

EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL DEL CAMPO  
SAN FRANCISCO EN EL ASEGURAMIENTO DE LA CONTINUIDAD  
OPERATIVA DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DINA-ENFASIS EN  
INGENIERIA DE GAS Y PROCESOS.

DIEGO RAUL CORREDOR

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
MAGISTER EN GAS Y PROCESOS  
BUCARAMANGA  
2020

EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL DEL CAMPO  
SAN FRANCISCO EN EL ASEGURAMIENTO DE LA CONTINUIDAD  
OPERATIVA DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DINA-ENFASIS EN  
INGENIERIA DE GAS Y PROCESOS.

DIEGO RAUL CORREDOR

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN GAS Y  
PROCESOS

DIRECTOR  
JAIRO JESSE CHAMORRO NARVAEZ  
MAESTRIA EN GESTION INDUSTRIAL DE HIDROCARBUROS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
2020

## DEDICATORIA

Dedico a **DIOS** por que es quien nos da la vida, hace real el cumplimiento de nuestros propósitos y nos muestra que nunca es demasiado tarde para superarnos.

A mi esposa **ADRIANA BERNAL** por su continuo apoyo y respaldo, por soportar con paciencia la distancia y la calidad de tiempo que dejé de pasar con ella mientras estuve estudiando, a mis hijos **JUAN DIEGO CORREDOR Y ALAIA CORREDOR** motores fundamentales que me impulsan cada día a superarme y ser una mejor persona siempre de la mano de **DIOS**.

A mi mamá, hermano, sobrino y demás seres que hacen parte de mi vida y la de mi familia.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi director de tesis el **MSc. JAIRO JESSE CHAMORRO** por su gran apoyo incondicional en la guía y elaboración de esta tesis.

A la organización que pertenezco **ECOPETROL** por brindarme los espacios para capacitarme y permitirme desarrollar mi proyecto de tesis. También a mis compañeros de trabajo y jefes que hacen parte de la organización, quienes me apoyaron y dieron buenos consejos para el desarrollo de este proyecto.

A la organización sindical **USO** por hacerme participe de sus procesos de becas, ya que fue parte fundamental en el factor económico de mis estudios.

A la **Universidad Industrial de Santander UIS** sus directivos, docentes y evaluadores quienes son excelentes profesionales y grandes seres humanos, que día a día capacitan personas para un futuro prominente.

Siendo este el comienzo de un sueño en la entramada de tejido de planes y metas que me llevarán a alcanzar un prometedor futuro, aunque el sueño no acaba aquí solo evoluciono con el fin de crecer y desarrollar proyectos mucho más ambiciosos que me lleven a metas desafiantes.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
LISTA DE TABLAS	6
LISTA DE FIGURAS	7
GLOSARIO	9
RESUMEN	11
ABSTRACT	12
1.INTRODUCCIÓN	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
2. OBJETIVOS	17
2.1. OBJETIVO GENERAL	17
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
3. CUERPO DEL TRABAJO	18
3.1 MARCO REFERENCIAL	18
3.1.1. Antecedentes	18
3.1.2. Marco teórico conceptual	21
3.1.2.1. Gas natural	21
3.1.2.2. Clasificación de gas natural	22
3.1.2.3. Poder calorífico	23
3.1.2.4. Generación de energía eléctrica con gas natural	26
3.1.2.5. Ciclo simple ideal de la turbina de gas	27
3.1.2.6. Ecuación de estado Peng-Robinson	28
3.1.2.7. Sistemas de simulación	30
3.1.3. Marco legal.	31
4. MÉTODO	32
4.1. Nivel de investigación	32
4.2. Diseño de investigación	32
4.3. Unidad de análisis	33
4.4. Herramientas y procedimientos	33
5. Resultados	36
5.1. Análisis de la oferta, demanda y calidad del gas natural en la generación de energía eléctrica	36
5.2. Modelamiento integrado de simulación del transporte, tratamiento y procesamiento de la corriente de gas natural.	47
5.3. Evaluación del desempeño operacional con el fin de dar continuidad operativa a la planta de tratamiento de gas Dina.	56
4. CONCLUSIONES	70
BIBLIOGRAFÍA	72
ANEXOS	75

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Especificaciones de la calidad del gas natural	31
Tabla 2. Oferta de gas natural proveniente del Centro Generación Dina (CGD)	36
Tabla 3. Oferta de gas natural proveniente del Centro Generación Mn (CGM)	38
Tabla 4. Oferta de gas natural proveniente del Centro Generación Te (CGT)	40
Tabla 5. Potencia eléctrica promedio demandada en la GAM	42
Tabla 6. Composición del gas mezcla del Campo San Francisco que se suministra a CGM	44
Tabla 7. Parámetros de las columnas utilizadas en el proceso PTGD	60
Tabla 8. Composición del gas de salida de la PTGD al unir las corrientes de la batería DA`s con la de Mn	61
Tabla 9. Costos directos/día de la instalación de tubería y accesorios de control	64
Tabla 10. Costos directos/día de la instalación de transformadores de corriente	64
Tabla 11. Proyección financiera de 1000 KPSCD hacia PTGD	65

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Efecto generación de energía de países que hacen parte de la OCDE.	19
Figura 2. Producción de electricidad a partir de fuentes de gas natural (% del total) Colombia	19
Figura 3. Ranking de países con más quema de gas	20
Figura 4. Clasificación del gas natural	22
Figura 5. Diagrama Presión vs. Temperatura para diferentes tipos de yacimiento de hidrocarburos	24
Figura 6. Diagrama de fases Presión vs. Temperatura para un sistema multi-componente	25
Figura 7. Generación de energía eléctrica con gas natural	26
Figura 8. Ciclo simple ideal de la turbina de gas	27
Figura 9. Tendencia de cantidad de gas tratado en el CGD periodo 2017 - 2019	38
Figura 10. Tendencia de cantidad de gas tratado en el CGM periodo 2017 - 2019	40
Figura 11. Tendencia de cantidad de gas tratado en el CGT periodo 2017 - 2019	42
Figura 12. Envolvente de Fases – Mezcla gaseosa del campo San Francisco	44
Figura 13. Envolvente de Fases – Mezcla gaseosa entrada a Planta de Gas con la corriente de San Francisco	45
Figura 14. Envolvente de Fases – Mezcla gaseosa entrada a Planta de Gas sin corriente de San Francisco	46
Figura 15. Envolvente de Gas tratado y Procesado para entrega a Centros de Generación De Energía	46
Figura 16. PFD Simulación Planta de Tratamiento de Gas Dina – Etapa de Compresión	49
Figura 17. FPD Simulación Planta de Tratamiento de Gas Dina – Etapa de Endulzamiento	51
Figura 18. PFD Simulación Planta de Tratamiento de Gas Dina – Etapa de Refrigeración y Deshidratación	53
Figura 19. PFD Simulación Planta de Tratamiento de Gas Dina – Etapa de Estabilización y Fraccionamiento.	55
Figura 20. Concentración de CO <sub>2</sub> en el gas dulce en función del caudal de operación PTGD	57
Figura 21. Concentración de agua en la corriente de salida de PTGD en función del contenido de agua en la corriente de etilenglicol a la entrada de la torre de deshidratación	59
Figura 22. Concentración de agua en la corriente de salida de PTGD en función de la temperatura del rehervidor de la columna de recuperación del etilenglicol	60
Figura 23. Margen operación del balance financiero de la Planta de Tratamiento de Gas Dina PTGD con el proceso actual y proceso modificado	68
Figura 24. Margen Ebitda operativo en el balance financiero de la Planta de Tratamiento de Gas Dina PTGD con el proceso actual y proceso modificado	69

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Balance financiero de la planta de tratamiento de gas dina con el proceso actual .....	76
ANEXO B. Balance financiero de la planta de tratamiento de gas Dina con el proceso modificado .....	77

## GLOSARIO

**Calidad del Gas:** Especificaciones y estándares del Gas Natural adoptados por la CREG en el presente Reglamento, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

**Calor:** energía que pasa de un cuerpo a otro cuando están en contacto y es causa de que se equilibren sus temperaturas. Esta energía se manifiesta elevando la temperatura y dilatando los cuerpos y llega a fundir los sólidos y a evaporar los líquidos.

**Cantidad de Energía:** Cantidad de gas medida en un Punto de Entrada o en un Punto de Salida de un Sistema de Transporte, expresado en Mbtu (Millones de unidades térmicas británicas) o su equivalente en el Sistema Internacional de Unidades.

**Condensación:** es el paso de estado de vapor a líquido, y se obtiene enfriando el vapor.

**Condensador:** es un tipo de intercambiador de calor en el cual el fluido que es enfriado cambia de fase vapor a líquida.

**Fluido:** es toda sustancia que, cuando se le aplica una fuerza, tiende a desplazarse de un lugar a otro.

**Gas Ácido:** Es un gas natural que contiene azufre, compuestos de azufre y/o dióxido de carbono en cantidades que requieren remoción para su uso.

**Gas Asociado:** Es un gas que se encuentra en un yacimiento en contacto con el petróleo o disuelto en él. En sus dos formas se define como: 1) Capa de gas es un gas natural libre que suprayace en contacto con el petróleo crudo del yacimiento; 2) Gas en solución es un gas natural disuelto en el petróleo crudo a las condiciones del yacimiento.

**Gas Convencional:** Es un gas natural asociado o no asociado que existe en un yacimiento permeable y que puede ser producido mediante prácticas normales (Ver: Gas No Convencional).

**Gas Dulce:** Es un gas natural que no contiene azufre ni compuestos de azufre, o los contiene en cantidades tan pequeñas que no es necesaria su remoción.

**Gas Húmedo o Gas Rico:** Es un gas natural que contiene hidrocarburos más pesados que el metano en cantidades que pueden ser recuperadas a condiciones normales.

**Gas Licuado de Petróleo (GLP):** Es un término que se usa comúnmente para referirse a mezclas de hidrocarburos que consisten predominantemente de Propano y Butano.

