representa la cantidad que se estipula para mantener la operación del proceso bajo variaciones en la disponibilidad de insumos, es decir, mantenimiento, operación y administración.

A su vez, la inversión fija se puede dividir en dos partes:

$$I_F = I_E + I_A \quad \text{Ecu. (12)}$$

Dónde:

$I_E$ : Componentes principales del proceso, tales como equipos de generación, línea de suministro de gas, bandeja portacable y tableros de conexión, iluminación y shelter; el costo incluye la instalación.

$I_A$ : Inversión en equipos auxiliares, como por ejemplo, equipo en stand by (diesel) o si se llegase a necesitar planta descompresora.

Para conocer los componentes principales del proceso,  $I_E$ , de acuerdo a la estimación porcentual en la que se basa el Índice de Nelson se determinó que:

$$I_E = \text{Mano de obra especializada} + \text{Mano de obra común} + \text{Hierro y acero} + \text{Material de construcción} \quad \text{Ecu. (13)}$$

Y la inversión del equipo auxiliar  $I_A$ :

$$I_A = \text{Equipo misceláneo} \quad \text{Ecu. (14)}$$

Estableciendo  $I_E$  e  $I_A$  se calcula la inversión fija  $I_F$ , y el capital de trabajo  $I_W$  se estima en un 20% de la inversión fija. Con estos datos se puede estimar el valor total del proyecto.

El costo de operación del proceso, puede evaluarse por unidad de tiempo ( $\$/\text{año}$ ), o por unidad de producción ( $\$/\text{Kg}$ ). Este concepto incluye los costos asociados con la inversión, los costos variables y los costos de mano de obra:

$$C = aI_F + bMP + cE + dMO - pSP \quad \text{Ecu. (15)}$$

Dónde:

C: Costo de operación del proceso

a: Factor que considera gastos anuales como regalías, mantenimiento, etc., los cuales no es posible predecir con detalle en un nivel preliminar pero pueden estimarse como una fracción de la inversión fija.

bMP: Costo unitario de cada materia prima MP

c: Costo de cada servicio E

dMO: Costo de mano de obra

p: Precio de cada subproducto SP que se pudiera producir en el proceso además del producto principal

La materia prima, los subproductos y las ventas dependen del proceso a realizar, en este caso se describirán asumiendo su implementación en la determinación de costos para el proceso de generación de energía eléctrica. Si el proyecto de generación se implementa con gas comprado, este será considerado materia prima del proyecto y su costo se obtiene por medio de la Ecu 16.

$$bMP = Q_g \times \text{Precio del gas} \quad \text{Ecu. (16)}$$

El costo de la mano de obra dMO representan el 5% de la inversión total, con lo anterior se puede conocer el costo de operación del proceso (C). Con las plantas de tratamiento se puede obtener o no subproductos (SP) como azufre, nitrógeno, GNL y nafta, estos tienen una producción alterna y su comercialización influye de manera positiva en el costo de operación del proyecto general.

En este proyecto como ventas anuales (S), si es para generación de energía a partir de gas natural se considera el valor que se deja de pagar a las electricificadoras por el consumo de energía, para el caso colombiano las ventas serían el valor obtenido al multiplicar el precio por kW/h de la energía, por la potencia total de la planta de generación, como se muestra a continuación:

$$S = [\text{Precio de energía en Colombia} \times \text{Potencia de la Planta}] \quad \text{Ecu. (17)}$$

Conociendo las ventas anuales se puede calcular la utilidad bruta R, que se define como la diferencia entre las ventas y el costo de operación anual:

$$R = S - C \quad \text{Ecu. (18)}$$

La utilidad neta (P) se calcula restando de la utilidad bruta la depreciación para fines contables e impuestos (e, y d, respectivamente). La depreciación que se tendría en cuenta en este caso corresponde a un 20%, ya que este porcentaje es el estimado para maquinaria y equipo utilizados por las actividades minera, petrolera y construcción, excepto muebles, enseres y equipos de oficina. La tasa de impuestos sería de 25% ya que las petroleras constituyen personas jurídicas.



$$P = R - eI - t(R - dI) \quad \text{Ecu. (19)}$$

Además, es importante conocer el tiempo de recuperación de capital (TR), dado que esto representa el tiempo que tardaría el inversionista en recuperar todo el capital.<sup>28</sup>

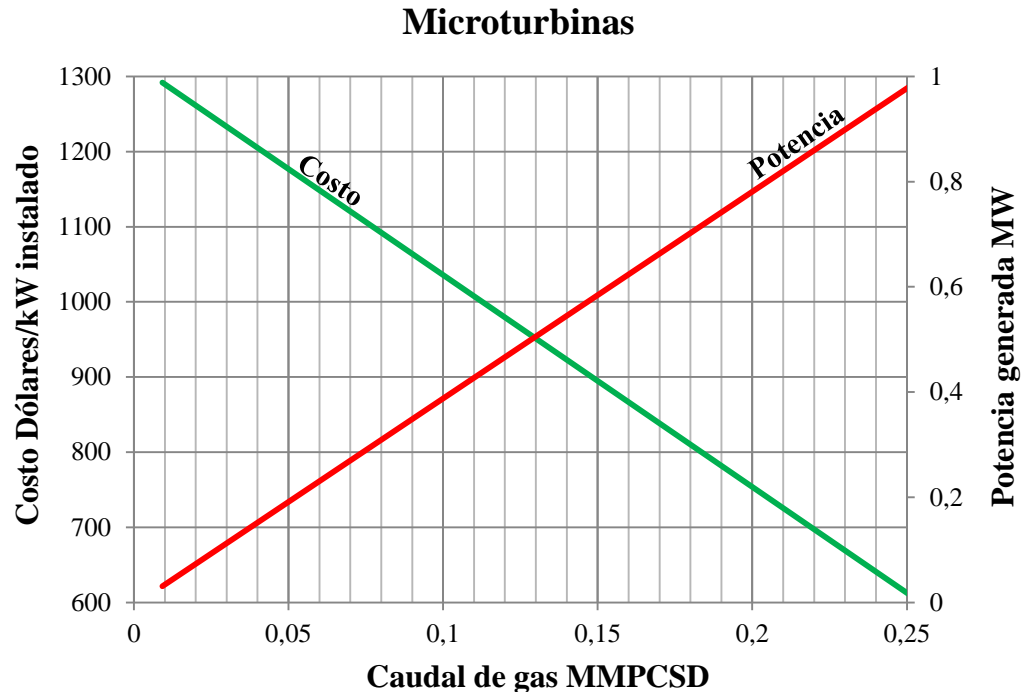
$$TR = \frac{I}{P + eI} \quad \text{Ecu. (20)}$$

En la evaluación de la factibilidad económica de la generación de energía eléctrica a partir del gas natural, se plantean dos escenarios posibles:

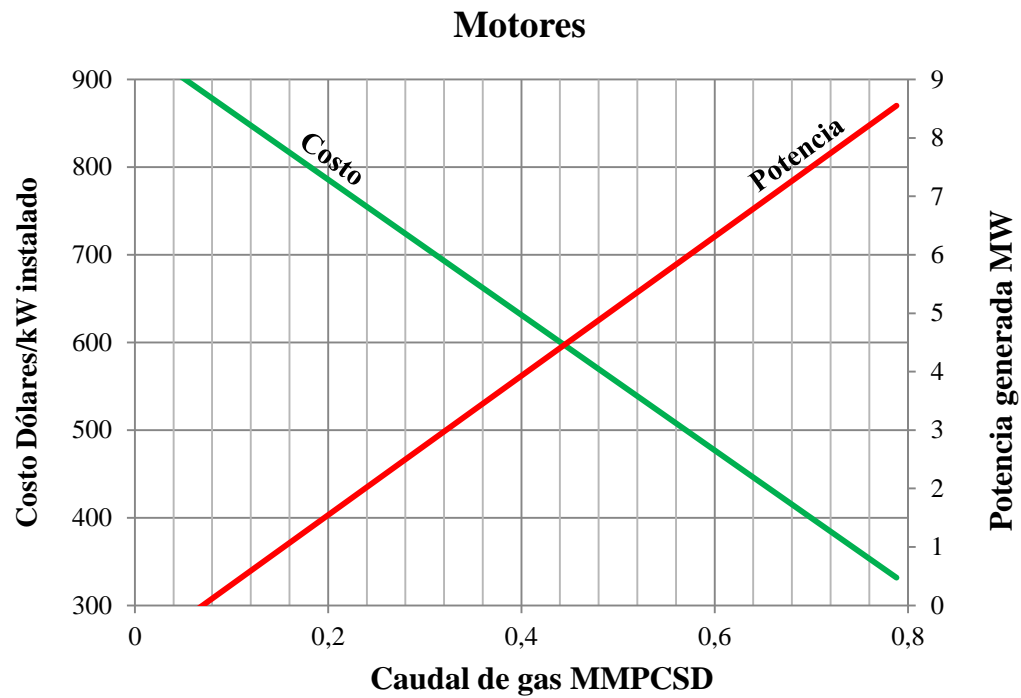
- I. El gas utilizado es producido en campo.
- II. El campo no produce gas pero es necesaria la generación de energía, por lo cual se comprará gas.

Los porcentajes del Índice de Nelson mostrados anteriormente y el costo total de la inversión nos permiten conocer el costo que tienen cada una de estas variables en el proyecto, lo primero que se debe conocer es el valor del equipo de generación que se puede estimar de acuerdo al tipo de tecnología, por medio de la siguientes graficas:

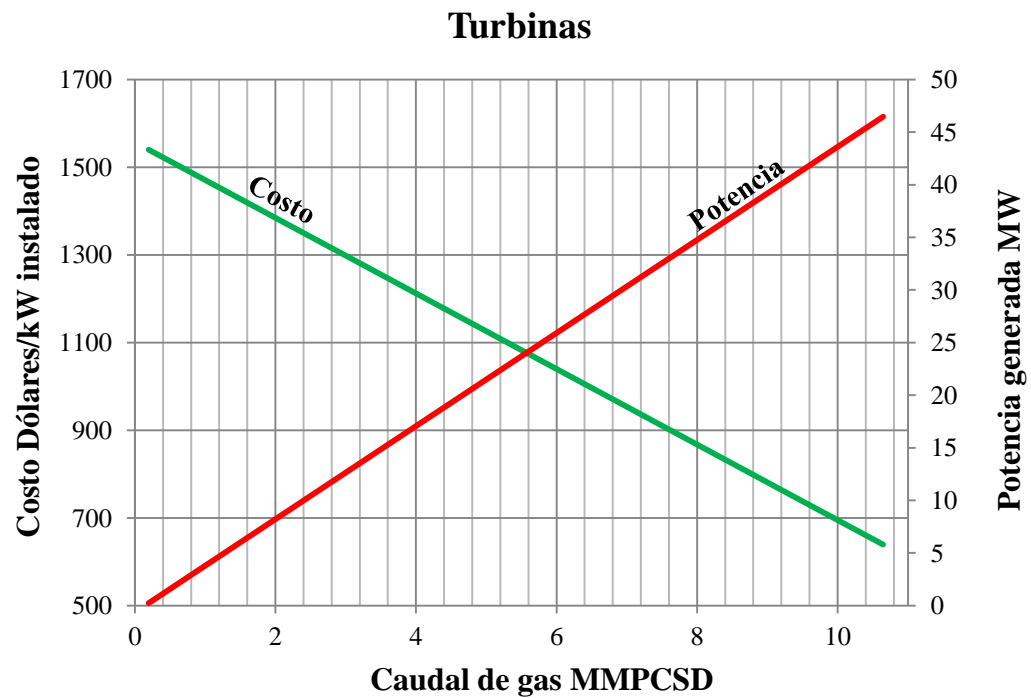
**Gráfica 17.** Potencia generada (MW) y costo (Dólares/kw) de acuerdo al caudal de gas para microturbinas.



**Gráfica 18.** Potencia generada (MW) y costo (Dólares/kw) de acuerdo al caudal de gas para motores.



**Gráfica 19.** Potencia generada (MW) y costo (Dólares/kw) de acuerdo al caudal de gas para turbinas.



Como se puede observar en las gráficas de la 17 a 19 el costo del equipo de generación es inversamente proporcional a la potencia o capacidad del mismo.

Los valores tomados para realizar las gráficas 17 a la 19 fueron tomados de la Tesis Doctoral “Generación distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio”, estos fueron actualizados con el índice de Nelson al año 2012.

**Tabla 15.** Análisis económico de una planta de generación de energía con microturbinas a partir de gas quemado.

Tecnología	Microturbinas		
	0.57	0.76	1
Potencia MW			
Inversión Inicial MMUS	0.512	0.581	0.596
Caudal de gas MMPCSD	0.1507	0.2009	0.2483
IE (Componentes principales del proceso) MMUS	0.451	0.511	0.524
IA (Inversión equipo auxiliar) MMUS	0.061	0.070	0.072
If (Inversión fija) MMUS	0.512	0.581	0.596
IW (Capital de trabajo o circulante) MMUS	0.102	0.116	0.119
I (Inversión Total) \$MMUS	0.614	0.697	0.715
dMO (Mano de Obra) \$MMUS/año	0.031	0.035	0.036
C (Costo de operación del proceso) \$MMUS/año	0.031	0.035	0.036
S (Ventas anual) \$MMUS/año	0.702	0.937	1.232
R (Utilidad Bruto) \$MMUS/año	0.672	0.902	1.197
P (Utilidad Neta) \$MMUS/año	0.412	0.572	0.790
TR (Tiempo de recuperación de capital) Año	1.15	0.98	0.77

**Tabla 16.** Análisis económico de una planta de generación de energía con turbinas a partir de gas quemado.

Tecnología	Turbinas				
	1	5	10	20	40
Potencia MW					
Inversión Inicial MMUS	1.534	7.231	13.435	23.013	30.111
Caudal de gas MMPCSD	0.2107	13.675	24.430	47.873	85.870
IE (Componentes principales del proceso) MMUS	1.350	6.363	11.823	20.251	26.498
IA (Inversión equipo auxiliar) MMUS	0.184	0.868	1.612	2.762	3.613
If (Inversión fija) MMUS	1.534	7.231	13.435	23.013	30.111
IW (Capital de trabajo o circulante) MMUS	0.307	1.446	2.687	4.603	6.022
I (Inversión Total) \$MMUS	1.841	8.677	16.122	27.616	36.133
dMO (Mano de Obra) \$MMUS/año	0.092	0.434	0.806	1.381	1.807
C (Costo de operación del proceso) \$MMUS/año	0.092	0.434	0.806	1.381	1.807
S (Ventas anual) \$MMUS/año	1.232	6.162	12.324	24.649	49.298
R (Utilidad Bruto) \$MMUS/año	1.140	5.728	11.518	23.268	47.491
P (Utilidad Neta) \$MMUS/año	0.579	2.995	6.220	13.309	30.198
TR (Tiempo de recuperación de capital) Año	1.94	1.83	1.71	1.47	0.97

**Tabla 17.** Análisis económico de una planta de generación de energía con motores a partir de gas quemado.

Tecnología	Motores		
	1	5	10
Potencia MW			
Inversión Inicial MMUS	0.814	2.795	2.489
Caudal de gas MMPCSD	0.2033	0.9438	18.782
IE (Componentes principales del proceso) MMUS	0.716	2.460	2.190
IA (Inversión equipo auxiliar) MMUS	0.098	0.335	0.299
If (Inversión fija) MMUS	0.814	2.795	2.489
IW (Capital de trabajo o circulante) MMUS	0.163	0.559	0.498
I (Inversión Total) \$MMUS	0.977	3.354	2.987
dMO (Mano de Obra) \$MMUS/año	0.049	0.168	0.149
C (Costo de operación del proceso) \$MMUS/año	0.049	0.168	0.149
S (Ventas anual) \$MMUS/año	1.232	6.162	12.324
R (Utilidad Bruto) \$MMUS/año	1.184	5.995	12.175
P (Utilidad Neta) \$MMUS/año	0.741	3.993	8.683
TR (Tiempo de recuperación de capital) Año	1.04	0.72	0.32

**Tabla 18.** Análisis económico de una planta de generación de energía con microturbinas a partir de gas comprado.

Tecnología	Microturbinas		
	0.57	0.76	1
Potencia MW			
Inversión Inicial MMUS	0.512	0.581	0.596
Caudal de gas MMPCSD	0.1507	0.2009	0.2483
IE (Componentes principales del proceso) MMUS	0.451	0.511	0.524
IA (Inversión equipo auxiliar) MMUS	0.061	0.070	0.072
If (Inversión fija) MMUS	0.512	0.581	0.596
IW (Capital de trabajo o circulante) MMUS	0.102	0.116	0.119
I (Inversión Total) \$MMUS	0.614	0.697	0.715
bMP (Costo unitario por la materia prima) \$MMUS/año	0.363	0.484	0.598
dMO (Mano de Obra) \$MMUS/año	0.031	0.035	0.036
C (Costo de operación del proceso) \$MMUS/año	0.394	0.519	0.634
S (Ventas anual) \$MMUS/año	0.702	0.937	1.232
R (Utilidad Bruto) \$MMUS/año	0.309	0.418	0.598
P (Utilidad Neta) \$MMUS/año	0.139	0.209	0.342
TR (Tiempo de recuperación de capital) Año	2.34	2.00	1.48

**Tabla 19.** Análisis económico de una planta de generación de energía con turbinas a partir de gas comprado.

Tecnología	Turbinas				
	1	5	10	20	40
Potencia MW					
Inversión Inicial MMUS	1.534	7.231	13.435	23.013	30.111
Caudal de gas MMPCSD	0.2107	13.675	24.430	47.873	85.870
IE (Componentes principales del proceso) MMUS	1.350	6.363	11.823	20.251	26.498
IA (Inversión equipo auxiliar) MMUS	0.184	0.868	1.612	2.762	3.613

