

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL USO DE MICRO TURBINAS PARA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GAS DE PRODUCCIÓN Y
ALTO CONTENIDO DE CO₂ EN CAMPOS COHEMBI Y QUILLACINGA**

HENRY CASTELLANOS VELASQUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2018**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DEL USO DE MICRO TURBINAS PARA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GAS DE PRODUCCION Y
ALTO CONTENIDO DE CO₂ EN CAMPOS COHEMBI Y QUILLACINGA**

HENRY CASTELLANOS VELASQUEZ

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas**

**Director
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES
Dr. Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2018**

Dedico este trabajo a mi familia

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a papa Dios por permitirme regresar a las aulas a enriquecerme un poco más con el conocimiento de profesores y compañeros.

Agradezco a mi esposa e hijos por el apoyo dado durante este tiempo de estudio y especialmente a mi hija Sharon por su colaboración y apoyo en el desarrollo de este trabajo.

Agradezco al ingeniero Nelson Navarrete por creer y apoyar este proyecto.

Agradezco a los ingenieros Víctor Blanco, Héctor Francisco Rendón, Oscar Morales y demás compañeros que con su invaluable contribución permitieron llevar a cabo este trabajo.

Agradezco al ingeniero Carlos Villalobos por acompañar este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO	18
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	18
1.2 JUSTIFICACIÓN	18
1.3 OBJETIVOS	19
1.3.1 Objetivo general	19
1.3.2 Objetivos específicos.....	19
1.4 ALCANCE.....	19
1.5 HIPÓTESIS	19
2. ESTADO DEL ARTE	20
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	21
2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL.....	23
2.3 MARCO PRÁCTICO	24
2.3.1 Microturbinas.....	24
2.3.2 Funcionamiento de la Microturbina	25
3. METODOLOGÍA.....	29
3.1 ANALIZAR SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA Y MICRO TURBINAS, TENIENDO EN CUENTA LA CALIDAD DEL GAS DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO.	30
3.2 SIMULAR EL SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS DE ACUERDO A LOS PARÁMETROS REQUERIDOS DE LA MICRO TURBINA, UTILIZANDO EL GAS NATURAL DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO, TENIENDO EN CUENTA LA PRODUCCIÓN DE GAS, CALIDAD DEL MISMO Y CONTENIDO DE CO2.....	30
3.3 REALIZAR PRUEBA DE CAMPO.	30
3.4 ESTABLECER EL BALANCE DE SUMINISTRO VS. DEMANDA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO Y ASÍ DETERMINAR LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.	33
4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	34
4.1 ANALIZAR SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA Y MICRO TURBINAS, TENIENDO EN CUENTA LA CALIDAD DEL GAS DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO.	34
4.1.1 Sistema de combustión	38

4.1.2 Evaluación del sistema de combustible.....	38
4.1.3 Evaluación de problemas en el motor.....	40
4.2 SIMULAR EL SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS DE ACUERDO A LOS PARÁMETROS REQUERIDOS DE LA MICRO TURBINA, UTILIZANDO EL GAS NATURAL DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO, TENIENDO EN CUENTA LA PRODUCCIÓN DE GAS, CALIDAD DEL MISMO Y CONTENIDO DE CO ₂	41
4.2.1 Modelo Matemático de estado más usado.	41
4.2.2 Simulaciones de proceso propuestas campo COHEMBI	45
4.2.3 Simulaciones de proceso propuestas campo QUILLACINGA	54
4.3 PRUEBA DE CAMPO (Quillacinga)	68
4.3.1 Instalación de la Microturbina.....	69
4.3.2 Análisis y Resultados de las pruebas desarrolladas.	69
4.4 ESTABLECER EL BALANCE DE SUMINISTRO VS. DEMANDA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO Y ASÍ DETERMINAR LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.	75
4.4.1 Estimación de potencia generada QUILLACINGA.....	75
4.4.2 Estimación de potencia generada COHEMBI.....	75
5. CONCLUSIONES	79
6. RECOMENDACIONES.....	80
BIBLIOGRAFÍA.....	81

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Propiedades de combustión del gas recomendadas por algunos fabricantes de motores (SAE, 2001 and Detroit Diesel Corporation, 1998)	36
Tabla 2. Micro turbina modelo C200 de Capstone (Product Specification Model C200 – Capstone MicroTurbine, 1998).....	37
Tabla 3. Cromatografía gas campo Cohembi.	43
Tabla 4. Comparación de Variables de Proceso de las Opciones de Proceso Propuestas	50
Tabla 5. Evaluación de Formación de Hidratos en la Propuesta de Proceso de la Opción 1	52
Tabla 6. Comparación de las Opciones Propuestas desde el punto de vista Económico.	53
Tabla 7. Comparación de la Utilidad de las Opciones Propuestas.....	53
Tabla 8. Cromatografía gas campo Quillacinga.	56
Tabla 9. Comparación de Variables de Proceso de las Opciones de Proceso Propuestas	62
Tabla 10. Evaluación de Formación de Hidratos en la Propuesta de Proceso de la Opción 1.	63
Tabla 11. Estudio de posible formación de CO ₂	66
Tabla 12. Comparación de las Opciones Propuestas desde el punto de vista Económico.	67
Tabla 13. Comparación de la Utilidad de las Opciones Propuestas.....	68
Tabla 14. Parámetros de desempeño eléctrico.	69
Tabla 15. Definiciones de propiedades de calentamiento de combustible gaseoso.	73
Tabla 16. Definiciones de los componentes principales del combustible gaseoso.....	73
Tabla 17. Comparación de Costos entre el Diesel y Gas de TEA.....	77

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Campos Cohembi y Quillacinga.	16
Figura 2. Micro turbina Capstone.	25
Figura 3. Diagrama funcional de la Microturbina.	26
Figura 4. Diagrama de electrónica de potencia	28
Figura 5. Generación eléctrica mediante la micro turbina.....	31
Figura 6. Vista de planta Ubicación de Equipos prueba Quillacinga.....	32
Figura 7. Enfriamiento – Refrigeración Mecanica.....	46
Figura 8. Expansión Joule-Thompson.....	48
Figura 9. Hydrocarbon Recovery” de la GPSA (Gas Processors Suppliers Association). 66	66

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Proyección del posible reajuste estequiométrico debido a la etapa de eliminación de agua previa a la micro turbina.	74
Grafica 2. Producción de Gas Quillacinga y Posibles MWh.	76
Grafica 3. Producción de Gas Cohembi y Posibles MWh.....	77

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. SIMULACION OPCION 1, ESTACION COHEMBI (Enfriamiento con Refrigerante)	82
ANEXO B. SIMULACION OPCION 2. ESTACION COHEMBI (Enfriamiento por Expansión)	83
ANEXO C. SIMULACION OPCION 1, ESTACION QUILLACINGA (Enfriamiento con Refrigerante)	84
ANEXO D. SIMULACION OPCION 2, ESTACION QUILLACINGA (Enfriamiento con Refrigerante, más remoción de CO2 con membranas)	85

GLOSARIO

Índice de Wobbe: Es la relación entre el poder calorífico inferior de un combustible dividido la raíz cuadrada de la gravedad específica del combustible. Es el parámetro utilizado en motores de combustión interna para establecer la intercambiabilidad de gases combustibles usados en ellos.

Resistencia al knock: Es la capacidad de un combustible a no quemarse de forma incontrolada mediante autoencendido

Tasa aire/combustible: Relación de la mezcla ideal de aire y combustible para tener una combustión eficiente.

Velocidad de combustión: Velocidad con que se quema cualquier sustancia.

RESUMEN

TITULO:

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICA DEL USO DE MICRO TURBINAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GAS DE PRODUCCION Y ALTO CONTENIDO DE CO2 EN CAMPOS COHEMBI Y QUILLACINGA*

AUTOR:

HENRY CASTELLANOS VELAZQUES **

PALABRAS CLAVE: Micro Turbina, gas de Producción, CO2.

DESCRIPCIÓN:

En el presente documento se estudió la factibilidad técnica del uso de micro turbinas para generación de energía eléctrica con gas de producción y alto contenido de CO₂ en los campos Cohembi y Quillacinga en el departamento del Putumayo. El objetivo de usar el gas de producción para la generación de energía eléctrica es el de reducir los costos de levantamiento y proponer una alternativa de uso del gas de producción que evitara la quema directa en la TEA reduciendo emisiones y sanciones por la quema del mismo, situación que actualmente se da en estos campos. Para esto se realizaron simulaciones y prueba de campo que permitieron verificar la viabilidad tanto económicamente como operacionalmente del uso de micro turbinas para generación eléctrica y sus posibles inconvenientes.

El objetivo de este trabajo es realizar un estudio de factibilidad técnica para la implementación de sistemas de generación eléctrica con micro turbinas usando el gas de TEA, con esto reducir los costos de generación y evitar quemar directamente el gas Dentro del desarrollo de este trabajo se realizan pruebas de campo con una micro turbina C200 de la compañía Capstone y simulaciones en Hysis 8.8 para las opciones de acondicionamiento del gas de acuerdo con las necesidades de la micro turbina.

* Monografía de Grado

** UIS-Facultad de ingenierías fisicoquímicas-Escuela ingeniería petróleos, Director: Dr. Hermann Raúl Vargas Torres

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF TECHNICAL FEASIBILITY OF THE USE OF MICRO TURBINES FOR GENERATION OF ELECTRIC ENERGY WITH PRODUCTION GAS AND HIGH CONTENT OF CO₂ IN COHEMBI AND QUILLACINGA FIELDS*

AUTHOR: HENRY CASTELLANOS VELAZQUES**

KEYWORDS: Micro Turbine, Production gas, CO₂.

DESCRIPTION:

In this document, the technical feasibility of using micro turbines to generate electricity with production gas and high CO₂ content in the Cohembi and Quillacinga fields in the department of Putumayo was studied. The objective of using production gas for electric power generation is to reduce the lifting cost and propose an alternative use of production gas that will avoid direct burning in the TEA by reducing emissions and penalties for burning it, situation that currently occurs in these fields. For this, simulations and field tests were carried out to verify the feasibility, both economically and operationally, of the use of micro turbines for power generation and their possible inconveniences.

The objective of this work is a study of feasibility for the implementation of systems of power generation with micro turbines using the gas of TEA, this reduce generation costs and avoid directly burn the gas inside the development of this work are testing with a micro turbine C200 company Capstone and Hysis 8.8 simulations for gas conditioning options in accordance with the needs of the micro turbine

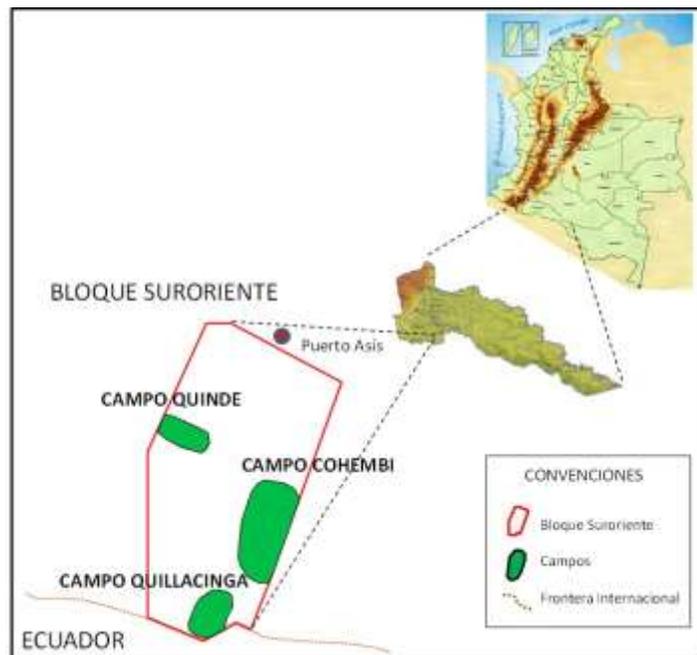
* Monografía de Grado

** UIS-Facultad de ingenierías fisicoquímicas-Escuela ingeniería petróleos, Director: Dr. Hermann Raúl Vargas Torres

INTRODUCCIÓN

Los campos Cohembi y Quillacinga están ubicados en la Cuenca de Caguán Putumayo, en jurisdicción del Municipio Puerto Asís. El área se encuentra limitada al norte por el río Putumayo y al sur por el río San Miguel en la frontera con Ecuador. El área está situada al norte de la línea Ecuatorial y forma parte de la Cuenca Amazónica. La topografía del lugar es básicamente plana con inclinación suave hacia el oriente, notándose en detalle la presencia de colinas de escasa elevación sin que en la región se sobrepasen de 500 metros sobre el nivel del mar.

Figura 1. Campos Cohembi y Quillacinga.



Los campos están situados en una zona apartada donde no hay interconexión eléctrica con la red nacional y en el momento esta no tiene la capacidad para atender la demanda de energía, lo que hace que se supla la energía eléctrica mediante el uso de generadores que usan como combustible diesel, haciendo que los costos de la energía eléctrica requerida en el campo para su funcionamiento sean elevados. Las disminuciones de los precios del petróleo han hecho que se busquen tecnologías que permitan reducir los costos de

operación. Actualmente en los campos de estudio el gas asociado a la producción es quemado, pero con el inconveniente de tener bajo contenido de metano y en el caso del campo Quillacinga con un contenido de CO₂ del 58%, esto hace que usar este gas para la generación de energía de manera económica sea un reto.

El objetivo de este trabajo es realizar un estudio de factibilidad técnica para la implementación de sistemas de generación eléctrica con micro turbinas usando el gas de TEA, con esto reducir los costos de generación y evitar quemar directamente el gas.

Dentro del desarrollo de este trabajo se realizan pruebas de campo con una micro turbina C200 de la compañía Capstone y simulaciones en Hysis 8.8 para las opciones de acondicionamiento del gas de acuerdo a las necesidades de la micro turbina.

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL PROYECTO

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Actualmente la producción de gas en el campo Cohembi está alrededor de los 500 KSCFD y en el campo Quillacinga está alrededor del 650 KSCFD con un contenido del 58% de CO₂. La demanda energética es de aproximadamente 3,5 MWh en los dos campos. Los sistemas de generación eléctrica en los dos campos son movidos por motores de combustión interna alimentados con diésel que representa para la compañía un alto costo de levantamiento, impactando en aproximadamente un 25% el mismo, debido principalmente a los altos costos del combustible, la necesidad de mano de obra calificada para la realización de los mantenimientos de los motores de combustión, la necesidad de tener un equipo de backup y adicionalmente las pérdidas de producción asociadas a las salidas que son inherentes a los generadores.

De continuar con la situación anteriormente descrita el tiempo de vida rentable de los campos se verá reducido y en un escenario de bajos precios del petróleo es posible verse abocado a un cierre. De continuar quemando el gas de producción se generarán gastos por pago de sanciones por su quema y generando más contaminación.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Proponer la implementación de micro turbinas para la generación eléctrica en los campos Cohembi y Quillacinga permitirá reducir los costos de levantamiento, darle uso al gas de producción que actualmente se está quemando directamente a la atmosfera, evitar sanciones por quemas de gas de producción.

Esta propuesta permitirá ver la viabilidad de implementación de estos sistemas que buscan extender la vida rentable del campo, al reducir los costos de levantamiento y medioambientalmente hará que el proceso de producción sea más amigable.

Implementar tecnologías de micro turbinas para la generación eléctrica en campos petroleros con bajas producciones de gas permitirá optimizar los costos de levantamiento en campos con estas características.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general Realizar un estudio de factibilidad técnica para la implementación de sistemas de generación eléctrica con micro turbinas en los campos Cohembi y Quillacinga aprovechando el gas de producción y teniendo en cuenta la demanda eléctrica.

1.3.2 Objetivos específicos

- ✓ Analizar sistemas de generación de energía eléctrica con motores de combustión interna y micro turbinas, teniendo en cuenta la calidad del gas de los campos de estudio.
- ✓ Simular el sistema de suministro de gas de acuerdo a los parámetros requeridos de la micro turbina, utilizando el gas natural de los campos de estudio, teniendo en cuenta la producción de gas, calidad del mismo y contenido de CO₂.
- ✓ Realizar prueba de campo.
- ✓ Establecer el balance de Suministro vs. Demanda de gas en función del tiempo de los campos de estudio y así determinar la rentabilidad del proyecto.

1.4 ALCANCE

El presente trabajo de grado tendrá un alcance de tipo explicativo ya que el uso de micro turbinas en Colombia para la generación eléctrica en campos petroleros esta poco desarrollado, pero hay ya experiencias exitosas en Estados Unidos y Europa, además que asocia diferentes variables tales como volumen de gas de producción disponible para la generación, calidad del gas y su acondicionamiento y demanda eléctrica.

1.5 HIPÓTESIS

La generación de energía con micro turbinas en campos petroleros es afectada principalmente por factores como el volumen de gas de producción disponible, calidad del gas y la demanda eléctrica. De acuerdo a la evaluación del impacto de estos factores, es viable la implementación de micro turbinas para la generación eléctrica en campos petroleros donde otras tecnologías para generación de energía eléctrica con gas de producción no aplican.

2. ESTADO DEL ARTE

La generación de energía eléctrica en los campos petroleros se ve afectada por la falta de interconexión eléctrica con la red nacional, así como por la baja confiabilidad del sistema en las regiones apartadas del país, ocasionando que se tengan altos costos en la generación eléctrica, servicio esencial para la producción de los pozos y tratamiento de los fluidos en las estaciones.

Debido a la zona donde se encuentran ubicados los campos Cohembi y Quillacinga (departamento del Putumayo, frontera con Ecuador) la generación eléctrica se realiza con generadores alimentados con diésel, teniendo un alto impacto en los costos de levantamiento. Dos factores principales no han permitido implementar un sistema de generación con gas en estos campos, como son el bajo volumen de gas de producción que no permiten instalar sistemas de generación con gas convencionales y el contenido de CO₂ (motores de combustión interna). Después de realizar una revisión de los costos que más impactan el levantamiento en los campos Cohembi y Quillacinga, se identifica que el servicio de generación de energía eléctrica es el de mayor impacto, razón por la cual se establece un plan para reducir este costo, buscando tecnologías que se puedan implementar bajo las condiciones descritas.

De no atacarse el alto costo que tiene el servicio de generación eléctrica en estos campos, pueden verse abocados a un cierre en un escenario de bajos precios del petróleo.

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

VALDES DELGADILLO ¹, evaluó la factibilidad de usar micro turbinas para la generación de energía eléctrica en el campo Rancho Hermoso usando GN y GLP, el menciona los beneficios por disminución de la contaminación por emisiones, ruido, disminución en costos de mantenimiento de los equipos de generación. Además, determino que se reducen los costos de generación kWh diésel vs GLP en un 26%. También recomendó el uso de las micro turbinas usando gas de producción debido a que en Colombia se ventean aproximadamente 41 MPCD.

GÓMEZ ARIAS ², realizó un estudio técnico económico para implementar un sistema de generación de energía eléctrica centralizada en el campo Oropéndola. Expreso que existen diferentes alternativas de generación de energía eléctrica, pero estas varían y se ven

afectadas por diferentes factores que dependen principalmente de la ubicación del campo, disponibilidad, acceso, precios de mercado, factores climáticos, lo cual se debe tener presente a la hora de seleccionar el mejor combustible o la mejor opción de generar energía.