**Gas Natural:** Es la porción de hidrocarburos que existe en fase gaseosa, o está en solución en el petróleo en los yacimientos y que a condiciones normales de presión y temperatura se presenta en fase gaseosa. El gas natural puede contener sustancias que no son hidrocarburos. Está permitido usar la apócope gas para referirse al gas natural.

**Gas natural asociado:** Se dice de todos los hidrocarburos en estado gaseoso, están en el subsuelo en solución con petróleo crudo o que se encuentra en contacto con petróleo crudo y que de ser explotados producen gas natural y líquido, en relación menor a 100.000 pies cúbicos normales por barril normal, según mediciones hechas en la superficie en condiciones atmosféricas

**Presión:** está definida como la fuerza o peso por unidad de área.

**Recirculación:** es un retorno de una corriente de salida de un sistema o fracción de esta corriente que se incorpora nuevamente en alguna etapa de ese sistema.

**Separador:** tambor o recipiente empleado en procesos para disociar corrientes formadas por dos ó tres fases, una gaseosa y otra o dos líquidas inmiscibles.

**Solvente químico:** líquido que absorbe el contaminante contenido en el gas de forma selectiva.

**Temperatura:** es una medida de la energía térmica del movimiento desordenado de las moléculas en una sustancia en equilibrio térmico.

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DEL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL DEL CAMPO SAN FRANCISCO EN EL ASEGURAMIENTO DE LA CONTINUIDAD OPERATIVA DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DINA-ENFASIS EN INGENIERIA DE GAS Y PROCESOS\*

**AUTOR:** DIEGO RAUL CORREDOR\*\*

**PALABRAS CLAVE:** GAS, COMPRESIÓN, GENERACIÓN, ELECTRICIDAD

### DESCRIPCIÓN:

El objetivo de esta investigación es evaluar el aprovechamiento del gas natural del campo San Francisco en el aseguramiento de la continuidad operativa de la Planta de Tratamiento de Gas Dina-Énfasis en Ingeniería de Gas y procesos. Metodológicamente, tiene un diseño de campo, la unidad de análisis está conformada por el gas procesado en los centros de generación Dn, Mn y Te, para ser convertido en energía (MW). Se obtuvo como resultado que, en el CGD para generar 1 MW se requieren 225 KSCFD, en el CGT para generar 1 MW se requiere 225 KSCFD, y en el CGM para generar 1 MW se requieren entre 360-380 KSCFD. Para efectos de los cálculos realizados se utilizó como valor estándar 360 KSCFD. Al evaluar el modelamiento integrado de simulación del transporte, tratamiento y procesamiento de la corriente de gas natural, y en comparación con estudios previo de Ecopetrol (2017), se tiene que, efectuando sensibilidades de mezcla, el resultado final de unir en la entrada de la Planta de Gas Dina PTGD con la corriente proveniente del campo San Francisco, cambia la dinámica operativa de la Unidad de Procesos y altera los índices de Recuperación de Líquidos esperados. Los análisis de sensibilidad en la unidad de endulzamiento y de deshidratación demostraron que con un aumento del caudal de la planta de tratamiento de gas si se pueden obtener las eficiencias de purificación sin aumento significativo de los consumibles como son etilenglicol, metil-dietanolamina. Al unir las corrientes de la batería DA`s con la de San Francisco las unidades de proceso de PTGD no se ven afectadas hidráulica ni térmicamente y en términos de transporte de masa sin que disminuyan la calidad del gas que va a ser usado en las centrales de generación eléctricas. Por lo tanto, la operatividad de la planta de gas no se ve afectada al cambiar el caudal y la composición del gas de entrada. El análisis económico demostró que la eficiencia en costos de energía/anual tiene un valor de 1.713.010.329 COP/cte. por el ingreso de 1000 KPCFD hacia la PTGD este saldo a favor en el balance anual de la planta representa un mejor desempeño operacional.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga.  
Director Jairo Jesse Chamorro Narvaez

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF THE USE OF NATURAL GAS FROM THE SAN FRANCISCO FIELD IN THE ASSURANCE OF THE OPERATIONAL CONTINUITY OF THE DINA GAS TREATMENT PLANT-EMPHASIS ON GAS AND PROCESS ENGINEERING\*

**AUTHOR:** DIEGO RAUL CORREDOR \*\*

**KEY WORDS:** GAS, COMPRESSION, GENERATION, ELECTRICITY

### DESCRIPTION:

The objective of this research is to evaluate the use of natural gas from the San Francisco field to ensure the operational continuity of the Dina Gas Treatment Plant-Emphasis on Gas and Process Engineering. Methodologically, the research has a field design. The analysis unit is made up of the gas processed at the Dn, Mn and Te generation centers, to be converted into energy (MW). It was obtained as a result that, in the CGD to generate 1 MW, 225 KSCFD was found, in the CGT to generate 1 MW, 225 KSCFD was required, and in the CGM to generate 1 MW, it was considered to be between 360 and 380 KSCFD. For the purposes of the calculations performed, 360 KSCFD is considered the standard value. When evaluating the transportation, treatment and processing integrated simulation model of natural gas streams, and it is compared with previous studies by Ecopetrol (2017), by performing mixture sensitivities it is found that the final result of mixing the San Francisco field stream with the Dina Gas Plant gas inlet stream, changes the Process Unit operational dynamics and alters the expected Liquid Recovery rates. Sensitivity analyzes in the sweetening and dehydration units showed that with flow rate increments in the gas treatment plant, purification efficiencies can be obtained without significant increase in consumables such as ethylene glycol, methyl diethanolamine. By mixing the DA's battery stream and San Francisco stream, the PTGD process units are not affected neither hydraulically nor thermally or mass transfer without a quality reduction in the gas stream to be used in the power plants. Therefore, the operation of the gas plant is not affected by changing the inlet gas flow rate or composition. The economic analysis showed that the savings in yearly energy costs are around \$1,713,010,329 COP / cte. due to the increment of 1,000 KPCFD to the PTGD, this plants yearly balance represents a better operational performance.

---

\* Postgraduate thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos Bucaramanga.  
Director Jairo Jesse Chamorro Narvaez

## 1. INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente, la falta de aprovechamiento del gas natural derivado de los campos de producción petrolera ha constituido una de las principales problemáticas a ser atendidas en la industria, puesto que este hidrocarburo en muchos países a nivel mundial es quemado, lo que además de generar un impacto ambiental negativo, no permite aprovechar su potencial energético.

En el contexto de la industria petrolera y gasífera colombiana, la vicepresidencia Regional Sur de Ecopetrol tiene como estrategia de crecimiento los campos que corresponden a la Gerencia de Desarrollo y Producción Huila-Tolima; allí pertenecen los campos de la coordinación Dina, Huila y Tello; también la coordinación San Francisco, Yaguará y Tolima; en la actualidad, específicamente desde 1 julio de 2018, se recibió la Planta de Tratamiento de Gas Dina (PTGD), que se construyó bajo la modalidad del contrato BOOMT; con el fin de poder dar el procesamiento y tratamiento adecuado al gas que viene asociado a los pozos de los 7 campos que de ella constituyen.

Lo anterior, con el objetivo de proceder a dejar el gas con la calidad requerida en condiciones RUT, esto, teniendo en cuenta que el gas natural está compuesto principalmente por metano ( $\text{CH}_4$ ), mezclado con otros hidrocarburos y diversos componentes no hidrocarburos. Lo que produce que, durante el transporte y la distribución por tuberías, el gas natural sufra cambios de presión y temperatura. Dichos cambios, pueden generar que hidrocarburos pesados, si existen en cantidades suficientes, pasen a forma líquida (Comisión de Regulación de Energía y Gas (2007).

De modo que, los referidos líquidos resultan indeseables tanto para los sistemas de transporte como para los equipos de los usuarios, puesto que pueden causar efectos adversos, tales como: pérdida de eficiencia en el transporte, riesgo de incendio y explosiones en los quemadores industriales, pérdida de eficiencia en los sistemas de combustión por taponamiento parcial de las boquillas, errores en los sistemas de medición, de allí la importancia de controlar las condiciones físico químicas en las que se encuentra el gas (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007).

Posteriormente, una vez verificado que el gas cumple dichos parámetros, se estima utilizarlo en la generación de energía, contribuyendo a la sostenibilidad eléctrica del campo; y adicionalmente, ser utilizado en el control de la producción de Productos blancos, como los son: el Gas licuado del petróleo (GLP) y la gasolina Natural (GLN).

Todo ello, con el objetivo de mantener la autosuficiencia energética en los campos, pero debido a la declinación natural del gas que actualmente se tiene en la Gerencia de Desarrollo y Producción Huila-Tolima; surge la necesidad de revisar indicadores de eficiencia energética, donde el principal punto es la generación de energía eléctrica, para tratar de mantener la operatividad de los pozos en el campo

inherente a ello, las plantas de recolección de crudo y la planta de inyección de agua en su continua operación.

Por lo anterior, la empresa ha comenzado con evaluar posibilidades para disminuir la importación de energía eléctrica al Sistema Interconectado Nacional (SIN), y poder apalancar la planta de tratamiento de Gas Dina para llevar gas tratado a los centros de generación Dn y Te; como principal oportunidad de desarrollo se tendría el gas que se produce en el campo San Francisco, donde en la actualidad se tienen turbinas para generación de energía eléctrica, pero su consumo es muy alto y su tiempo de arranque es muy lento, lo que genera pérdidas y diferidas de producción en el campo.

Lo dicho hasta aquí supone que, el transporte de este gas rico generaría ingresos económicos a la compañía por la producción de productos blancos como son el GLP y GLN, con dicha iniciativa de tratamiento del gas se mantendría el respaldo de los sistemas de generación eléctrica Dn y Te. Por otro lado, el campo San Francisco se supliría de energía eléctrica con el sistema de generación Dn, mejorando los tiempos de arranque y las caídas por fallas en el SIN. Para lograr esto, resulta necesario establecer un trabajo mancomunado entre la operación, autoridades eléctricas y autores inherentes a la operación que den la posibilidad de expansión del suministro de gas a la planta de tratamiento de gas Dina (PTGD).