<b>If (Inversión fija) MMUS</b>	1.534	7.231	13.435	23.013	30.111
<b>IW (Capital de trabajo o circulante) MMUS</b>	0.307	1.446	2.687	4.603	6.022
<b>I (Inversión Total) \$MMUS</b>	1.841	8.677	16.122	27.616	36.133
<b>bMP (Costo unitario por la materia prima) \$MMUS/año</b>	0.508	3.294	5.885	11.533	20.686
<b>dMO (Mano de Obra) \$MMUS/año</b>	0.092	0.434	0.806	1.381	1.807
<b>C (Costo de operación del proceso) \$MMUS/año</b>	0.600	3.728	6.691	12.913	22.493
<b>S (Ventas anual) \$MMUS/año</b>	1.232	6.162	12.324	24.649	49.298
<b>R (Utilidad Bruto) \$MMUS/año</b>	0.633	2.434	5.633	11.736	26.805
<b>P (Utilidad Neta) \$MMUS/año</b>	0.199	0.524	1.807	4.659	14.684
<b>TR (Tiempo de recuperación de capital) Año</b>	3.25	3.84	3.20	2.71	1.65

**Tabla 20.** Análisis económico de una planta de generación de energía con motores a partir de gas comprado.

Tecnología	Motores		
	1	5	10
Potencia MW			
Inversión Inicial MMUS	0.814	2.795	2.489
Caudal de gas MMPCSD	0.203	0.9438	18.782
IE (Componentes principales del proceso) MMUS	0.716	2.460	2.190
IA (Inversión equipo auxiliar) MMUS	0.098	0.335	0.299
If (Inversión fija) MMUS	0.814	2.795	2.489
IW (Capital de trabajo o circulante) MMUS	0.163	0.559	0.498
I (Inversión Total) \$MMUS	0.977	3.354	2.987
bMP (Costo unitario por la materia prima) \$MMUS/año	0.490	2.274	4.525
dMO (Mano de Obra) \$MMUS/año	0.049	0.168	0.149
C (Costo de operación del proceso) \$MMUS/año	0.539	2.441	4.674
S (Ventas anual) \$MMUS/año	1.232	6.162	12.324
R (Utilidad Bruto) \$MMUS/año	0.694	3.721	7.651
P (Utilidad Neta) \$MMUS/año	0.374	2.288	5.290
TR (Tiempo de recuperación de capital) Año	1.72	1.13	0.51

Para conocer el costo por kWh (\$US/kWh), se calcula de la siguiente manera:

$$\text{\$/kWh} = \frac{C}{\text{Pot Planta kW}} \quad \text{Ecu. (21)}$$

En el escenario que se muestra en la tabla 21 para generar energía a partir de gas quemado o producido en campo, es notable que el costo en pesos colombianos por kilowatt hora disminuya considerablemente en cada tecnología, siendo la generación por medio de motores alternativos el más económico y las turbinas las más costosas.

Sin embargo también hay que considerar que los costos disminuyen cuanto más grande es la planta, por eso la generación de 1MW es más económico en las microturbinas que en los motores, debido a que esa potencia es el límite superior del rango de aplicabilidad de dicha tecnología.

**Tabla 21.** Costos por Kw/h de la generación con gas producido en campo, de acuerdo a las tecnologías.

Tecnología	Potencia	Costo por kWh (\$US/kWh)	Costo por kWh (\$COP/kWh)	Precio Energía Eléctrica (\$COP/kWh) (Electrohulla) <sup>29</sup>	Utilidad \$COP/kWh
Microturbinas	0.57	0.0062	11.19	255.85	244.66
	0.76	0.0052	9.52	255.85	246.33
	1	0.0041	7.42	255.85	248.43
Turbinas	1	0.0105	19.11	255.85	236.75
	5	0.0099	18.01	255.85	237.84
	10	0.0092	16.73	255.85	239.12
	20	0.0079	14.33	255.85	241.52
	40	0.0052	9.38	255.85	246.48
Motores	1	0.0056	10.14	255.85	245.71
	5	0.0038	6.96	255.85	248.89
	10	0.0017	3.1	255.85	252.75

En el siguiente escenario de la tabla 22 en el que se considera comprar gas para generar energía, el costo por kilowatt hora disminuye a mayor potencia en todos los equipos pero en los motores es más económico el kW/hr.

**Tabla 22.** Costos por Kw/h de la generación en turbinas con gas comprado, de acuerdo a las tecnologías.

Tecnología	Potencia	Costo por kWh (\$US/kWh)	Costo por kWh (\$COP/kWh)	Precio Energía Eléctrica (\$COP/kWh) (Electrohulla) <sup>29</sup>	Utilidad \$COP/kWh
Microturbinas	0.57	0.0788	143.39	255.853	112.47
	0.76	0.0779	141.72	255.853	114.13
	1	0.0724	131.61	255.853	124.24
Turbinas	1	0.0684	124.47	255.853	131.38
	5	0.0851	154.79	255.853	101.07
	10	0.0764	138.91	255.853	116.94
	20	0.0737	134.04	255.853	121.82
	40	0.0642	116.73	255.853	139.12
Motores	1	0.0615	111.81	255.853	144.04
	5	0.0557	101.37	255.853	154.49
	10	0.0534	97.03	255.853	158.82

## 5.2 ELABORACIÓN Y ANALISIS DEL FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

Para el análisis económico del proyecto debe tener en cuenta que el flujo de caja y de acuerdo al monto de inversión se proyecta a 5 periodos de tiempo, en este caso de 5 años, ya que es en este periodo donde se debe recuperar la inversión inicial; también hay que

tener en cuenta que en la mayoría de los proyectos de grande envergadura se considera que en los tres primeros años es probable que no existan ganancias. Los valores que se utilizaron para su elaboración se encuentran en la tabla, y corresponden a:

Inversión total del proyecto ( I ) → Inversión  
 Costo de operación del proyecto ( C ) → Egresos  
 Ventas anuales ( S ) → Ingresos

La depreciación se estima como el 20% de la inversión total del proyecto que es el porcentaje que le corresponde a maquinaria y equipos utilizados para las actividades petroleras. Los impuestos se calculan realizando la diferencia entre los ingresos, egresos y la depreciación, y multiplicándolo por el 25% dado que este es el porcentaje que les corresponde pagar a personas jurídicas en Colombia, como se muestra a continuación:

$$\text{Impuesto} = (\text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Depreciación}) \times 25\% \quad \text{Ecu. (22)}$$

Con los valores anteriormente mencionados se calcula el flujo de caja neto (FCN) de la siguiente manera:

$$\text{FCN} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuesto} \quad \text{Ecu. (23)}$$

En las siguientes tablas se considera solo el flujo de caja que comprende la compra, costo de operación y mantenimiento del equipo de generación ya sea turbinas, microturbinas o motores alternativos de combustión interna, y como ingresos se tomaron el precio que la empresa dejaría de pagar por la energía que se consume en campo tomando como referencia el costo que tiene el kw/h para el sector industrial según la electrificadora del Huila. En estos flujos de caja no se tienen en cuenta los costos de los tratamientos para el acondicionamiento del gas puesto que estos son condiciones particulares de cada campo.

A continuación se realiza el flujo de caja para un proyecto en el cual se desea generar 1 MW de potencia, teniendo en cuenta todas las tecnologías para saber cual resulta más rentable. También se contemplan los dos escenarios planteados anteriormente, el de generación a partir del gas quemado en campo y comprando gas.

**Tabla 23.** Flujo de caja para la implementación del proyecto con gas quemado, para cada una de las tecnologías con potencia de 1 MW.

FLUJO DE CAJA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE 1 MW CON GAS QUEMADO (MUS)							
	PER	INVERSIÓN	INGRESO	EGRESO	DEPRECIACIÓN	IMPUESTO	FNC
MICROTURBINAS	0	715,2					-715,2
	1		1232,4	35,8	143,04	299,15	897,45
	2		1232,4	35,8	143,04	299,15	897,45
	3		1232,4	35,8	143,04	299,15	897,45
	4		1232,4	35,8	143,04	299,15	897,45
	5		1232,4	35,8	143,04	299,15	897,45

**Tabla 23.** Flujo de caja para la implementación del proyecto con gas quemado, para cada una de las tecnologías con potencia de 1 MW (continuación).

FLUJO DE CAJA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE 1 MW CON GAS QUEMADO (MUS)							
	PER	INVERSIÓN	INGRESO	EGRESO	DEPRECIACIÓN	IMPUESTO	FNC
MOTORES	0	976,8					-976,8
	1		1232,4	49	195,36	295,85	887,55
	2		1232,4	49	195,36	295,85	887,55
	3		1232,4	49	195,36	295,85	887,55
	4		1232,4	49	195,36	295,85	887,55
	5		1232,4	49	195,36	295,85	887,55
TURBINAS	0	1841					-1841
	1		1232,4	599,6	368,2	158,2	474,6
	2		1232,4	599,6	368,2	158,2	474,6
	3		1232,4	599,6	368,2	158,2	474,6
	4		1232,4	599,6	368,2	158,2	474,6
	5		1232,4	599,6	368,2	158,2	474,6

**Tabla 24.** Flujo de caja para la implementación del proyecto con gas comprado, para cada una de las tecnologías con potencia de 1 MW.

FLUJO DE CAJA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DE 1 MW CON GAS COMPRADO (MUS)							
	PER	INVERSIÓN	INGRESO	EGRESO	DEPRECIACIÓN	IMPUESTO	FNC
MICROTURBINAS	0	715,2					-715,2
	1		1232,4	633,9	143,04	149,625	448,875
	2		1232,4	633,9	143,04	149,625	448,875
	3		1232,4	633,9	143,04	149,625	448,875
	4		1232,4	633,9	143,04	149,625	448,875
	5		1232,4	633,9	143,04	149,625	448,875
MOTORES	0	976,8					-976,8
	1		1232,4	538,6	195,36	173,45	520,35
	2		1232,4	538,6	195,36	173,45	520,35
	3		1232,4	538,6	195,36	173,45	520,35
	4		1232,4	538,6	195,36	173,45	520,35
	5		1232,4	538,6	195,36	173,45	520,35
TURBINAS	0	1841					-1841
	1		1232,4	92	368,2	285,1	855,3
	2		1232,4	92	368,2	285,1	855,3
	3		1232,4	92	368,2	285,1	855,3
	4		1232,4	92	368,2	285,1	855,3
	5		1232,4	92	368,2	285,1	855,3

Para poder hallar el valor presente neto del proyecto (VPN), se necesita estimar una tasa de interés comúnmente conocida como tasa de interés de oportunidad (TIO) que es la tasa de interés más alta que el inversionista sacrifica con el objetivo de realizar un proyecto, y el valor actual neto (VAN).



La TIO se estima teniendo en cuenta la tasa del mercado financiero, la tasa esperada de inflación, la tasa esperada por el inversionista, y la tasa esperada por el empresario. Por ejemplo si una alternativa de inversión es depositar el dinero en un CDT la TIO sería el DTF (la tasa para depósitos a término fijo), menos el costo de inflación (el índice más utilizado para representarlo es el IPC, índice per capital), más la tasa mínima a que aspira ganar el inversionista, más la tasa mínima a la que aspira ganar el empresario. Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones determinamos que una TIO atractiva en la economía actual es de 17%, la cual es muy superior a las tasas de interés de los depósitos a término fijo presentadas por el banco de la republica que oscilan entre 3,54% y 4,43% para el año 2013.

A continuación se presenta un cuadro resumen de los flujos de cajas para e indicadores económicos para cada una de las opciones de proyecto propuesto:

**Tabla 25.** Resumen flujo de caja y parámetros de evaluación económica para proyectos con capacidad de 1 MW, de acuerdo a las tecnologías disponibles y escenarios evaluados.

FLUJO NETO DE CAJA PARA GENERADORES 1 MW (MUS)						
	Gas quemado			Gas comprado		
PER	Microturbinas	Motores	Turbinas	Microturbinas	Motores	Turbinas
0	-715,2	-976,8	-1841	-715,2	-976,8	-1841
1	897,45	887,55	855,3	448,875	520,35	474,6
2	897,45	887,55	855,3	448,875	520,35	474,6
3	897,45	887,55	855,3	448,875	520,35	474,6
4	897,45	887,55	855,3	448,875	520,35	474,6
5	897,45	887,55	855,3	448,875	520,35	474,6
<b>TIO</b>	17%	17%	17%	17%	17%	17%
<b>VNA</b>	\$ 2.871,25	\$ 2.839,58	\$ 2.736,40	\$ 1.436,11	\$ 1.664,78	\$ 1.518,41
<b>VPN</b>	\$ 2.156,05	\$ 1.862,78	\$ 895,40	\$ 720,91	\$ 687,98	(\$ 322,59)
<b>TIR</b>	123%	87%	37%	56%	45%	9%

Como se evidencia en la Tabla anterior la generación eléctrica a partir del gas quemado o comprado, para generar 1 MW por medio de las diferentes tecnologías resulta muy rentable, a excepción del panorama de gas comprado y utilizando turbinas. Esto es debido a que las Turbinas es la tecnología más costosa del mercado.

También se puede observar que la TIR es muy superior a la TIO, lo que nos indica que el proyecto es una excelente opción de inversión. También hay que en cuenta que la vida útil de este tipo de proyecto oscila entre 20 a 25 años así que aunque en los primeros años no tendremos ganancias el proyecto en general si nos la proporcionaría. Para las capacidades de generación de 5, 10, 25 y 40 MW la TIR es mayor que la TIO por lo cual los proyectos son viables.

## 6. EJEMPLO PRACTICO DE LA METODOLOGÍA PARA GENERAR ENERGÍA A PARTIR DE GAS

Para evaluar la viabilidad de generación de energía a partir del gas producido en campo se recurre a un caso teórico, con el objetivo de evaluar cada uno de los parámetros expuestos anteriormente. A continuación se desarrollará la metodología de esta investigación.

### 6.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El campo X está produciendo gas asociado con una presión de 1000 PSI y una temperatura de 100 °F, su producción diaria es de 2,5 MMPCS, de los cuales consume en campo 0,175 MMPCSD y quema 2,325 MMPCSD. La composición de este gas es la siguiente:

**Tabla 26 .** Composición del gas campo X.

Componente	% Molar
Dióxido de Carbono	4,03
Ácido Sulhídrico	0,01
Nitrógeno	1,82
Metano	54,17
Etano	6,57
Propano	14,79
I-Butano	6,87
N-Butano	6,28
I-Pentano	2,66
N-Pentano	1,49
Hexano Plus	1,18
Agua	0,13
	100

**Fuente:** Propia.

La corriente del gas a condiciones de yacimiento contiene 100 ppm de azufre, 60 lbs de agua/MMPCS y un poder calorífico inferior de 1685,83 BTU/PC.

#### ***Paso 1. Determinar la disponibilidad de gas en campo.***

Con la anterior información (planteamiento del problema) se observa que aproximadamente el 93% de la producción de gas es quemada, por tal motivo es un campo objetivo para implementar el proyecto de generación.

#### ***Paso 2. Conocer la composición del gas que se va a utilizar.***

La composición de la corriente de gas es un dato conocido en este caso, por lo cual no es necesario incurrir en gastos extra para realizar una cromatografía.

**Paso 3. Comparar las características del gas campo con los las condiciones de operación.**

**Tabla 27.** Comparación entre los parámetros optimos para la generación y los del campo X.

Parámetros		Campo
Azufre	30 ppm máx.	100 ppm
Agua	6 MMPCS, máx.	60 lb/MMPCS
Condensables	nada por encima de 20° F	Tiene condensables
PCI	300-5000 BTU/ft <sup>3</sup>	Esta en el rango

Como se puede observar en la tabla 27 el contenido de azufre y agua del campo X sobrepasan los límites óptimos establecidos para la generación de energía establecidos anteriormente. También de acuerdo a la composición molar de los componentes hidrocarburos a partir del propano se deduce la existencia de condensados. En cuanto al poder calorífico inferior se observa que está dentro de los limites establecidos.

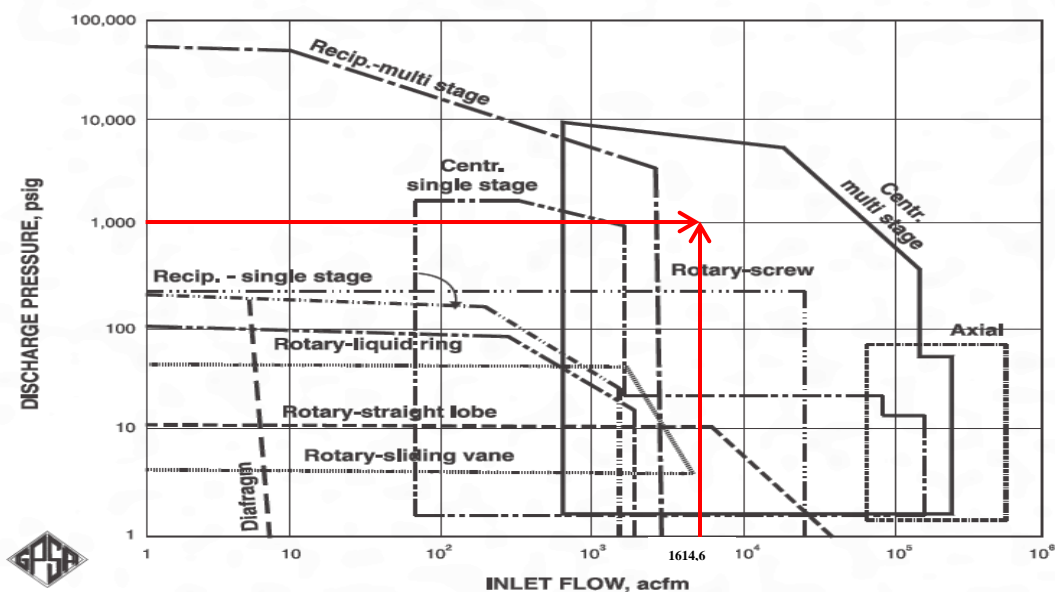
**Paso 4. Determinar los tratamientos que se deben llevar a cabo.**

De acuerdo a lo anterior, se determina los siguientes procesos de acondicionamiento:

- **Compresión**

Como el gas se dispone en campo y cuenta con una presión de 1000 Psi, no es necesario realizar la compresión porque tiene el nivel energético suficiente para transportar el gas. Sin embargo, si llegase a necesitar compresión: estos serían los pasos a seguir.