WELCH ³, realizó una comparación de los diferentes tipos de combustible disponible en plataformas offshore para la generación de energía y las potenciales ventajas y desventajas de esas tecnologías y también busca la mejor vía para la reducción de emisiones de combustión. La configuración de tecnologías como la Cogeneración están disponibles para maximizar la eficiencia energética. Estas reducen los impactos por consumos de combustible, transporte y ambientalmente es amigable por la reducción de las emisiones de gases de combustión.

WELCH ⁴, realizó una revisión en turbinas, su capacidad y eficiencia teniendo en cuenta las composiciones de los gases usados como combustible. También hizo graficas comparativas del uso de diferentes gases combustibles con diferentes composiciones para la generación de energía y sus diferentes impactos.

ROA DUARTE, C. E.; MENESES AMAYA, M. J.; FERREIRA GUERRA, R.; CASTAÑO VALDERRAMA, J. G ⁵, realizaron un estudio para el aprovechamiento del gas producido en los campos de Orito y Área Sur de Ecopetrol, que por más de 40 años ha sido quemado, dando la oportunidad de darle uso, mejorando sus propiedades para el proceso de levantamiento de producción en los pozos con el sistema gas lift y usarlo para autogeneración, el estudio se dividió en cuatro secciones, en la primera se analiza la calidad del gas y tipos de contaminantes, en la sección dos se describen los procesos a nivel comercial disponibles para la remoción de los contaminantes, en la sección tres se define un modelo de simulación numérica en estado estacionario del gas, en la sección cuatro se dan los resultados más importantes a tener en cuenta para el desarrollo del proyecto.

WATSS ⁶, hizo una descripción de una micro turbina, las diferencias de esta tecnología con la convencional en la generación de energía eléctrica y sus posibles aplicaciones. También mostro los beneficios de generar energía con micro turbinas donde resalta beneficios como incrementar la eficiencia, darle uso al gas de producción, reducir los costos de mantenimiento y reducir las emisiones de gases de combustión.

Capstone Turbine Corporation, compañía fabricante de micro turbinas presenta diferentes experiencias en la implementación de esta tecnología para la generación de energía en campos petroleros.

2.2 MARCO TEÓRICO – CONCEPTUAL

En Colombia el desarrollo de los campos petroleros se hace regularmente en regiones donde no se cuenta con interconexión eléctrica del sistema nacional o se cuenta con una red que no tiene la capacidad o confiabilidad necesaria para el desarrollo de las actividades propias de un campo petrolero. Por esta razón el sistema de generación eléctrica más usado, es generación eléctrica con motores de combustión interna alimentados con diésel. Debido a los altos costos de los combustibles este tipo de generación eléctrica impacta los costos de levantamiento. Esto ha hecho que en los últimos años se busquen nuevas tecnologías que permitan usar mejor los recursos disponibles en los campos y en las regiones productoras de petróleo, permitiendo aprovechar los derivados del mismo. Encontramos en Colombia que se han hecho los primeros trabajos de implementación de micro turbinas movidas por GLP y GN para la generación eléctrica en campos petroleros con resultados favorables para su implementación por presentar menor contaminación y reducir los costos de levantamiento. A pesar de que la industria se está moviendo en esta dirección, los trabajos de implementación de este tipo de tecnología no son muchos. También se han encontrado trabajos que buscan la optimización de los sistemas de generación eléctrica analizando la conveniencia de tener la generación eléctrica centralizada vs el modelo convencional usado de tener generadores por cada plataforma de pozos que permite tener una mayor confiabilidad, pero esto debe ser analizado cuidadosamente desde el punto de vista de los costos de implementación. Internacionalmente varios autores han presentado trabajos que buscan reducir las emisiones en los sistemas de generación en plataformas offshore y usando gases de baja calidad que al día de hoy han sido un inconveniente para el uso de generadores a gas. El uso de micro turbinas en campo petroleros, movidas con gas de producción está bien desarrollada en Estados Unidos y Europa.

2.3 MARCO PRÁCTICO

En los campos Cohembi y Quillacinga la generación eléctrica se realiza con generadores movidos con motores de combustión interna y alimentados con diésel por su facilidad de consecución. Este tipo de generación ha hecho que los costos de levantamiento se vean impactados negativamente, generando una oportunidad de implementar nuevas tecnologías que permitan reducir los costos de levantamiento y darle uso al gas de producción que por su contenido de CO₂ en el caso del campo Quillacinga no permite el uso de tecnologías convencionales para la generación eléctrica y donde es necesario la implementación de torres de endulzamiento para ponerlo en condiciones aptas para los motores, haciendo que estos proyectos necesiten una alta inversión y por ende poca aplicabilidad. En el caso del campo Cohembi se tiene un volumen de gas bajo y con un contenido de metano de aproximadamente 40%, esto hace que se deba tratar el gas para el retiro de las fracciones pesadas y esté en condiciones adecuadas para el uso con motores convencionales. Por estas razones se quiere hacer la propuesta para la implementación de micro turbinas para la generación eléctrica ya que esta tecnología permite usar gas con contenidos de CO₂, H₂S y contenidos de fracciones pesadas del gas como propanos y butanos.

2.3.1 Microturbinas Al operar una microturbina con un combustible gaseoso, es crítico optimizar los ajustes de combustible de la microturbina para las propiedades reales del combustible que se está consumiendo. Esto se debe al hecho de que cada tipo de combustible admisible cubre una amplia gama de propiedades de combustible; por ejemplo, la definición de "gas natural" es lo suficientemente amplia como para abarcar una amplia calidad de gas natural, proporcionado por la mayoría de las compañías de servicios públicos, así como una variedad de combustibles "fuera de especificaciones". El uso de los ajustes de combustible adecuados permitirá que la microturbina comience suavemente con un combustible específico y responda efectivamente a los cambios en la carga de microturbina.

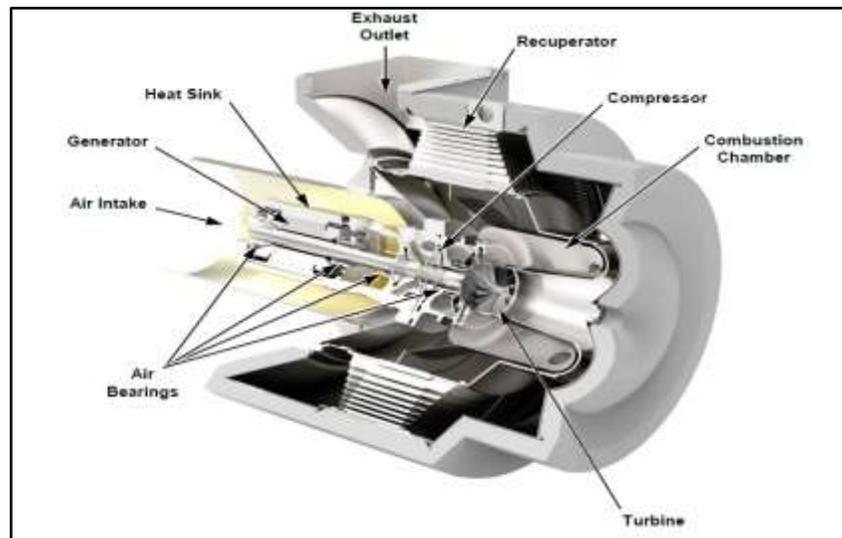
Las dos configuraciones principales de combustible para una microturbina de combustión gaseosa son Fuel Type y Wobbe Adjust. En el conjunto de comandos de microturbina, ingresado a través de comunicación serie en el puerto de Usuario o Mantenimiento, el comando Tipo de combustible es COMBUSTIBLE y el comando Ajustar Wobbe es

WOBADJ. El tipo de combustible (FUELTY) de una microturbina es un parámetro que viene configurado de fábrica para el motor y el sistema de combustible instalado dentro de la microturbina. El ajuste Wobbe (WOBADJ) es el parámetro que se basa en las propiedades reales del combustible y, como tal, ayuda a optimizar la operación de la microturbina dentro del tipo de combustible especificado. El ajuste de ajuste Wobbe puede ser ajustado por un proveedor de servicios autorizado utilizando el panel de configuración de combustible en CRMS. La determinación de la configuración apropiada de ajuste de Wobbe requiere el conocimiento del valor de calentamiento más alto (HHV) de un combustible, medido en BTU/ scf, su gravedad específica y los valores mínimo / máximo de "Wobbe Index" para un tipo específico de combustible. Los valores mínimos / máximo de Wobbe Index para cada tipo de combustible de microturbina se proporcionan a continuación en la Tabla 14. Obsérvese que solo las configuraciones de microturbina modificadas específicamente para operar con LPG, como se define en la Tabla 15, deben utilizar los valores en la fila de designación "LPG". Consulte las especificaciones respectivas del producto Capstone para determinar qué combustibles pueden usarse con un modelo particular de microturbina.

2.3.2 Funcionamiento de la Microturbina En términos generales el generador de energía es asíncrono, genera energía a alta frecuencia, esta energía a alta frecuencia pasa por una electrónica de potencia que la corrige para ser consumida.

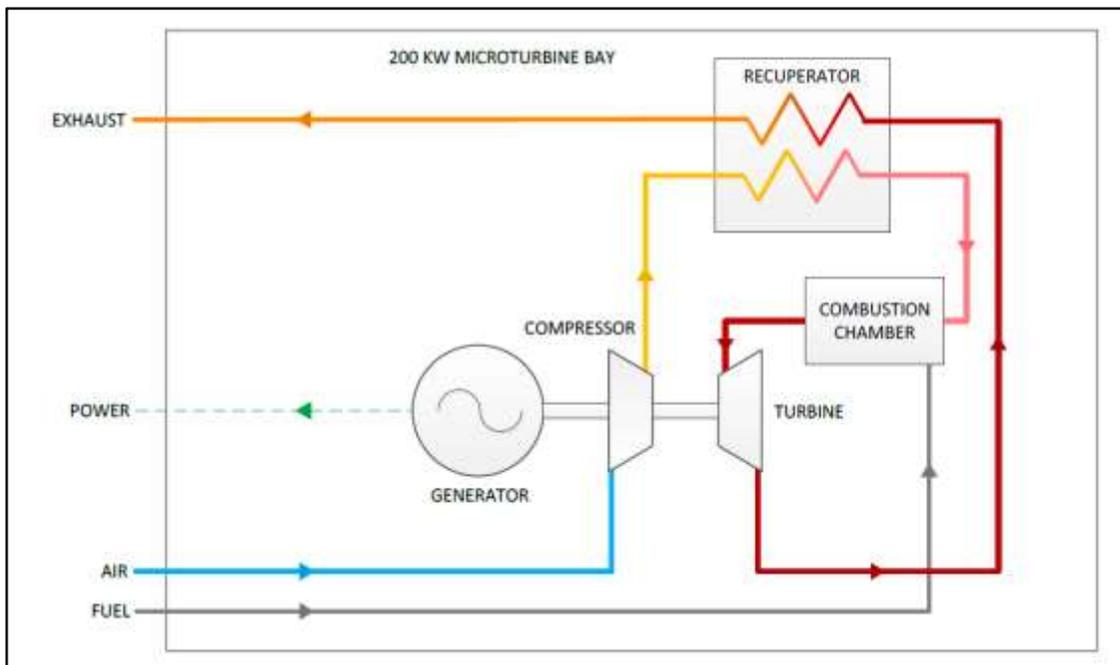
El proceso de generación de energía consiste en dos ciclos. En el primer ciclo para la generación de trabajo, el compresor primero eleva la presión del aire ambiente a la relación de presión requerida. El aire de combustión comprimido se dirige a través de un intercambiador de calor de aire de escape sin mezcla llamado recuperador. El recuperador permite que la microturbina utilice una parte de la energía de escape para precalentar el aire de combustión entrante. Al usar aire precalentado en el proceso de combustión, se necesita menos combustible para obtener la temperatura de escape requerida para la expansión a través de la turbina. Esto da como resultado un aumento en la eficiencia total de combustible a electricidad de la microturbina, estos ciclos los podemos ver en la Figura 5.

Figura 2. Micro turbina Capstone.



Fuente: Suministrada por la empresa Capstone Turbine Corporation. 2017.

Figura 3. Diagrama funcional de la Microturbina.



Fuente: Suministrada por la empresa Capstone Turbine Corporation. 2017.

En el ciclo, el aire comprimido y precalentado se alimenta en una cámara de combustión donde se mezcla con combustible y se quema. Este proceso de combustión libera energía en forma de calor. Los gases de escape de la combustión se expanden a través de la turbina

para producir la rotación del eje central, el compresor y el generador de imán permanente, dado que la turbina, el compresor y el generador están montados en un mismo eje y giran a la misma velocidad para producir energía eléctrica. La salida eléctrica del generador depende de qué tan rápido gire el eje en el campo magnético. A toda velocidad, la tensión del generador es 277 V (L-N) y la frecuencia es de 1 500 Hz. Este eje es la única parte móvil en el sistema.

El acondicionamiento de potencia se logra utilizando una electrónica de potencia basada en inversores. Los componentes de la electrónica de potencia se proporcionan en la Figura 6, y consisten en un generador Módulo de control (GCM) y un Módulo de control de carga (LCM). Cada microturbina configurada para la operación autónoma también utiliza dos paquetes de baterías correspondientes al Módulo (BCM). La electrónica de potencia en el módulo convierte la potencia trifásica de alta frecuencia a potencia trifásica de 400 o 480 voltios, 50/60 Hz. Esto se logra tomando la tensión y frecuencia variable no regulada del generador, rectificándolo en un voltaje DC, y luego convirtiéndolo en voltaje AC y frecuencia utilizando un inversor DC-AC.

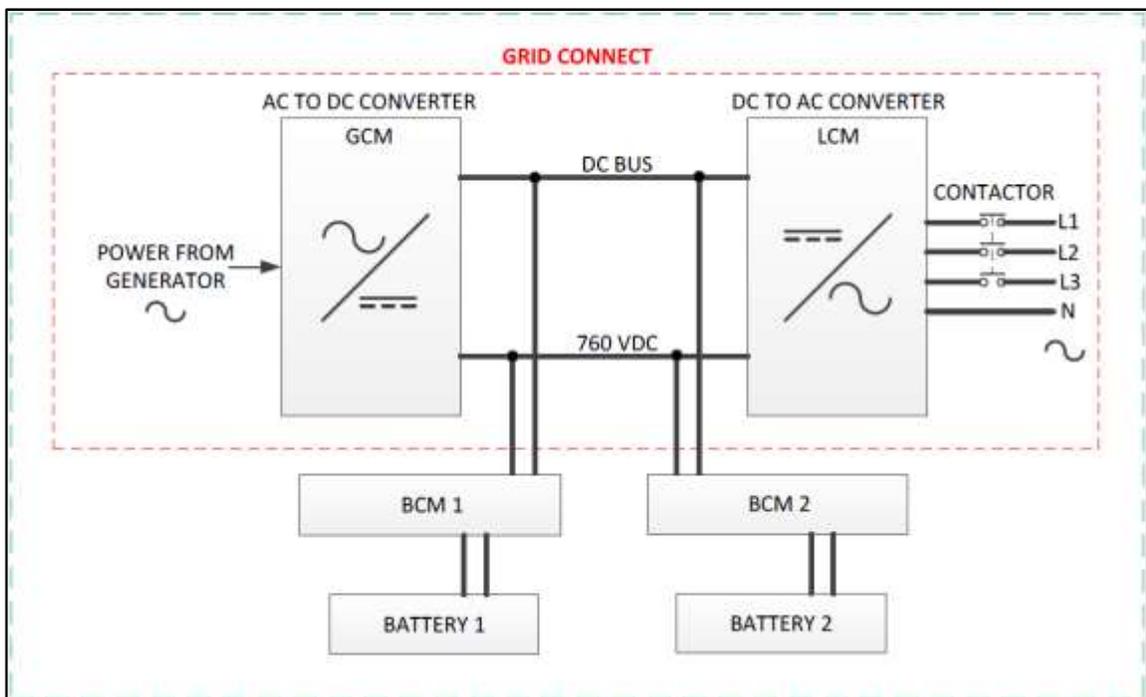
Los componentes electrónicos de potencia de Capstone utilizan transistores bipolares (IGBT) para disminuir las pérdidas de potencia, conmutando la alta potencia a una alta frecuencia de 15 kHz. Los inductores y condensadores internos son entonces utilizados para filtrar la salida modulada por ancho de pulso (PWM) de los IGBT para generar un seno verdadero de salida de onda con baja distorsión armónica. Cada módulo de electrónica de potencia es bidireccional. Esto permite que la microturbina absorba los cambios de carga abruptos por arranques o paradas de equipos.

Cada compartimento de microturbina está equipado con un software de control desarrollado por Capstone que utiliza una variedad de algoritmos para monitorear y regular los parámetros críticos de la operación de la microturbina. Estos incluyen, pero no están limitados a, parámetros que gobiernan la administración de energía, voltaje de salida y frecuencia, funcionamiento del motor, comunicaciones y modos y estado del sistema. Además, cada módulo utiliza una unidad principal de procesamiento central que se conecta con procesadores específicos de función para administrar el funcionamiento del sistema en general.

Dependiendo de la configuración, hay dos modos de operación disponibles. Estos modos son Grid y Stand Alone:

- En el modo Grid (conectado en sincronismos con otra fuente de energía), la bahía de microturbina funciona como una fuente de corriente, proporcionando corriente a la distribución eléctrica local en sincronización con el voltaje y frecuencia de una referencia externa. En este modo de operación, la referencia externa utilizada por el módulo, suele ser la red local de servicios, pero la referencia también puede ser proporcionado por otros motores primarios más grandes como parte de una microrred. La electricidad generada es suministrada al sistema de distribución eléctrica local donde puede ser utilizado por una carga local o exportado a la red pública.

Figura 4. Diagrama de electrónica de potencia



Fuente: Suministrada por la empresa Capstone Turbine Corporation. 2017.

- En modo Stand Alone (es decir, sin conexión con otra fuente de energía), el compartimento de microturbinas funciona como una fuente de voltaje, proporcionando el voltaje y la frecuencia especificados a la distribución eléctrica local. En esto modo de

operación, no hay una fuente de energía de referencia externa. La microturbina utiliza el paquete interno de baterías y sus respectivos BCM para proporcionar energía para el arranque de la microturbina.

3. METODOLOGÍA

3.1 ANALIZAR SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA Y MICRO TURBINAS, TENIENDO EN CUENTA LA CALIDAD DEL GAS DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO.

Se revisaron alternativas y aplicaciones hechas en generación eléctrica teniendo en cuenta generadores movidos con motores de combustión interna y turbinas. Se investigaron e identificaron los pros y los contras de cada uno de los tipos de generación usados hasta el momento en los campos Cohembi y Quillacinga.

3.2 SIMULAR EL SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS DE ACUERDO A LOS PARÁMETROS REQUERIDOS DE LA MICRO TURBINA, UTILIZANDO EL GAS NATURAL DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO, TENIENDO EN CUENTA LA PRODUCCIÓN DE GAS, CALIDAD DEL MISMO Y CONTENIDO DE CO₂.