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVO GENERAL.**

Evaluar el aprovechamiento del gas natural del campo San Francisco en el aseguramiento de la continuidad operativa de la Planta de Tratamiento de Gas Dina (PTGD).

### **2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Realizar un análisis con el fin de establecer la oferta, demanda y calidad del gas natural en la generación de energía eléctrica.

Establecer el modelamiento integrado de Simulación del transporte, tratamiento y procesamiento de la corriente de gas natural.

Evaluar el desempeño operacional con el fin de dar continuidad operativa a la planta de tratamiento de gas Dina (PTGD); su factor de eficiencia energética y estudio económico.

### 3. CUERPO DEL TRABAJO

En esta fase de la investigación se presenta el marco referencial del estudio, el cual aborda: marco teórico, marco conceptual, marco legal. Seguidamente, se expone el método empleado para alcanzar los objetivos de la investigación y los resultados obtenidos.

#### 3.1 MARCO REFERENCIAL

**3.1.1. Antecedentes.** Son numerosas las investigaciones que se han realizado para estudiar el uso del gas para la generación de energía eléctrica, tal es el caso del estudio de Díaz (2014), el cual buscó realizar un análisis de mezcla de gases como combustible para generación de energía eléctrica. Para ello:

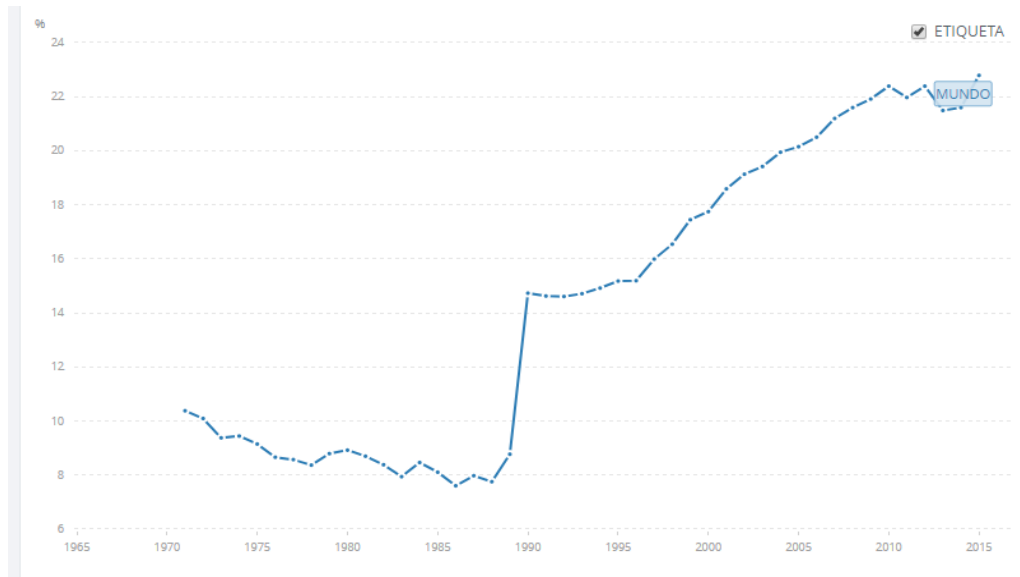
Se realizó un acondicionamiento al gas producido en las botas desgasificadoras, con el objetivo de eliminar los hidrocarburos pesados (líquidos), una vez acondicionado se lo mezcló en diferentes porcentajes con el gas proveniente de los separadores de producción FWKOs y la mezcla se la utilizó como combustible para motores de generación eléctrica (Díaz, 2014, p. 8).

Vale señalar que el acondicionamiento del gas consistió en un scrubber de entrada V-106 que separa la fase líquida de la corriente de gas, una primera etapa de compresión K104 que aumenta la presión de 4 psig a 20 psig, una etapa de enfriamiento de gas por debajo de su temperatura de rocío, de 192 F a 120 F, un segundo scrubber V108 para eliminar la fase líquida formada por el enfriamiento y una segunda etapa de compresión que aumenta la presión del gas de 20 psig a 50 psig (presión del gas de los FWKOs). Una vez tratado se lo mezcló con el gas de los FWKOs mediante un lazo de control tipo cascada (Díaz, 2014).

Finalmente, al analizar las propiedades del gas de baja presión tratado, se concluyó que por sí solo no puede ser utilizado como combustible para motores de generación eléctrica, puesto que su poder calórico es de aproximadamente 1695.8 Btu/pe3, excediendo el valor aceptado por los motores que es de 900-1200 Btu/pe3, al realizar la mezcla de gases el poder calórico se encuentra entre 977.18-1087.40 Btu/pe3, la mezcla de gases sí cumple con lo requerido (Díaz, 2014)

Aunado a lo anterior, se tiene que durante los últimos años la producción de electricidad a partir de fuentes de gas natural (% del total) a nivel mundial ha ido en incremento, en este sentido, en el siguiente gráfico se ilustra el efecto generación de energía de países que hacen parte de la OCDE.

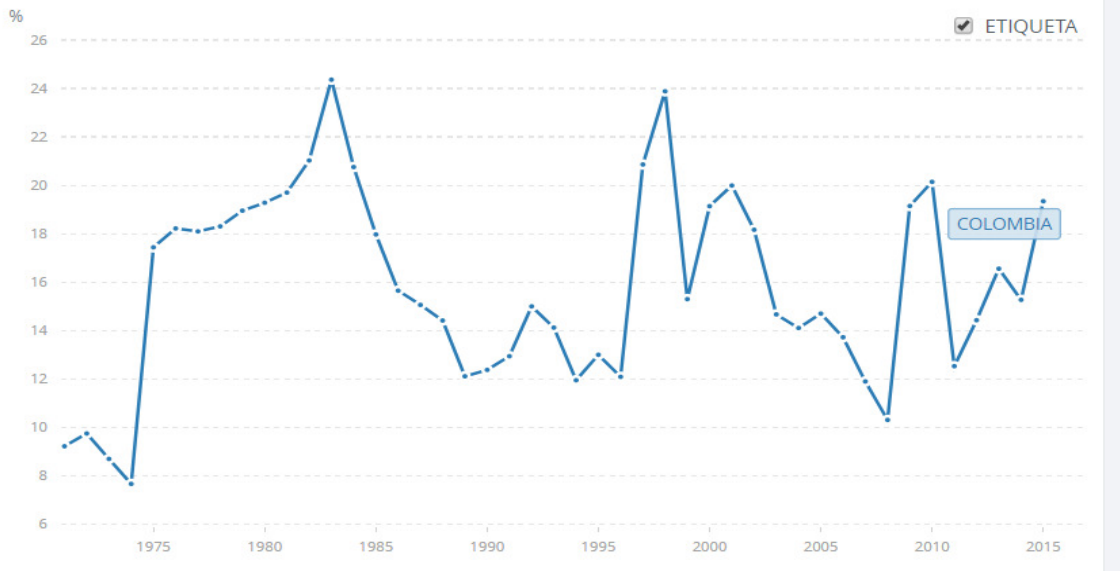
Figura 1. Efecto generación de energía de países que hacen parte de la OCDE.



Fuente: AIE (2010)

En este contexto, es importante señalar que el uso de la energía es importante para mejorar el nivel de vida de las personas. Pero la generación de electricidad también puede dañar el medio ambiente. Que tal daño ocurra depende en gran medida de cómo se genere la electricidad (AIE, 2010). En el caso colombiano, en la siguiente grafica se ilustra el comportamiento de la producción de electricidad a partir de fuentes de gas natural (% del total) durante los últimos años.

Figura 2. Producción de electricidad a partir de fuentes de gas natural (% del total) Colombia



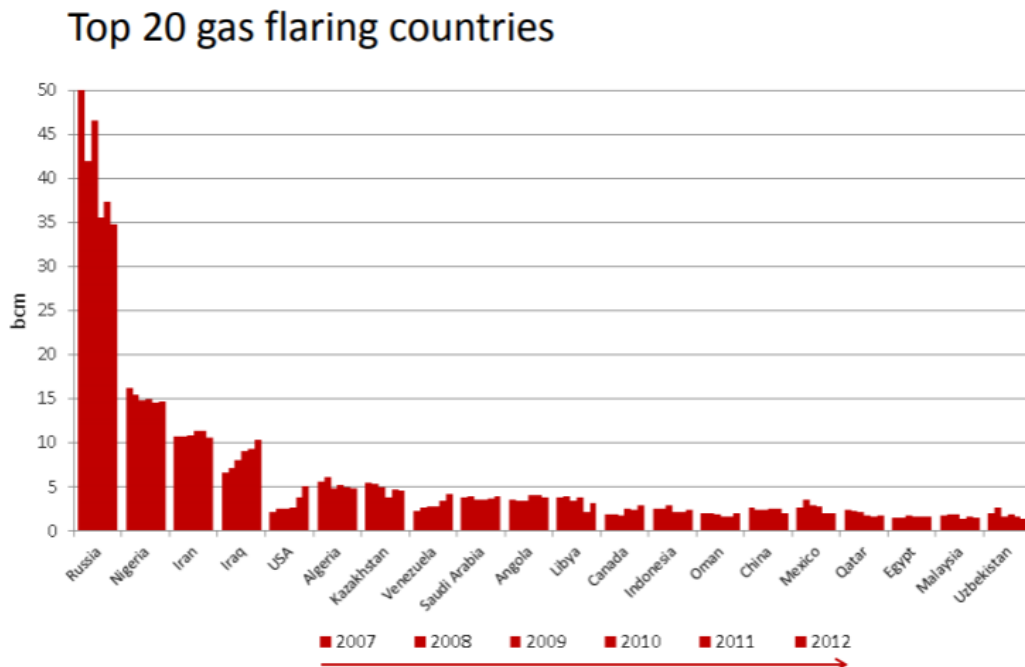
Fuente: AIE (2010)

Sin duda, la importancia para el desarrollo del gas natural es significativa, pues este recurso natural se considera una buena fuente de suministro de electricidad por varias razones económicas, operativas y ambientales, tales como:

- 1) Es técnica y financieramente de bajo riesgo.
- 2) Carbono más bajo en relación con otros combustibles fósiles.
- 3) Las plantas de gas pueden construirse relativamente rápido en aproximadamente dos años, a diferencia de las instalaciones nucleares, que pueden demorar mucho más. Además, las plantas de gas son flexibles tanto en términos técnicos como económicos, por lo que pueden reaccionar rápidamente a los picos de demanda, y están idealmente hermanadas con opciones renovables intermitentes como la energía eólica.