- ✓ Determinar es el tipo de compresor a utilizar, se realiza por medio de la gráfica 9. Ingresar a la gráfica con Flujo de gas: 2,325 MMPC/D = 1614,6 PC/Minuto y Presión final: 1000



El compresor que puede satisfacer las condiciones establecidas es un compresor centrifugo multi-etapa

- **Desacidificación**

Primero se conocerá el producto adecuado para desacidificar el gas, esto se realiza por medio de la presión parcial de los componentes ácidos presentes en el gas de entrada y salida.

Para realizar dicha selección se cuenta con las gráficas contenidas en el Anexos:

- Gráfica 1A: se utiliza cuando el gas solo contiene CO<sub>2</sub>.
- Gráfica 2A: se utiliza cuando el gas solo contiene H<sub>2</sub>S.
- Gráfica 3A: se utiliza cuando en el gas están presentes CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

Como en este caso el gas están presentes CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S se usará la gráfica 3.

- ✓ Primero se debe conocer la cantidad total de ácidos que ingresarán y la cantidad de salida, para así conocer la presión parcial del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S corriente de alimentación= 4,04%      CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S de salida= 1,0010 %

- ✓ Calcular la presión parcial del gas por medio de Ecu. 4.

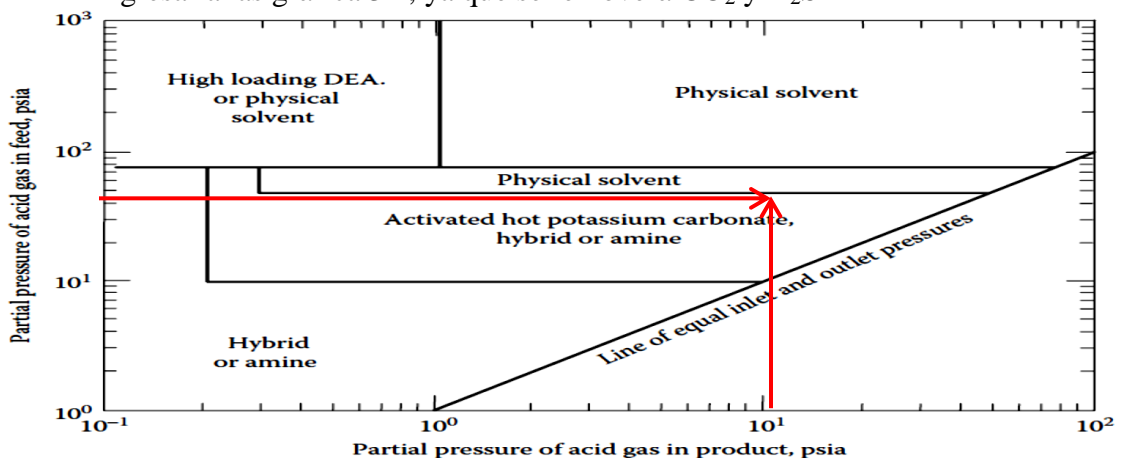
$$PP_i = X_i P_t$$

Presión parcial del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en la corriente de alimentación= 1000×0,0404

Presión parcial del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en la corriente de alimentación =40,4 Psi

Presión parcial del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S de salida=1000×0,010010=10,01 Psi

- ✓ Ingresar a las gráfica 3A, ya que se removerá CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S



Indica que los productos posibles para que el proceso de endulzamiento sea óptimo podrían ser: el carbonato de potasio caliente activado, híbrido o amina; la amina más común para esta selección es la DEA.

- ✓ Calcular la rata de circulación de DEA se calcula con la Ecu. 6.

$$L_{DEA} = \frac{192 \times Q_g \times MF}{c \times \rho \times A_L}$$

$Q_g$ : 0,98 MMPCSD

MF: 0,0404

c: 0,35 lb/lb.

$\rho$ : 8,71 lb/gal.

$A_L$ : 0,50 Moles/Moles.

$$L_{DEA} = \frac{192 \times 2,325 \times 0,0404}{0,35 \times 8,71 \times 0,5}$$

$$L_{DEA} = 11,83 \text{ gpm}$$

- ✓ Calcular el calor del reboiler de la Ecu. 7.

$$q = 1000 \frac{\text{BTU}}{\text{Gal}} \times 11,83 \frac{\text{Gal}}{\text{min}} \times \frac{60 \text{ Min}}{1 \text{ hr}} = 709800 \frac{\text{BTU}}{\text{hr}}$$

Retirar los gases ácidos del gas altera la composición de salida del mismo, ya que disminuye su porcentaje molar. Al conocer la nueva composición se procede a realizar la sumatoria y esta será menor al 100%, la cual debe normalizarse para obtener la composición final.

**Tabla 28.** Composición después de la desacidificación.

Componente	% Molar Entrada	% Molar Salida	% Molar Salida
Dióxido de Carbono	4.03	1	1.03134
Ácido Sulhídrico	0.01	0.001	0.00103
Nitrógeno	1.82	1.82	1.87704
Metano	54.17	54.17	55.86782
Etano	6.57	6.57	6.77592
Propano	14.79	14.79	15.25356
I-Butano	6.87	6.87	7.08532
N-Butano	6.28	6.28	6.47683
I-Pentano	2.66	2.66	2.74337
N-Pentano	1.49	1.49	1.53670
Hexano Plus	1.18	1.18	1.21698
Agua	0.13	0.13	0.13407
	100	96.961	100

- ✓ Para conocer el caudal del gas al final del proceso de endulzamiento se toma la composición total de salida sin normalizar y se multiplica por el caudal de gas de entrada.

$$Q_{\text{Salida}} = 2,325 \text{ MMPCSD} \times 0,96961$$

$$Q_{\text{Salida}} = 2,2543 \text{ MMPCSD}$$

- ***Deshidratación***

La composición a deshidratar es la siguiente:

**Tabla 29.** Composición antes de la deshidratación.

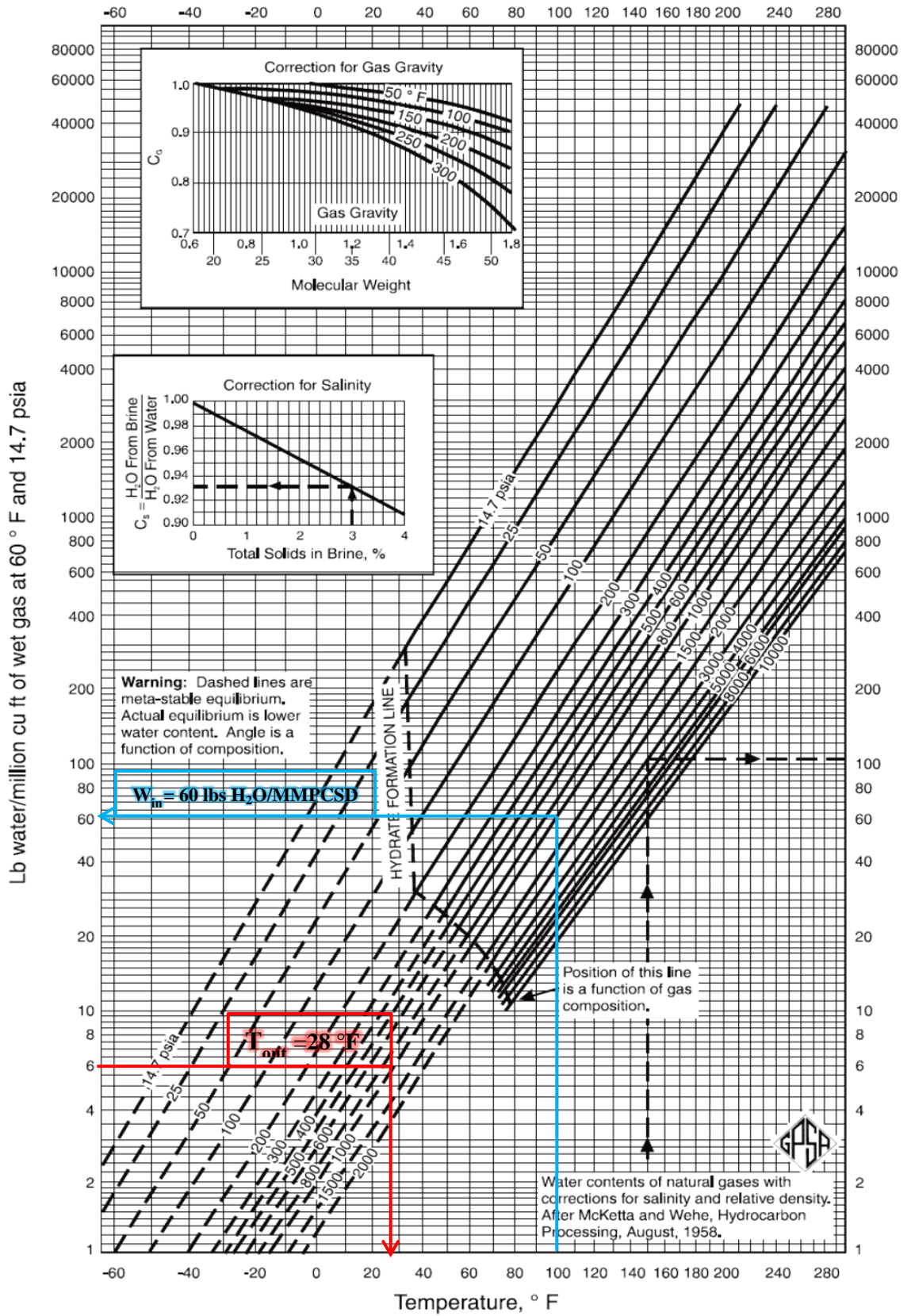
Componente	% Molar
Dióxido de Carbono	1.03134
Ácido Sulhídrico	0.00103
Nitrógeno	1.87704
Metano	55.86782
Etano	6.77592
Propano	15.25356
I-Butano	7.08532
N-Butano	6.47683
I-Pentano	2.74337
N-Pentano	1.53670
Hexano Plus	1.21698
Agua	0.13407
	100

- ✓ Primero se debe determinar el contenido de agua en el gas a temperatura de entrada, el cual ingresando en la gráfica 4A da:

$$W_{\text{in}} = 60 \text{ lbs H}_2\text{O/MMPCSD}$$

- ✓ Como la cantidad de agua en el gas de salida ( $W_{\text{out}}$ ) debe ser máximo 6 lbs H<sub>2</sub>O/MMPCSD, se ingresa a la gráfica 4A y determina la temperatura de la salida del gas:

$$T_{\text{out}} = 28 \text{ }^\circ\text{F}$$



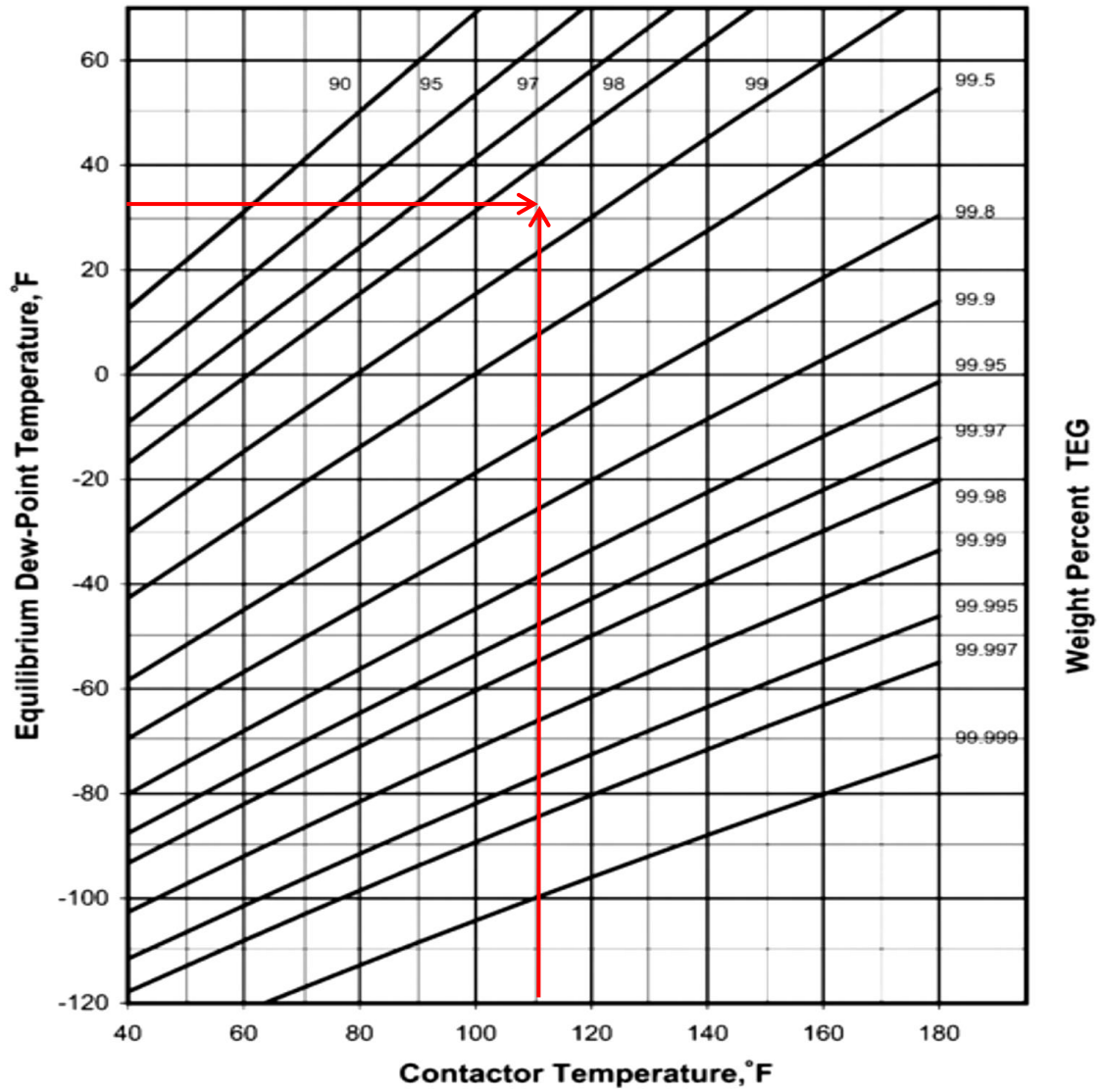
- ✓ Ingresar a la gráfica 5A con la temperatura del contactor y de salida, para conocer el porcentaje en peso de TEG a utilizar.

Se asume que la temperatura del contactor es igual a la temperatura de entrada y se le suma 10 °F como factor de seguridad. Como no se interceptó en uno de los porcentajes en peso de TEG, se procede a interpolar:

**Tabla 30.** Interpolación entre la temperatura de salida y el porcentaje en peso de TEG.

Temperatura	Porcentaje en peso TEG
40	98
28	X
22,5	99

→ X=98,5



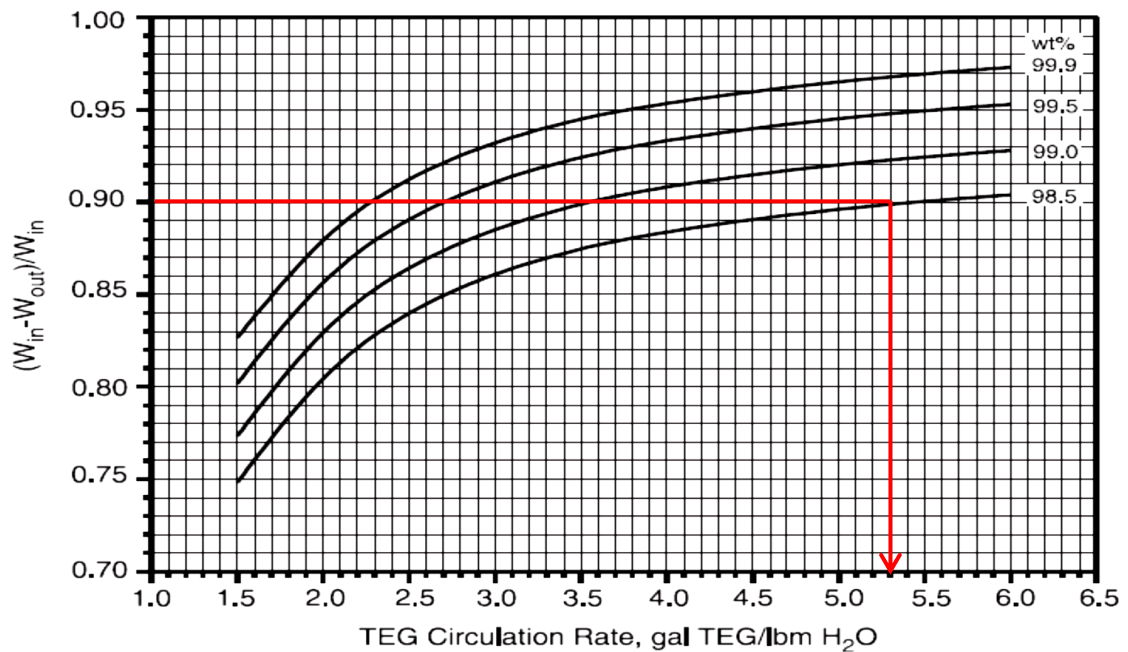


- ✓ Calcular la eficiencia de agua removida por medio de la Ecu 8.

$$\text{Eficiencia de agua removida} = \frac{W_{in} - W_{out}}{W_{in}} = \frac{60 - 6}{60} = 0,9$$

- ✓ Con la eficiencia de agua removida y el porcentaje de TEG, se ingresa a la gráfica 6A hasta la gráfica 11A, con el objetivo de encontrar la mejor intercepción y se conocerá la rata de circulación de TEG.