A continuación se describen las metodologías empleadas para las simulaciones realizadas para el suministro de gas de TEA a las micro turbinas:

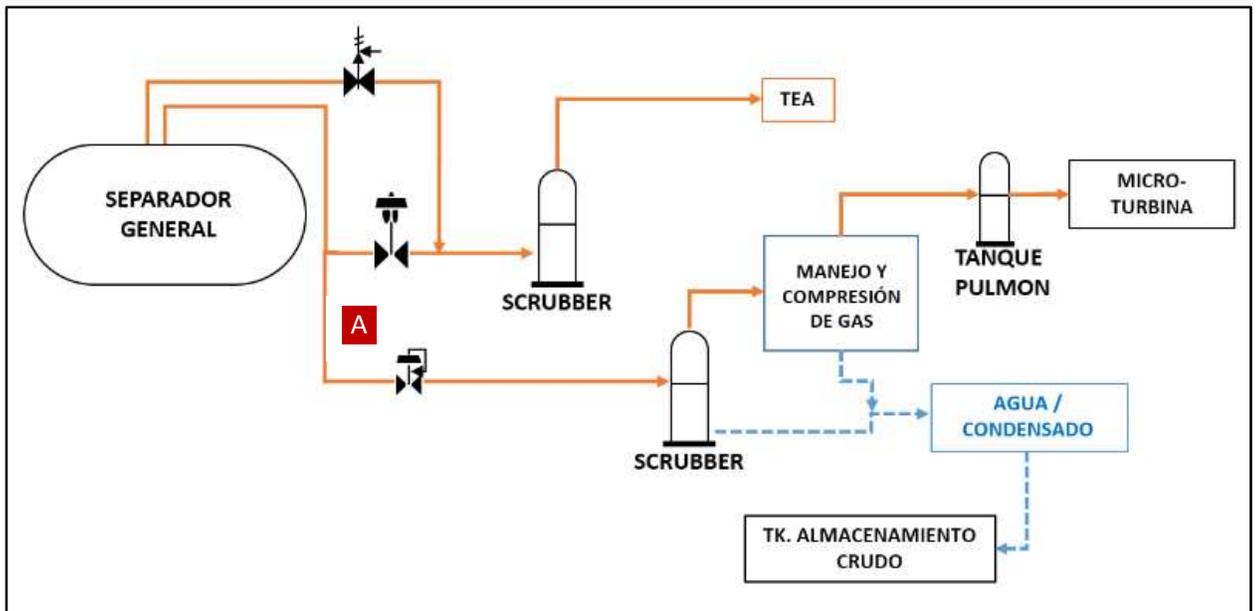
- ✓ Recopilar información básica del proyecto: se refiere a información tales como la capacidad, las características de la alimentación, la especificación del producto, así como la ubicación y las condiciones ambientales y meteorológicas del sitio.
- ✓ Determinación de la riqueza del gas o GPM del gas de alimentación, la cual se define como el número de galones de líquidos que pueden obtenerse de 1 000 ft³ estándar de gas. No se consideran el C₁ ni C₂ en el cálculo.
- ✓ Definición de propuestas de procesos de acondicionamiento del gas que cumplan con la especificación exigida del producto.
- ✓ Montaje de las simulaciones de las opciones propuestas anteriormente, a las cuales se les denomina escenarios de simulación.
- ✓ Análisis, comparación y evaluación de resultados obtenidos de las simulaciones de las opciones propuestas, lo cual permitirá determinar la opción más conveniente desde el punto de vista técnico y económico.
- ✓ Presentación de los resultados.

3.3 REALIZAR PRUEBA DE CAMPO.

Para el proceso de generación eléctrica mediante la micro turbina, se planteó inicialmente con la figura 2. de interconexión.

Nota: la recomendación de instalar una etapa previa de separación agua / condensado mediante un scrubber no se implementó en el arranque de las pruebas, debido a que el proveedor de la micro turbina y compresor no lo consideraban necesario basado en el análisis de cromatografía inicial entregado de acuerdo a sus simulaciones.

Figura 5. Generación eléctrica mediante la micro turbina.

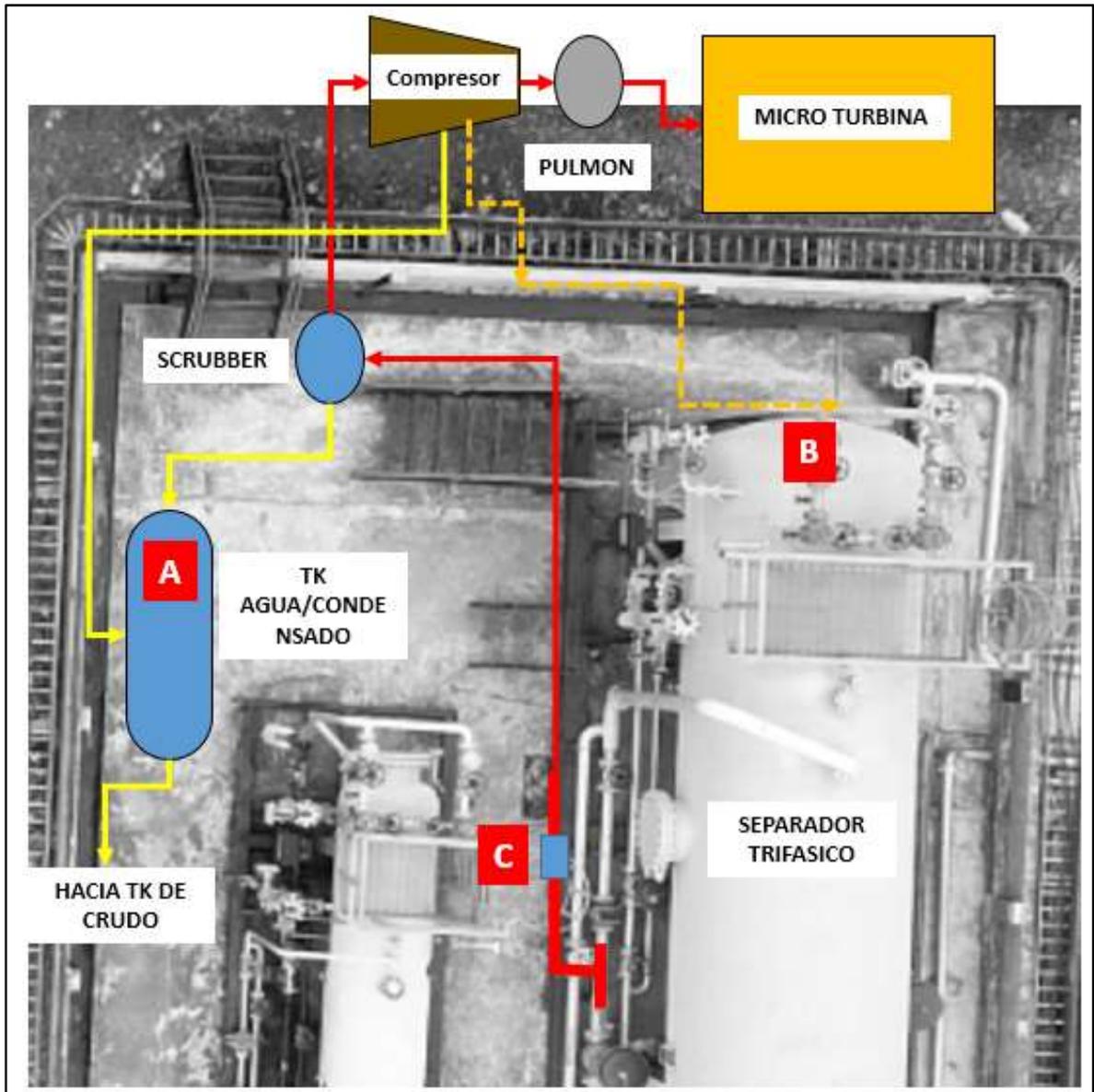


Con el fin de mantener la presión de alimentación mínima requerida por el compresor (22 psi), se interconectó la succión del mismo en el punto (A) que muestra la figura 3, el cual permite mediante la válvula controladora de salida de gas del separador, mantener la presión de operación en función de la presión que opera el separador.

Las válvulas de alivio se dirigen a puntos de descarga de baja presión como muestra la imagen en punto (B).

El retorno de agua y condensados del gas, subproductos de la operación del compresor se dirigen a un tanque de almacenamiento temporal de 200 gls punto A, desde el cual posteriormente se envía tanques de almacenamiento de crudo.

Figura 6. Vista de planta Ubicación de Equipos prueba Quillacinga.



La medición del gas de salida del separador se mide mediante platina de orificio y carta Barton, como se observa en el diagrama en el punto (C).

La medición del condensado y agua generados a presión atmosférica se realiza mediante la toma directa en recipientes aforados para para la determinación de volumen, temperatura y API.

3.4 ESTABLECER EL BALANCE DE SUMINISTRO VS. DEMANDA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO Y ASÍ DETERMINAR LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

Para el balance se toman las producciones de gas asociado al crudo desde junio de 2017 hasta junio de 2024 y de acuerdo al poder calorífico disponible de cada gas después de la adecuación de cada gas se calcula la proyección de generación. Con el consumo actual de energía y los costos se hace una proyección anual tomando como comparativo el costo que tendría la generación usando el gas de TEA como combustible.

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ANALIZAR SISTEMAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA Y MICRO TURBINAS, TENIENDO EN CUENTA LA CALIDAD DEL GAS DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO.

Para el uso del gas de producción de los campos de estudio en la generación de energía mediante el uso de motores que quemen este tipo de gas se plantean dos tecnologías:

- Motores de combustión interna
- Microturbinas
- Motores de combustión interna

Para escoger la tecnología que aplica para mover los generadores usando el gas de producción sin tener que incurrir en instalaciones costosas para adecuar el gas; Para esto se plantea la siguiente pregunta:

¿Cómo afecta la variación de la composición química del gas natural el desempeño energético y ambiental de los motores de combustión interna operando con gas natural⁷?

El desempeño y emisiones de un motor encendido por chispa (MEP) es función del encendido, la velocidad de combustión, la resistencia al Knock y el suficiente contenido energético de la mezcla combustible⁸.

Las propiedades del gas natural que influyen en el desempeño de un motor son⁷:

- La densidad: Además, es denominada gravedad específica, es la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire a las mismas condiciones de referencia.
- El índice de Wobbe: Es la relación entre el poder calorífico inferior de un combustible dividido la raíz cuadrada de la gravedad específica del combustible. Es el parámetro utilizado en motores de combustión interna para establecer la intercambiabilidad de gases combustibles usados en ellos
- La velocidad de combustión
- La tasa aire/combustible

- La resistencia al knock: la capacidad de un combustible a no quemarse de forma incontrolada mediante autoencendido⁷.

Algunos fabricantes de motores han dado valores o rangos de composición de gas recomendados para sus equipos con una operación eficiente.

De acuerdo a la Tabla 1 y teniendo en cuenta la calidad del gas de producción de los dos campos de estudio, no es viable el uso de motores de combustión interna, el % mínimo de contenido de metano es de 85%, para el uso de este gas como combustible en la generación eléctrica. En los campos de estudio tenemos un mínimo de 9% y un máximo de 38% de contenido de metano.

Turbinas

Las turbinas es el nombre genérico que se da a la mayoría de las turbomáquinas motoras. Estas son máquinas de fluido, a través de las cuales pasa un fluido en forma continua y éste le entrega su energía a través de un rodete con paletas o álabes. La turbina es un motor rotativo que convierte en energía mecánica la energía de una corriente de agua, vapor de agua, combustible o gas. El elemento básico de la turbina es la rueda o rotor, que cuenta con palas, hélices, cuchillas o cubos colocados alrededor de su circunferencia, de tal forma que el fluido en movimiento produce una fuerza tangencial que impulsa la rueda y la hace girar. Esta energía mecánica se transfiere a través de un eje para proporcionar el movimiento de una máquina, un compresor, un generador eléctrico o una hélice.

Debido a la baja producción de gas en los campos de estudio y donde se necesitan potencias de 500 – 1000 kW, se estudió el uso de tecnología de microturbinas, en la Tabla 2, se puede observar la capacidad de las microturbinas de funcionar con diferentes tipos de combustibles.

Tabla 1. Propiedades de combustión del gas recomendadas por algunos fabricantes de motores (SAE, 2001 and Detroit Diesel Corporation, 1998)

COMPONENTE	TOLERANCIA	CAT (%)	CUMMINS (%)	DEERE (%)	DETROIT (%)	MACK (%)
Metano	Mínimo	88	90		88	85
Etano	Máximo	6	4		4	11
C3+	Máximo	3				
Propano	Máximo		1,7	5	1,7	9
C4+	Máximo		0,7		0,3	
C6+	Máximo	0,2				
Butano	Máximo			1		5
C2+C3+C4	Máximo					11
Inertes (N2, CO2)	Máximo	1,5-4,5	3			2,3
Oxigeno	Máximo	1	0,5			
Hidrogeno	Máximo	0,1	0,1		0,1	
CO	Máximo	0,1	0,1			
Sulfuro	Máximo		0,001 en masa		22 (ppm en masa)	
Metanol	Máximo				0	
CO2+N2+O2	Máximo				4,5	
Índice Wobbe BTU/ft3	Rango		1 300,6 1 377,7		1 280,2 1 370,4	
MON	Mínimo			118	115	
MN	Mínimo			80 - 65		
Poder Calorífico inferior BTU/ft3	Mínimo			974,26	905,55	
Poder Calorífico Superior BTU/ft3				1261,44		

Tabla 2. Micro turbina modelo C200 de Capstone (Product Specification Model C200 – Capstone MicroTurbine, 1998)

C200 Model Designations	External Heat Recovery Module	Certifications ⁽¹⁾		Dual Mode Capable	Fuel Capability				
		CE	CARB ⁽²⁾		Natural Gas	Landfill Gas	Digester Gas	LPG	Liquid Fuel
HP Natural Gas ⁽⁴⁾	Accessory	Option		Option	X				
LP Natural Gas ⁽⁴⁾	Accessory	Option		Option	X				
CARB Certified Natural Gas	Included		X	Option	X				
Landfill	Accessory	Option				X ⁽³⁾			
Digester	Accessory	Option					X ⁽³⁾		
LPG	Accessory	Option		Option				X	
Liquid Fuel	Accessory	Option		Option					X

Las micro turbinas tienen los siguientes requerimientos básicos para su funcionamiento:

- ✓ Presión entrada a la microturbina: 75 – 80 psi
- ✓ Temperatura ideal entrada a la microturbina: Mínima 10 °C arriba de la temperatura de rocío y máxima 50 °C.
- ✓ Poder calorífico del combustible para un trabajo eficiente 350 – 1 275 BTU/ft³

Para los livianos presentes en la corriente de gas los máximos valores (%molar) permitidos por la microturbina, teniendo en cuenta el poder calorífico máximo de 1 275 BTU/ft³.

- ✓ C2 14%
- ✓ C3 9%
- ✓ C4 4%
- ✓ C5 1%

Principales consideraciones en el combustible usado.

Para el uso de turbinas existen tres áreas a evaluar con el uso de combustibles no estándar debido al impacto que pueden tener sobre las mismas.

4.1.1 Sistema de combustión

- ✓ Límites de estabilidad: El tipo de combustible puede afectar la estabilidad del sistema de combustión tanto en cargas estables como durante cambios de carga. Por ejemplo, los combustibles altamente diluidos con constituyentes inertes pueden tener estabilidad degradada a bajos niveles de potencia.
- ✓ Flashback: Las microturbinas Capstone generalmente funcionan en condiciones premezcladas y pobres. Muchos combustibles tienen altas velocidades de llama en comparación con los combustibles como el metano. Como tal, los combustibles con altas concentraciones de estos combustibles de combustión rápida (por ejemplo, hidrógeno) pueden experimentar retroceso de llama a los inyectores. El retroceso de llama puede provocar daños permanentes en el sistema de combustión de microturbina.
- ✓ Vida de cámara de combustión: La operación en algunos combustibles (por ejemplo, monóxido de carbono y acetileno) puede causar altas temperaturas en el sistema de combustión, reduciendo la vida útil del sistema de combustión. Del mismo modo, los combustibles líquidos con pobres cualidades de atomización darán como resultado características de combustión que reducirán la vida útil del sistema de combustión.
- ✓ Emisiones: Algunos combustibles tendrán niveles de emisiones inherentemente más altos. Los sistemas de combustible líquido generalmente tendrán niveles de NOx más altos que los sistemas de gas natural. Los combustibles de vertederos y digestores pueden tener niveles más bajos de NOx, así como niveles más altos de CO y THC a máxima potencia. Los combustibles que contienen cantidades significativas de monóxido de carbono y acetileno también generarán mayores emisiones de NOx. Para los combustibles líquidos, la atomización, que es altamente dependiente de las propiedades físicas del combustible, también tiene un efecto significativo sobre las emisiones.
- ✓ Vaporización de combustible: Los combustibles líquidos con presiones de vapor suficientemente altas provocarán que se forme vapor en los inyectores de combustible, lo que dará como resultado una menor confiabilidad del sistema debido a purgas y funcionamiento inestable de la microturbina.

4.1.2 Evaluación del sistema de combustible

- ✓ Temperatura del combustible gaseoso: Los límites de temperatura alta o baja de la microturbina generan inquietudes con respecto a la formación de líquido, alta presión

de vapor, alta densidad y alta viscosidad. Los extremos de temperatura alta o baja también pueden causar daños a los materiales de construcción de las partes componentes del sistema de combustible.

- ✓ Degradación de los componentes del sistema de combustible, metales y elastómeros: Los contaminantes del combustible, los aditivos y algunos hidrocarburos pueden corroer o atacar los componentes críticos del sistema de combustible. Las combinaciones de contaminantes como el agua con sulfuro de hidrógeno pueden conducir a efectos de corrosión aún más severos. La temperatura también puede acelerar los efectos corrosivos de algunos combustibles.
- ✓ Condensación de agua y congelación en un sistema de combustible gaseoso: La presencia de agua condensada o hielo provocará un mal funcionamiento del sistema de combustible y el eventual apagado del sistema.
- ✓ Líquidos en un sistema de combustible gaseoso: La presencia de líquidos en un combustible gaseoso, ya sea del combustible o del aceite lubricante del compresor de gas combustible, puede provocar un mal funcionamiento del sistema de combustible. Existen riesgos adicionales si los líquidos también son combustibles (por ejemplo, butano), ya que los hidrocarburos líquidos no pueden ser controlados o medidos adecuadamente por una microturbina de combustible gaseoso, que también puede dar como resultado eventos de sobre temperatura / velocidad, funcionamiento de microturbina no confiable y daño del motor.
- ✓ Combustible Gas Booster (Gas Compressor): Las temperaturas excesivas del combustible gaseoso o contaminantes corrosivos causarán una falla temprana del componente. La presión de entrada subatmosférica al amplificador de gas combustible también puede provocar la fuga de aire en el suministro de combustible de gas y el consiguiente riesgo de una mezcla explosiva. Las presiones de entrada subatmosféricas o excesivas darán como resultado una reducción de la vida útil del booster del gas combustible. Además, el uso de combustibles saturados o casi saturados puede dar como resultado la formación de condensado dentro del booster de gas combustible, que a su vez puede conducir a la falla temprana del componente.
- ✓ Viscosidad del combustible líquido: La alta viscosidad del combustible puede provocar un aumento del calentamiento de los componentes internos de la bomba de combustible, lo que puede afectar el rendimiento de la bomba de combustible. La alta viscosidad del combustible puede provocar problemas de arranque en frío debido a su

efecto sobre la atomización del combustible y también puede aumentar las emisiones. Una viscosidad del combustible inferior a la especificada puede provocar un aumento de las fugas internas de la bomba de combustible, lo que puede afectar negativamente la precisión de la dosificación del combustible, especialmente en condiciones de bajo flujo.