En relación con esta temática, destaca la gran cantidad de países a nivel mundial que realizan la quema de este hidrocarburo, sin aprovechar su potencial energético, en concordancia con esto, se destaca que los países que podrían cumplir con un tercio de sus objetivos de reducción de emisiones totales con reducciones de quema de gas incluyen a Irán (34%) y Sudán (34%). Mientras que los países que podrían alcanzar 5 a 20 % de su objetivo total de NDC incluyen Yemen (19%), Uzbekistán (19%), Camerún (15%), Congo (11%), Ecuador (8%), Costa de Marfil (7%) y Kazajstán (7%) (AIE, 2010). En la siguiente figura se hace referencia al ranking de países con más quema de gas.

Figura 3. Ranking de países con más quema de gas



Fuente: AIE (2010)

### 3.1.2. Marco teórico conceptual

Seguidamente se presentan las conceptualizaciones y teorías relacionadas con la investigación desarrollada y las variables bajo estudio.

**3.1.2.1. Gas natural.** El gas natural “es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles, no-asociado(solo), disuelto o asociado (acompañando al petróleo) o en depósitos de carbón” (Gómez, 2008, p. 4). El gas natural al igual que el petróleo se encuentra “en yacimientos en el subsuelo. Puede ser asociado (gas mezclado con crudo) o libre. Las propiedades del gas tales como: composición, gravedad específica, peso molecular promedio y poder calorífico varían de un yacimiento a otro” (Ecopetrol, 2014, p. 2). Desde otra perspectiva, se expone que:

El gas natural es una mezcla compleja de hidrocarburos, principalmente metano (CH<sub>4</sub>) junto con cantidades significativas de etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>), algunas trazas de hexano (C<sub>6</sub>H<sub>14</sub>) e hidrocarburos pesados. Dependiendo de su lugar de origen, el gas natural puede contener también compuestos inorgánicos tales como nitrógeno (N<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), disulfuro de carbono (CS<sub>2</sub>), agua (H<sub>2</sub>O) trazas de argón (Ar), hidrógeno (H<sub>2</sub>) y helio (He). (Mokhatab, Poe, y Mak, 2015).

Dentro del sector energético, el gas natural es “el combustible de mayor crecimiento en el mundo por las ventajas que ofrece su uso industrial, siderúrgico, petroquímico, doméstico y como fuente generadora de electricidad” (Cáceres, 2002, p. 13). Las principales ventajas del gas natural son:

No requiere mayor infraestructura para su uso, como tanques de almacenamiento, bombas, intercambiadores de calor, etc.

No requiere procesamiento previo o posterior a su uso en el punto de consumo, a diferencia de otros energéticos como el carbón que requiere molienda previa y remoción de cenizas después de su uso.

Es seguro en caso de fugas, debido a que se disipa fácilmente por el aire disminuyendo el riesgo de explosión generado por altas concentraciones.

Es más amigable con el medio ambiente.

La frecuencia de mantenimiento de los equipos que operan con gas natural es menor si se compara con la requerida por equipos que utilizan otros energéticos. (Ecopetrol, 2014, p. 2).

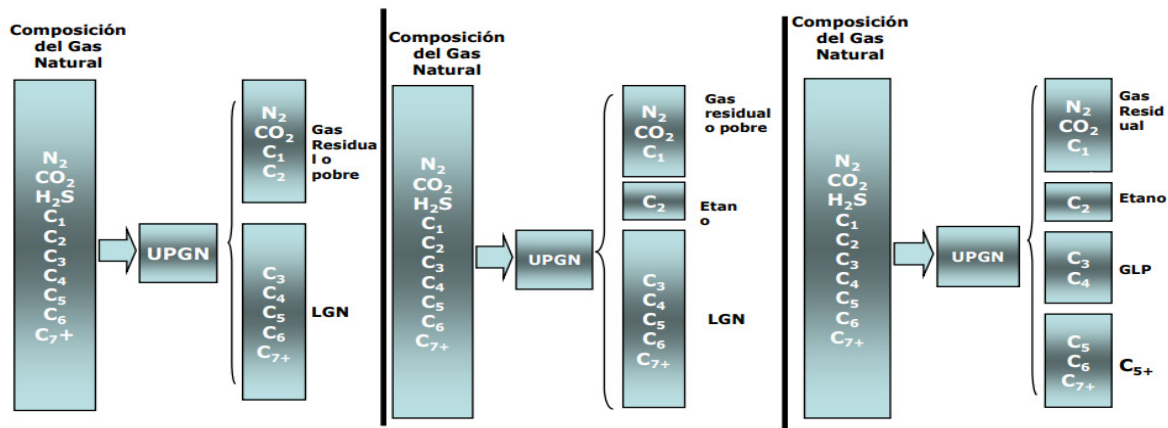
**3.1.2.2. Clasificación de gas natural.** De acuerdo con su composición, el gas se clasifica como seco (en su mayoría metano), húmedo (además del metano contiene otros hidrocarburos y compuestos inorgánicos) y condensado (la cantidad de hidrocarburos pesados es considerable y el gas es fácilmente condensable). El gas se clasifica también como rico o pobre en función de la cantidad de líquido que posea, y dulce o amargo según el contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> (Mokhatab, Poe, y Mak 2015).

El gas natural de acuerdo a sus propiedades físico químicas se clasifica en dulce, agrio, rico y pobre (Gómez, 2008), a continuación, se definen cada uno de ellos (Ver figura 4). El gas natural “es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su mayor parte está compuesto por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados” (Ecopetrol, 2014, p. 1).

En primer lugar, se define como gas dulce “aquel que no contiene sulfuro de hidrógeno” (Gómez, 2008, p. 4). Por otra parte, se denomina gas agrio aquel que “Contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno y por lo tanto es muy corrosivo” (Gómez, 2008, p. 4).

En cuanto al gas rico o húmedo, “es aquel del que puede obtenerse cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos. No tiene nada que ver con el contenido de vapor de agua (Gómez, 2008, p 4). Igualmente, se señala que “si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es alto se le denomina gas rico” (Ecopetrol, 2014, p. 1). Finalmente, se tiene el gas pobre o seco, el cual “está formado prácticamente por metano” (Gómez, 2008, p. 5). Igualmente, se plantea que “si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es bajo se le denomina gas seco. Las principales impurezas que puede contener la mezcla son vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros” (Ecopetrol, 2014, p. 1).

Figura 4. Clasificación del gas natural



Fuente: Gómez (2008)

**3.1.2.3. Poder calorífico.** Se denomina poder calorífico de un gas combustible la cantidad de calor que desprende en la combustión completa una unidad de masa o de volumen de gas.<sup>3</sup> Asimismo, se tiene que el poder calorífico de un gas se define como la energía térmica por unidad de volumen del gas. Se expresa en Btu/ft<sup>3</sup>. Para el gas natural, se encuentra aproximadamente en el rango de 900 y 1200 Btu/ft<sup>3</sup>. Hay dos valores de poder calórico utilizados en la industria. Estos son, el poder calorífico inferior (LHV) y poder calorífico superior (HHV). Para una mezcla de gases, se utiliza el poder calorífico bruto (Díaz, 2014, p. 26). Se calcula con los valores de poder calórico de los componentes y sus fracciones molares, utilizando la siguiente ecuación:

$$H_m = \sum(y_i H_i)$$

Ec. 1

$H_m$ = poder calórico de la mezcla, Btu/ft<sup>3</sup>

$Y_i$ = fracción molar del componente  $i$

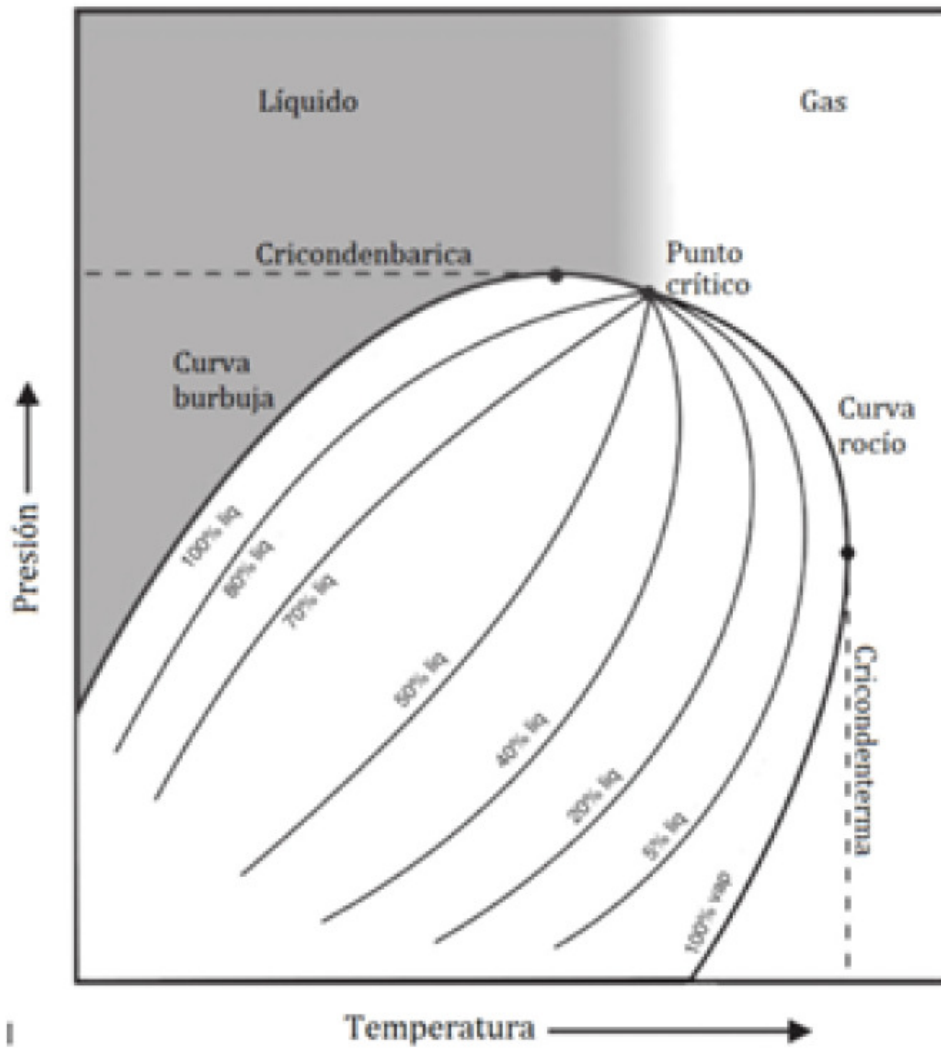
$H_i$ = poder calórico del componente, Btu/ft<sup>3</sup>

Entre las principales propiedades del gas natural se encuentran el poder calorífico (700 - 1600 BTU/pie<sup>3</sup>), gravedad específica, presión y temperatura pseudocríticas, viscosidad, factor de compresibilidad, entre otros. De acuerdo con Guo y Ghalambor (2014), el diseño y análisis de los sistemas de separación y plantas de procesamiento dependen en gran medida del conocimiento de los valores de dichas propiedades; las cuales pueden ser calculadas utilizando ecuaciones de estado (Arlex Chaves-Guerrero, Prieto Jiménez y González Silva, 2018) o con la ayuda de correlaciones empíricas. La Figura 5 que se ilustra a continuación muestra un diagrama de fases típico para un sistema multicomponente donde es posible visualizar propiedades importantes como el punto crítico, la curva de burbuja y de rocío, la zona de mezcla, y los puntos cricondentérmico y cricondenbárico.

---

<sup>3</sup> Fuente : instalaciones de gas domésticas y comerciales Ollé Ràfols, Josep María/ Editorial Uoc

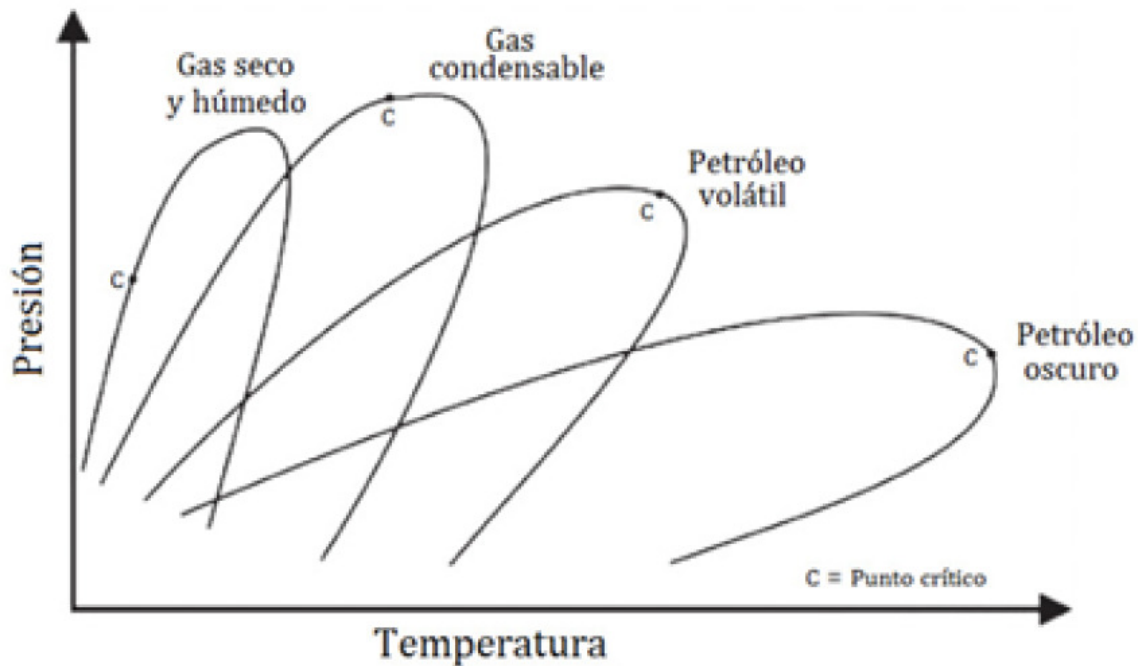
Figura 5. Diagrama Presión vs. Temperatura para diferentes tipos de yacimiento de hidrocarburos



Fuente: Bahadori (2014)

Durante el diseño de sistemas de separación, la curva de equilibrio termodinámico indica los límites de las variables y las condiciones de operación para las cuales es favorable la separación de fases del gas natural. Cronquist (1979) clasificó los yacimientos de hidrocarburos en cinco categorías (Figura 6): gas seco, gas húmedo, gas condensable, petróleo volátil y petróleo oscuro o pesado (Prieto, Gonzales y Chávez, 2019).

Figura 6. Diagrama de fases Presión vs. Temperatura para un sistema multi-componente



Fuente: Bahadori (2014)

Durante la fase de gas seco, la temperatura del yacimiento está lejos de la cricondentérma la trayectoria temperatura-presión seguida durante la producción no se acerca a la envolvente de fase, dando como resultado un gas libre de líquido. En la fase de gas húmedo, la temperatura del yacimiento se encuentra justo por encima de la cricondentérma, la trayectoria temperatura-presión seguida durante la producción se acerca un poco a la envolvente, resultando gas con un poco de líquido asociado. Y en la de gas condensable, normalmente, la temperatura del yacimiento se encuentra entre el punto crítico y la cricondentérma, el proceso de producción genera una cantidad considerable de hidrocarburos líquidos los cuales pueden ser aprovechados posteriormente (Prieto, Gonzales y Chávez, 2019).

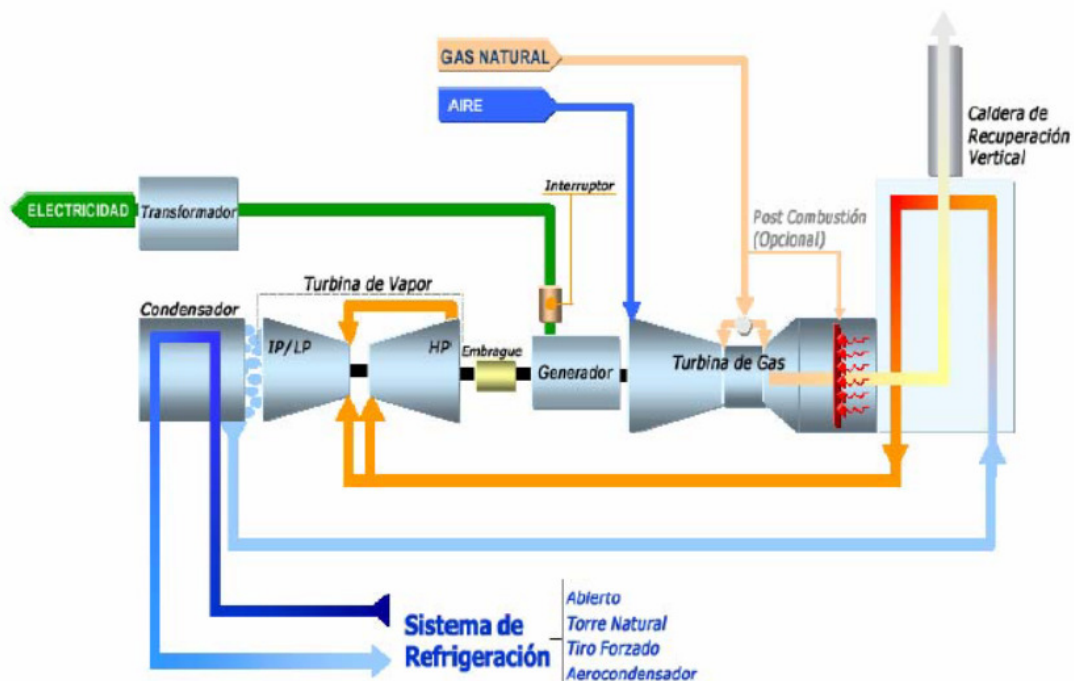
La fase líquida es separada del gas natural debido a un variado número de razones, entre las que se destacan: prevenir daños en equipos rotativos (compresores o turbinas), mantener las especificaciones de calidad, prevenir la formación de hidratos y otras formas de ensuciamiento aguas abajo del separador (Austrheim, Gjertsen, y Hoffmann, 2008b). Los procesos de separación multifase frecuentemente utilizados en las industrias de OGP (Oil, Gas and Petrochemical) se basan en la combinación de uno o varios principios de sedimentación por gravedad, impacto y fuerza centrífuga (Prieto, Gonzales y Chávez, 2019).