**Gráfica 7A.** Eficiencia de agua removida Vs. Rata de circulación TEG en varias concentraciones TEG (N=1.5)



**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

Rata de circulación de TEG= 5,3 Gal TEG/Lb H<sub>2</sub>O

- ✓ Con estas variables conocidas se procede con la Ecu 9 y se calcula el caudal de TEG necesario.

$$Q_{TEG} = \text{Rata de TEG} \times \Delta W \times Q_g \text{ (GPM TEG)}$$

$$Q_{TEG} = 5,3 \frac{\text{Gal TEG}}{\text{Lb H}_2\text{O}} \times 54 \frac{\text{Lb H}_2\text{O}}{\text{MMPCS}} \times 2,2543 \frac{\text{MMPCS}}{\text{D}} \times \frac{1 \text{ D}}{24 \text{ hr}} \times \frac{1 \text{ hr}}{60 \text{ min}}$$

$$Q_{TEG} = 0,448 \text{ GPM TEG}$$

- ✓ Para estimar el calor del reboiler se debe tener en cuenta la rata de TEG para ingresar a la tabla 14 y conocer el calor del reboiler.  
Como 5,3 Gal TEG/Lb H<sub>2</sub>O no está en la tabla, se interpolará.

**Tabla 31.** Interpolación entre la rata de TEG y el calor del reboiler.

Diseño de galones de glicol circulado/lb de H <sub>2</sub> O removida	Calor del reboiler BTU/ Gal de glicol circulado
5,0	701
5,3	X → X=688,4
5,5	680

- ✓ El calor requerido total para regenerar el TEG es calculado con la Ecu 10, donde se multiplica el calor del reboiler por el caudal de TEG

$$q = \text{Calor}_{\text{TEG}} \times Q_{\text{TEG}}$$

$$q = 688,4 \frac{\text{BTU}}{\text{Gal de TEG}} \times 0,448 \frac{\text{Gal TEG}}{\text{min}} \times \frac{60 \text{ min}}{1 \text{ hr}}$$

$$q = 18504.19 \frac{\text{BTU}}{\text{hr}}$$

Retirar deshidratar el gas altera la composición de salida del mismo, dado que disminuye su porcentaje molar, se procede a realizar la sumatoria y esta será menor al 100%, la cual debe normalizarse para obtener la composición final.

**Tabla 32.** Composición después de la deshidratación.

Componente	% Molar Entrada	% Molar Salida	% Molar Salida
Dióxido de Carbono	1.03134	1.03134	1.03259
Ácido Sulhídrico	0.00103	0.00103	0.00103
Nitrógeno	1.87704	1.87704	1.87932
Metano	55.86782	55.86782	55.93547
Etano	6.77592	6.77592	6.78413
Propano	15.25356	15.25356	15.27203
I-Butano	7.08532	7.08532	7.09390
N-Butano	6.47683	6.47683	6.48467
I-Pentano	2.74337	2.74337	2.74669
N-Pentano	1.53670	1.53670	1.53856
Hexano Plus	1.21698	1.21698	1.21846
Agua	0.13407	0.01313	0.01315
	100	99.87906	100

- ✓ Para conocer el caudal del gas al final del proceso de deshidratación se toma la composición total de salida sin normalizar y se multiplica por el caudal de gas de entrada.

$$Q_{\text{Salida}} = 2,2543 \text{ MMPCSD} \times 0,9987906$$

$$Q_{\text{Salida}} = 2,2516 \text{ MMPCSD}$$

- **Extracción de líquidos**

Para conocer la riqueza del gas, se debe tener en cuenta:

- ✓ La densidad (gal / lbmol) de cada uno de los componentes se multiplica por la fracción molar de cada componente, luego se divide por 379.49 scf/mol, para obtener galones por pie cúbico estándar de gas y multiplicarlo por mil para obtener GPM.
- ✓ Los gal/día que se recuperara de cada componente se multiplica los GPM por el caudal total de gas pero hay que tener en cuenta que este proceso no es 100% eficiente y la eficiencia del mismo aumenta proporcionalmente con relación a las cantidades de carbonos.
- ✓ El porcentaje de eficiencia de recuperación de líquidos se multiplica por los Gal/día hallados anteriormente y así se obtienen los Gal/día netos del proceso.
- ✓ El residuo del gas de cada componente se calcula multiplicando el porcentaje excedente de la estimación de recuperación por el porcentaje molar de entrada y normalizarse. Esto se realiza con el fin de conocer el HHV (High Heat Value) de las dos corrientes.

**Tabla 33.** Cantidad de líquidos extraídos.

Componente	% Molar Entrada	Densidad Gal/Lbmol*	GPM	Gal/Día	% De Recuperación	Neto Gal/Día	Residuo De Gas %
Dióxido de Carbono	1.03259						1.0326
Ácido Sulfhídrico	0.00103						0.0010
Nitrógeno	1.87932						1.8793
Metano	55.93547						55.9355
Etano	6.78413	10.12	1.8091	4.0735	90	3.6661	0.6784
Propano	15.27203	10.42	4.1934	9.4418	98	9.2530	0.3054
I-Butano	7.0939	12.38	2.3142	5.2107	99	5.1586	0.0709
N-Butano	6.48467	11.94	2.0403	4.5939	99	4.5480	0.0648
I-Pentano	2.74669	13.86	1.0032	2.2587	100	2.2587	0.0000
N-Pentano	1.53856	13.71	0.5558	1.2515	100	1.2515	0.0000
Hexano Plus	1.21846	15.81	0.5076	1.1430	100	1.1430	0.0000
Agua	0.01315						0.0132
	100		12.424	27.9731		27.2789	59.9812
<b>Caudal Total</b>	2.2516	MMPCSD					

- ✓ Para calcular HHV del gas se multiplica cada HHV de los componentes por el % en moles de la composición final, obteniendo un total de HHV para el gas de alimentación y para el gas residual.
- ✓ Con el total de la composición final sin normalizar y el caudal de entrada del gas se multiplican para calcular el caudal de este a la salida.

**Tabla 34.** Cantidad de HHV después de la extracción de líquidos.

Componente	Residuo De Gas %	HHV BTU/PCS *	Entrada Del Gas BTU/PCS	Residuo Del Gas BTU/PCS
Dióxido de Carbono	1.72153			
Ácido Sulfhídrico	0.00172			
Nitrógeno	3.13318			
Metano	93.25501	1010	564.94829	941.87562
Etano	1.13104	1769.7	120.05866	20.01605
Propano	0.50923	2516.2	384.27472	12.81317
I-Butano	0.11827	3252	230.69371	3.84610
N-Butano	0.10811	3262.4	211.55600	3.52704
I-Pentano	0	4000.9	109.89244	0
N-Pentano	0	4006.7	61.64553	0
Hexano Plus	0	4735.9	57.70494	0
Agua	0.02192			
	100		1740.77430	982.07798

- ✓ Para conocer el caudal del gas al final del proceso de extracción de líquidos se toma la composición total de salida sin normalizar y se multiplica por el caudal de gas de entrada.

$$Q_{\text{Salida}} = 2,2516 \text{ MMPCSD} \times 0,599812$$

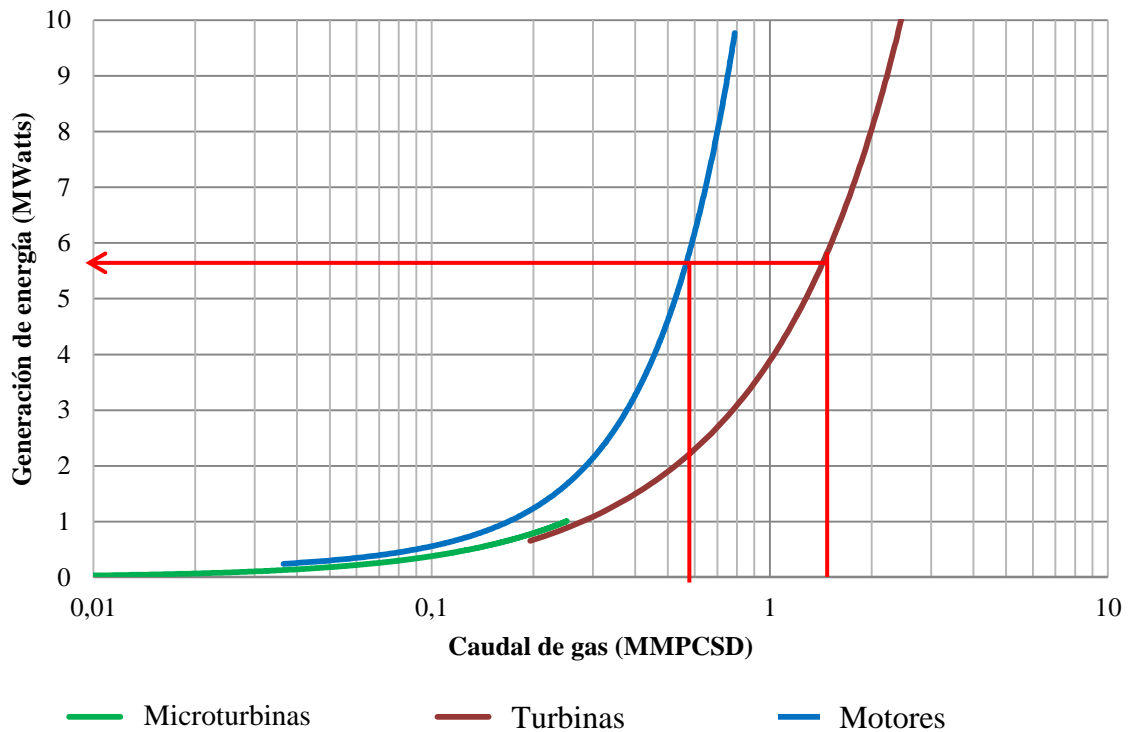
$$Q_{\text{Salida}} = 1,351 \text{ MMPCSD}$$

**Paso 5.** Calcular la máxima potencia para una planta de generación de energía con 1,351 MMPCSD.

#### **Método 1.**

Conociendo el caudal de gas disponible se ingresa a la gráfica 8 y se conoce la potencia y posible tecnología a utilizar. A continuación se presenta un zoom de la grafica 8 que permite una mejor visualización para seleccionar la tecnología de generación adecuada.

## Caudal Vs Generación de Energía



Se puede generar con dos tecnologías:

- Motor: 5,7 MW para un caudal de 0,675
- Turbina: 5,7 MW para un caudal de 1,351

### Método 2.

Como se conoce el caudal de gas disponible se procede a:

- ✓ Como se conoce el caudal disponible se procede a calcular la potencia máxima que este podría generar, de la Ecu. 3 se conoce que:

$$Q_g = \frac{\left(\frac{Q_h}{PCI} \times 24\right)}{10^6} \text{ MMPCSD}$$

El caudal de gas y el poder calorífico inferior (PCI) calculamos BTU/h (Qh):

$$Q_h = \frac{Q_g \times 10^6 \times PCI}{24} \text{ BTU/hr}$$

$$Q_h = 1,351 \times 10^6 \frac{\text{ft}^3}{\text{Día}} \times 999,25 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^3} \times \frac{1 \text{ Día}}{24 \text{ hr}}$$

$$Q_h = 56249447,92 \frac{\text{BTU}}{\text{hr}}$$

Para conocer la capacidad de generación de energía a partir de este gas se tiene en cuenta la Ecu. 2:

$$Q_h = \frac{\text{MW} \times 3414425,95}{\text{eficiencia eléctrica}} \text{ (BTU/h)}$$

Donde la eficiencia eléctrica se considerará de la tabla 11 o de los equipos de su preferencia, se calcula la potencia y se elegirá el mejor equipo para generar energía.

$$\text{MW} = \frac{Q_h \times \text{eficiencia eléctrica}}{3414425,95} \text{ (MW)}$$

- ✓ Al conocer la potencia, se determina si es viable la implementación del proyecto para los equipos que se eligieron, de acuerdo a lo anterior se debe tener en cuenta:

$$\frac{\text{Potencia que puede generar el gas}}{\text{Potencia de cada uno de los equipos}} \geq 1, \text{ El equipo puede generar}$$

En la elección es conveniente tener varios equipos con una potencia mediana de generación para satisfacer los requerimientos del gas y no un equipo con una capacidad de generación mayor, ya que en el momento de operación, reparación, mantenimiento o déficit de gas no afectaría el suministro de energía total en el campo, además conocer el lugar disponible para la generación eléctrica para no sobreestimar la cantidad de equipos a utilizar. A continuación se presentan los posibles equipos que se podrán utilizar:

**Tabla 35.** Equipos posibles para generar energía a partir de gas.

FABRICANTE	TIPO	NOMBRE	POT (MWE)	EFICIENCIA ELECTRICA	POT (MWE)	EQUIPOS NECESARIOS
Capstone	Microturbina	C1000 LP	0.95	31	5.107	5
Capstone	Microturbina	C1000 HP	1	33	5.436	5
MWM	Motor	TCG 2016 B V16	0.74	41.5	6.837	9
MWM	Motor	TCG 2016 K V12	0.55	40.8	6.721	12
MWM	Motor	TCG 2016 K V16	0.8	41.1	6.771	8
MWM	Motor	TGC 2020 V12	1.2	43	7.084	6
MWM	Motor	TGC 2020 V12 OLS	1.12	40.3	6.639	6
MWM	Motor	TGC 2020 V16	1.6	42.5	7.001	4

**Tabla 35.** Equipos posibles para generar energía a partir de gas (continuación).

FABRICANTE	TIPO	NOMBRE	POT (MWE)	EFICIENCIA ELECTRICA	POT (MWE)	EQUIPOS NECESARIOS
MWM	Motor	TGC 2020 V16 OLS	1.5	40.3	6.639	4
MWM	Motor	TGC 2020 V20	2.07	42.8	7.051	3
Solar Turbines	Turbina	Centaur 40	3.52	35	5.766	2
Solar Turbines	Turbina	Saturn 20	1.2	35	5.766	5

En promedio, el gas podrá generar entre 3.36 MW hasta 7,08 MW con una cantidad no sobreestimada de equipos, para esto se elige un equipo de cada una de las tecnologías, teniendo en cuenta que estos equipos se pueden utilizar en otras estaciones, si llegase a necesitarse.

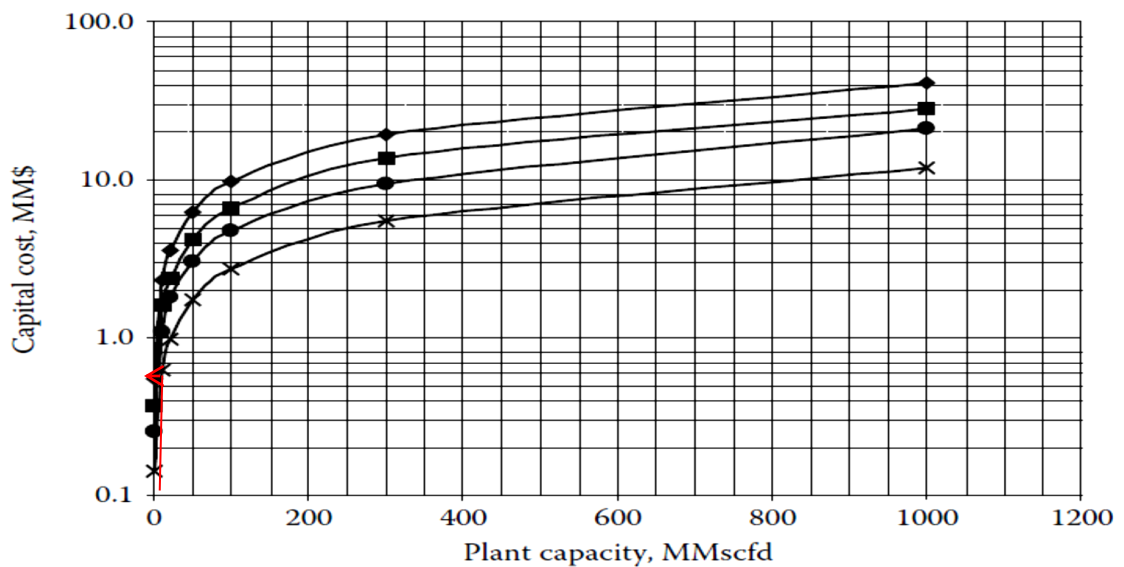
Después de realizar el estudio técnico y ha resultado viable, se procede a realizar el análisis económico.