- ✓ Vida de la bomba de combustible líquido: La vida útil de la bomba de combustible líquido puede verse afectada negativamente por la viscosidad del combustible, la lubricidad del combustible y la temperatura del combustible, además de cualquier contaminante en el combustible que esté fuera de los requisitos detallados en este documento.
- ✓ Agua en Combustibles Líquidos: El exceso de agua presente en los combustibles líquidos puede provocar la congelación a temperaturas frías que pueden provocar el mal funcionamiento del sistema de combustible y el apagado del sistema. El exceso de agua también puede dar como resultado un crecimiento biológico en los componentes del sistema de combustible, especialmente dentro del filtro de combustible.

4.1.3 Evaluación de problemas en el motor

- ✓ Daño de componentes de la sección caliente de la microturbina: Debido a su química, algunos contaminantes del combustible (azufre, por ejemplo) pueden provocar daños en los componentes de la cámara de combustión y / u otros componentes.
- ✓ Líquidos combustibles en un sistema de combustible gaseoso: La presencia de líquidos en un combustible gaseoso, ya sea del combustible o del aceite lubricante del compresor de gas combustible, puede provocar daños en los materiales de la microturbina (motor).
- ✓ Oleadas: Los combustibles con valores de calentamiento volumétrico reducidos reducirán el margen de sobretensión del motor. Esto puede provocar una operación inestable de la microturbina.

Como la composición del gas natural varía de acuerdo al campo, las microtrubinas Capstone manejan una configuración de combustible para mantener la estabilidad del sistema de acuerdo a las variaciones que se presenten.

4.2 SIMULAR EL SISTEMA DE SUMINISTRO DE GAS DE ACUERDO A LOS PARÁMETROS REQUERIDOS DE LA MICRO TURBINA, UTILIZANDO EL GAS NATURAL DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO, TENIENDO EN CUENTA LA PRODUCCIÓN DE GAS, CALIDAD DEL MISMO Y CONTENIDO DE CO₂.

Las ecuaciones de estado son útiles para describir las propiedades de los fluidos, mezclas, sólidos o incluso del interior de las estrellas. Cada sustancia o sistema hidrostático tiene una ecuación de estado característica dependiente de los niveles de energía moleculares y sus energías relativas, tal como se deduce de la mecánica estadística.

El uso más importante de una ecuación de estado es para predecir el estado de gases y líquidos. Una de las ecuaciones de estado más simples para este propósito es la ecuación de estado del gas ideal, que es aproximable al comportamiento de los gases a bajas presiones y temperaturas. Sin embargo, esta ecuación pierde mucha exactitud a altas presiones y bajas temperaturas, y no es capaz de predecir la condensación de gas en líquido. Por ello, existe una serie de ecuaciones de estado más precisas para gases y líquidos. Entre las ecuaciones de estado más empleadas sobresalen las ecuaciones cúbicas de estado. De ellas, las más conocidas y utilizadas son la ecuación de Peng-Robinson (PR) y la ecuación de Redlich-Kwong-Soave (RKS). Hasta ahora no se ha encontrado ninguna ecuación de estado que prediga correctamente el comportamiento de todas las sustancias en todas las condiciones.

4.2.1 Modelo Matemático de estado más usado. Analizando el comportamiento de los gases que se puede observar en los diagramas PvT o Pv, se han propuesto muchos modelos matemáticos distintos que se aproximan a dicho comportamiento. Sin embargo, estos modelos no pueden predecir el comportamiento real de los gases para todo el amplio espectro de presiones y temperaturas, sino que sirven para distintos rangos y distintas sustancias. Es por eso por lo que, según las condiciones con las cuales se esté trabajando, conviene usar uno u otro modelo matemático⁹.

Modelo Matemático de Peng-Robinson

El modelo termodinámico utilizado para la predicción del equilibrio líquido-vapor y determinación de las propiedades de los fluidos, a las condiciones de presión y temperatura de operación, es la correlación de Peng Robinson (PR). Esta es la ecuación más

ampliamente usada en termodinámica de Ingeniería Química. Proporciona mejores predicciones para densidades de líquidos que la ecuación Soave-Redlich-Kwong. La ecuación requiere el uso de tres propiedades por compuesto puro: T_c , P_c y el factor acéntrico.

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a(T)}{v^2+2bv-b^2} \quad (1)$$

Donde:

$$a(T) = a(T_c) \cdot \alpha(T_y, \omega) \quad (2)$$

$$a(T_c) = 0,45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \quad (3)$$

$$\alpha(T_y, \omega) = (1 + K(1 - \sqrt{T_y}))^2 \quad (4)$$

$$K = 0,37464 + 1,54226\omega - 0,26992\omega^2 \quad (5)$$

$$b = 0,0778 \frac{RT_c}{P_c} \quad (6)$$

P: Presión (atmósferas).

V: Volumen.

n: Número de moles.

$v = V/n$: Volumen molar, el volumen de un gmol de gas o líquido.

T: Temperatura (K).

R: constante de los gases (8,31451 J/mol·K).

ω : factor acéntrico del compuesto.

Tabla 3. Cromatografía gas campo Cohembi.

Sampling Location		Cohembi	
Cylinder Number		CLMA - 244	
Sample Description		Salida separador	
Sampling Conditions		22.0 psig @ 165.0°F	
Component		Mole %	Weight %
CO ₂	Carbon Dioxide	2.67	2.62
N ₂	Nitrogen	2.60	1.75
C ₁	Methane	38.47	14.80
C ₂	Ethane	9.33	6.73
C ₃	Propane	16.54	17.50
iC ₄	i-Butane	3.00	4.18
nC ₄	n-Butane	9.12	12.77
iC ₅	i-Pentane	3.00	5.19
nC ₅	n-Pentane	3.30	5.72
C ₆	Hexanes	3.64	7.47
C ₇	Heptanes	4.14	9.18
C ₈	Octanes	2.39	6.17
C ₉	Nonanes	1.05	3.10
C ₁₀	Decanes	0.33	1.07
C ₁₁	Undecanes	0.23	0.82
C ₁₂₊	Dodecanes plus	0.19	0.73
Totals :		100.00	100.00
Note: 0.00 means less than 0.005.			
Calculated Residue Properties:		Mole Weight (g mol ⁻¹)	Density (g cm ⁻³ at 60°F)
C ₇₊	Heptanes plus	105.6	0.7448
C ₁₀₊	Decanes plus	145.6	0.7883
C ₁₂₊	Dodecanes plus	164.7	0.8031
Calculated Whole Gas Properties			
Gas Gravity		1.4568	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight		41.890	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density		1.7755	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value		2291.8	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value		2107.0	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.		609.60	psia
Pseudo Critical Temp.		575.30	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z		0.984998	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (80% Propane)		15.3898	Gal/1000 PC
GPM (100% Propane)		16.2956	Gal/1000 PC
Additional Information			
Real Gross Calorific Value		2326.7	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value		2139.1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

Consideraciones para la simulación:

- ✓ Se considera un flujo volumétrico de diseño del gas de alimentación de 1 MMPCSD a unas condiciones de presión y temperatura de 25 psig y 165 °F.
- ✓ Se considera la instalación de un Depurador de Entrada al primer compresor de gas como un mecanismo para evitar el ingreso de líquidos ocasionados por posibles arrastres asociados a cambios en la corriente de alimentación de gas.
- ✓ Se asume que no hay presencia de sólidos en las corrientes de gas.

- ✓ Para estimar el número de etapas de compresión se utiliza como base de cálculo el método politrópico, debido a que se registran cambios en las características del gas durante la compresión y a que los compresores que usualmente se emplean en la industria no son enfriados internamente, lo que origina desviaciones del comportamiento adiabático.
- ✓ Se asume una eficiencia politrópica en cada compresor de 75%.
- ✓ Se asume que en todos los equipos de separación ocurre una caída de presión de 2 psi, y en los Enfriadores por Aire y Enfriadores (cooler) una caída de presión de 3 psi.
- ✓ Entre las etapas de compresión se intercalan enfriadores por aire y depuradores, con el fin de reducir la temperatura del gas a niveles aceptables antes de que este sea succionado por la etapa siguiente.
- ✓ La relación de compresión por etapa debe ser menor o igual a 3, debido a la disminución de la eficiencia de compresión al incrementarse la relación de compresión, adicional al aumento de la temperatura de descarga.
- ✓ Las presiones de descarga de los compresores fueron limitadas de tal manera que dichas etapas mantengan prácticamente la misma relación de compresión y que las temperaturas de descarga no sobrepasen los 300 °F. Se recomienda que sea mantenida en el rango de 200 °F a 250 °F entre las etapas.
- ✓ La temperatura interetapas aguas abajo de los enfriadores por aire se fija en un valor igual o menor de 120 °F.
- ✓ En una expansión Joule-Thomson, la disminución de la temperatura depende principalmente de la caída de presión del gas (cerca de 0,3 °C/bar [0,04 °F/psi]).
- ✓ Los líquidos que se producen en los Depuradores de Gas son mezclados (Mixer) y enviados hacia una última etapa de separación gas-líquido, de donde se obtiene la corriente final de líquidos recuperados de la alimentación de gas al sistema.
- ✓ Se inyecta un glicol al proceso (EG), específicamente en la entrada del Intercambiador de Calor Gas/Gas E-101, con la intención de prevenir la formación de hidratos. Según bibliografía consultada, el rango óptimo de concentración de la solución de glicol está comprendido en el rango de 60 %wt al 80 %wt (Campbell, 1982). Para la simulación se especifica una concentración de 80% de glicol y 20% de agua.

4.2.2 Simulaciones de proceso propuestas campo COHEMBI A continuación, se muestran las opciones de proceso propuestas que fueron montadas en el simulador de proceso Hysys 8.8

4.2.2.1 Opción 1 (Enfriamiento con Refrigerante) Se realiza una primera separación en el recipiente bifásico V-100 (Separador Primario), para eliminar los componentes que se encuentran en fase líquida en la corriente de gas proveniente del Separador de la Estación Cohembí. Luego, este gas rico se comprime en una etapa desde la presión de entrada al sistema de 25 psig hasta el valor de 92 psig para luego pasar por una primera etapa de enfriamiento en un intercambiador gas / gas de tubo y carcasa, E-101, como se observa en la figura 7, donde condensa una fracción de dicho vapor. Este intercambiador suele conocerse con el nombre de “Recuperador de Calor”, ya que intercambia calor con la corriente fría de gas ya acondicionado procedente del Separador Trifásico que opera a baja temperatura, el LTS (Low Temperature Separator) V-101.

El gas rico enfriado hasta una temperatura de 206,7 °F (97,0 °C); se somete a una etapa más profunda de enfriamiento en un intercambiador que suele conocerse con el nombre de Chiller, donde el gas alcanza su temperatura más baja por efecto de un refrigerante que se evapora en el exterior de los tubos, es decir, que utiliza un sistema de refrigeración externo. El gas que sale del Chiller E-100 tiene una temperatura de 17,4 °F (-8,1 °C) y una presión de 82 psig. Esta temperatura de salida del Chiller de 17,4 °F fue determinada de manera tal, que la corriente de gas final (gas combustible) cumpliera con un valor de poder calorífico (LHV) 1 273 BTU/scf, muy próximo al límite superior del rango establecido (550 – 1 275 BTU/scf) en la especificación. En este punto, cabe destacar que inicialmente esta temperatura fue fijada en la simulación en el valor de -22,7 F (-30,4 C), con la cual se obtuvo un LHV de 1 082 BTU/scf y se cumplía de manera estricta con las máximas composiciones molares permitidas en el gas tratado (ver tabla 2, sección 5.3). No obstante, dado el nivel de enfriamiento del gas que se debía lograr para lo cual se requiere un refrigerante como propano, el cliente solicitó flexibilizar el cumplimiento de la especificación en cuanto a las máximas composiciones molares permitidas en el gas y enfocarse más en el logro de las especificaciones de temperatura, presión y poder calorífico del gas.

A temperaturas tan bajas como la que presenta el gas que sale del Chiller E-100, cierta cantidad de agua se condensa y puede provocar la formación de hidratos. Si se forman

hidratos pueden taponarse las tuberías y equipos de proceso. Para evitar que esto suceda se inyecta un glicol. La inyección de EG se simuló con un mezclador (MIX-100) ubicado en la entrada del Intercambiador de Calor Gas / Gas E-101, en el cual ingresa la corriente de gas de descarga del compresor K-100 y otra de EG.

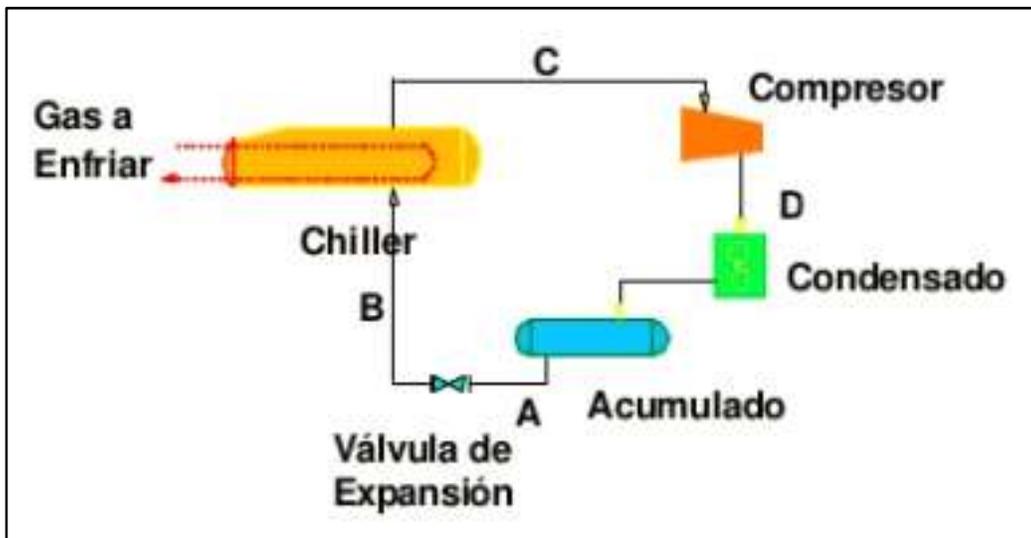
El simulador Hysys tiene la herramienta Hydrate Formation, la cual predice la formación de hidratos en una determinada corriente. En caso de ocurrir, predice la temperatura a la cual se formarían los hidratos y, además calcula la cantidad mínima de inhibidor (flujo másico) que se requiere para suprimir la formación de estos.

Como consecuencia del enfriamiento del gas en el Chiller E-100, se forma una mezcla de gas, líquidos condensados y glicol (inhibidor de formación de hidratos). Esta mezcla se conduce a un Separador Trifásico de Baja Temperatura V-101 (LTS) o separador frío, donde se separan las corrientes: gas frío, líquidos, condensados y el glicol, el cual se dirige a un ciclo de regeneración para ser reutilizado en el proceso. El gas frío, como se mencionó anteriormente, pasa por el Intercambiador gas/ gas E-101 del cual sale a 241,6 °F (116,5 °C) y 79 psig y se dirige al Intercambiador Gas/Líquido E-102 (lado carcasa) para ser enfriado hasta 50 F (10 °C), por medio de la corriente de líquidos que sale del Separador LTS V-101 a 16,86 F (-8,4 °C) (lado tubos). Este constituye la corriente final de gas combustible que cumple con las especificaciones exigidas.

La corriente líquida que sale del lado tubos del Intercambiador Gas/Líquido E-102, por su parte, se dirige al Separador Trifásico V-102, donde se separan gas, el cual se envía al Separador V-100; una corriente de agua y la corriente de líquidos recuperados del gas en un flujo volumétrico igual a 290,4 BPD.

Luego de la compresión del gas en la unidad K-100, la presión del gas a través de todo el proceso experimenta una leve caída de presión.

Figura 7. Enfriamiento – Refrigeración Mecánica.



4.2.2.2 Opción 2 (Enfriamiento con Expansión) Pese al hecho que la expansión Joule-Thomson, figura 8, es un método normalmente aplicable a corrientes de gas a alta presión, se plantea la propuesta de acondicionar el gas por medio del enfriamiento que se logra producto de la expansión. La válvula de expansión J-T es un elemento de proceso que baja la presión y temperatura del gas, sin que este intercambie calor con los alrededores, expandiéndolo isoentálpicamente y de forma adiabática, logrando enfriar el gas a temperaturas criogénicas. Esta opción consiste en elevar la presión del gas en tantas etapas como sea necesaria, respetando los criterios de relación de compresión de 3 y de temperatura de descarga lo más cercana a 250 F, hasta lograr la especificación requerida del gas combustible.

Como parte del estudio se realizó una sensibilidad en la simulación, se incrementó la presión del gas desde 25 psig hasta 880 psig en tres etapas de compresión, con el consecuente enfriamiento del gas por medio de la caída de presión en la válvula J-T (798 psi), y se logró un poder calorífico del gas (LHV) de 1 455 BTU/scf, valor que se encuentra por encima del límite superior (1 275 BTU/scf) del rango establecido en la especificación.

En tal sentido, se adicionó una etapa de compresión al proceso hasta lograr una presión en el gas de 2 610 psig en la salida de la última etapa, y de esta manera un mayor enfriamiento por medio de una mayor caída de presión, específicamente de 2 524 psi, en la válvula J-T.

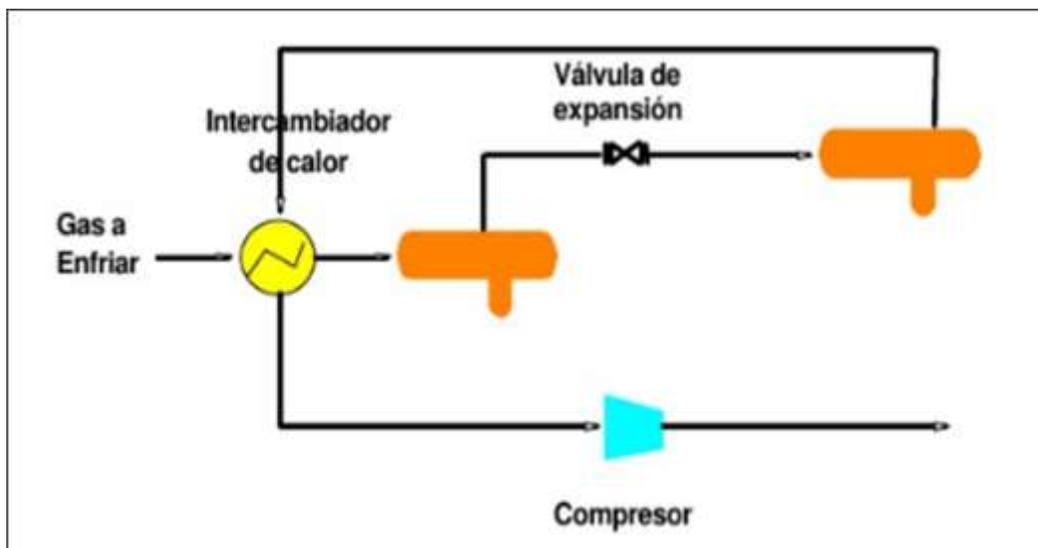
Cabe destacar que, previo a la expansión en la J-T, el gas es pre-enfriado en un intercambiador gas / gas de tubo y carcasa E-100 hasta 149,0 °F (65,0 °C). Con la expansión del gas en la J-T se logra una disminución de la temperatura hasta el valor de 5,12 °F (-20,62 °C), y una presión de 83 psig. Este enfriamiento del gas permite lograr un poder calorífico de la corriente final de 1 274 BTU/scf, la cual se ubica dentro del rango exigido por la especificación de 350-1 275 BTU/scf. No obstante, no se cumple con la especificación de máxima composición molar de propano de 9% (ver tabla 5), del resto de los componentes si se cumple con los máximos permitidos de composición molar.