**3.1.2.4. Generación de energía eléctrica con gas natural.** En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía (química, cinética, térmica, lumínica, nuclear, solar entre otras), en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. La generación eléctrica se realiza, básicamente, mediante un generador eléctrico; si bien estos no difieren entre sí en cuanto a su principio de funcionamiento, varían en función a la forma en que se accionan (Elvidge, Bazilian, Zhizhin, Ghosh, Baugh, y Hsu, 2018). En este sentido, destaca que:

La generación de electricidad a partir de gas natural tiene un papel importante en la transición energética. Puede ayudar a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación atmosférica sustituyendo a la generación por quema de carbón y petróleo y apoyando la integración de las energías renovables variables en la combinación energética.” (Shell, 2018, p. 29).

El gas natural también posee el “potencial de contribuir significativamente al desarrollo económico de los países en desarrollo. También puede ayudar a mejorar la fiabilidad del suministro eléctrico apoyando la productividad en los países donde la electricidad es limitada o los cortes son frecuentes” (Shell, 2018, p. 29). En la figura que sigue, se ilustra el proceso de generación de energía eléctrica con gas natural (Benitez, 1999).

Figura 7. Generación de energía eléctrica con gas natural



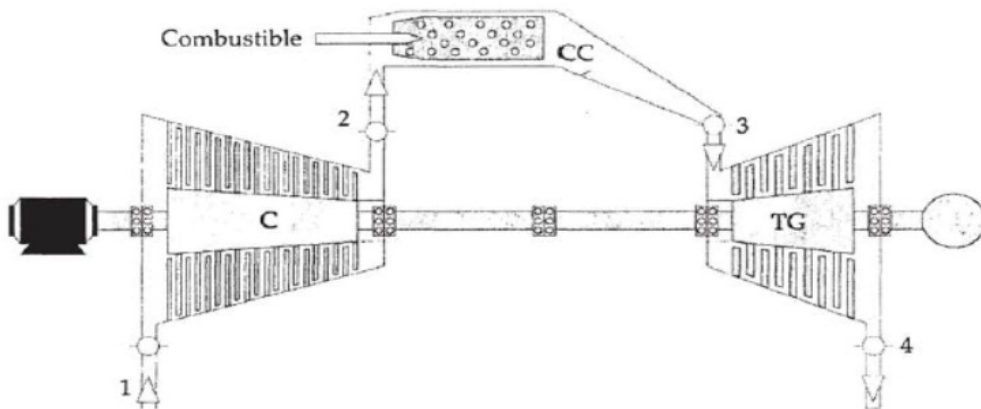
Fuente: Lugo et al. (2010)

En este contexto, es importante tener presente que:

A medida que el peso molecular de un gas aumenta (presencia de gases más pesados) el poder calórico (LHV) se incrementa y el número de metano decrece, es decir, el gas de baja presión por tener mayor presencia de condensados tiene un poder calórico mayor que el gas proveniente de los separadores de crudo, razón por la cual es necesario remover la mayor cantidad de gases pesados y condensables para disminuir el poder calórico y aumentar el número de metano (Díaz, 2014, p. 170).

**3.1.2.5. Ciclo simple ideal de la turbina de gas.** La turbina de gas es una maquina motriz, la cual se compone de un turbo compresor C, una cámara de combustión CC y una turbina de gas TG; estos tres dispositivos están conectados como se muestra en la figura de abajo. El compresor C aspira el aire atmosférico en el estado 1 y lo comprime hasta una presión  $P_2'$ . El aire comprimido entra en la cámara de combustión CC y a la vez se le inyecta un combustible líquido o gaseoso. La combustión se efectúa a presión constante y se generan gases a altas temperaturas (estado 3); estos gases se expanden en la turbina de gas TG hasta la presión atmosférica (Lugo et al. 2010). (Ver figura 5)

Figura 8. Ciclo simple ideal de la turbina de gas



Fuente: Lugo et al. (2010)

**3.1.2.6. Ecuación de estado Peng-Robinson.** Los métodos termodinámicos sirven “para calcular propiedades termodinámicas equilibrios de fase que sirvan para resolver balances de materia y energía en los equipos de la simulación, así como su dimensionado” (Villanueva, 2010, p. 4). Asimismo, se destaca que “la elección del método termodinámico en una simulación es un paso clave, una elección incorrecta invalida todos los resultados de la simulación. La elección dependerá de los compuestos presentes y rango de presión y temperatura del proceso a simular” (Villanueva, 2010, p. 5).

En este sentido, los métodos termodinámicos disponibles pueden agruparse en cuatro tipos fundamentales:

- 1) Ecuaciones de estado (EOS: Equations of state)
- 2) Modelos de coeficientes de actividad (LACM: Liquid activity coefficient methods)
- 3) Modelos combinados EOS-LACM (Predictivos)
- 4) Correlaciones especiales para sistemas específicos (polímeros, electrolitos, aminas, etc.) (Villanueva, 2010, p. 11).

Con base a lo anterior, y en el contexto de esta investigación se tiene que “El modelado de fluidos puros y mezclas de moléculas apolares (hidrocarburos) es relativamente fácil de modelar ya que sólo influyen las fuerzas de atracción y repulsión “físicas” entre moléculas. Para estos sistemas las EOS son más apropiadas” (Villanueva, 2010, p. 11).

En este orden de ideas, la ecuación de Peng-Robinson es la ecuación de estado más ampliamente usada en termodinámica de Ingeniería Química. Proporciona unas predicciones mejores para densidades de líquidos que la ecuación de Soave-Redlich-Kwong por Soave (1972). La ecuación requiere el uso de tres propiedades por compuesto puro:  $T_c$ ,  $P_c$  y el factor acéntrico  $w$  (Peng-Robinson 1976, citado por Giraldo 2005). Peng y Robinson fijaron varios objetivos para la derivación de la Ecuación de Estado que recibió su nombre en 1976 (Zavaleta, 2010). En principio decidieron desarrollar una ecuación de estado de dos parámetros y de tercer grado respecto al volumen que cumpliera lo siguiente:

1. Los parámetros deberían ser expresados como funciones de  $P_c$  (presión crítica),  $T_c$  (temperatura crítica) y el factor acéntrico % de Pitzer
2. Debería obtenerse una mejor aproximación de las propiedades en las proximidades del punto crítico, especialmente en la determinación de  $z_c$  y la densidad de la fase líquida.
3. Las reglas de mezcla no deberían utilizar más de un parámetro de interacción binaria, el cual debería ser independiente de la temperatura, presión y composición.

4. Debería poder aplicarse a todos los cálculos de las propiedades termodinámicas de fluidos en procesamiento de gas natural (Zavaleta, 2010). La ecuación propuesta es la siguiente:

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)} \quad \text{Ec. 2}$$

En el punto crítico

$$a(T_c) = 0.45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c}; \quad b(T_c) = 0.07780 \frac{RT}{P_c}; \quad z_c = 0.307 \quad \text{Ec. 3}$$

A otras temperaturas el parámetro  $a(T)$  es corregido de una manera análoga a la aplicada a la ecuación de Soave:

$$a(T) = a(T_c) \alpha(T_r, \omega) \quad \text{Ec. 4}$$

La función  $\alpha(T_r, \omega)$  es obtenida por correlación de datos experimentales de la presión de vapor en el rango de su existencia, con una cota superior igual al punto crítico, resultando en:

$$\alpha(T_r, \omega) = [1 + (0.37464 + 1.5422\omega - 0.2699\omega^2)(1 - T_r^{0.5})]^2 \quad \text{Ec. 5}$$

Esta ecuación puede expresarse en términos del factor de compresión en la forma polinómica siguiente:

$$z^3 - (1 - B)z^2 + (A - 3B^2 - 2B)z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

$$A = a \alpha \frac{P}{RT} = 0.45724 \frac{\alpha P_r}{T_r^2}; \quad B = \frac{bP}{RT} = 0.07780 \frac{P_r}{P_r^2} \quad \text{Ec. 7}$$

Para el caso de mezclas de compuestos se aplica reglas derivadas de aquellas de van der Waals y que son usuales para las ecuaciones cúbicas de estado

$$a_{ij} = \sum_i y_i y_j (a_{ij}) \quad b_{ij} = \sum_i y_i b_i ; (a_{ij}) = (1 - k_{ij}) \sqrt{(a_i a_j)} \quad (a_{ij})_{ii} = 1$$

$$A = \sum_i y_i y_j A_{ij} ; B = \sum_i y_i B_i ; A_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{(A_i A_j)}^{0.5} ; k_{ii} = 0$$

Ec. 8

Los parámetros binarios de interacción  $a_{ij}$

$$a_{ij} = (1 - k_{ij}) \sqrt{a_i a_j}$$

Ec. 9

Son considerados esenciales y son obtenidos por técnicas de optimización que consideran presiones experimentales correspondientes a los puntos de burbuja para pares de sustancias sobre un rango apropiado de presiones y temperaturas. Algunos de estos parámetros dependen de la temperatura y en general no existen muchos valores disponibles en la literatura técnica corriente.

Esta ecuación conjuntamente con la de Soave, son muy utilizadas por su relativa sencillez y precisión aceptable, si bien ecuaciones de estado complejas y de grado superior son utilizadas en aplicaciones criogénicas (Benedict-Webb-Rubin-Starling, BWRS) y de cálculo de entalpías residuales (Lee-Kesler, LK) (Zavaleta, 2010).

**3.1.2.7. Sistemas de simulación.** Los sistemas de simulación son softwares dedicados fundamentalmente a la industria con el objetivo de mejorar e incrementar la eficiencia de las mismas a permitir hacer simulaciones de diferentes procesos antes de que ocurran en realidad, las cuales producen resultados que pueden ser analizados para una futura realización de los mismos (Ecured, 2011).

Existe una gran variedad de simuladores de procesos comerciales, algunos de las cuales son poderosas herramientas de cálculo, con inmensos bancos de datos que contienen las propiedades físicas de miles de compuestos y sustancias químicas, selección de modelos termodinámicos, cálculos de equipos (teórico y real), análisis de costo, estado de agregación y condiciones de operación, que le dan al simulador la ventaja de una gran versatilidad (Ecured, 2011).