## 6.2 ANALISIS ECONOMICO DE LOS TRATAMIENTOS

Es necesario conocer cada uno de los precios de los tratamientos que debe ser sometido el gas para poder generar energía eléctrica, para así evaluar la viabilidad económica del proyecto.

### 6.2.1 Endulzamiento

Para conocer el costo inicial de la implementación de este proceso se ingresa a la gráfica 12 con el caudal de gas y con un 20% de DEA para conocer el costo de la inversión inicial al año 2000 y se actualiza con el índice de Nelson.



$$\text{Costo}_{2000} = 0,55 \text{ MMUS}$$

$$\text{Indice}_{2000} = 1542,7$$

$$\text{Indice}_{2012} = 2470,3$$

$$\text{Costo}_{2012} = 0,55 \text{ MMUS} \times \frac{2470,3}{1542,7}$$

$$\text{Costo}_{2012} = 0,8807 \text{ MMUS}$$

Como la inversión inicial total y la estimación del índice de Nelson se basa en los porcentajes anteriormente nombrados; para calcular la inversión total se tiene en cuenta que es igual a Ecu. 11, dónde la inversión fija  $I_F$  es calculada con la Ecu. 12, el cual se descompone por  $I_E$ , los componentes principales del proceso:

$$I_E = 0,8807 \text{ MMUS} (0,39+0,21+0,20+0,08)$$

$$I_E = 0,775 \text{ MMUS}$$

En la Ecu. 14 es tomada la inversión en los equipos auxiliares es  $I_A$ :

$$I_A = 0,8807 \text{ MMUS} (0,12)$$

$$I_A = 0,106 \text{ MMUS}$$

Así que la inversión fija  $I_F$  es:

$$I_F = 0,775 + 0,1006 \text{ (MMUS)}$$

$$I_F = 0,8807 \text{ MUS}$$

Como el capital del trabajo  $I_W$  es el 20% de  $I_F$ :

$$I_W = 0,8807 \text{ MMUS} (0,2)$$

$$I_W = 0,176 \text{ MMUS}$$

La inversión total  $I$  es igual a:

$$I = 0,8807 + 0,176 \text{ (MMUS)}$$

$$I = 1,057 \text{ MMUS}$$

El costo de operación del proceso de la Ecu. 15, se va a evaluar por unidad de tiempo (\$/año). El factor  $a$  (regalías, mantenimiento, etc),  $c$  (energía eléctrica) y  $p$  (subproductos) es igual a cero, ya que no es posible predecir con detalle en un nivel preliminar. Se calcula el costo unitario de cada materia prima, en este caso DEA, como no fue posible obtener cotizaciones actuales, se recurrió a la información suministrada en Natural Gas Processing Principles and Technology (2004).



$$\text{Costo}_{1983} = 1,89 \text{ US/Kg}$$

$$\text{Indice}_{1983} = 1025,8$$

$$\text{Indice}_{2012} = 2470,3$$

$$\text{Costo}_{2012} = 1,89 \text{ US/Kg} \times \frac{2470,3}{1025,8}$$

$$\text{Costo}_{2012} = 4,551 \text{ US/Kg}$$

Costo de la DEA MMUS/Año:

$$\text{bMP} = \text{Precio de la DEA} \times L_{\text{DEA}} \times Q_g \times \rho_{\text{DEA}}$$

$$\text{bMP} = 4,551 \frac{\text{US}}{\text{Kg}} \times 11,83 \frac{\text{gal}}{\text{MMPCS}} \times 2,325 \frac{\text{MMPCS}}{\text{Dia}} \times 8,71 \left( \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \times \frac{1 \text{ Kg}}{2,024 \text{ lb}} \times \frac{365 \text{ Dias}}{1 \text{ Año}} \times \frac{1 \text{ MMUS}}{1.000.000 \text{ US}}$$

$$\text{bMP} = 0,197 \text{ MMUS/Año}$$

El costo de la mano de obra dMO representa el 5% de la inversión total:

$$\text{dMO} = 1,057 \text{ MMUS} \times (0,05)$$

$$\text{dMO} = 0,0529 \text{ MMUS/Año}$$

Con lo anterior se puede conocer el costo de operación del proceso (C), si el gas fuera comprado.

$$C = 0,197 + 0,0529 \text{ (MMUS/Año)}$$

$$C = 0,2499 \text{ MMUS/Año}$$

Para calcular las ventas anuales (S) si se llegase a vender, así que se considera el precio del gas en boca de pozo del campo Opon, el cual según el Ministerio de Minas y Energía, para el segundo semestre del año 2012 tuvo un valor de 0,0066 dólares/PCS.

$$S = 2254300 \frac{\text{ft}^3}{\text{Dia}} \times 0,0066 \left( \frac{\text{US}}{\text{ft}^3} \right) \times \frac{365 \text{ Dia}}{1 \text{ Año}} \times \frac{1 \text{ MMUS}}{1.000.000 \text{ US}}$$

$$S = 5,431 \text{ MMUS/Año}$$

Conociendo las ventas anuales, se calcula con la Ecu.18 la utilidad bruta R:

$$R = S - C$$

$$R = 5,431 - 0,2499 \text{ (MMUS/Año)}$$

$$R = 5,406 \text{ MMUS/Año}$$

Ahora en la utilidad neta (P) de la Ecu. 19 es igual a:

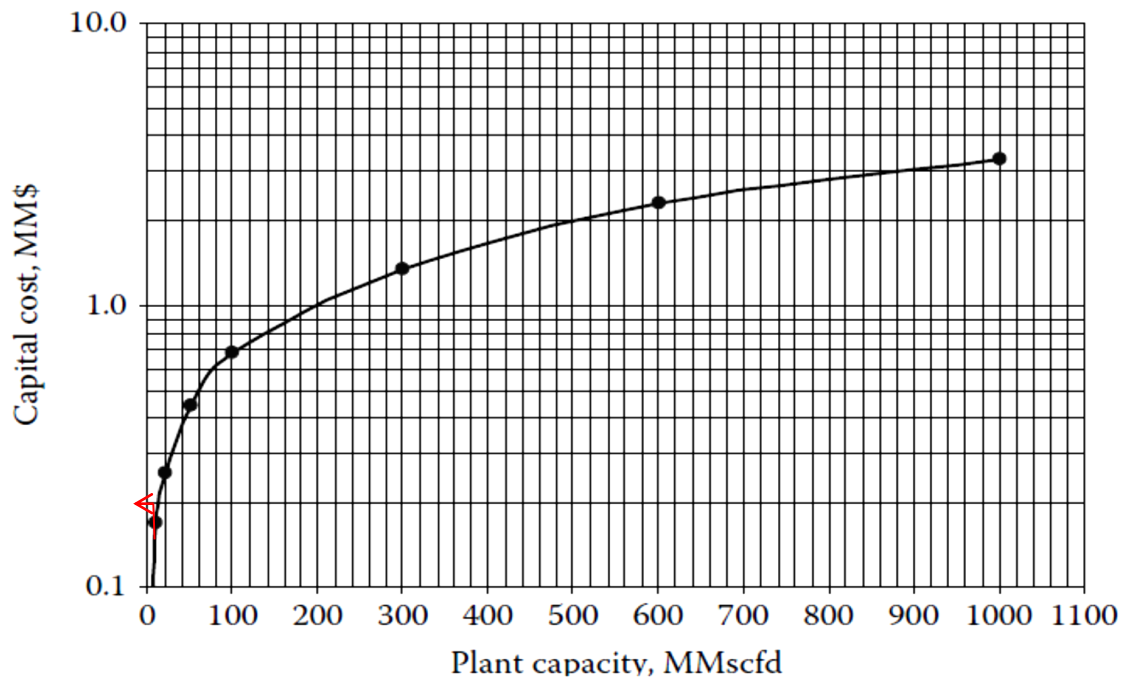
$$\begin{aligned}
 P &= R - eI - t(R - dI) \\
 P &= 5,406 - (0,20 \times 1,057) - (0,25 \times (5,406 - (0,2 \times 1,057))) \\
 P &= 3,896 \text{ MMUS}
 \end{aligned}$$

Con la Ecu. 20 el tiempo de recuperación de capital.

$$\begin{aligned}
 TR &= \frac{I}{P + eI} \\
 TR &= \frac{1,057 \text{ MMUS}}{3,896 \frac{\text{MMUS}}{\text{año}} + (0,20 \times 1,057 \text{ MMUS})} \\
 TR &= 0,26 \text{ años}
 \end{aligned}$$

### 6.2.2 Deshidratación

Para conocer el costo inicial de la implementación de este proceso se ingresa a la gráfica 14 con el caudal de gas, para conocer el costo de la inversión inicial al año 2000 y se actualiza con el índice de Nelson.



Costo<sub>2000</sub> = 0,15 MMUS  
 Índice<sub>2000</sub> = 1542,7  
 Índice<sub>2012</sub> = 2470,3

$$\text{Costo}_{2012} = 0,15 \text{ MMUS} \times \frac{2470,3}{1542,7}$$

$$\text{Costo}_{2012} = 0,240 \text{ MMUS}$$

Como la inversión inicial total y la estimación del índice de Nelson se basa en los porcentajes anteriormente nombrados; para calcular la inversión total se tiene en cuenta que es igual a Ecu. 11, dónde la inversión fija  $I_F$  es calculada con la Ecu. 12, el cual se descompone por  $I_E$ , los componentes principales del proceso:

$$I_E = 0,240 \text{ MMUS} (0,39+0,21+0,20+0,08)$$

$$I_E = 0,2112 \text{ MMUS}$$

En la Ecu. 14 es tomada la inversión en los equipos auxiliares es  $I_A$ :

$$I_A = 0,240 \text{ MMUS} (0,12)$$

$$I_A = 0,0288 \text{ MMUS}$$

Así que la inversión fija  $I_F$  es:

$$I_F = 0,2112 + 0,0288 \text{ (MMUS)}$$

$$I_F = 0,240 \text{ MUS}$$

Como el capital del trabajo  $I_W$  es el 20% de  $I_F$ :

$$I_W = 0,240 \text{ MMUS} (0,2)$$

$$I_W = 0,048 \text{ MMUS}$$

La inversión total  $I$  es igual a:

$$I = 0,240 + 0,048 \text{ (MMUS)}$$

$$I = 0,288 \text{ MMUS}$$

El costo de operación del proceso de la Ecu. 15, se va a evaluar por unidad de tiempo (\$/año). El factor  $a$  (regalías, mantenimiento, etc),  $c$  (energía eléctrica) y  $p$  (subproductos) es igual a cero, ya que no es posible predecir con detalle en un nivel preliminar. Se calcula el costo unitario de cada materia prima, en este caso TEG, como no fue posible obtener cotizaciones actuales, se recurrió a la información suministrada en Natural Gas Processing Principles and Technology (2004).

$$\text{Costo}_{1983} = 2,09 \text{ US/Kg}$$

$$\text{Indice}_{1983} = 1025,8$$

$$\text{Indice}_{2012} = 2470,3$$

$$\text{Costo}_{2012} = 2,09 \text{ US/Kg} \times \frac{2470,3}{1025,8}$$

$$\text{Costo}_{2012} = 3,347 \text{ US/Kg}$$

Costo de la TEG MMUS/Año:

$$\text{bMP} = \text{Precio de la TEG} \times \text{Rata de TEG} \times \Delta W \times Q_g \times \rho_{\text{TEG}}$$

$$\begin{aligned} \text{bMP} &= 3,347 \frac{\text{US}}{\text{Kg}} \times 5,3 \frac{\text{Gal TEG}}{\text{Lb H}_2\text{O}} \times 54 \frac{\text{Lb H}_2\text{O}}{\text{MMPCS}} \times 2,2543 \frac{\text{MMPCS}}{\text{Dia}} \times 9,372 \left( \frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) \times \frac{1 \text{ Kg}}{2.024 \text{ lb}} \\ &\quad \times \frac{365 \text{ Dias}}{1 \text{ Año}} \times \frac{1 \text{ MMUS}}{1.000.000 \text{ US}} \end{aligned}$$

$$\text{bMP} = 3,650 \text{ MMUS/Año}$$

El costo de la mano de obra dMO representa el 5% de la inversión total:

$$\begin{aligned} \text{dMO} &= 0,288 \text{ MMUS} \times (0,05) \\ \text{dMO} &= 0,0144 \text{ MMUS/Año} \end{aligned}$$

Con lo anterior se puede conocer el costo de operación del proceso (C), si el gas fuera comprado.

$$\begin{aligned} C &= 3,650 + 0,0144 \text{ (MMUS/Año)} \\ C &= 3,664 \text{ MMUS/Año} \end{aligned}$$

Para calcular las ventas anuales (S) si se llegase a vender, así que se considera el precio del gas en boca de pozo del campo Opon, el cual según el Ministerio de Minas y Energía, para el segundo semestre del año 2012 tuvo un valor de 0,0066 dólares/PCS.

$$S = 2,2516 \frac{\text{ft}^3}{\text{Dia}} \times 0,0066 \left( \frac{\text{US}}{\text{ft}^3} \right) \times \frac{365 \text{ Dia}}{1 \text{ Año}} \times \frac{1 \text{ MMUS}}{1.000.000 \text{ US}}$$

$$S = 5,424 \text{ MMUS/Año}$$

Conociendo las ventas anuales, se calcula con la Ecu.18 la utilidad bruta R:

$$\begin{aligned} R &= S - C \\ R &= 5,424 - 3,664 \text{ (MMUS/Año)} \\ R &= 1,76 \text{ MMUS/Año} \end{aligned}$$

Ahora en la utilidad neta (P) de la Ecu. 19 es igual a:

$$\begin{aligned}
 P &= R - eI - t(R - dI) \\
 P &= 1,76 - (0,20 \times 0,288) - (0,25 \times (1,76 - (0,2 \times 0,288))) \\
 P &= 1,2768 \text{ MMUS}
 \end{aligned}$$

Con la Ecu. 20 el tiempo de recuperación de capital.

$$\begin{aligned}
 TR &= \frac{I}{P + eI} \\
 TR &= \frac{0,288 \text{ MMUS}}{1,2768 \frac{\text{MMUS}}{\text{año}} + (0,20 \times 0,288 \text{ MMUS})} \\
 TR &= 0,22 \text{ años}
 \end{aligned}$$

### 6.2.3 Extracción de líquidos

Para conocer el costo inicial de la implementación de este proceso se ingresa a la gráfica 16 y se extrapola el valor de los líquidos recuperados, para conocer el costo de la inversión inicial al año 1983 y se actualiza con el índice de Nelson.

$$\begin{aligned}
 \text{Costo}_{1983} &= 0,363 \text{ MMUS} \\
 \text{Indice}_{1983} &= 1025,8 \\
 \text{Indice}_{2012} &= 2470,3
 \end{aligned}$$

$$\text{Costo}_{2012} = 0,363 \text{ MMUS} \times \frac{2470,3}{1025,8}$$

$$\text{Costo}_{2012} = 0,874 \text{ MMUS}$$

Como la inversión inicial total y la estimación del índice de Nelson se basa en los porcentajes anteriormente nombrados; para calcular la inversión total se tiene en cuenta que es igual a Ecu. 11, donde la inversión fija  $I_F$  es calculada con la Ecu. 12, el cual se descompone por  $I_E$ , los componentes principales del proceso:

$$\begin{aligned}
 I_E &= 0,874 \text{ MMUS} (0,39+0,21+0,20+0,08) \\
 I_E &= 0,769 \text{ MMUS}
 \end{aligned}$$

En la Ecu. 14 es tomada la inversión en los equipos auxiliares es  $I_A$ :

$$\begin{aligned}
 I_A &= 0,874 \text{ MMUS} (0,12) \\
 I_A &= 0,105 \text{ MMUS}
 \end{aligned}$$

Así que la inversión fija  $I_F$  es:

$$I_F = 0,769 + 0,105 \text{ (MMUS)}$$
$$I_F = 0,874 \text{ MMUS}$$

Como el capital del trabajo  $I_W$  es el 20% de  $I_F$ :

$$I_W = 0,874 \text{ MMUS}(0,2)$$
$$I_W = 0,175 \text{ MMUS}$$

La inversión total  $I$  es igual a:

$$I = 0,874 + 0,175 \text{ (MMUS)}$$
$$I = 1,049 \text{ MMUS}$$

El costo de operación del proceso de la Ecu. 15, se va a evaluar por unidad de tiempo (\$/año). El factor  $a$  (regalías, mantenimiento, etc),  $c$  (energía eléctrica) y  $p$  (subproductos) es igual a cero, ya que no es posible predecir con detalle en un nivel preliminar.