La corriente mezcla de gas, líquidos condensado y glicol (inhibidor de formación de hidratos) que se forma a la salida de la Válvula J-T, se conduce a un Separador Trifásico de Baja Temperatura V-104 (LTS) o separador frío, donde se separan las corrientes: gas frío, líquidos condensados y el glicol, el cual se dirige a un ciclo de regeneración para ser reutilizado en el proceso. El gas pasa por el Intercambiador gas/ gas E-100 del cual sale a 197,3 °F (91,8 °C) y 80,4 psig y se dirige al Intercambiador Gas/Líquido E-101 (lado tubos) para ser enfriado hasta 129,2 °F (54,0 °C), por medio de la corriente de líquidos que sale del Separador LTS V-103 (lado carcasa). El gas de este intercambiador pasa un Condensador E-102, donde se disminuya la temperatura hasta 50 °F (10 °C), y así poder cumplir con la especificación requerida. Este constituye la corriente final de gas combustible que cumple con las especificaciones exigidas.

La corriente líquida que sale del lado carcasa del Intercambiador Gas/Líquido E-101 se dirige al Separador Trifásico V-104, donde se separan gas, una corriente de agua y la corriente de líquidos recuperados del gas en un flujo volumétrico igual a 260,2 BPD.

Pese a que la herramienta del simulador “Hydrate Formation” aplicada en las corrientes asociadas al Intercambiador Gas/Gas E-100, Válvula J-T y Separador LTS V-103, indica que, a las condiciones de presión y temperatura de cada una, no se forman hidratos, se contempló en el proceso la aplicación del inhibidor.

Figura 8. Expansión Joule-Thompson



4.2.2.3 Determinación del GPM del gas Un parámetro que permite comparar las opciones propuestas de proceso es la eficiencia de recuperación de líquidos condensables de la corriente de gas, para lo cual se debe conocer el GPM o riqueza del gas a acondicionar- Este parámetro se extrajo de la cromatografía suministrada por Vetra, cuyo valor es de 16,29 gal liq/1 000 ft³. Aplicando el concepto de riqueza de gas se tiene que la corriente de gas de alimentación posee 388 BPD de líquidos condensables.

4.2.2.4 Presentación de resultados de simulaciones A continuación, se presentan los valores de los parámetros más significativos obtenidos de la simulación de las opciones. Con estos, se analiza la energía necesaria para cumplir con el objetivo final: obtener un gas que cumpla con la especificación del gas combustible para la generación de energía eléctrica, y obtener y flujo volumétrico de líquido con valor comercial. La Tabla 4 contiene valores de los parámetros de procesos más significativos de las opciones de acondicionamiento del gas propuestas, las cuales son determinantes en la selección de aquella más conveniente desde el punto de vista técnico y económico.

De la Tabla 4 puede apreciarse que ambas opciones cumplen con las especificaciones exigidas en el gas tratado, a excepción del máximo contenido, expresado en porcentaje molar, de componentes como el C2, C3, C4 y C5; de los cuales, el que exhibe la mayor desviación de la especificación de 9% es el Propano C3. Cabe recordar que el cliente solicitó flexibilizar esta especificación de máximo contenido de componentes con el fin de requerir temperaturas de enfriamiento del gas menos severas en el proceso, que se puedan

obtener con varios tipos de refrigerantes; es decir, no limitar el uso de este servicio únicamente al propano.

Tabla 4. Comparación de Variables de Proceso de las Opciones de Proceso Propuestas

Parámetro	Opción 1	Opción 2
Energía total requerida (hp)	542,8	349,6
Flujo Volumétrico de líquidos recuperados (BPD)	290,4	260,2
Eficiencia de recuperación de líquidos (%)	74,8	67,0
Flujo Volumétrico de agua extraída (BPD)	0	16
Flujo volumétrico de Gas (MMPCSD)	0,668	0,670
Temperatura de enfriamiento del proceso para lograr especificación (F)	17,4	-5,1
Temperatura de rocío (F)	16,1	-8,0
Poder Calorífico LHV (Btu/scf)	1 273	1 274
Temperatura Gas (F)	50,0	50,0
Presión (psig)	78	76,1
Máximo contenido de componentes en el gas (% molar)	C5 0,57%	C5 0,05%
	C4 4,30%	C4 3,80%
	C3 16,5%	C3 18,6%
	C2 13,4%	C2 13,1%

De la Tabla 4 puede apreciarse que ambas opciones cumplen con las especificaciones exigidas en el gas tratado, a excepción del máximo contenido, expresado en porcentaje molar, de componentes como el C2, C3, C4 y C5; de los cuales, el que exhibe la mayor desviación de la especificación de 9% es el Propano C3. Cabe recordar que el cliente solicitó flexibilizar esta especificación de máximo contenido de componentes con el fin de requerir temperaturas de enfriamiento del gas menos severas en el proceso, que se puedan obtener con varios tipos de refrigerantes; es decir, no limitar el uso de este servicio únicamente al propano.

En la Tabla 4, también se observa que la opción que requiere mayor energía es la opción 1. En esta opción, donde la especificación del gas a ser utilizado como combustible se logra enfriando el gas por medio de un refrigerante, exhibe la mayor eficiencia de recuperación de líquidos con un valor de 74,8 %, para un flujo volumétrico de 290,4 BPD. El flujo de gas que se produce en la corriente final es prácticamente el mismo para ambas propuestas. Para lograr la especificación del poder calorífico en el gas tratado, el proceso propuesto en la opción 2 requiere de mayor enfriamiento que el gas en la opción 1. En la opción 2, al gas debe elevarse su presión significativamente para lograr la temperatura de enfriamiento que garantice el poder calorífico del gas a ser utilizado como combustible. La opción 1, por su parte, requiere de una sustancia refrigerante para lograr un valor de temperatura con el mismo fin en el gas de salida. Lo anterior se explica porque el enfriamiento a través de un ciclo de refrigeración mecánica es prácticamente a presión constante, a diferencia de la expansión con una válvula J-T, donde el enfriamiento se da por una disminución de presión, y es por esto que la caída de presión que experimenta el gas debe ser considerable para lograr el enfriamiento requerido.

Inhibición de hidratos

En el proceso propuesto de acondicionamiento de gas por medio de refrigeración mecánica (opción 1), se registran temperaturas bajas en ciertas corrientes de gas, donde se aplicó la herramienta de simulación “Hydrate Formation” para comprobar la formación o no de hidratos en las mismas, la temperatura de formación de estos a la presión de la corriente. La Tabla 5 contiene la información recopilada de esta evaluación.

Sustancia refrigerante

El refrigerante recomendado para el proceso de acondicionamiento del gas es el Freón 12, cuyo diagrama se muestra en la siguiente figura. En esta se puede apreciar que la temperatura a la cual entraría el refrigerante al chiller, en su estado de líquido saturado, es de aproximadamente 26 °C (78,8 °F), con lo cual se garantiza el enfriamiento del gas dado que este entra al chiller a una temperatura de 206,7 °F.

La determinación del flujo másico requerido del refrigerante se determina por medio de la siguiente ecuación.

$$Q = m * \Delta H \quad (7)$$

Donde:

Q: Calor desprendido por el gas en el chiller en el enfriamiento (KJ/h). Este valor es

1 216 000 KJ/h, tomado de la simulación del proceso.

m: flujo másico que se requiere del refrigerante (lb/h).

ΔH : diferencia de entalpías entre el líquido saturado y vapor saturado del refrigerante (KJ/Kg). Este valor se determina de las diferencias de entalpías señaladas con la línea de color rojo en la figura 4, y corresponde al valor de 135 KJ/Kg.

Tabla 5. Evaluación de Formación de Hidratos en la Propuesta de Proceso de la Opción 1

Corriente de Proceso según PFD	Opción 1		
	Formación de Hidratos (SI / NO)	Temperatura de Formación (F)	Temperatura de Corriente (F)
Corriente 6: desde la salida del Chiller E-100 hasta la entrada al Separador LTS V-101	NO	-0,74	17,4
Corriente 7: desde salida de gas del Separador LTS V-101 hasta entrada Intercambiador E-101 lado carcasa	SI	17,33	16,7
Corriente 8: Salida del Intercambiador E-101 lado carcasa hasta Intercambiador E-102 lado carcasa	NO	17,14	241,6
Corriente 9: Salida de líquidos del Separador LTS V-101 hasta entrada Intercambiador E-102	SI	17,39	16,7
Corriente Gas Combustible: Salida de gas del Intercambiador E-102 lado carcasa hasta límite de batería	NO	16,95	50,0

4.2.2.5 Comparación de las Opciones Propuestas desde el Punto de Vista Económico

Para la comparación de ambas propuestas desde el punto de vista económico, se utilizó la herramienta "Economics" del simulador Hysys, la cual permite a los ingenieros de proceso estimar rápidamente el capital relativo y los costos operativos en los estudios de simulación de procesos. El módulo "Economics" realiza estimaciones basadas en un "archivo de base estándar" que incluye la información relativa a: registro de empresas, proyectos estandarizados y una base de costos a nivel geográfico (Costa del Golfo de EE. UU., Europa, Oriente Medio, el Reino Unido y Japón). A continuación, en la Tabla 6, los resultados obtenidos de la aplicación del módulo "Economics" a las propuestas de acondicionamiento del gas.

Tabla 6. Comparación de las Opciones Propuestas desde el punto de vista Económico.

Parámetro	Opción 1	Opción 2
Costos de Capital (USD)	4 470 220	11 139 700
Costos de Servicios "Utilities" (USD/año)	174 676	207 463

Por otra parte, se compararon ambas opciones aplicando un concepto básico de utilidad (Profit), definido como la diferencia entre los ingresos y los costos. Para efectos de los cálculos aquí efectuados, los ingresos vienen dados por los costos vinculados a la producción de gas y de líquidos recuperados, y los costos están representados por todos aquellos derivados de los servicios, tales como: costos de compresión, costos de refrigerante, agua de enfriamiento, entre otros. Estos cálculos están presentes en las simulaciones, se realizaron por medio de la herramienta Spreadsheet del programa. En la Tabla 7, se presentan los resultados para ambas opciones.

Tabla 7. Comparación de la Utilidad de las Opciones Propuestas.

Parámetro	Opción 1	Opción 2
Ingresos (USD/D)	17 291,8	15 841,2
Costos (USD/D)	265,0	853,8
Utilidad (USD/D)	17 026,8	14 987,3

De acuerdo con la Tabla 7, la opción que requiere mayor energía es la 1. Si se analiza la información contenida en las tablas 8 y 9 se puede afirmar que, pese al hecho de registrar mayor requerimiento de energía, la opción 1 es la más conveniente desde un punto de vista técnico-económico, ya que presenta menores costos de capital y costos por concepto de servicios al año que la opción 2. En tal sentido, el desarrollo del proyecto, de aquí en adelante, se basa en la opción 1.

4.2.3 Simulaciones de proceso propuestas campo QUILLACINGA

Consideraciones:

- ✓ Se considera un flujo volumétrico de diseño del gas de alimentación de 616 MPCSD a unas condiciones de presión y temperatura de 38 psig y 164 °F.
- ✓ Se asume que no hay presencia de sólidos en las corrientes de gas.
- ✓ Se considera la instalación de un Depurador de Entrada al primer compresor de gas como un mecanismo para evitar el ingreso de líquidos ocasionados por posibles arrastres asociados a cambios en la corriente de alimentación de gas.
- ✓ Para estimar el número de etapas de compresión se utiliza como base de cálculo el método politrópico, debido a que se registran cambios en las características del gas durante la compresión y a que los compresores que usualmente se emplean en la industria no son enfriados internamente, lo que origina desviaciones del comportamiento adiabático.
- ✓ Se asume una eficiencia politrópica en cada compresor de 75%.
- ✓ Se asume que en todos los equipos de separación ocurre una caída de presión de 2 psi, y en los Enfriadores por Aire y Enfriadores (cooler) una caída de presión de 3 psi.
- ✓ Entre las etapas de compresión se intercalan enfriadores por aire y depuradores, con el fin de reducir la temperatura del gas a niveles aceptables antes de que este sea succionado por la etapa siguiente.
- ✓ La relación de compresión por etapa debe ser menor o igual a 3, debido a la disminución de la eficiencia de compresión al incrementarse la relación de compresión, adicional al aumento de la temperatura de descarga.
- ✓ Las presiones de descarga de los compresores fueron limitadas de tal manera que dichas etapas mantengan prácticamente la misma relación de compresión y que las temperaturas de descarga no sobrepasen los 300 °F. Se recomienda que sea mantenida en el rango de 200 °F a 250 °F entre las etapas.
- ✓ La temperatura interetapas aguas abajo de los enfriadores por aire se fija en un valor igual o menor de 120 °F.
- ✓ En una expansión Joule-Thomson, la disminución de la temperatura depende principalmente de la caída de presión del gas (cerca de 0,3 °C/bar [0,04 °F/psi]).

- ✓ Los líquidos que se producen en los Depuradores de Gas son mezclados (Mixer) y enviados hacia una última etapa de separación gas-líquido, de donde se obtiene la corriente final de líquidos recuperados de la alimentación de gas al sistema.
- ✓ Se inyecta un glicol al proceso (EG), específicamente en la entrada del Intercambiador de Calor Gas/Gas E-100, con la intención de prevenir la formación de hidratos. Según bibliografía consultada, el rango óptimo de concentración de la solución de glicol está comprendido en el rango de 60 %wt al 80 %wt (Campbell, 1982). Para la simulación se especifica una concentración de 80% de glicol y 20% de agua.
- ✓ Por tratarse de una fase de Ingeniería Conceptual donde no se contempla la realización de PI&D, se realiza un predimensionamiento de las principales tuberías de proceso por medio de la herramienta Pipe Sizing (Utility) del simulador Hysys, la cual, calcula el máximo diámetro de una determinada tubería siguiendo el criterio de máxima caída de presión por cada 100 pies de tubería, dato que debe ser suministrado al programa siguiendo los criterios de diseño presentados en las tablas 5 y 6.
- ✓ Pese al hecho de que, en la especificación requerida del gas combustible no se incluye al CO₂ dentro de los componentes con un máximo contenido en el gas, se contempla dentro del alcance de este estudio, la remoción de CO₂ del gas objeto de acondicionamiento por medio de membranas moleculares, debido a la elevada composición molar de este componente en la corriente de alimentación; se estudia el comportamiento del poder calorífico del gas con la disminución del contenido de CO₂. De igual manera, se realiza un estudio de posible congelamiento del CO₂ en líneas de proceso, utilizando la herramienta "CO₂ freezing out" del simulador.
- ✓ Se asume una caída de presión en las membranas moleculares de 30 psi.
- ✓ En vista de que el simulador Hysys no cuenta con una unidad de operación que simule membranas moleculares, se idea un artificio por medio de la unidad de operación "Balance" en su tipo General, la cual permite realizar balances de masa y energía. A esta operación "Balance" ingresa la corriente de gas acondicionado (corriente 14), a la cual se le removerá el CO₂, y salen dos corrientes: la de CO₂ y la de gas combustible final.
- ✓ Se considera la remoción del 60% del flujo másico de CO₂ que contiene la corriente de gas acondicionado (1 747,3 lb/h) que sale del Intercambiador Gas/Líquido E-102; de manera que la corriente de CO₂ que sale de la operación "Balance" tiene un flujo másico de 1 048,4 lb/h. El resto permanece en la corriente final de gas combustible.

- ✓ Se asume un costo de inversión del paquete de membranas X-100 para remoción de CO₂, de 1 MMUSD. Este valor se sumará a los costos de capital que calcula el simulador mediante la herramienta “Economics”. No se disponen de costos por consumo de servicios del paquete de membranas X-100. El simulador, por no poseer de una unidad de operación de este tipo de equipos, no calcula los costos por este concepto.
- ✓ Teniendo en cuenta la diferencia en el orden de magnitud entre la refrigeración con refrigerante y con expansión, para el caso de Quillacinga no se realiza simulación con expansión.
- ✓ Opciones de proceso propuestas
- ✓ A continuación, se muestran las opciones de proceso propuestas que fueron montadas en el simulador de proceso Hysys 8.8

4.2.3.1 Opción 1 (Enfriamiento con Refrigerante)

Se realiza una primera separación en el recipiente bifásico V-100 (Separador Primario), para eliminar los componentes que se encuentran en fase líquida en la corriente de gas proveniente del Separador de la Estación Quillacinga. Luego, este gas rico se comprime en una etapa desde la presión de entrada al sistema de 38 psig hasta el valor de 92 psig para luego pasar por una primera etapa de pre-enfriamiento en un intercambiador gas / gas de tubo y carcasa, E-100, donde condensa una fracción de dicho vapor. Este intercambiador suele conocerse con el nombre de “Recuperador de Calor”, ya que intercambia calor con la corriente fría de gas ya acondicionado procedente del Separador Trifásico que opera a baja temperatura, el LTS (Low Temperature Separator) V-101. El gas rico enfriado hasta una temperatura de 177,5 °F (80,8 °C); se somete a una etapa más profunda de enfriamiento en un intercambiador que suele conocerse con el nombre de Chiller, donde el gas alcanza su temperatura más baja por efecto de un refrigerante que se evapora en el exterior de los tubos, es decir, que utiliza un sistema de refrigeración externo.

Tabla 8. Cromatografía gas campo Quillacinga.

Sampling Location		Quillacinga	
Cylinder Number		CLM - 085	
Sample Description		Salida separador general	
Sampling Conditions		38.0 psig @ 164.0°F	
Component		Mole %	Weight %
CO ₂	Carbon Dioxide	58.78	53.33
N ₂	Nitrogen	0.74	0.43
C ₁	Methane	9.21	3.05
C ₂	Ethane	2.74	1.70
C ₃	Propane	6.64	6.04
IC ₄	i-Butane	1.77	2.12
nC ₄	n-Butane	5.25	6.32
IC ₅	i-Pentane	2.35	3.50
nC ₅	n-Pentane	2.78	4.14
C ₆	Hexanes	3.33	5.88
C ₇	Heptanes	3.67	6.98
C ₈	Octanes	1.63	3.61

Fuente: Tabla suministrada por Core Laboratories

El gas que sale del Chiller E-101 tiene una temperatura de 51,0 °F (10,6 °C) y una presión de 82 psig. Esta temperatura de salida del Chiller de 51,0 F fue determinada de manera tal, que la corriente de gas final (gas combustible) cumpliera con un valor de poder calorífico (LHV) 587,2 BTU/scf, muy próximo al límite inferior del rango establecido (350 – 1 275 BTU/scf) en la especificación. En este punto, se debe señalar que se efectuó una sensibilidad en el simulador disminuyendo la temperatura de salida del chiller hasta que coincidiera con el límite inferior de la especificación de LHV, evaluar el punto de rocío y las máximas composiciones molares de los componentes en el gas tratado. Se encontró que los 550 BTU/scf se logran con una temperatura de 40,5 F a la salida del chiller, con la cual no se logra cumplir con los máximos porcentajes molares de C4 y C5 establecidos en la especificación, pero sí se reduce el flujo volumétrico de gas producido mientras el de líquidos recuperados aumenta. En tal sentido, se fija una temperatura de enfriamiento de

51 F. Se debe acotar que, en la realización de este estudio para el Campo Cohembí, el cliente solicitó flexibilizar el cumplimiento de la especificación en cuanto a las máximas composiciones molares permitidas en el gas y enfocarse más en el logro de las especificaciones de temperatura, presión y poder calorífico del gas.