En la industria del gas, uno de los sistemas más utilizados es HYSYS, el cual es un programa interactivo enfocado a la ingeniería de procesos y la simulación, que se puede utilizar para solucionar toda clase de problemas relacionados con procesos químicos. Este simulador cuenta con una interfaz muy amigable para el usuario, además de permitir el empleo de operadores lógicos y herramientas que facilitan la simulación de diversos procesos. Fue adquirido por AspenTech en el 2004 por lo que es desarrollado en la actualidad por Aspen Technology (Ecured, 2011).

Es un simulador bidireccional, ya que el flujo de información va en dos direcciones (hacia delante y hacia atrás). De esta forma, puede calcular las condiciones de una corriente de entrada a una operación a partir de las correspondientes a la corriente de salida sin necesidad de cálculos iterativos. Posee un entorno de simulación modular tanto para estado estacionario como para régimen dinámico. Es un software para la simulación de plantas petroquímicas y afines (Ecured, 2011).

Los paquetes de simulación no son sistemas expertos. Los ingenieros deben especificar las operaciones unitarias han ser ejecutadas, las conexiones entre las diferentes operaciones unitarias, las condiciones de operación, y son los responsables de un óptimo diseño. Los programas de computador tan sólo ejecutan balances de masa y energía en la misma forma como si fueran realizados a mano (Ecopetrol, 2018).

**3.1.3. Marco legal.** Mediante la Resolución CREG 071 de 1999 se adoptó el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT-. En la tabla siguiente se establecen las especificaciones de calidad del gas natural entregado al Transportador por parte del Remitente en el Punto de Entrada al Sistema de Transporte así:

Tabla 1. Especificaciones de la calidad del gas natural

<b>Especificaciones</b>	<b>Sistema internacional</b>	<b>Sistema ingles</b>
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m <sup>3</sup>	1.150BTU/ft <sup>3</sup>
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35.4 MJ/m <sup>3</sup>	950BTU/ft <sup>3</sup>
Contenido líquido	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H <sub>2</sub> S máximo	6 mg/m <sup>3</sup>	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m <sup>3</sup>	1.0 grano/100PCS
Contenido de CO <sub>2</sub> máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N <sub>2</sub> máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máximo	97 mg/m <sup>3</sup>	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49°C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	4.5°C	40°F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1.6 mg/m <sup>3</sup>	0.7 grano/1000pc

Fuente: Resolución CREG 071 de 1999

## **4. MÉTODO**

En esta fase del estudio se presentan todos los aspectos metodológicos que guiaron la realización del estudio para alcanzar los objetivos específicos planteados al inicio del mismo, tales como: nivel, diseño y tipo de investigación, herramientas y procedimientos, entre otros.

### **4.1. Nivel de investigación**

Dados que el estudio tiene por objetivo la evaluación del aprovechamiento del gas natural del campo San Francisco en el aseguramiento de la continuidad operativa de la Planta de Tratamiento de Gas Dina (PTGD), la investigación se ubica en el nivel descriptivo, la misma es aquella que:

...consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere (Arias, 2012, p. 24).

Con relación a este planteamiento, se tiene que será necesario recopilar información cuantitativa que permita describir los procesos asociados al tratamiento del gas natural en la realidad bajo estudio, de manera que las variables e indicadores sean medidos de forma óptima, dando respuesta a los objetivos específicos planteados.

### **4.2. Diseño de investigación**

Aunado a lo anterior, puesto que la investigación recopilará información directamente de la realidad bajo estudio, tendrá un diseño mixto: de campo experimental y documental. La investigación de campo es aquella que:

...consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna, es decir, el investigador obtiene la información, pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de investigación no experimental (Arias, 2012, p. 31).

Al mismo tiempo, se tiene que la investigación experimental “es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)” (Arias, 2012, p. 34).

En el contexto del presente estudio, la información recopilada está relacionada con el proceso de producción, transporte y compresión de gas natural, desde el campo San Francisco hasta la Planta de Tratamiento de Gas Dina (PTGD), con el propósito de generar la energía eléctrica necesaria para sostenibilidad eléctrica de los campos; y al mismo tiempo, producción de productos blancos como lo son el

Gas licuado del petróleo (GLP) y gasolina Natural (GLN). Por otro lado, la investigación documental:

Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos. (Arias, 2012, p. 27).

En este sentido, para el desarrollo del estudio se consultaron registros de información de fiscalización de gas y medición de energía entregada por los Centros de Generación y simulación de procesos.

#### **4.3. Unidad de análisis**

La unidad de análisis está conformada por el gas procesado en los centros de generación Dn, Mn y Te para ser convertido en energía (MW)

#### **4.4. Herramientas y procedimientos**

Para la recopilación de los datos se utilizaron técnicas e instrumentos de recolección de datos entrevistas no estructuradas o informal aplicadas a personal operativo. En esta modalidad no se cuenta con “una guía de preguntas elaboradas previamente. Sin embargo, se orienta por unos objetivos preestablecidos que permiten definir el tema de la entrevista, de allí que el entrevistador deba poseer una gran habilidad para formular las interrogantes sin perder la coherencia” (Arias, 2012, p. 73).

Seguidamente, se describen las herramientas y procedimientos utilizados para dar cumplimiento a cada uno de los objetivos del estudio en cada una de sus fases:

#### **Fase 1: Análisis con el fin de establecer la oferta, demanda y calidad del gas natural en la generación de energía eléctrica.**

Para la recopilación de datos que dan respuesta a este objetivo se siguieron los siguientes pasos o etapas:

1. Recopilación de datos de la oferta de gas natural proveniente de los Centro Generación Dn (CGD), Mn (CGM) y Te (CGT) durante el periodo 2017 – 2019
2. Tabular en registro la cantidad del CGD, CGM y CGT y calcular la energía que generan el CGD, CGM y CGT sobre el gas (MW), esto se realiza dividiendo la cantidad de gas entre la cantidad estándar 360, obteniendo los MW producidos para el periodo bajo estudio.
3. Calcular el promedio de gas tratado mensualmente para la generación de energía (MW) en el CGD, CGM y CGT.

4. Graficar la cantidad de gas tratado para visualizar la tendencia del mismo en el CGD, CGM y CGT para la producción de energía.

5. Recopilación y consulta de reporte más reciente de potencia eléctrica promedio demandada en la GAM.

6. Tabulación de la potencia eléctrica promedio demandada en la GAM.

7. Descripción de los parámetros de calidad en el gas natural de la PTGD:

## **Fase 2: Modelamiento integrado de Simulación del transporte, tratamiento y procesamiento de la corriente de gas natural.**

Para la recopilación de datos que dan respuesta a este objetivo se siguieron los siguientes pasos o etapas:

1. Iniciar el software de simulación HYSYS.
2. Crear un nuevo caso de simulación.
3. Entorno de base de simulación.
4. Entorno de caracterización del hidrocarburo.
5. Creación de diagrama de flujo principal (entorno).
6. Creación de Sub flujograma (entorno).

Igualmente, las herramientas y equipos utilizados fueron:

1. Software de simulación HYSYS.
2. Computador (PC).
3. Esquemas de procesos en planta como PFDs y P&D.

## **Fase 3: Desempeño operacional con el fin de dar continuidad operativa a la planta de tratamiento de gas Dina; su factor de eficiencia energética y estudio económico.**

Para la recopilación de datos que dan respuesta a este objetivo se siguieron los siguientes pasos o etapas:

1. Análisis de sensibilidad de las unidades de proceso ante cambios en el caudal e identificación de variables que mayor afectan la eficiencia de purificación del gas.
2. Propuesta de ingeniería básica para la reinstalación de los equipos eléctricos y de control.

3. Recopilación de datos económicos en la operación de la PTGD.
4. Cálculo de los costos directos de inversión mediante la metodología de análisis de precios unitarios.
5. Balance de las proyecciones económicas y comparación del proceso actual con el modificado.
6. Análisis de los resultados económicos.

Igualmente, las herramientas y equipos utilizados fueron:

1. Software de simulación HYSYS
2. Balance financiero de la Planta de Tratamiento de Gas Dina (PTGD).
3. Computador (PC).

## 5. RESULTADOS

### 5.1. Análisis de la oferta, demanda y calidad del gas natural en la generación de energía eléctrica

En primer lugar, para dar respuesta a este objetivo específico se presenta la comparación entre el gas natural procesado en los centros de generación Dn, Mn y Te, relacionando la energía que genera cada uno de ellos sobre el gas (MW). En este orden de ideas, en la tabla 2, se ilustra la oferta de gas natural proveniente del Centro Generación Dina (CGD).