El costo de la mano de obra  $dMO$  representa el 5% de la inversión total:

$$dMO = 1,049 \text{ MMUS} \times (0,05)$$
$$dMO = 0,052 \text{ MMUS/Año}$$

Con lo anterior se puede conocer el costo de operación del proceso ( $C$ ), si el gas fuera comprado.

$$C = 0,052 \text{ (MMUS/Año)}$$

En este proceso las ventas anuales que se consideran son el valor obtenido por la venta de los subproductos, en este caso el GLP. Para poder calcular el valor total de las ventas es necesario conocer el valor que tiene el GLP en el mercado, para conocer este valor se acude a los datos proporcionados por Ecopetrol. Estos precios varían mucho dependiendo del campo en que se produzcan, por lo que se asumió un valor para el GLP que las ventas anuales ( $S$ ) si se llegase a vender, así que para este estudio se considera el precio del GLP del campo Apiay, el cual según Ecopetrol, de Mayo 15 a Junio 14 2013 tuvo un valor de 1531,30 COP/Gal, el precio del dólar fue tomado el 27 de Febrero en la página Precio del Dólar (1 \$ US = \$1818.54 \$ COP).

$$S = 27,2789 \frac{\text{Gal}}{\text{Dia}} \times 1531,31 \left( \frac{\text{COP}}{\text{Gal}} \right) \times \frac{1 \text{US}}{1818,54 \text{ COP}} \times \frac{365 \text{ Dia}}{1 \text{ Año}} \times \frac{1 \text{ MMUS}}{1.000.000 \text{ US}}$$
$$S = 0,00838 \text{ MMUS/Año}$$

Conociendo las ventas anuales, se calcula con la Ecu.18 la utilidad bruta R:

$$R = S - C$$

$$R = 0,00838 - 0,052 \text{ (MMUS/Año)}$$

$$R = -0,0436 \text{ MMUS/Año}$$

Ahora en la utilidad neta (P) de la Ecu. 19 es igual a:

$$P = R - eI - t(R - dI)$$

$$P = -0,0436 - (0,20 \times 1,049) - (0,25 \times (0,0436 + (0,2 \times 1,049)))$$

$$P = - 0,317 \text{ MMUS}$$

Con la Ecu. 20 el tiempo de recuperación de capital.

$$TR = \frac{I}{P + eI}$$

$$TR = \frac{1,049 \text{ MMUS}}{- 0,317 \frac{\text{MMUS}}{\text{año}} + (0,20 \times 1,049 \text{ MMUS})}$$

$$TR = - 9,79 \text{ años}$$

### 6.3 ANALISIS ECONOMICO A LA GENERACION DE ENERGIA

En la tabla 35 se dan opciones de equipos, los cuales pueden generar energía con el caudal disponible en campo y se elige seis motores con una potencia 1,2, dado que es más económico el kW/h en estas tecnologías.

Para conocer el costo inicial de la implementación de generación se ingresa a la gráfica 18 y se interpola la potencia para conocer el costo de la inversión inicial al año 2012.

Potencia MW	Inversión inicial MMUS
1	0,814
1,2	X
5	2,795

→ X= 0,913

$$\text{Inversión inicial total} = (0,913 \text{ MMUS} \times 6) = 5,478 \text{ MMUS}$$

Como la inversión inicial total y la estimación del índice de Nelson se basa en los porcentajes anteriormente nombrados; para calcular la inversión total se tiene en cuenta que

es igual a Ecu. 11, dónde la inversión fija  $I_F$  es calculada con la Ecu. 12, el cual se descompone por  $I_E$ , los componentes principales del proceso:

$$I_E = 5,478 \text{ MMUS } (0,39+0,21+0,20+0,08)$$
$$I_E = 4,821 \text{ MMUS}$$

En la Ecu. 14 es tomada la inversión en los equipos auxiliares es  $I_A$ :

$$I_A = 5,478 \text{ MMUS } (0,12)$$
$$I_A = 0,657 \text{ MMUS}$$

Así que la inversión fija  $I_F$  es:

$$I_F = 4,821 + 0,657 \text{ (MMUS)}$$
$$I_F = 5,478 \text{ MMUS}$$

Como el capital del trabajo  $I_W$  es el 20% de  $I_F$ :

$$I_W = 5,478 \text{ MMUS}(0,2)$$
$$I_W = 1,096 \text{ MMUS}$$

La inversión total  $I$  es igual a:

$$I = 5,478 + 1,096 \text{ (MMUS)}$$
$$I = 6,574 \text{ MMUS}$$

El costo de operación del proceso se calcula por medio de la Ecu. 15, y se evaluara por unidad de tiempo ( $\$/año$ ). El factor  $a$  (regalías, mantenimiento, etc),  $c$  (energía eléctrica) y  $p$  (subproductos) es igual a cero, ya que no es posible predecir con detalle en un nivel preliminar.

El costo de la mano de obra dMO representa el 5% de la inversión total:

$$dMO = 6,574 \text{ MMUS} \times (0,05)$$
$$dMO = 0,329 \text{ MMUS/Año}$$

Con lo anterior se puede conocer el costo de operación del proceso ( $C$ ):

$$C = 0,329 \text{ (MMUS/Año)}$$

Para hallar el valor de las ventas anuales ( $S$ ) se recurre a la Ecu. 17, asumiendo que el gas está en condiciones óptimas de operación y venta, el valor de las ventas es igual a la diferencia entre el costo del consumo de energía en Colombia y el costo de la planta:



$$S = [\text{Precio de energía en Colombia} \times \text{Potencia de la Planta}]$$

Para conocer el valor de la energía eléctrica en Colombia esta se consultó en la página del Electrohuila S.A. ESP<sup>29</sup>, el cual reporta el precio de energía eléctrica de abril 2013es de 255,85 \$COP/kW.

Si se estuviera generando energía con alguna empresa municipal, las ventas (utilidades) serian de:

$$S = \left[ 255,85 \frac{\$COP}{kWh} \times 7200 \text{ kW} \times \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ Día}} \times \frac{365 \text{ Días}}{1 \text{ año}} \times \frac{1 \text{ US}}{1818,54 \$COP} \times \frac{1 \text{ MMUS}}{1.000000 \text{ US}} \right]$$

$$S = 8,874 \text{ MMUS/Año}$$

Conociendo las ventas anuales se calcula con la Ecu. 18 la utilidad bruta R:

$$R = S - C$$

$$R = 8,874 - 0,329 \text{ (MMUS/Año)}$$

$$R = 8,545 \text{ MMUS/Año}$$

Ahora en la utilidad neta (P) de la Ecu. 19, se calcula restando de la utilidad bruta la depreciación para fines contables e impuestos (e, y d, respectivamente) lo que corresponde a un 20% para maquinaria y equipo utilizados por las actividades minera, petrolera y construcción, y la tasa de impuestos sería de 25% ya que en las petroleras es una persona jurídica la cual representa la compañía.

$$P = R - eI - t(R - dI)$$

$$P = 8,545 - (0,20 \times 6,574) - (0,25 \times (8,545 - (0,2 \times 6,574)))$$

$$P = 5,423 \text{ MMUS}$$

Con la Ecu. 20 el tiempo de recuperación de capital.

$$TR = \frac{I}{P + eI}$$

$$TR = \frac{6,574 \text{ MMUS}}{5,423 \frac{\text{MMUS}}{\text{año}} + (0,20 \times 6,574 \text{ MMUS})}$$

$$TR = 0,98 \text{ años}$$

## 6.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DE TODO EL PROYECTO

La inversión total  $I$  es igual a la suma de todas las inversiones totales calculadas:

$$\begin{aligned} I_{\text{Endulzamiento}} &= 1,057 \text{ MMUS} \\ I_{\text{Deshidratación}} &= 0,288 \text{ MMUS} \\ I_{\text{Extracción de líquidos}} &= 1,049 \text{ MMUS} \\ I_{\text{Generación}} &= 6,574 \text{ MMUS} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{\text{Total}} &= 1,057 + 0,288 + 6,574 \text{ (MMUS)} \\ I_{\text{Total}} &= 8,968 \text{ MMUS} \end{aligned}$$

El costo de operación del proceso de la Ecu. 15. Primero se calculará el costo unitario total de materia prima, se sumará todo el costo de la materia prima necesaria:

$$\begin{aligned} \text{bMP}_{\text{Endulzamiento}} &= 0,197 \text{ MMUS/Año} \\ \text{bMP}_{\text{Deshidratación}} &= 3,650 \text{ MMUS/Año} \\ \text{bMP}_{\text{Total}} &= 3,847 \text{ MMUS/Año} \end{aligned}$$

El costo de la mano de obra total dMO:

$$\begin{aligned} \text{dMO}_{\text{Endulzamiento}} &= 0,0529 \text{ MMUS/Año} \\ \text{dMO}_{\text{Deshidratación}} &= 0,0144 \text{ MMUS/Año} \\ \text{dMO}_{\text{Extracción de líquidos}} &= 0,052 \text{ MMUS/Año} \\ \text{dMO}_{\text{Generación}} &= 0,329 \text{ MMUS/Año} \end{aligned}$$

$$\text{dMO}_{\text{Total}} = 0,4483 \text{ MMUS/Año}$$

Con lo anterior se puede conocer el costo de operación del proceso (C):

$$\begin{aligned} C &= 3,847 + 0,4483 \text{ (MMUS/Año)} \\ C &= 4,295 \text{ MMUS/Año} \end{aligned}$$

Para hallar el valor de las ventas anuales (S) se considera la Ecu. 17, estas serán la utilidad que tendrá la compañía porque ya no estará cancelando este valor a la electrificadora del municipio.

$$S = [\text{Precio de energía en Colombia} \times \text{Potencia de la Planta}]$$

$$S = \left[ 255,85 \frac{\$COP}{\text{kWh}} \times 7200 \text{ kW} \times \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ Día}} \times \frac{365 \text{ Días}}{1 \text{ año}} \times \frac{1 \text{ US}}{1818,54 \$COP} \times \frac{1 \text{ MMUS}}{1000000 \text{ US}} \right]$$

$$S = 8,874 \text{ MMUS/Año}$$

Conociendo las ventas anuales, se calcula con la Ecu.18 la utilidad bruta R:

$$R = S - C$$

$$R = 8,874 - 4,243 \text{ (MMUS/Año)}$$

$$R = 4,631 \text{ MMUS/Año}$$

Ahora en la utilidad neta (P) de la Ecu. 19 es igual a:

$$P = R - eI - t(R - dI)$$

$$P = 4,631 - (0,20 \times 7,919) - (0,25 \times (4,631 - (0,2 \times 7,919)))$$

$$P = 2,285 \text{ MMUS/año}$$

Por ultimo con la Ecu. 20 hallamos el tiempo en años que tardaríamos en recuperar la inversión inicial.

$$TR = \frac{I}{P + eI}$$

$$TR = \frac{7,919 \text{ MMUS}}{2,285 \text{ MMUS/año} + (0,20 \times 7,919) \text{ MMUS/año}}$$

$$TR = 2,05 \text{ años}$$

Como el tiempo de recuperación es de 2,05 años, significa que en este tiempo el proyecto no va a generar utilidades puesto que la ganancia en este periodo se utiliza para recuperar todo el dinero invertido en el proyecto. Después de este periodo todas las utilidades que se obtengan serán las ganancias netas del proyecto.

- Flujo de Caja Neto (FCN)

**Tabla 36.** Flujo de caja para la implementación del proyecto de generación en el Campo X por medio de motores alternativos.

MOTOR ALTERNATIVO 1 MW (MUS)						
PER	INVERSIÓN	INGRESO	EGRESO	DEPRECIACIÓN	IMPUESTO	FNC
0	8968					-8968
1		8874,01	4295,30	1793,60	1144,68	3434,03
2		8874,01	4295,30	1793,60	1144,68	3434,03
3		8874,01	4295,30	1793,60	1144,68	3434,03
4		8874,01	4295,30	1793,60	1144,68	3434,03
5		8874,01	4295,30	1793,60	1144,68	3434,03
<b>TIO</b>	17%					
<b>VPN</b>	\$ 2.018,65					
<b>TIR</b>	26%					

Del flujo de caja podemos deducir que generar electricidad a partir del gas que actualmente se está quemando en EL Campo X, asumiendo un TIO de 17% es muy rentable y se evidencia con la TIR de 26%, y un tiempo de recuperación de 2 años aproximadamente.

## CONCLUSIONES

- La tecnología de generación eléctrica a partir de gas más usada en Colombia siguen siendo los motores alternativos, precedida por las microturbinas que está ganando espacio en las soluciones para el suministro de energía en zonas aisladas eléctricamente. Uno de los factores decisivos a la hora de escoger la tecnología que mejor se adapte a un proyecto en particular es la potencia que se requiere generar.
- Si se usa el motor apropiado no es necesario realizar ningún tipo de proceso de acondicionamiento para garantizar la vida útil del motor, sin embargo, si se trata de usar un motor configurado para gas RUT con gas de pozo, el motor puede sufrir daño por que se pueden generar detonaciones en las cámaras de combustión y esto puede incluso hasta romper el motor.
- Actualmente existen en el mercado motores que generan electricidad directamente con el gas de proveniente de pozo (gas sin ningun tipo de proceso de acondicionamiento), aunque son mas costosos que los que usan gas a condiciones RUT, debido a que son maquinas con un diseño mas robusto.
- Utilizar el gas quemado como alternativa para la generación de energía eléctrica, optimizaría la producción, dado que en el país recientemente se ha establecido la resolución 181495 de 2009, Artículo 52, “prohíbe la quema de gas y desperdicio”, y cada metro cúbico que sea quemado deberá ser pagado por la operadora a precio de venta.
- El precio del kilowatt hora generado en campo a partir de gas quemado respecto al precio de compra del mismo en una electrificadora es hasta diez veces menor, lo que hace rentable realizar este cambio en el suministro de energía.
- Cambiar el suministro de energía eléctrica del municipio por generar energía a partir de gas natural comprado, resulta rentable ya que el precio del kilowatt hora es la mitad del precio en la electrificadora. Además, si el campo objeto de estudio se encuentra lejano a las redes de suministro eléctrico y teniendo en cuenta que sin este recurso no es posible la operación del mismo, la generación a partir de gas es la más económica comparada con otros combustibles como el diesel.

## **RECOMENDACIONES**

Para implementar la generación de energía eléctrica a partir del gas natural es mejor disponer de varios equipos con una potencia de generación igual, y menor al potencial global de generación del campo, con el fin de sortear inconvenientes técnicos como operaciones de mantenimiento (preventivo o correctivo), o el decline de la producción. Esto nos permitiría funcionar sin uno de los equipos, o en el momento en el campo disminuya significativamente su producción de gas, movilizar algunos de los equipos a otros campos de la compañía para suplir la demanda de energía.

La ejecución de este proyecto es necesario un estudio puntual que involucre el análisis de factores temporales y espaciales; ya que esta metodología tiene un enfoque general dirigido a cualquier campo que presente la necesidad de buscar la mejor alternativa para utilizar el gas que producen.

## BIBLIOGRAFÍA

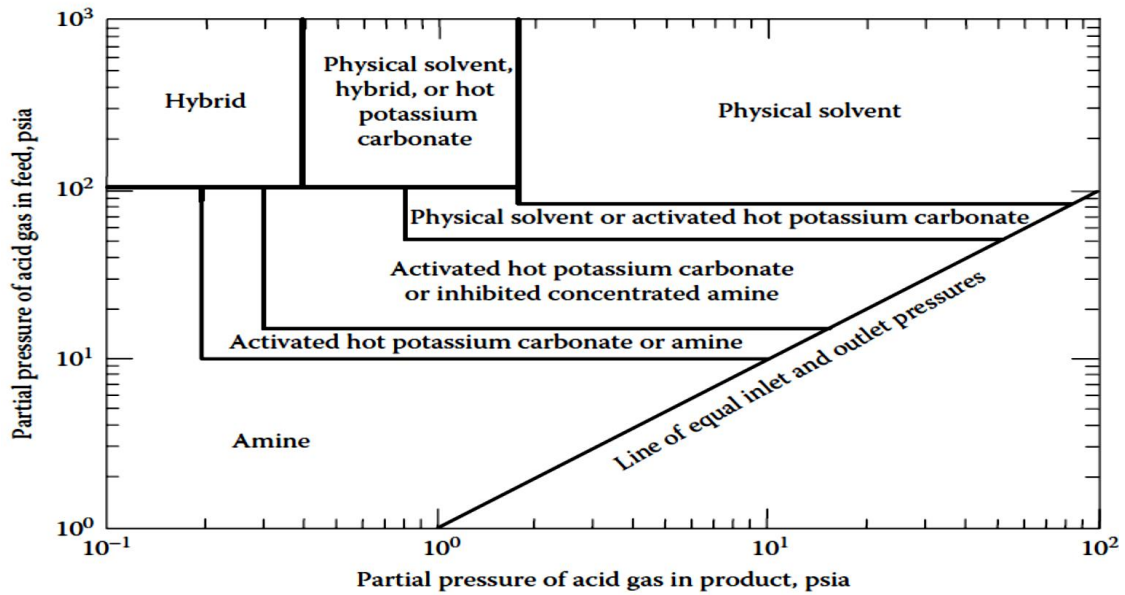
1. GONZÁLES SANTALÓ, José Miguel. La generación eléctrica a partir de combustibles fósiles. Instituto de investigaciones eléctricas, Boletín IIE – Cambio climático. Diciembre de 2009.
2. Agencia Internacional de la Energía (AIE). World Energy Outlook. (2012).
3. S. FOMIATTI, G. ZAMPAGLIONE – Eni- Agip Division. El papel futuro del gas natural en la generación de energía, Offshore Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italia, Marzo 28-30, 2001.
4. Enagás S.A. Que es el gas natural- yacimientos y reservas mundiales. 2010.
5. Asociación Colombiana de Ingenieros ACIEM. 2011. Colombia podría subir sus reservas de gas.
6. Agencia Nacional de Hidrocarburos – Colombia ANH. Reporte cifras y estadísticas a 2012.
7. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución 181495 de 2009, artículo 52 “Prohibición de quema de gas de desperdicio”.
8. Ministerio de minas y energía de Colombia. Balance de gas por departamento hasta Septiembre 2012.
9. Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL).
10. UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGETICA. Portafolio de proyectos de generación de energía. Bogotá D.C., Mayo de 2007.
11. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas con plantas térmicas. Febrero de 2013.
12. PROF.F. PAYRI, & PROF. J. M. DESANTES. Motores de combustion interna alternativos. Editorial REVERTÉ. (2011)
13. BLANCO FERNÁNDEZ, Patricia. (2008). Análisis del mix optimo futuro de tecnologías de producción de energía eléctrica en el sistema español. Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
14. MENDEZ QUESADA, Victor Hugo. (2005). Tesis Doctoral “Generación distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio”. Instituto de investigación tecnológica, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia de Comillas.
15. TREBOLLE TREBOLLE, David. (2006). Tesis de Master “Generación Distribuida en España”. Instituto de postgrado y formación continua de la Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
16. RETAMAL MARCHANT, Jorge. Cogeneradores para aplicaciones agroindustriales y agropecuarias. Biotamb S.A.
17. Dr. Ing. E. BRIZUELA – Ing. J. C. LOZA. Combustión – Unidad VIII. Página 135
18. KIDNAY AND PARRISH, Arthur J. and William R. Fundamentals of natural gas processing. Taylor & Francis Group. 2006.
19. Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book). Edición 12. 2004.