A temperaturas tan bajas como la que presenta el gas que sale del Chiller E-100, cierta cantidad de agua se condensa y puede provocar la formación de hidratos. Si se forman hidratos pueden taponarse las tuberías y equipos de proceso. Para evitar que esto suceda se inyecta un glicol. La inyección de EG se simuló con un mezclador (MIX-100) ubicado en la entrada del Intercambiador de Calor Gas / Gas E-100, al cual ingresa la corriente de gas de descarga del compresor K-100 y otra de EG.

El simulador Hysys tiene la herramienta Hydrate Formation, la cual predice la formación de hidratos en una determinada corriente. En caso de ocurrir, predice la temperatura a la cual se formarían los hidratos y, además calcula la cantidad mínima de inhibidor (flujo másico) que se requiere para suprimir la formación de estos.

Como consecuencia del enfriamiento del gas en el Chiller E-101, se forma una mezcla de gas, líquidos condensados y glicol (inhibidor de formación de hidratos). Esta mezcla se conduce a un Separador Trifásico de Baja Temperatura V-101 (LTS) o separador frío, donde se separan las corrientes: gas frío, líquidos condensados y el glicol, el cual se dirige a un ciclo de regeneración para ser reutilizado en el proceso. El gas frío, como se mencionó anteriormente, pasa por el Intercambiador gas/ gas E-100 del cual sale a 228,3 °F (109,1 °C) y 79,3 psig y se dirige al Intercambiador Gas/Líquido E-101 (lado carcasa) para ser enfriado hasta 68,4 °F (20,2 °C), por medio de la corriente de líquidos que sale del Separador LTS V-101 a 50,5 °F (10,3 °C) (lado tubos). Este constituye la corriente final de gas combustible que cumple con las especificaciones exigidas.

La corriente líquida que sale del lado tubos del Intercambiador Gas/Líquido E-101, por su parte, se dirige al Separador Trifásico V-102, donde se separan gas, el cual se envía al Separador V-100; una corriente de agua y la corriente de líquidos recuperados del gas en un flujo volumétrico igual a 93,8 BPD.

Luego de la compresión del gas en la unidad K-100, la presión del gas a través de todo el proceso experimenta una leve caída de presión.

4.2.3.2 Opción 2 (Enfriamiento con Refrigerante, más remoción de CO₂ con membranas) *La segunda opción de proceso propuesta es exactamente igual a la opción 1 presentada anteriormente, con la salvedad que el gas acondicionado que sale del Intercambiador Gas/Líquido E-102 (corriente 14) es sometido a una etapa de remoción de CO₂ por medio de membranas moleculares, debido a la elevada composición molar de este componente en el gas de alimentación. Cabe destacar en este punto que la especificación requerida de gas combustible para generación no señala que debe cumplirse con un máximo de composición molar de CO₂. Se plantea este escenario para presentar al cliente las condiciones de proceso que deben prevalecer aguas arriba de las membranas moleculares en caso de que este considere implantar la remoción de CO₂, y garantizar de esta manera que el gas de salida, a ser utilizado como combustible en generación, cumpla con la especificación en cuanto a temperatura, presión y poder calorífico. A continuación, se describe el proceso planteado en la opción 2.*

Se realiza una primera separación en el recipiente bifásico V-100 (Separador Primario), para eliminar los componentes que se encuentran en fase líquida en la corriente de gas proveniente del Separador de la Estación Quillacinga. Luego, este gas rico se comprime en una etapa desde la presión de entrada al sistema de 38 psig hasta el valor de 122 psig para luego pasar por una primera etapa de pre-enfriamiento en un intercambiador gas / gas de tubo y carcasa, E-100, donde condensa una fracción de dicho vapor. Este intercambiador suele conocerse con el nombre de “Recuperador de Calor”, ya que intercambia calor con la corriente fría de gas ya acondicionado procedente del Separador Trifásico que opera a baja temperatura, el LTS (Low Temperature Separator) V-101.

El gas rico enfriado hasta una temperatura de 177,5 °F (80,8 °C); se somete a una etapa más profunda de enfriamiento en un intercambiador que suele conocerse con el nombre de Chiller, donde el gas alcanza su temperatura más baja por efecto de un refrigerante que se evapora en el exterior de los tubos, es decir, que utiliza un sistema de refrigeración externo. El gas que sale del Chiller E-101 tiene una temperatura de 90,0 °F (32,2 °C) y una presión de 112 psig. Esta temperatura de salida del Chiller de 90,0 °F fue determinada de manera tal, que la corriente de gas final (gas combustible) cumpliera con un valor de poder calorífico (LHV) dentro del rango establecido en la especificación y, simultáneamente, la fracción de

vapor de la corriente fuese 1, con una temperatura que estuviese mínimo 10 °C (5,56 °F) por encima del punto de rocío del hidrocarburo y máximo de 50 °C (27,7 °F).

Para esto, se efectuó una sensibilidad en el simulador variando la temperatura de salida del chiller de manera que con la caída de presión que ocurre en las membranas, se obtenga una corriente gaseosa con el punto de rocío mencionado anteriormente y un poder calorífico (LHV) dentro del rango. Se encontró que, con una temperatura de 90,0 F a la salida del chiller, se obtiene un LHV de 1.143 BTU/scf. En tal sentido, se fija una temperatura de enfriamiento de 90 F.

A temperaturas tan bajas como la que presenta el gas que sale del Chiller E-100, cierta cantidad de agua se condensa y puede provocar la formación de hidratos. Si se forman hidratos pueden taponarse las tuberías y equipos de proceso.

Pese a que la herramienta del simulador “Hydrate Formation” aplicada en las corrientes asociadas al Intercambiador Gas/Gas E-100, al Chiller E-101 y Separador LTS V-101, indica que, a las condiciones de presión y temperatura de cada una, no se forman hidratos, se contempló en el proceso la aplicación del inhibidor. La inyección de EG se simuló con un mezclador (MIX-100) ubicado en la entrada del Intercambiador de Calor Gas / Gas E-100, al cual ingresa la corriente de gas de descarga del compresor K-100 y otra de EG.

Como consecuencia del enfriamiento del gas en el Chiller E-101, se forma una mezcla de gas, líquidos condensados y glicol (inhibidor de formación de hidratos). Esta mezcla se conduce a un Separador Trifásico de Baja Temperatura V-101 (LTS) o separador frío, donde se separan las corrientes: gas frío, líquidos condensados y el glicol, el cual se dirige a un ciclo de regeneración para ser reutilizado en el proceso. El gas frío, como se mencionó anteriormente, pasa por el Intercambiador gas/ gas E-100 del cual sale a 253,5 °F (123,1 °C) y 109,4 psig y se dirige al Intercambiador Gas/Líquido E-101 (lado carcasa) para ser enfriado hasta 120,0 °F (48,57 °C), por medio de la corriente de líquidos que sale del Separador LTS V-101 a 89,5 °F (31,9 °C) (lado tubos). Esta corriente de gas se dirige a un paquete de membranas moleculares donde se le removerá parte del CO₂.

La corriente líquida que sale del lado tubos del Intercambiador Gas/Líquido E-101, por su parte, se dirige al Separador Trifásico V-102, donde se separan gas, el cual se envía al

Separador V-100; una corriente de agua y la corriente de líquidos recuperados del gas en un flujo volumétrico igual a 78,37 BPD.

La corriente de gas ingresa al paquete de membranas moleculares X-100 a unas condiciones de presión y temperatura de 108,9 psig y 120 °F, respectivamente. En este equipo se remueve parte del CO₂ contenido en el gas, experimentando una caída de presión de 30 psi a su paso (efecto Joule Thompson), con el consecuente enfriamiento del mismo. De este paquete de membranas X-100, sale la corriente de CO₂ y la de gas combustible final. Se remueve aproximadamente el 60% del flujo másico del CO₂ de entrada. El gas combustible presenta las siguientes características: flujo volumétrico de 324,7 MSCFD, temperatura de 116,5 °F (punto de rocío del hidrocarburo de 101,7), presión de 78,91 psig y poder calorífico de 1 143 BTU/scf.

4.2.3.3 Determinación del GPM del gas *Un parámetro que permite comparar las opciones propuestas de proceso es la eficiencia de recuperación de líquidos condensables de la corriente de gas, para lo cual se debe conocer el GPM o riqueza del gas a acondicionar. Este parámetro se extrajo de la cromatografía suministrada por Vetra, cuyo valor es de 10,40 gal liq/1 000ft³. Aplicando el concepto de riqueza de gas se tiene que la corriente de gas de alimentación posee 152,7 BPD de líquidos condensables.*

4.2.3.4 Presentación de resultados de simulaciones *A continuación, se presentan los valores de los parámetros más significativos obtenidos de la simulación de las opciones. Con estos, se analiza la energía necesaria para cumplir con el objetivo final: obtener un gas que cumpla con la especificación del gas combustible para la generación de energía eléctrica, y obtener y flujo volumétrico de líquido con valor comercial.*

Comparación Variables de Proceso y Cumplimiento de Especificación de Opciones Propuestas

La Tabla 9 contiene valores de los parámetros de procesos más significativos de las opciones de acondicionamiento del gas propuestas, las cuales son determinantes en la selección de aquella más conveniente desde el punto de vista técnico y económico.

De la tabla puede apreciarse que ambas opciones cumplen con las especificaciones exigidas en el gas tratado, a excepción del máximo contenido, expresado en porcentaje molar, de algunos componentes como C4 y C5 en la opción 1 y de C3, C4 y C5 en la opción 2. Las mayores desviaciones de los valores de máximos de composición molar las exhibe la opción 2. Cabe recordar que el cliente solicitó flexibilizar esta especificación de máximo contenido de componentes con el fin de requerir temperaturas de enfriamiento del gas menos severas en el proceso, que se puedan obtener con varios tipos de refrigerantes. En la tabla también se observa que la opción que requiere mayor energía es la opción 1.

Esta opción exhibe la mayor eficiencia de recuperación de líquidos con un valor de 61,4 %, para un flujo volumétrico de 93,8 BPD. El flujo de gas que se produce en la corriente final de la opción 1 es 1,6 veces mayor que el correspondiente a la opción 2. Lo anterior se debe al hecho que la composición molar del CO₂ de la corriente que va a las membranas es de 66,68%, es decir, que gran parte de esta, está constituida por CO₂, y en las membranas se remueve el 60% de su flujo másico.

En la opción 2, al gas debe elevarse su presión significativamente para compensar la caída de presión de 30 psi que sufre el gas en el paquete de membranas X-100, y con el consecuente descenso de temperatura que experimenta, garantizar el poder calorífico del gas a ser utilizado como combustible y la presión requerida. Ambas propuestas necesitan de una sustancia refrigerante para lograr un valor de temperatura requerido a la salida del chiller.

Tabla 9. Comparación de Variables de Proceso de las Opciones de Proceso Propuestas.

Parámetro	Opción 1	Opción 2
Energía total requerida (hp / MBTU-h)	195,9 / 498,84	164,6/ 419,10
Flujo Volumétrico de líquidos recuperados (BPD)	93,8	78,4
Eficiencia de recuperación de líquidos (%)	61,4	51,3
Flujo Volumétrico de agua extraída (BPD)	0	0

Flujo volumétrico de Gas (MMPCSD)	0,520	0,325
Temperatura de enfriamiento del proceso para lograr especificación (F)	51,0	90,0
Temperatura de rocío (F)	50,1	101,7
Poder Calorífico LHV (BTU/scf)	587,2	1 143,0
Temperatura Gas (F)	68,4	116,5
Presión (psig)	78,8	78,9
Máximo contenido de componentes en el gas (% molar)	C5 1,91% C4 5,81% C3 7,37% C2 3,21%	C5 5,26% C4 11,30% C3 12,21% C2 5,17%
Composición molar de CO2 (%)	69,31	44,46

INHIBICIÓN DE HIDRATOS

En el proceso propuesto de acondicionamiento de gas por medio de refrigeración mecánica (opción 1), se registran temperaturas bajas en ciertas corrientes de gas, donde se aplicó la herramienta de simulación “Hydrate Formation” para comprobar la formación o no de hidratos en las mismas, la temperatura de formación de estos a la presión de la corriente. La Tabla 10 contiene la información recopilada de esta evaluación.

Tabla 10. Evaluación de Formación de Hidratos en la Propuesta de Proceso de la Opción 1.

Corriente de Proceso según PFD	Opción 1		
	Formación de Hidratos (SI / NO)	Temperatura de Formación (F)	Temperatura de Corriente (F)
Corriente 7: desde la salida del Chiller E-101 hasta la entrada al Separador LTS V-101	NO	31,4	51,0
Corriente 8: desde salida de gas del Separador LTS V-101 hasta entrada Intercambiador E-100 lado carcasa	NO	33,6	50,5
Corriente 10: Salida del Intercambiador E-100 lado	NO	33,5	228,3

ESTUDIO DE POSIBLE FORMACIÓN DE CO₂ SÓLIDO

En sistemas de control de punto de rocío para acondicionamiento del gas natural en su utilización como gas combustible y otros fines, donde se alcanzan temperaturas muy bajas, incluso criogénicas, debe tenerse en cuenta la presencia de ciertos componentes susceptibles de congelarse (agua, gases ácidos como CO₂ e hidrocarburos pesados) durante el proceso de enfriamiento, con la consecuente formación de sólidos y semisólidos en la corriente de gas que pueden obstruir el proceso. En tal sentido, es necesario evaluar si es necesaria la remoción o no de estos componentes en el proceso planteado.

Dependiendo del nivel de enfriamiento alcanzado, el CO₂ pudiera congelarse en los intercambiadores, las tuberías de proceso y reducir eficiencia de la planta. Por lo tanto, en esta sección se evalúa la formación de sólidos del CO₂ por medio de la herramienta del simulador “CO₂ Freeze out”, la cual determina la temperatura a la cual se congelaría este componente a las condiciones de presión y temperatura de la corriente (ver tabla 11). Adicionalmente, se tomó como referencia la figura 16-33 del capítulo 16 “Hydrocarbon Recovery” de la GPSA (Gas Processors Suppliers Association), la cual proporciona una estimación rápida de la posibilidad de formación de CO₂ sólido (ver figura 5).

Como puede apreciarse de la Tabla 11, las temperaturas de enfriamiento registradas en el proceso de acondicionamiento del gas de la Estación Quillacinga para ser utilizado como gas combustible en generación, distan mucho de las temperaturas de congelamiento del CO₂ a las condiciones de presión y temperatura de las corrientes de proceso. Lo anterior

se confirma con la siguiente figura de predicción rápida de formación de sólidos del CO₂. En la misma se observa que las temperaturas a las cuales ocurren el congelamiento del CO₂, se ubican por debajo de los 0 °F.

Otro problema que pudiera tener lugar por la presencia de CO₂ en el gas, es la corrosión, cuyos efectos sobre instalaciones y equipos industriales produce grandes pérdidas en la industria petrolera. En instalaciones de gas y petróleo, la corrosión se manifiesta de varias formas. Entre las formas más frecuentes se encuentra la corrosión por CO₂, conocida como corrosión dulce. La presencia de gas CO₂ seco solamente en sí no es corrosivo; sin embargo, es el contacto de la fase acuosa con la superficie del metal que conduce a la corrosión. La presencia de agua libre es el factor desencadenante de los daños por corrosión en las tuberías de flujo. En general, el CO₂ se disuelve en agua para producir ácido carbónico (H₂CO₃). Posteriormente, ocurre el transporte de masa desde la solución hacia la superficie del metal, originando la corrosión.

El gas de la Estación Quillacinga, ya acondicionado para ser utilizado como gas combustible, presenta una composición molar de 69,3% de CO₂, lo cual representa un alto riesgo de corrosión en presencia de agua libre en la tubería que lo transportará al centro de generación. Sin embargo, se procuró en el proceso de acondicionamiento, lograr una temperatura de gas por encima del punto de rocío, tanto del hidrocarburo como del agua, para evitar la condensación de los mismos. En cuanto al agua se refiere, la temperatura del gas se encuentra aproximadamente 18 °F por encima de valor correspondiente al punto de rocío del agua en el gas, para evitar la presencia de agua libre en la tubería.

Tabla 11. Estudio de posible formación de CO₂.

Corriente de Proceso según PFD	Opción 1		
	Congelamiento de CO ₂ (SI / NO)	Temperatura Congelamiento (F)	Temperatura de Corriente (F)
Corriente 6: desde la salida del Intercambiador E-100 hasta la entrada al Chiller E-101	NO	-78,0	177,5
Corriente 7: desde la salida del Chiller E-101 hasta la entrada al Separador LTS V-101	NO	-72,7	51,0
Corriente 8: desde salida de gas del Separador LTS V-101 hasta entrada Intercambiador E-100 lado carcasa	NO	-73,2	50,5
Corriente 10: Salida del Intercambiador E-100 lado carcasa hasta Intercambiador E-102 lado carcasa	NO	-73,4	228,3
Corriente 9: Salida de líquidos del Separador LTS V-101 hasta entrada Intercambiador E-102 lado tubos	NO	-136,7	50,5
Corriente Gas Combustible: Salida de gas del Intercambiador E-102 lado carcasa hasta limite de batería	NO	-73,5	68,4

Para la comparación de ambas propuestas desde el punto de vista económico, se utilizó la herramienta "Process Economic Analyzer" del simulador Hysys, la cual permite a los ingenieros de proceso estimar rápidamente el capital relativo y los costos operativos en los estudios de simulación de procesos. El módulo "Process Economic Analyzer" realiza estimaciones basadas en un "archivo de base estándar" que incluye la información relativa a: registro de empresas, proyectos estandarizados y una base de costos a nivel geográfico (Costa del Golfo de EE. UU., Europa, Oriente Medio, el Reino Unido y Japón). A continuación, los resultados obtenidos de la aplicación del módulo "Economics" a las propuestas de acondicionamiento del gas.

Figura 9. Hydrocarbon Recovery” de la GPSA (Gas Processors Suppliers Association).

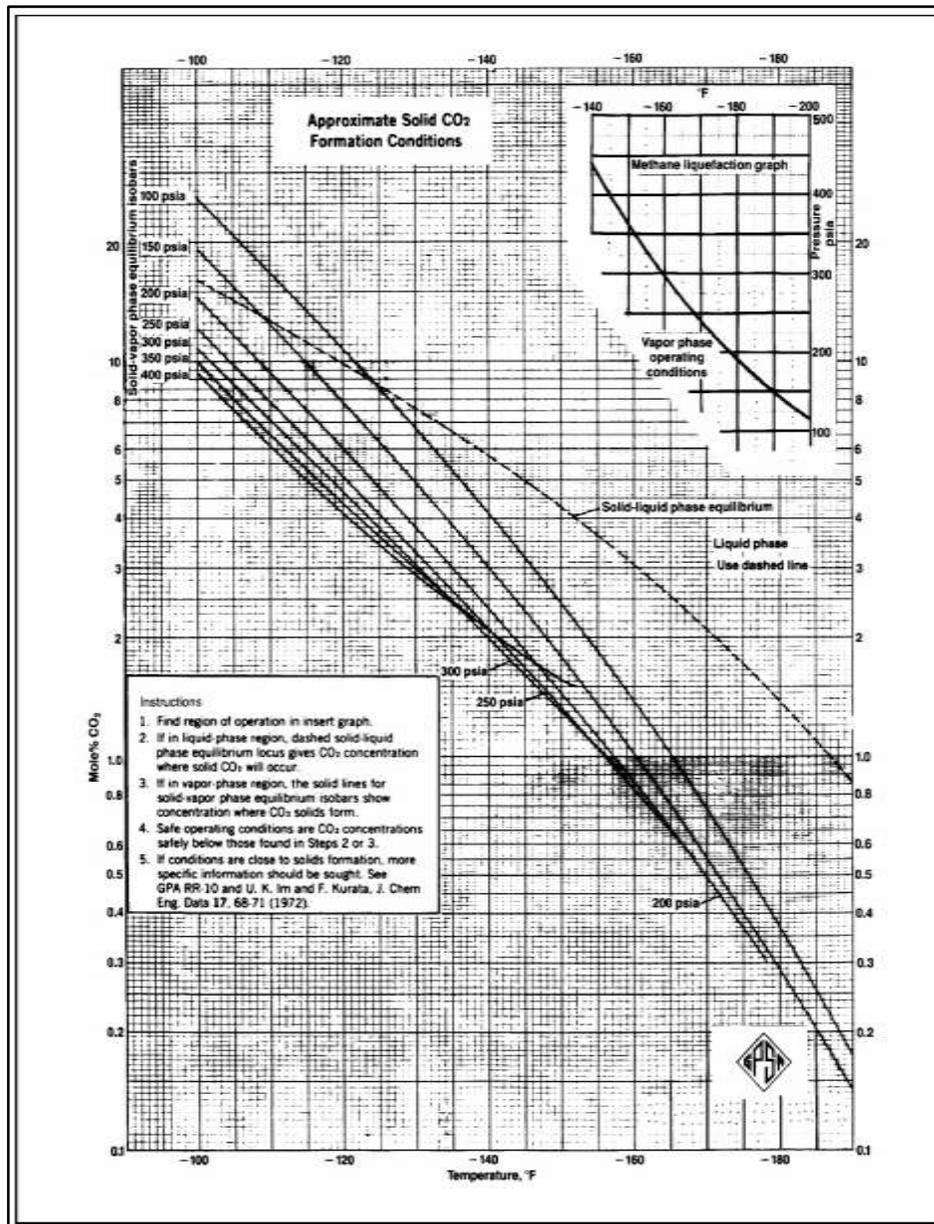


Tabla 12. Comparación de las Opciones Propuestas desde el punto de vista Económico.

Parámetro	Opción 1	Opción 2
-----------	----------	----------

Costos de Capital (USD)	4 718 420	5 739 700
Costos de Servicios "Utilities" (USD/año)	59 001	3 959

Por otra parte, se compararon ambas opciones aplicando un concepto básico de utilidad (Profit), definido como la diferencia entre los ingresos y los costos. Para efectos de los cálculos aquí efectuados, los ingresos vienen dados por los costos vinculados a la producción de gas y de líquidos recuperados, y los costos están representados por todos aquellos derivados de los servicios, tales como: costos de compresión, costos de refrigerante, agua de enfriamiento, entre otros. Estos cálculos están presentes en las simulaciones, se realizaron por medio de la herramienta Spreadsheet del programa. En la siguiente Tabla 13, se presentan los resultados para ambas opciones.

De acuerdo a la tabla 13, la opción que requiere mayor energía es la 1. Si se analiza la información contenida en las tablas 8 y 9 se puede afirmar que, pese al hecho de registrar mayor requerimiento de energía, la opción 1 es la más conveniente desde un punto de vista técnico-económico, ya que presenta menores costos de capital, menores costos por concepto de servicios al año y el flujo volumétrico de gas resultante es mayor que la opción 2. En tal sentido, el desarrollo del proyecto, de aquí en adelante, se basa en la opción 1.

Tabla 13. Comparación de la Utilidad de las Opciones Propuestas.

Parámetro	Opción 1	Opción 2
Ingresos (USD/D)	7 406,9	5 699,4
Costos (USD/D)	106,7	143,0
Utilidad (USD/D)	7 300,2	5 556,4

4.3 PRUEBA DE CAMPO (Quillacinga)

4.3.1 Instalación de la Microturbina. Para la prueba en campo se instaló una microturbina C200 con las siguientes características eléctricas:

Tabla 14. Parámetros de desempeño eléctrico.

Parameter	C200 Low Pressure NG	All Other C200 ⁽⁴⁾
Net Power Output	190 (+0/- 4) kW	200 (+0/- 4) kW
Max Apparent Power Output ⁽¹⁾	250 kVA at 480 VAC	250 kVA at 480 VAC
Nominal Voltage Operating Range	400 to 480 VAC	400 to 480 VAC
Frequency Operating Range	10 to 60 Hz	10 to 60 Hz
Output Voltage Connection ⁽²⁾	3-phase, 4 wire wye	3-phase, 4 wire wye
Max Output Current ⁽³⁾	300 Amps RMS steady state	300 Amps RMS steady state
Voltage THD	IEEE 519 Compliant, 5%	IEEE 519 Compliant, 5%

Fuente: Suministrada por la empresa Capstone Turbine Corporation.

4.3.2 Análisis y Resultados de las pruebas desarrolladas. A continuación, se detalla de forma general el histórico de pruebas y fallas obtenidas durante la operación del conjunto compresor y micro turbina.

02/10/17: Llegada a campo

04/10/17: Instalación de equipos, inicialmente compresor y micro turbina.

06/10/17: Inicio de pruebas de compresor y micro turbina, generó 100 kWh estables por 5 h. Se observó problemas operativos referentes a mala combustión por presencia de agua y condensados del gas.

07/10/17: Opero del 7 – 10 de octubre el compresor en pruebas de ajuste, no opero la turbina.

Reporte de fallo 01 el 13 oct 2017

El análisis de falla reportó daño total de los rodamientos de los tornillos debido a una corrosión desmedida producida por la alta cantidad de agua presente en el gas, agregado a la combinación con CO₂. No hubo daños en la carcasa del compresor, tornillos ni alojamientos.



Foto Compresor.

Se realizan reparaciones pertinentes, se cambia el tipo de aceite por uno sintético con aditivos y mejores características para la separación de agua y protección de componentes metálicos.

De acuerdo a reuniones entre el proveedor y Vetra, serializan análisis en conjunto y se toman las siguientes directrices:

- Instalar scrubber para retirar agua remanente en el gas, entre la salida del separador y la entrada al compresor.
- Instalar tanque pulmón antes de la entrada a la micro turbina para incrementar tiempos de autonomía de la misma.

Plan de acción el 18 oct 2017

En este informe se realiza un análisis de posibles causas, donde:

- Descarta diseño con bajo flujo
- El sistema de control de presión al tener rangos bajos es sensible a cambios de presión por elementos de restricción (como filtros válvulas etc.) al tener un regulador justo en la boca de entrada a la turbina como lo recomienda Capstone, podría disminuir la incertidumbre en el control de presión de todo el sistema. Este regulador se podría utilizar con una presión de entrada mucho mayor (120-130 psig) y el regulador entregar las 75-80 psig que requiere la turbina.
- Se descarta selección incorrecta de válvula de recirculación MR98 H marca Fisher
- Instalar un elemento de medición de flujo a la descarga del equipo de compresión
- Se descarta que la turbina tenga una configuración diferente para operar con el gas para la que está calculada ya que en condiciones ISO el flujo máximo que debería demandar es de 1800 m³/día, donde el compresor en la condición de mínimo flujo

con una presión de succión de 15 psig debería entregar 2000 m³/día. Recomendación de verificar cálculo de Wobb Index. (recomendación pendiente)

- Si la composición del gas cambia, por ejemplo, a una mayor proporción de CO₂, es posible que el flujo demandado por la turbina sea mayor a 2 000 m³/día lo que podría ser una explicación para la caída de la presión en el sistema de compresión, si este es el caso, el plan de acción para el compresor es cambiar la polea del motor por una con un diámetro de 350 mm, esto ajustaría el flujo a 2 410m³/día en la condición de presión de succión mínima 15 psig

26/10/2017: Se inician pruebas solo con el compresor para verificar arranque y análisis propuestos en el documento entregado el 18 de octubre.

- Se opera durante una hora y media aproximadamente a unas condiciones de presión y temperatura estables, se evidencio que el aceite contenía exceso de agua y el nivel aumentaba por dicha acumulación de agua, luego de la hora y media se apagó controladamente para drenar el agua del compresor y tomar dos muestras Reporte de falla oct 29 2017.



Foto Condensados.

- Luego de intentar encender nuevamente el compresor, se disparó el interruptor del guarda motor inmediatamente. Este tenía un SET de 25 A, se procedió a verificar tensión en el tablero de potencia y se encontró que la fase L3 del interruptor del compresor (480 V) indicaba 110 V, razón por la cual aumento el consumo de corriente a 25 A al estar suministrando potencia por dos fases. Por tal razón el día 28 de octubre no se pudo continuar con las pruebas del compresor después de las 3: 00 PM.
- Después de solucionado el problema del numeral anterior se continuo con las pruebas pero persistía el problema de aumento de nivel en el visor de aceite del

compresor, se presumía aumento de nivel por falta de evacuación de agua saturada en la recámara del compresor, se consultó con el fabricante del aceite ROLLENOR CPI 1515-100, y se verifico que el aceite debe trabajar entre 85-90° C, dado que el compresor estaba trabajando siempre entre 82 y 84°C, se dispuso una prueba para elevar la temperatura del aceite, bloqueando un 50% del paso de aire en el radiador y el resultado fue exitoso la temperatura aumento a 90°C, se estabilizo y el nivel que se ve en la mirilla del compresor disminuyo hasta quedar estable a ½ del nivel total.

Se puede hacer una prueba con turbina estabilizando la generación entre 100-120 kWh siempre que el compresor mantenga estable la presión entre 75-80 psig, Con scrubber y pulmón de compensación de consumo.

07/11/2017: Se realiza interconexión con el nuevo scrubber y tanque pulmón con el fin de eliminar el agua remanente en el gas.

22/11/17: Inicio pruebas con el compresor. Este opera estable, se observa reducción notable del contenido de agua, a la salida de condensados y agua del compresor se observa que la proporción agua /condensado es de 20/80 respectivamente.

25/11/17: Se inician pruebas con la micro turbina sin lograr generación. Se realizan diferentes tipos de alineación y se verifica calidades del gas, observando un gas seco y remoción de condensado.

Se suspenden pruebas por falla reiterativa de la micro turbina asociadas a bajo poder calorífico del gas < 550 BTU/ft³.

Las actuales cromatografías vigentes a la salida del separador general evidencia bajo contenido de metano y porcentajes altos de CO₂. Dentro de los requerimientos mínimos planteados por el fabricante de la micro turbina documento adjunto "410002H_TR_FUEL_REQUIREMENTS.pdf", se observa las siguientes tablas de valores permisibles.

Tabla 15. Definiciones de propiedades de calentamiento de combustible gaseoso.

Table 2. Gaseous Fuel Heating Property Definitions⁽¹⁾

Fuels	Gas Heating Properties [HHV]			
	Calorific Value Btu/ft ³ (MJ/m ³)		Wobbe Index ⁽²⁾ Btu/ft ³ (MJ/m ³)	
	LSL	USL	LSL	USL
Medium Btu Gas ⁽³⁾	350 (13.0)	875 (32.6)	348 (13.0)	1021 (38.0)
Type A	350 (13.0)	800 (22.4)	348 (13.0)	706 (26.3)
Type B	550 (20.5)	875 (32.6)	552 (20.6)	1021 (38.0)
Natural Gas	825 (30.7)	1275 (47.5)	877 (32.7)	1444 (53.8)
High Btu Gas	1250 (46.6)	1811 (67.5)	1329 (49.5)	1741 (64.9)
Propane ⁽⁴⁾	2450 (91.3)	2550 (95.0)	2025 (75.4)	2046 (76.2)
LPG	2450 (91.3)	2850 (106.2)	2025 (75.4)	2200 (82.0)

Table 2 Notes:

- (1) Properties are expressed at Standard conditions (at 60 °F and 14.696 psia).
- (2) Wobbe Index is equal to: Calorific Value / (Specific Gravity)^{0.5}.
- (3) Type A fuels are typical of landfill gases and Type B fuels are typical of digester gases. Check actual fuel compositions and properties before making final microturbine selection.
- (4) As defined in ASTM D1835, similar to HD-5 Special Duty Propane.

Fuente: Tomado de Capstone Turbine Corporation. 2017.

Tabla 16. Definiciones de los componentes principales del combustible gaseoso

Capstone Turbine Corporation • 21211 Nordhoff Street • Chatsworth • CA 91311 • USA
 Technical Reference: Capstone MicroTurbine Fuel Requirements

Table 3. Capstone Gaseous Fuel Major Component Definitions

Fuels	Major Gas Component Limits [vol.%] ⁽¹⁾													
	C1		C2		C3		C4		C5	C6	N ₂	CO ₂		O ₂
	LSL	USL	LSL	USL	LSL	USL	LSL	USL	USL	USL	USL	LSL	USL	USL
Medium Btu Gas	24	75	0	14	0	6.0	0	4.0	1.0	1.0	64	0	60	9.0
Type A	24	59	0	3.0	0	2.0	0	1.0	0.5	0.5	64	0	60	9.0
Type B	55	75	0	14	0	6.0	0	4.0	1.0	1.0	10	12	41	3.0
Natural Gas	50	100	0	14	0	9.0	0	4.0	1.0	1.0	22	0	11	6.0
High Btu Gas	36	79	4.0	27	6.0	33	1.0	6.0	2.0	1.0	9.0	0	5.0	1.0
Propane ⁽²⁾	0	0.1 ⁽³⁾	0	5.0	95	100	0	2.5	0.1 ⁽³⁾	0.1 ⁽³⁾	0.1 ⁽³⁾	0	0.1 ⁽³⁾	0.1 ⁽³⁾
LPG ⁽⁴⁾	0	0.1 ⁽³⁾	0	0.1 ⁽³⁾	58	100	0	40	2	0.1 ⁽³⁾	0.1 ⁽³⁾	0	0.1 ⁽³⁾	0.1 ⁽³⁾

Table 3 Notes:

- (1) Determined per ASTM D1945. Gas may be composed of other components in small percentages. See Table 4 and Table 5 for limits of other constituents.
- (2) As defined in ASTM D1835, similar to HD-5 Special Duty Propane. The C3 hydrocarbon content must consist of less than 5% propylene (C3H6) per unit of total gas volume.
- (3) Feed gas may contain trace amounts of these components (volume significantly less than 1%), but all fuel entering the microturbine fuel system must remain a vapor.
- (4) LPG fuels, as utilized with Capstone products, are primarily composed of a blend of propane and butane. LPG fuels must be provided to the microturbine at the proper fuel pressure and as an unsaturated vapor. The C3 hydrocarbon content must consist of less than 5% propylene (C3H6) of the total gas volume.

Fuente: Tomado de Capstone Turbine Corporation. 2017.

En las dos tablas se establecen valores de CO₂ máximos permisibles y metano mínimo requeridos. En comparación con la cromatografía estamos en la zona límite para ambas variables, así que se tiene una alta sensibilidad a trasladarnos a zonas por fuera de parámetros permisibles, ante cualquier modificación de la estequiometría del gas.

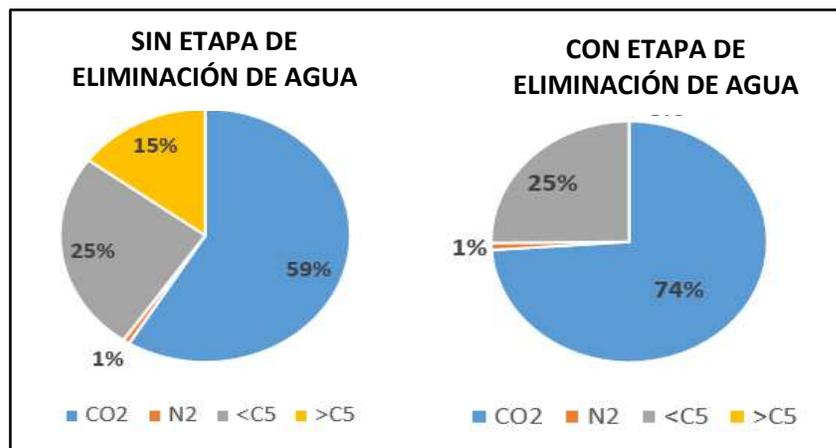
Las etapas de separación requeridas para la eliminación de agua, la cual impide el correcto funcionamiento del compresor y la micro turbina, generan cambios estequiométricos en el gas, debido a que favorece la condensación de fracciones livianas del gas reduciendo su poder calorífico global.

En la Gráfica 1 se muestra una proyección del posible reajuste estequiométrico debido a la etapa de eliminación de agua previa a la micro turbina. Estas proyecciones pondrían al gas por fuera de rangos permisibles expuestos por Capston.

El comportamiento de las variables monitoreadas por la micro turbina, donde no se evidencia combustión sostenida debido a la calidad de entrada del gas combustible.

Como resultado del análisis realizado se debe implementar las membranas para la remoción del exceso de CO₂ a la micro turbina y poder entrar dentro de parámetros en contenido.

Gráfica 1. Proyección del posible reajuste estequiométrico debido a la etapa de eliminación de agua previa a la micro turbina.



4.4 ESTABLECER EL BALANCE DE SUMINISTRO VS. DEMANDA DE GAS EN FUNCIÓN DEL TIEMPO DE LOS CAMPOS DE ESTUDIO Y ASÍ DETERMINAR LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO.

4.4.1 Estimación de potencia generada QUILLACINGA Se estima la potencia en la unidad de generación eléctrica por medio de la siguiente ecuación.

$$PG = \frac{LHV * Qg}{Heat Rate * 24} \quad (8)$$

Donde:

PG: Potencia generada (MWh).

LHV: poder calorífico inferior del gas (BTU/scf). De los resultados, este valor es de 587,2 BTU/scf.

Heat rate: consumo térmico específico, el cual es una forma de expresar la eficiencia de una unidad de generación eléctrica, en términos de la cantidad de calor del combustible requerido para generar un kilovatio-hora. Dato de la micro turbina 11 000 BTU/kWh.

Qg: flujo volumétrico de gas acondicionado para ser utilizado como gas combustible (PCSD). De los resultados, este valor es de 0,5203 MMSCFD.

La potencia generada es de 1,157 MWh (1 157 kWh).

De acuerdo con la Gráfica 2 se observa un incremento de la producción de gas asociado debido a nuevos pozos en el área con este pronóstico se tendría una producción máxima de gas de aproximadamente 1,8 MMSCFD para una generación de aproximadamente 4 MWH, teniendo en cuenta el poder calorífico del gas después del tratamiento y adicionando el proceso de retiro de parte del CO₂ de 587,2 BTU/ft³.

4.4.2 Estimación de potencia generada COHEMBI

Se estima la potencia en la unidad de generación eléctrica por medio de la siguiente ecuación.