20. A.H YOUNGER. Natural Gas Processing Principles and Technology - Part II. University of Calgary. 2004.
21. Fundamental of gas processing.
22. STEWART, Ken Arnold- Maurice. Surface Production Operations. Volumen 2. Segunda Edición. 1999.
23. MATERIAS PRIMAS PETROQUÍMICAS. Material de Cátedra. San Rafael, Mendoza (Argentina), Facultad de Ciencias Aplicadas a la Industria, UNCuyo.
24. MCCAIN, William. The Properties of Petroleum Fluids. Penn Well Books. 1990.
25. Precios vigentes del, tarifas del GLP.
26. Precio promedio del gas natural vehicular reportado el 15 de enero de 2013. Captado el 5 de Abril de: [www.sipg.gov.co](http://www.sipg.gov.co)
27. Precio del dólar reportado el 27 de febrero de 2013. Captado de: [www.Preciodeldolar.com.co](http://www.Preciodeldolar.com.co)
28. JIMÉNEZ GUTIÉRREZ, Arturo. Diseño De Procesos En Ingeniería Química. Editorial Reverté, S.A. (2003)
29. ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. Subgerencia Comercial. Tarifas clientes regulados abril-2013. FT-CGC-02-010

# **ANEXOS**

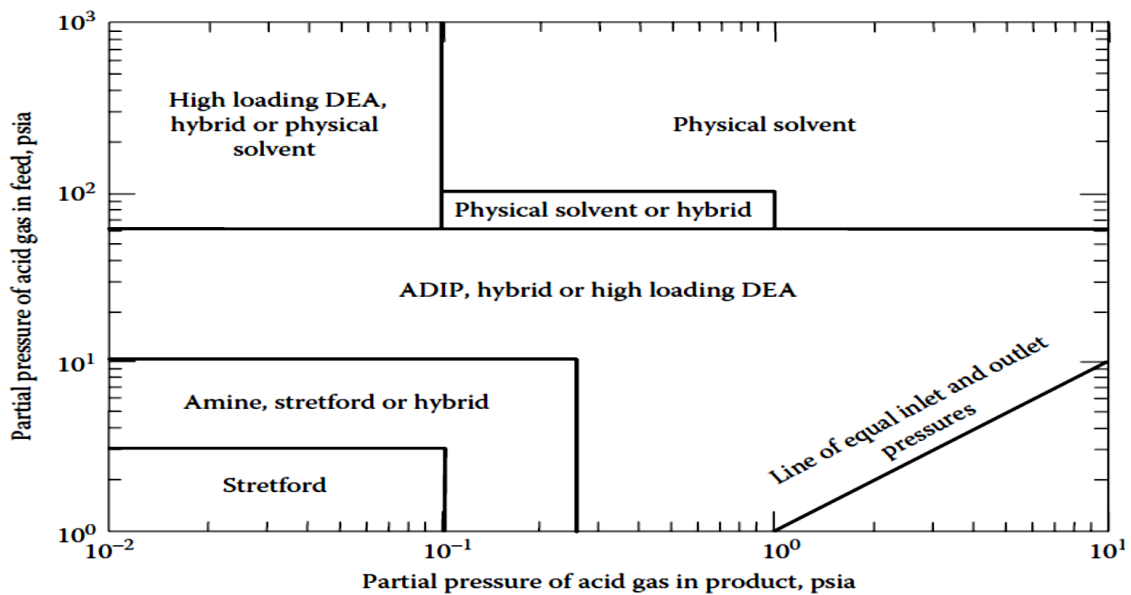


**Gráfica 1A.** Remover solo CO<sub>2</sub>.



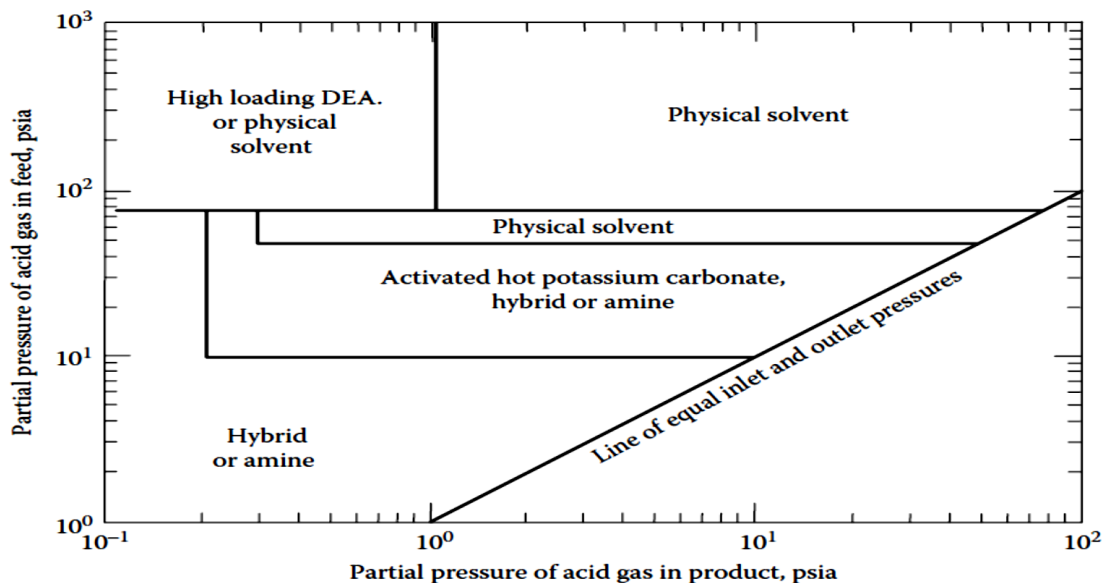
**Fuente:** Surface Production Operations. Volumen 2. Segunda Edición. 1999.<sup>22</sup>

**Gráfica 2A.** Remover solo H<sub>2</sub>S.



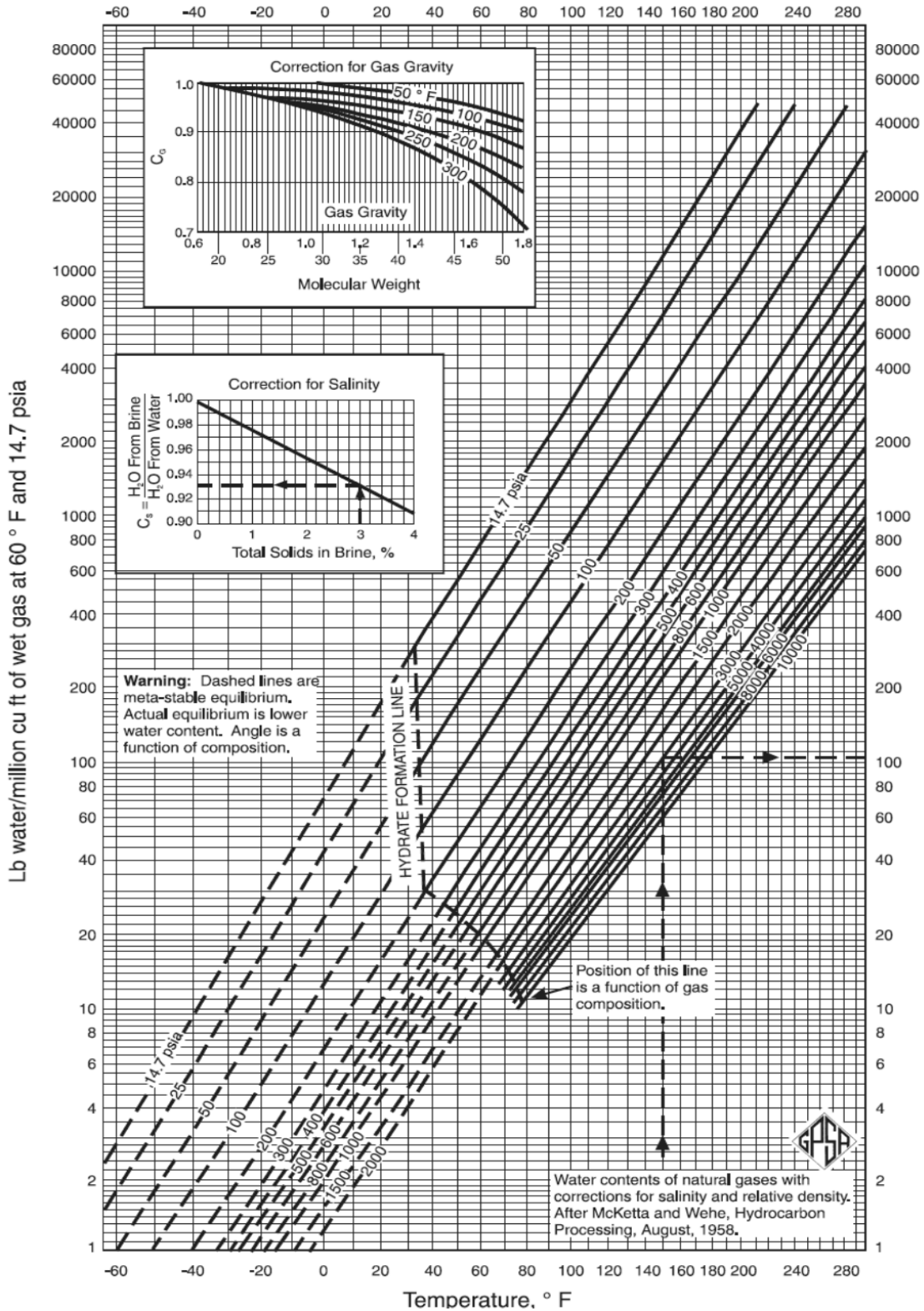
**Fuente:** Surface Production Operations. Volumen 2. Segunda Edición. 1999.<sup>22</sup>

**Gráfica 3A.** Remover ambos componentes.



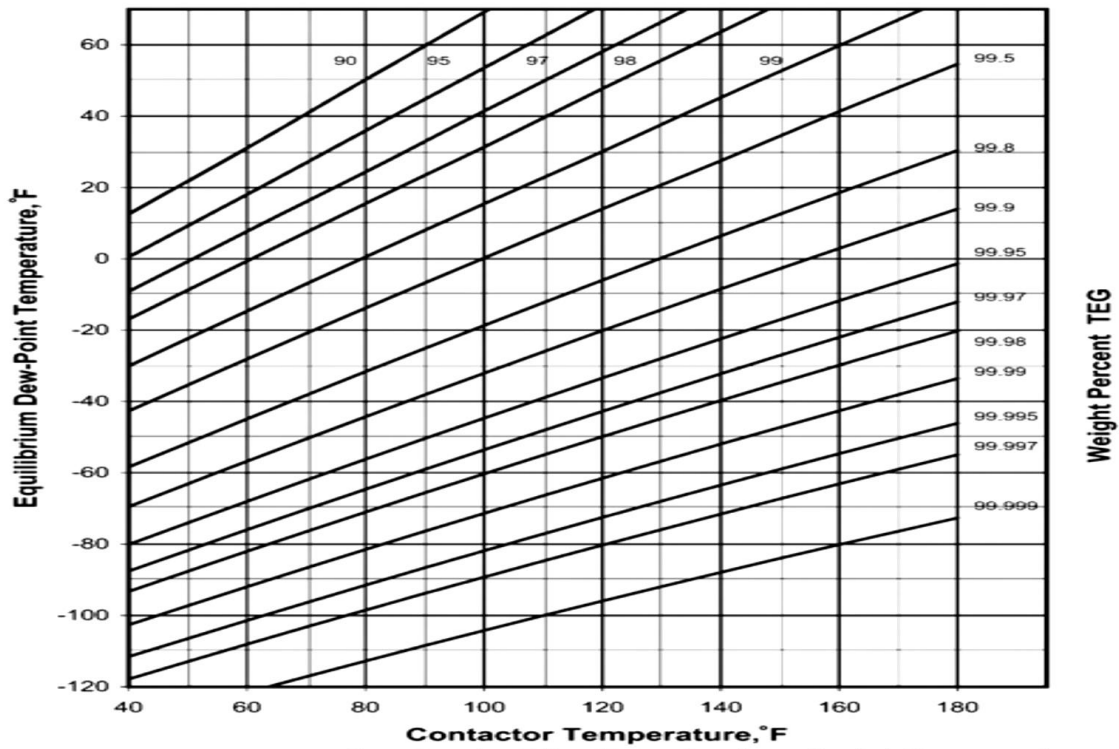
**Fuente:** Surface Production Operations. Volumen 2. Segunda Edición. 1999.<sup>22</sup>

**Gráfica 4A.** Contenido de agua en el gas.



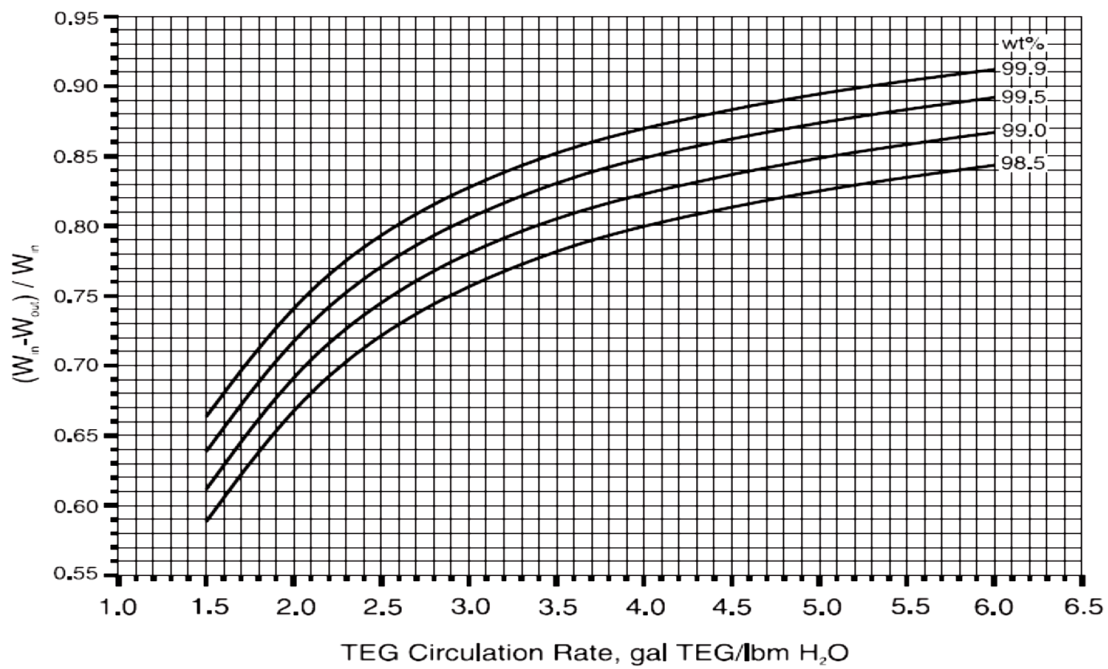
**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

**Gráfica 5A.** Determinación de porcentaje en peso TEG.



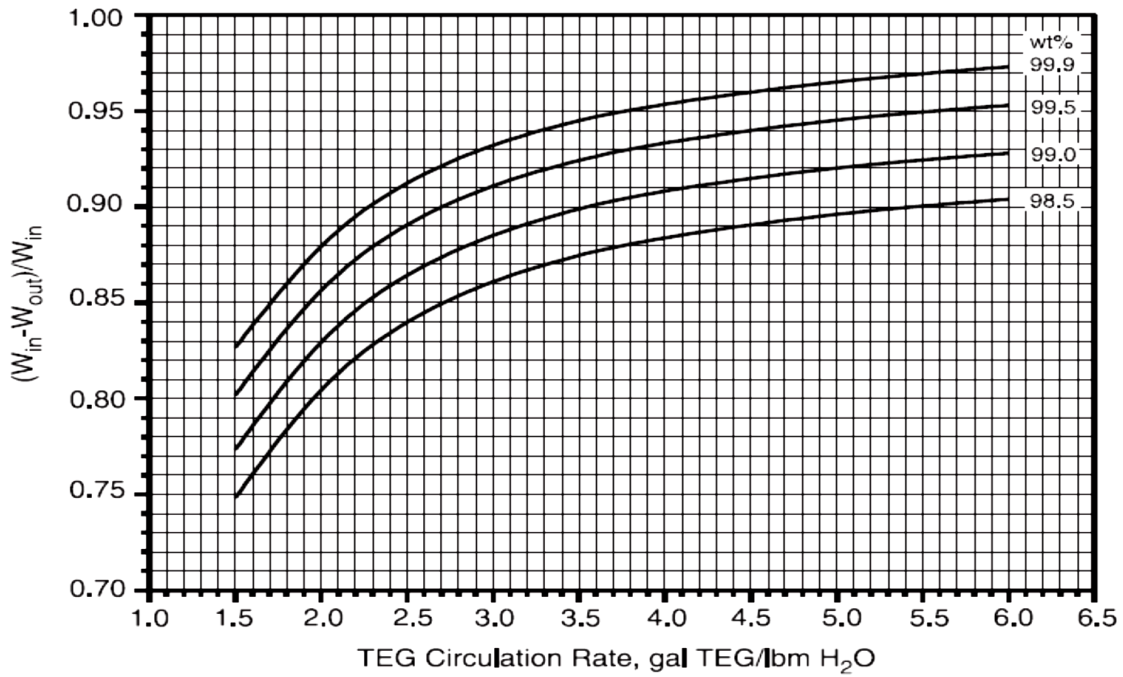
**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