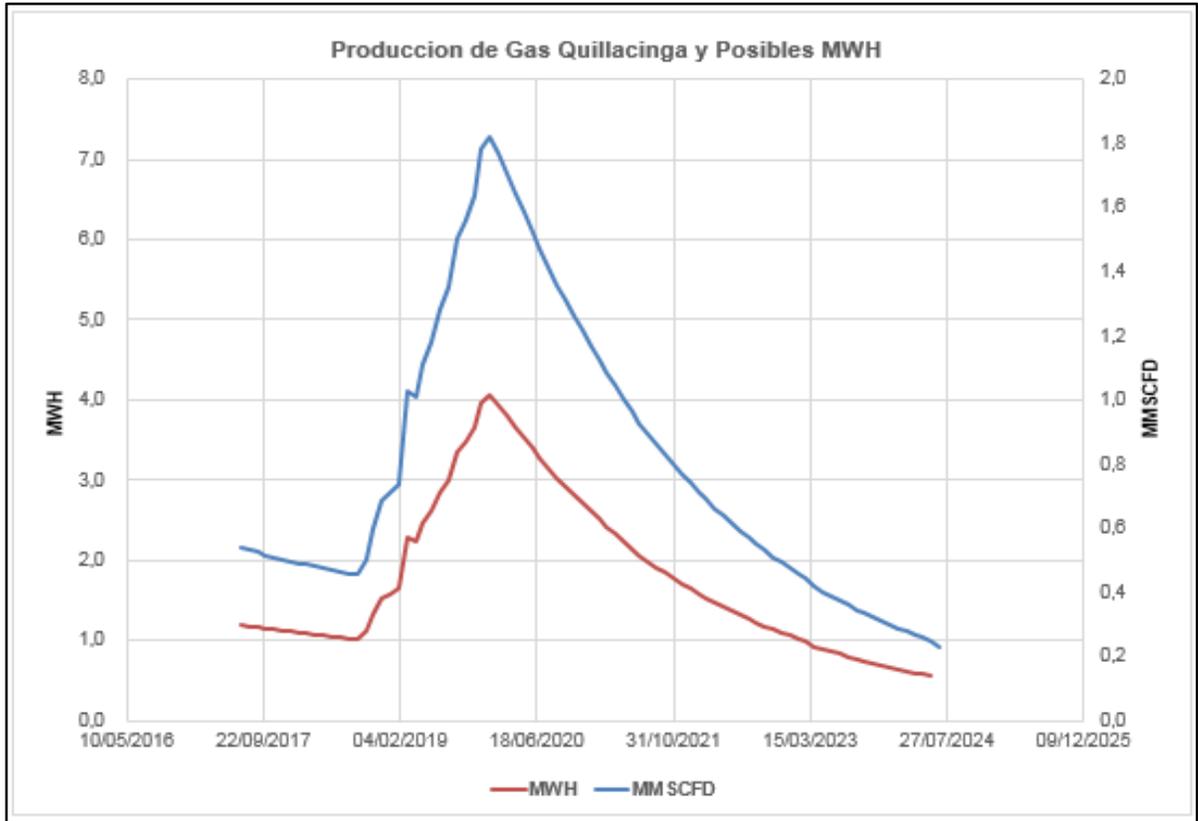
$$PG = \frac{LHV * Qg}{Heat Rate * 24}$$

Donde:

PG: Potencia generada (MW).

LHV: poder calorífico inferior del gas (BTU/scf). De los resultados, este valor es de 1 273 BTU/scf.

Grafica 2. Producción de Gas Quillacinga y Posibles MWh.

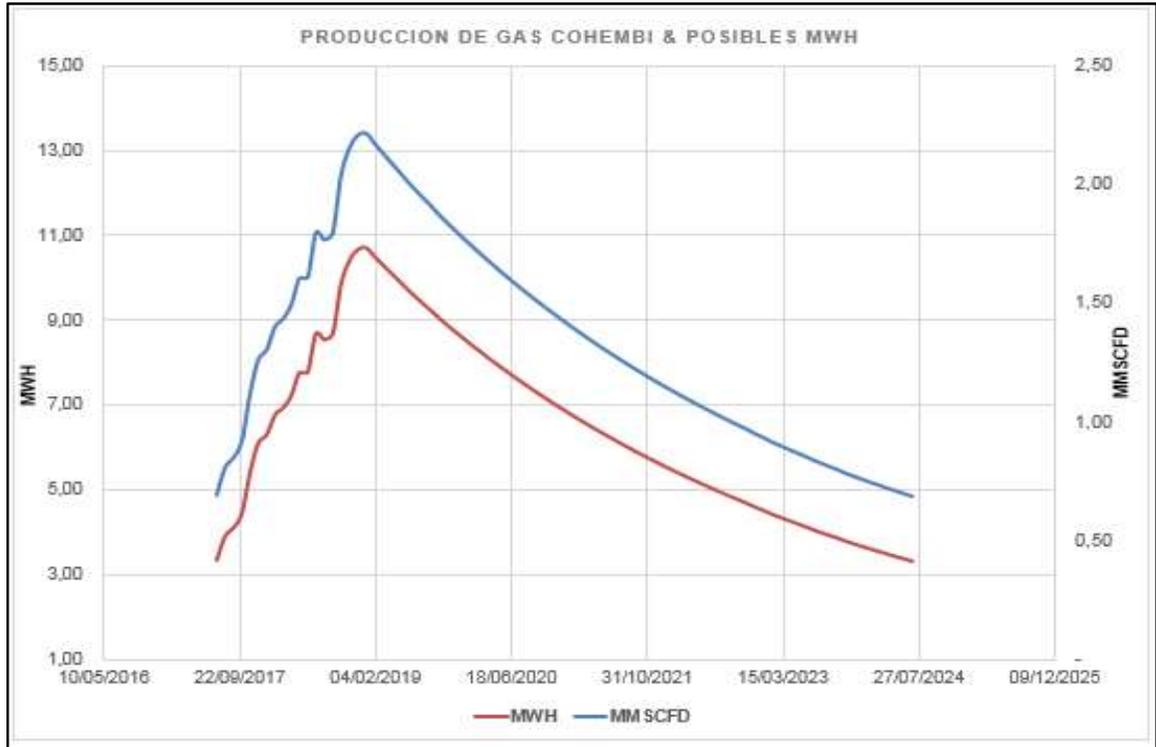


Heat rate: consumo térmico específico, el cual es una forma de expresar la eficiencia de una unidad de generación eléctrica, en términos de la cantidad de calor del combustible requerido para generar un kilovatio-hora. Dato de la micro turbina de 11 000 BTU/kWh.

Qg: flujo volumétrico de gas acondicionado para ser utilizado como gas combustible (PCSD). De los resultados, este valor es de 0,6679 MMSCFD.

La potencia generada es de 3,22 MWh (3 220,6 kWh).

Gráfica 3. Producción de Gas Cohembi y Posibles MWh.



De acuerdo a la Gráfica 3 se observa un incremento de la producción de gas asociado debido a nuevos pozos en el área con este pronóstico se tendría una producción máxima de gas de aproximadamente 2 MMSCFD para una generación de aproximadamente 10,5 MWh, teniendo en cuenta el poder calorífico del gas después del tratamiento de 1 273 BTU/ft³.

Tabla 17. Comparación de Costos entre el Diesel y Gas de TEA

Combustible	COP/KWh	KWh Actuales	Costo COP/día	Costo Energia COP/mes
Diesel	850	3 500	2 975 000	2 142 000 000
Gas de TEA	370	3 500	1 295 000	932 400 000

Ahorro COP/mes	1 209 600 000
Ahorro COP/año	14 515 200 000
Ahorro USD/año	4 838 400

Bajo las condiciones actuales de consumo de energía de 3 500 kWh y comparando el costo del kWh con diesel y el proyectado con el uso del gas de TEA, se tiene que el ahorro estimado al año sería de 4,8 MMUSD en generación.

5. CONCLUSIONES

- Con el gas de TEA disponible para generación, la mejor alternativa es la implementación de turbinas ya que estas pueden tener una mejor combustión con gases con contenidos de GLP y gasolinas naturales, así como CO₂ y H₂S y por la cantidad disponible de gas se deben usar turbinas de potencias bajas 200 a 500 kWh teniendo en cuenta la generación por islas.
- De acuerdo a la simulación el mejor proceso de acondicionamiento de gas es por enfriamiento con refrigerante ya que por enfriamiento por expansión el costo se incrementa en un orden de magnitud de 2 veces, lo que hace que económicamente el proyecto no sea viable.
- En el proceso de acondicionamiento del gas propuesto en Cohembi se registran temperaturas de enfriamiento que propician la formación de hidratos, por lo que se hace necesario aplicar un inhibidor.
- La simulación se realizó para una planta teniendo en cuenta el ajuste del punto de rocío, empleando condiciones operativas características de este tipo de plantas.
- En el proceso de acondicionamiento del gas en Quillacinga se debe remover una parte del CO₂ para que el contenido del mismo este dentro de los parámetros requeridos y el poder calorífico este dentro los valores admitidos por la micro turbina.
- En el proceso de acondicionamiento propuesto en Quillacinga no se registran temperaturas de enfriamiento que propicien la formación de hidratos y de sólidos del CO₂.
- El proceso propuesto como opción 2, donde se remueve CO₂ al gas acondicionado por medio de membranas moleculares, requiere menor enfriamiento a la salida del chiller y genera menor flujo volumétrico final de gas a ser utilizado como combustible en generación de electricidad.
- Durante la prueba realizada en Quillacinga se instaló un scrubber y un equipo pulmón para la entrada de la microturbina, no fue necesario disminuir la temperatura para retirar el agua y gasolinas naturales, la micro turbina no entro en funcionamiento debido a disparos por bajo poder calorífico del gas, debido al incremento en el % de CO₂, llegando al 74%.

- El ahorro al año por la implementación de turbinas usando el gas de TEA, bajo las condiciones actuales de demanda eléctrica de 3,5 MWh puede llegar a ser de 4.8 MMUSD/año.
- De acuerdo con las simulaciones y prueba realizadas es factible la implementación de micro turbinas para la generación eléctrica en los campos Cohembi y Quillacinga.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda implantar el proceso de acondicionamiento del gas procedente de la Estación Quillacinga para ser utilizado como gas combustible, el que se describe en la opción 2, con remoción de CO₂ y la consiguiente reducción al 44%.
- En fases posteriores de ingeniería del proyecto, se recomienda estudiar y seleccionar el refrigerante más conveniente desde el punto de vista técnico y económico.
- Se debe buscar evitar tener generación en islas y tener una generación centralizada con una red interna de distribución de energía.

BIBLIOGRAFÍA

ACEVEDO ALVAREZ, C. A. Estudio sobre la influencia de la composición química de los principales gases naturales colombianos sobre el rendimiento de la conversión y el desempeño mecánico de los motores a gas en Colombia Medellín, 2003.

GOMEZ ARIAS, Pedro Pablo. Estudio técnico económico para implementar un sistema de generación de energía eléctrica centralizada en el campo Oropéndola, Bucaramanga, 2016.

Hien, L. "Effect of Gas Composition Variations on the Operation, Performance and Exhaust Emissions of Natural Gas-Powered Vehicles. IANGV-International Association for Natural Gas Vehicles, Sydney-Australia, 2002.

J. H. Watts. Microturbines. A New Source of Reliable Electricity White Paper, 2002.

M.J.Welch. The challenge to minimise emissions from offshore power generation Ravenna Italia, 2015.

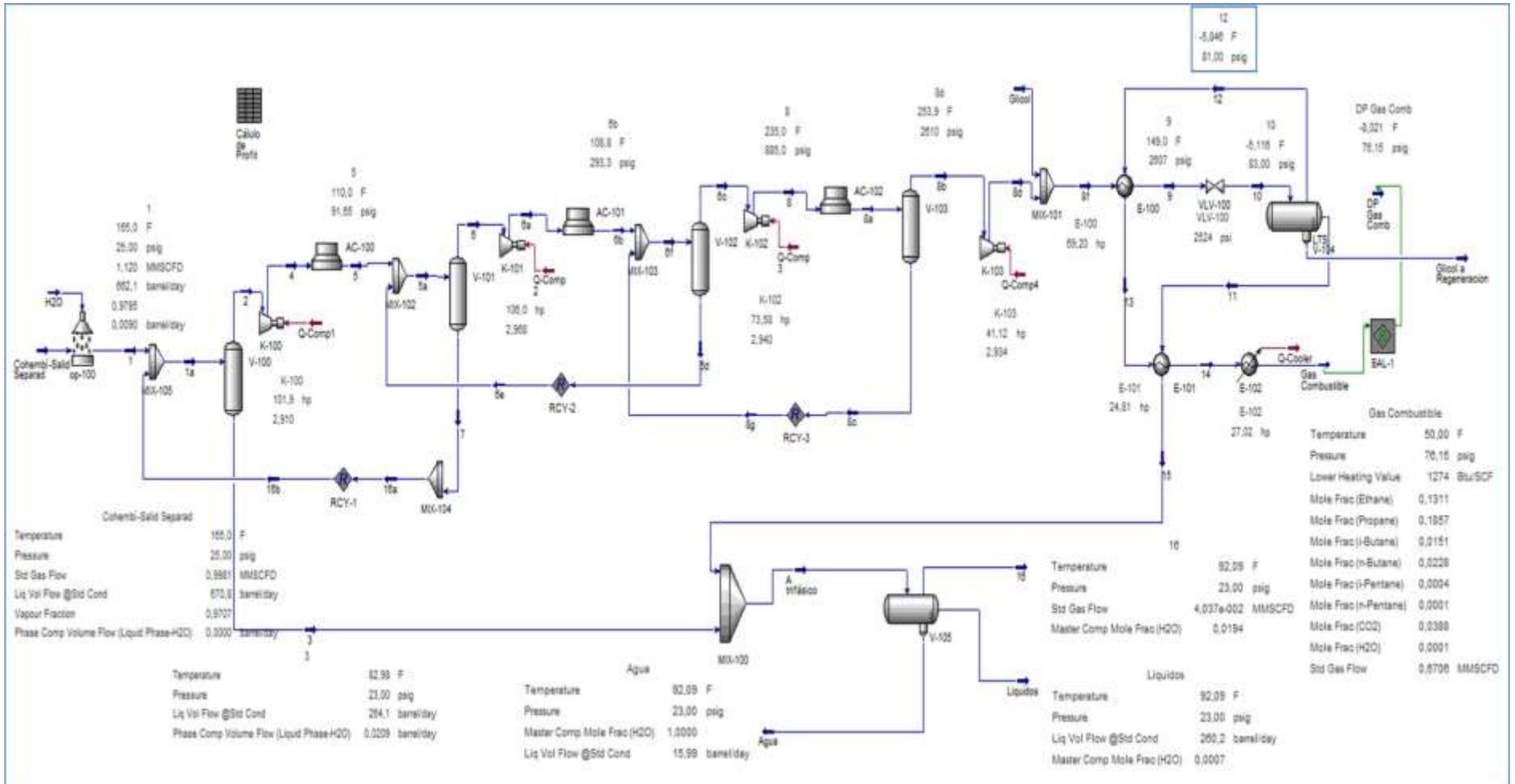
M.J.Welch. Gas Turbine Power Generation Utilising Low and Variable Quality Gas Fuels in Dry Low Emissions Combustion Systems Adelaide Australia, 2014.

ROA DUARTE, C. E.; MENESES AMAYA, M. J.; FERREIRA GUERRA, R.; CASTAÑO VALDERRAMA, J. G. Uso integral del gas de los campos del putumayo para recuperación de condensados y autogeneración Bucaramanga, 2010.

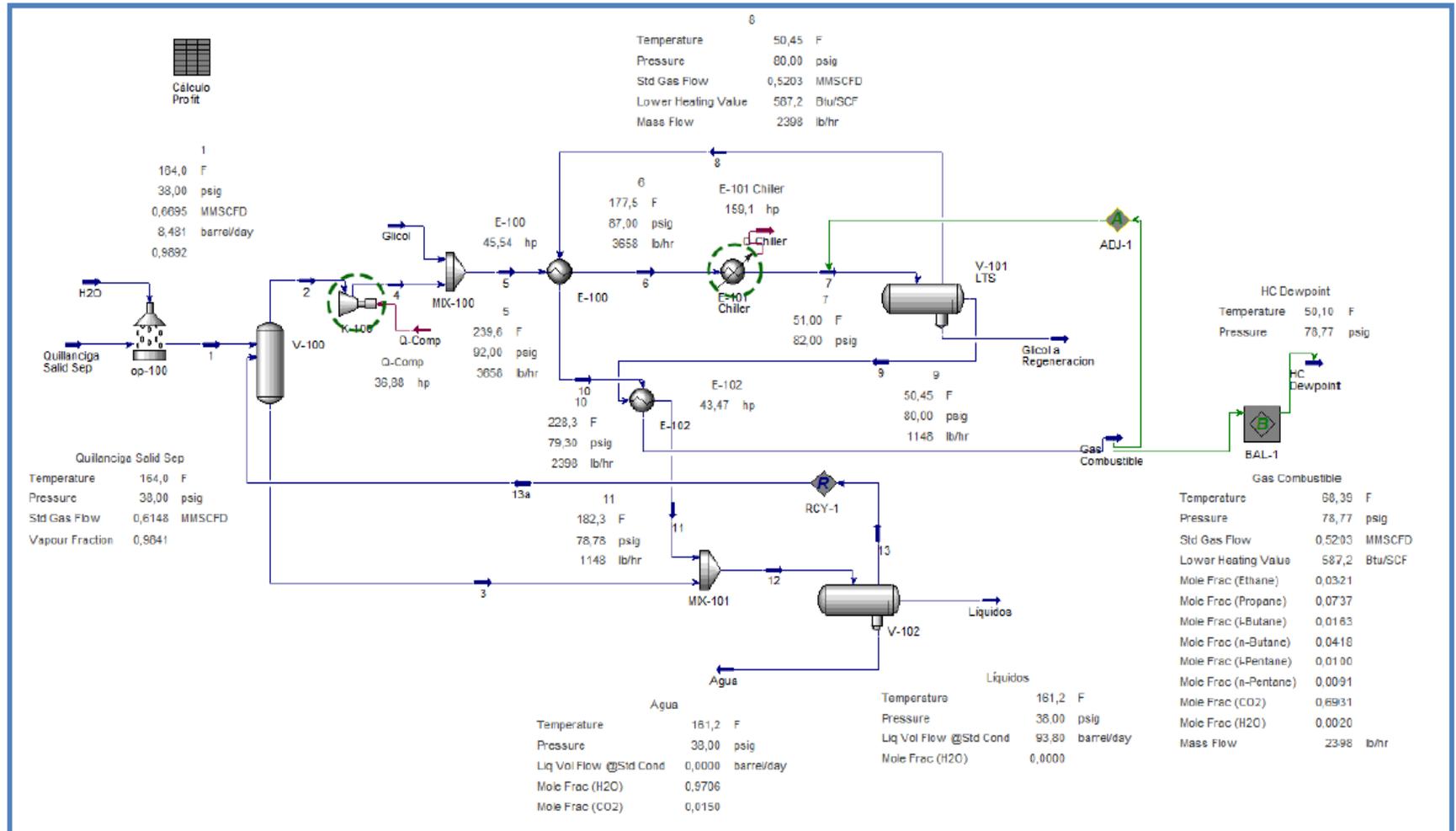
VALDES DELGADILLO, Rodrigo. Estudio de factibilidad para la generación de energía eléctrica en el campo rancho hermoso por medio de turbinas de ciclo combinado a partir de GN y GLP Bucaramanga, 2016.

ZAVALETA MERCADO, R. Determinación de constantes óptimas para la ecuación de estado Peng Robinson Stryjs – Vera (PRSV) a presiones elevadas La Paz - Bolivia, 2010.

ANEXO B. SIMULACIÓN OPCIÓN 2. ESTACIÓN COHEMBI (Enfriamiento por Expansión)



ANEXO C. SIMULACIÓN OPCIÓN 1, ESTACIÓN QUILLACINGA (Enfriamiento con Refrigerante)



ANEXO D. SIMULACIÓN OPCIÓN 2, ESTACIÓN QUILLACINGA (Enfriamiento con Refrigerante, más remoción de CO2 con membranas)