**Gráfica 6A.** Eficiencia de agua removida Vs. Rata de circulación TEG en varias concentraciones TEG (N=1.0)



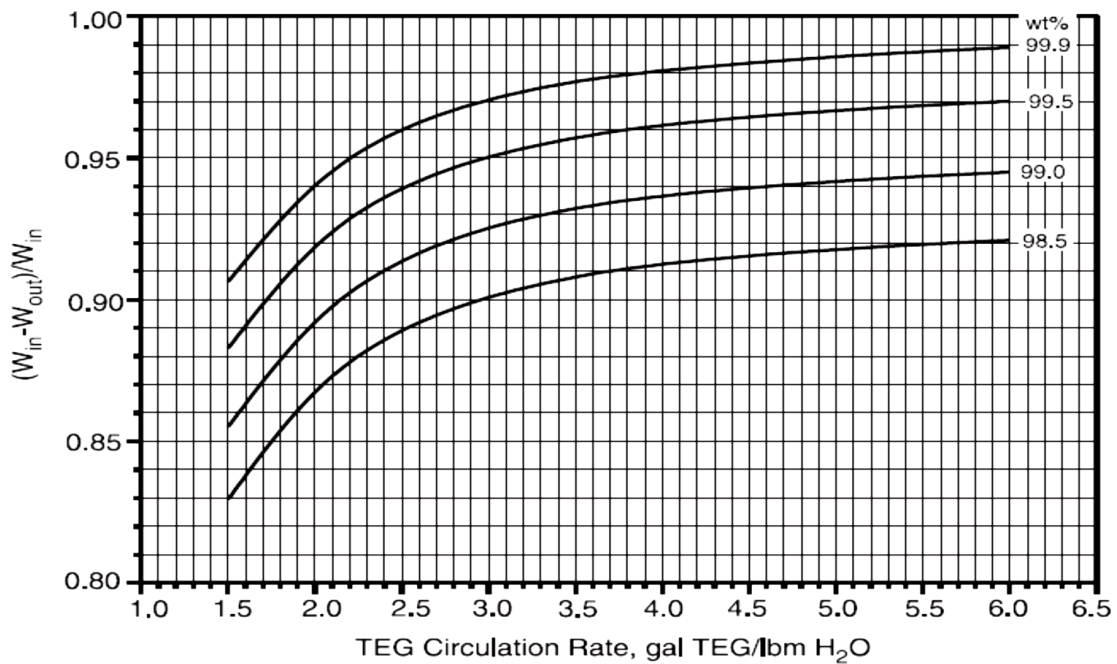
**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

**Grafica 7A.** Eficiencia de agua removida Vs. Rata de circulación TEG en varias concentraciones TEG (N=1.5)



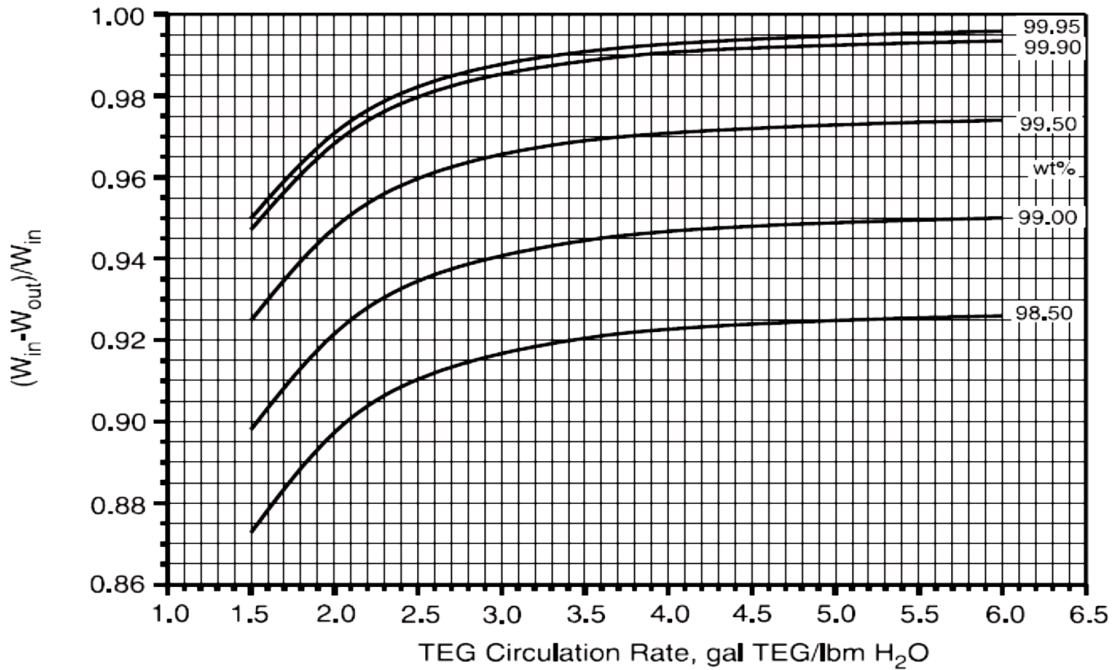
**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

**Grafica 8A.** Eficiencia de agua removida Vs. Rata de circulación TEG en varias concentraciones TEG (N=2.0)



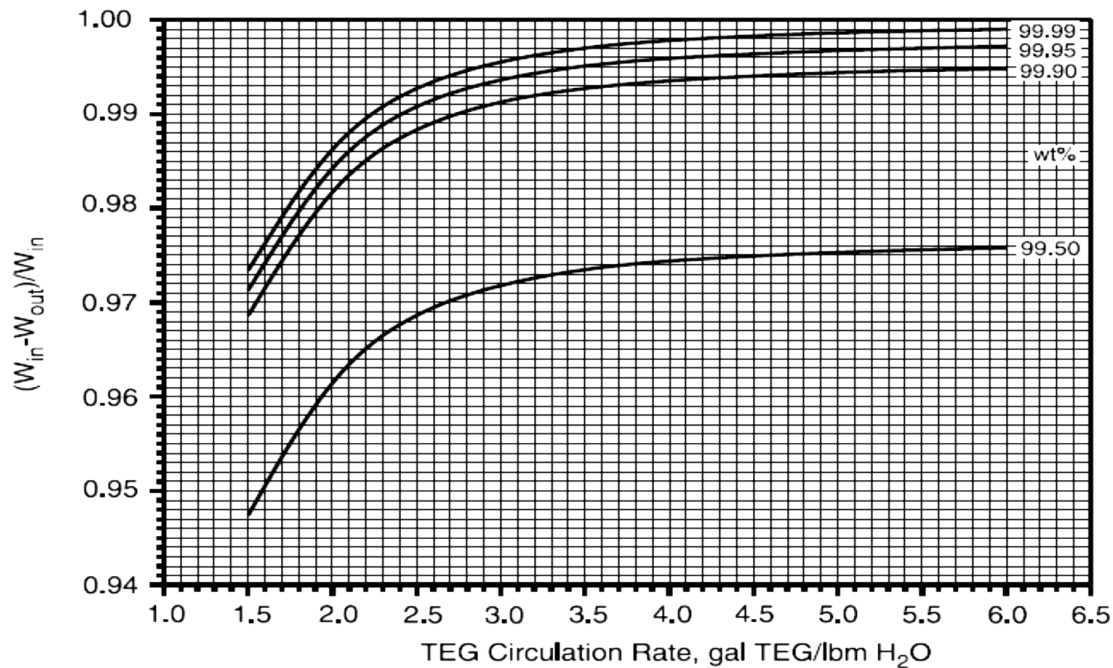
**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

**Grafica 9A.** Eficiencia de agua removida Vs. Rata de circulación TEG en varias concentraciones TEG (N=2.5)



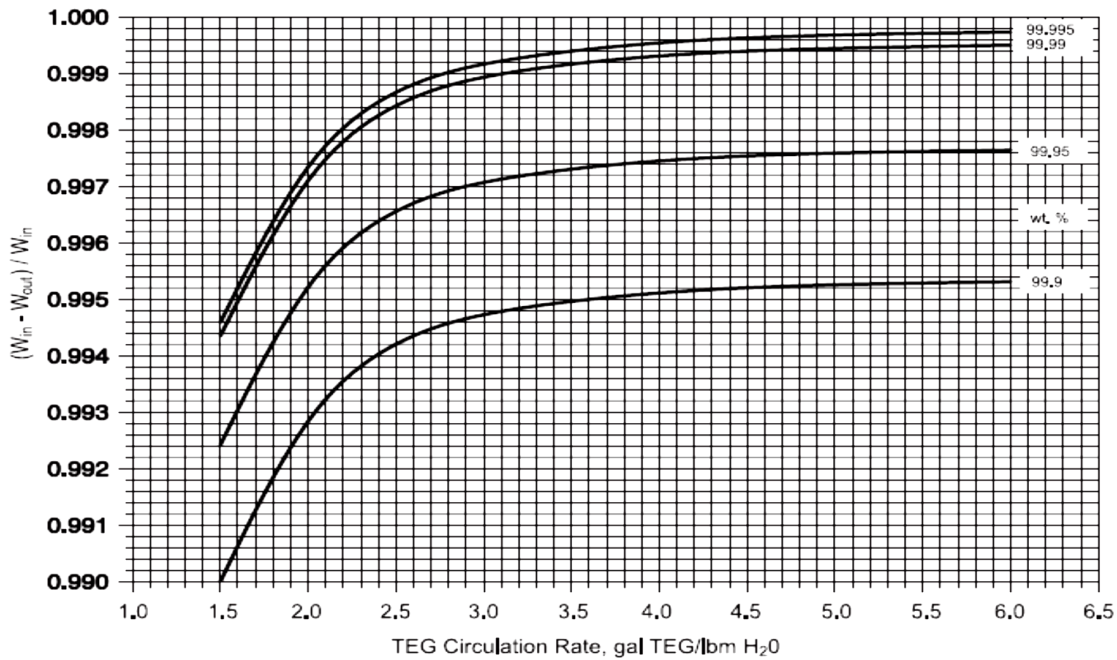
**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

**Grafica 10A.** Eficiencia de agua removida Vs. Rata de circulación TEG en varias concentraciones TEG (N=3.0)



**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

**Grafica 11A.** Eficiencia de agua removida Vs. Rata de circulación TEG en varias concentraciones TEG (N=4.0)



**Fuente:** Gas Processors Suppliers Association (GPSA Engineering Data Book)<sup>3</sup>

**Tabla 8.** Precios de materia prima. (1983)

	Consumption	\$/kg **
<b>Sweetening Chemicals</b>		
Monoethanol Amine	1 lb/% of acid gas/ MMSCF	1,87
Diethanol Amine	0.5 lb/% of acid gas/ MMSCF	1,89
Dissoproply Amine (98% purity)		2,025
Sulpholane (3% Water)	3.0 lb/ MMSCF	5,85
Methyl Diethanol Amine	4-6 lb/MMSCF	4,35
<b>Dew Point Chemicals</b>		
Monoethylene Glycol	1 lbs/MMSCF	1,35
Diethylene Glycol	4-6 lb/MMSCF	1,42
Triethylene Glycol		2,09
Calcium Chloride	2 lbs/MMSCF	1,13
Propane	1 lb/MMSCF	0,22/Imperial Gallon
<b>Other Common Chemicals</b>		
Activate Alumina (Sulphur catalyst)		1,23
Silica gel (desiccant service)		3,86
Molecular Sieve 13x		475
Molecular Sieve 4A		375
Methanol	non recovery	1,1/Imperial Gallon

\*\* These are January 1989 Alberta cost in Tank car quantities.

**Fuente:** Natural Gas Processing Principles and Technology Part II. University of Calgary.<sup>20</sup>

# **APENDICE A**



# Apéndice A

## Índice de Nelson

Los costos de facilidades (particularmente plantas) cambian con el tiempo. Una buena manera de actualizar los costos, consiste en multiplicar el costo de la planta en un año determinado por la relación del "índice de Nelson" como se presenta a continuación:

$$Costo_2 = Costo_1 \frac{Indice_2}{Indice_1}$$

Dónde:

$Costo_2$  = El costo de una planta al año requerido.

$Costo_1$  = El costo de una planta a un año anterior.

$Indice_2$  = Es el índice de Nelson al año requerido.

$Indice_1$  = Es el índice de Nelson al año anterior.

Los datos sobre el Índice de Nelson se publica en la revista *Oil and Gas Journal* y refleja la variación en el tiempo del costo de construcción de refinerías. Este índice comenzó a publicarse en 1946 y su estimación se basa en los siguientes porcentajes:

Mano de obra especializada	39%
Mano de obra común	21%
Fierro y acero	20%
Materiales de construcción	8%
Equipos misceláneo	12%

Se debe tener en cuenta que los índices de diseño e índice de productividad, ya que no aplica a las plantas de gas, sólo el índice de inflación es aplicable para estas plantas:

**Tabla.** Índice de Nelson.

Año	Índice	Año	Índice
1946	100	1989	1195,9
1950	146,2	1990	1225,7
1960	228,1	1991	1252,9
1965	261,4	1992	1277,3
1968	304,1	1993	1310,8
1970	364,9	1994	1349,7
1971	406	1995	1392,1
1972	438,5	1996	1418,9

1973	468	1997	1449,2
1974	522,7	1998	1477,6
1975	575,5	1999	1497,2
1976	615,7	2000	1542,7
1977	653	2001	1597,3
1978	701,1	2002	1642,2
1979	756,6	2003	1710,4
1980	822,8	2004 Sep	1968,1
1981	903,8		
1982	976,9	2006	2008,1
1983	1025,8	2007	2106,7
1984	1061	2008	2251,4
1985	1074,4	2009	2217,7
1986	1089,9	2010	2337,6
1987	1121,5	2011	2435,6
1988	1164,5	2012 May	2470,3

**Fuente:** Diseño de procesos en Ingeniería Química y Propia.

**Ejemplo:**

Si se sabe que el precio de una planta en 1965 era de \$10'000.000 US, el costo para la misma planta en 1976 podría ser:

$$Indice_2 = 615,7$$

$$Indice_1 = 261,4$$

$$Costo_1 = Costo_{1965} = 10'000.000 \text{ US}$$

$$Costo_2 = Costo_{1976} = ?$$

$$Costo_{1976} = 10'000.000 \text{ US} \frac{615,7}{261,4}$$

$$Costo_{1976} = 23'553.940,32 \text{ US}$$

El comportamiento del índice del Nelson es lineal, por lo que el valor que se obtiene al evaluar costos usando el índice Nelson es el mismo al actualizar el índice año tras año o simplemente tomando dos años lejanos.

**Tabla.** Desarrollo índice de Nelson.

Año	Índice	Precio (US)	Año	Índice	Precio (US)
1946	100		1989	1195,9	\$45.749.808,72
1950	146,2		1990	1225,7	\$46.889.824,02
1960	228,1		1991	1252,9	\$47.930.374,90
1965	261,4	<b>\$10.000.000</b>	1992	1277,3	\$48.863.810,25

1968	304,1	\$11.633.511,86
1970	364,9	\$13.959.449,12
1971	406	\$15.531.752,10
1972	438,5	\$16.775.057,38
1973	468	\$17.903.596,02
1974	522,7	\$19.996.174,45
1975	575,5	\$22.016.067,33
1976	615,7	<b>\$23.553.940,32</b>
1977	653	\$24.980.872,23
1978	701,1	\$26.820.964,04
1979	756,6	\$28.944.146,90
1980	822,8	\$31.476.664,12
1981	903,8	\$34.575.363,43
1982	976,9	\$37.371.843,92
1983	1025,8	\$39.242.540,17
1984	1061	\$40.589.135,42
1985	1074,4	\$41.101.759,76
1986	1089,9	\$41.694.720,73
1987	1121,5	\$42.903.596,02
1988	1164,5	\$44.548.584,54

1993	1310,8	\$50.145.371,08
1994	1349,7	\$51.633.511,86
1995	1392,1	\$53.255.547,05
1996	1418,9	\$54.280.795,72
1997	1449,2	\$55.439.938,79
1998	1477,6	\$56.526.396,33
1999	1497,2	\$57.276.205,05
2000	1542,7	\$59.016.832,44
2001	1597,3	\$61.105.585,31
2002	1642,2	\$62.823.259,37
2003	1710,4	\$65.432.287,68
2004 Sep	1968,1	\$75.290.742,16
2006	2008,1	\$76.820.964,04
2007	2106,7	\$80.592.960,98
2008	2251,4	\$86.128.538,64
2009	2217,7	\$84.839.326,70
2010	2337,6	\$89.426.166,79
2011	2435,6	\$93.175.210,41
2012 May	2470,3	\$94.502.677,89

**Gráfica.** Desarrollo índice de Nelson.