Tabla 2. Oferta de gas natural proveniente del Centro Generación Dina (CGD)

FECHA	TOTAL, GAS CGD (KPCM)	ENERGIA QUE GENERA EL CGD SOBRE EL GAS (MW)
01/01/2017	2027,0	9,0
01/02/2017	2284,0	10,2
01/03/2017	2467,5	11,0
01/04/2017	2665,6	11,8
01/05/2017	2450,8	10,9
01/06/2017	2367,0	10,5
01/07/2017	2412,8	10,7
01/08/2017	2485,5	11,0
01/09/2017	2167,6	9,6
01/10/2017	2021,9	9,0
01/11/2017	2343,3	10,4
01/12/2017	2291,3	10,2
01/01/2018	2276,5	10,1
01/02/2018	2085,7	9,3
01/03/2018	1802,2	8,0
01/04/2018	1632,0	7,3
01/05/2018	1512,8	6,7
01/06/2018	1784,1	7,9
01/07/2018	1864,7	8,3
01/08/2018	1684,6	7,5
01/09/2018	1631,9	7,3
01/10/2018	1619,2	7,2
01/11/2018	1930,5	8,6
01/12/2018	2077,1	9,2
01/01/2019	1924,5	8,6
01/02/2019	1976,2	8,8
01/03/2019	1967,5	8,7

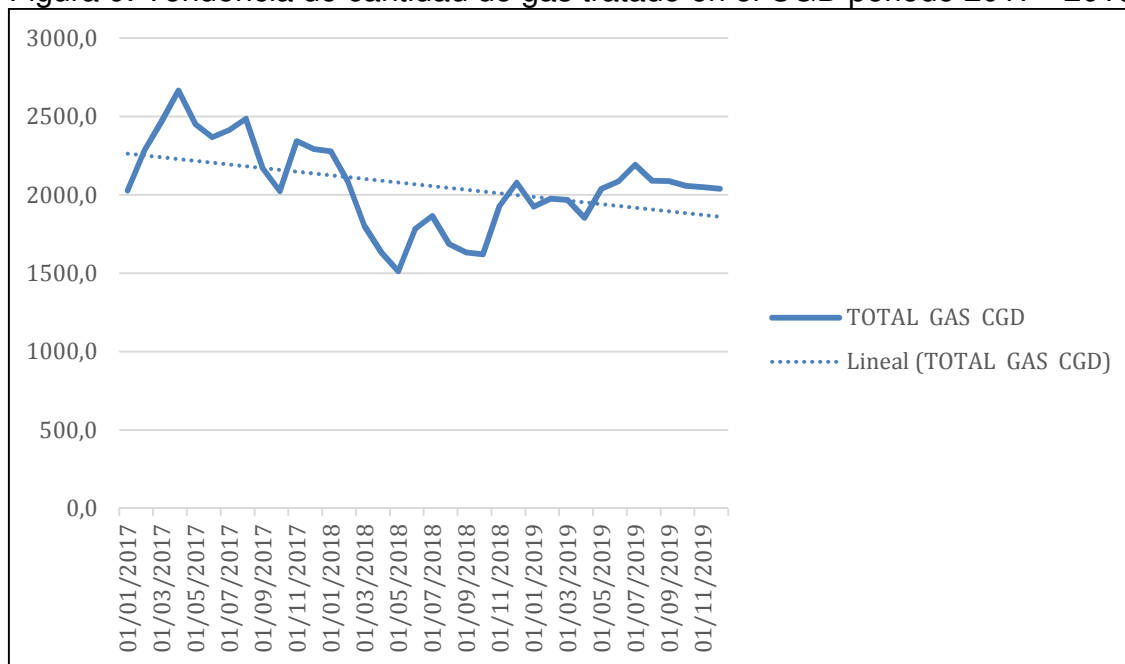
FECHA	TOTAL, GAS CGD (KPCM)	ENERGIA QUE GENERA EL CGD SOBRE EL GAS
01/04/2019	1852,9	8,2
01/05/2019	2038,8	9,1
01/06/2019	2086,6	9,3
01/07/2019	2191,3	9,7
01/08/2019	2089,2	9,3
01/09/2019	2087,0	9,3
01/10/2019	2056,4	9,1
01/11/2019	2048,9	9,1
01/12/2019	2038,7	9,1
<b>Promedio</b>	<b>2062,3</b>	<b>9,2</b>

Fuente: Elaboración Propia basado en Ecopetrol (2019)

En la tabla anterior, se observa los registros del gas total (GT) recibido en el Centro de Generación Dn, así como la energía que genera el CGD sobre el gas (MW), tal como se representa durante el periodo 2017- 2019 el promedio del (GT) recibido fue de 2062,3 kpcm, y el promedio de energía generada por el CGD sobre dicho gas asciende a 9,2 MW mensuales. Aunado a esto, en la figura 8 que se muestra a continuación se observa una tendencia ligeramente decreciente en los niveles de gas tratado en el referido centro de generación durante el periodo bajo análisis.

Lo que se busca es mantener los niveles de producción de energía considerando que alrededor del 20% del total neto de gas que entra a la planta se utiliza como autoconsumo, teas y producción de productos blancos. Igualmente, es de señalar que los siete (7) campos que constituyen la Planta de Tratamiento de Gas Dina no producen suficiente gas para atender la demanda, por ello es necesario la adquisición y/o compra en determinado volumen de gas como energía a fuentes externas (SUR-ENERGY) para suplir la demanda eléctrica del campo.

Figura 9. Tendencia de cantidad de gas tratado en el CGD periodo 2017 - 2019



En contraste con lo anterior, en la tabla 3 se representan los datos registrados para el mismo periodo en el Centro de generación Mn.

Tabla 3. Oferta de gas natural proveniente del Centro Generación Mn (CGM)

FECHA	TOTAL GAS CGM (KPCM)	ENERGIA QUE GENERA EL CGM SOBRE EL GAS (MW)
01/01/2017	2832,0	7,9
01/02/2017	3002,1	8,3
01/03/2017	2711,6	7,5
01/04/2017	2802,0	7,8
01/05/2017	2711,6	7,5
01/06/2017	2802,0	7,8
01/07/2017	2711,6	7,5
01/08/2017	2711,6	7,5
01/09/2017	2802,0	7,8
01/10/2017	2711,6	7,5
01/11/2017	2802,0	7,8
01/12/2017	2711,6	7,5
01/01/2018	2711,6	7,5
01/02/2018	3002,1	8,3
01/03/2018	2711,6	7,5
01/04/2018	2802,0	7,8
<b>FECHA</b>	<b>TOTAL GAS CGM (KPCM)</b>	<b>ENERGIA QUE</b>

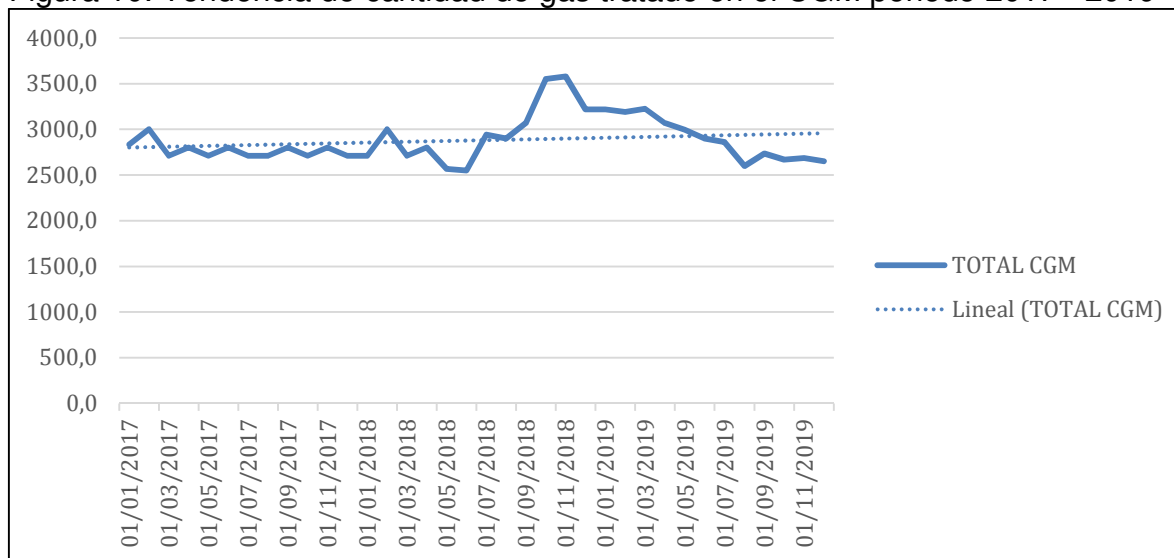
		<b>GENERA EL CGM SOBRE EL GAS (MW)</b>
<b>01/05/2018</b>	2568,3	7,1
<b>01/06/2018</b>	2549,9	7,1
<b>01/07/2018</b>	2942,3	8,2
<b>01/08/2018</b>	2898,6	8,1
<b>01/09/2018</b>	3070,8	8,5
<b>01/10/2018</b>	3550,6	9,9
<b>01/11/2018</b>	3579,9	9,9
<b>01/12/2018</b>	3219,8	8,9
<b>01/01/2019</b>	3218,3	8,9
<b>01/02/2019</b>	3192,1	8,9
<b>01/03/2019</b>	3226,6	9,0
<b>01/04/2019</b>	3069,6	8,5
<b>01/05/2019</b>	2993,7	8,3
<b>01/06/2019</b>	2900,8	8,1
<b>01/07/2019</b>	2860,7	7,9
<b>01/08/2019</b>	2597,1	7,2
<b>01/09/2019</b>	2736,9	7,6
<b>01/10/2019</b>	2668,9	7,4
<b>01/11/2019</b>	2687,9	7,5
<b>01/12/2019</b>	2651	7,4
<b>Promedio</b>	<b>2881,2</b>	<b>8,0</b>

Fuente: Elaboración Propia basado en Ecopetrol (2019)

En la tabla 3 ilustrada previamente, se observa los registros del gas total (GT) recibido en el Centro de Generación Mn, relacionado con la energía que genera el CGM sobre el gas (MW), durante el periodo 2017- 2019. Vale señalar que el promedio mensual del (GT) recibido fue de 2881,2 kpcm, y el promedio de energía generada por el CGM sobre dicho gas asciende a 8,0 MW mensuales.

Al mismo tiempo, en la figura 9 se observa una tendencia ligeramente creciente en los niveles de gas tratado en el CGM durante el periodo bajo estudio. Vale señalar que este centro generador, a diferencia del CGD y CGT, se encuentra equipado para procesar todo tipo de gas (Turbinas a Gas), sin necesidad de pasar por un proceso de tratamiento previo para su generación eléctrica.

Figura 10. Tendencia de cantidad de gas tratado en el CGM periodo 2017 - 2019



Finalmente, en la tabla 4 se presentan los datos registrados para el mismo periodo en el Centro de generación Te.

Tabla 4. Oferta de gas natural proveniente del Centro Generación Te (CGT)

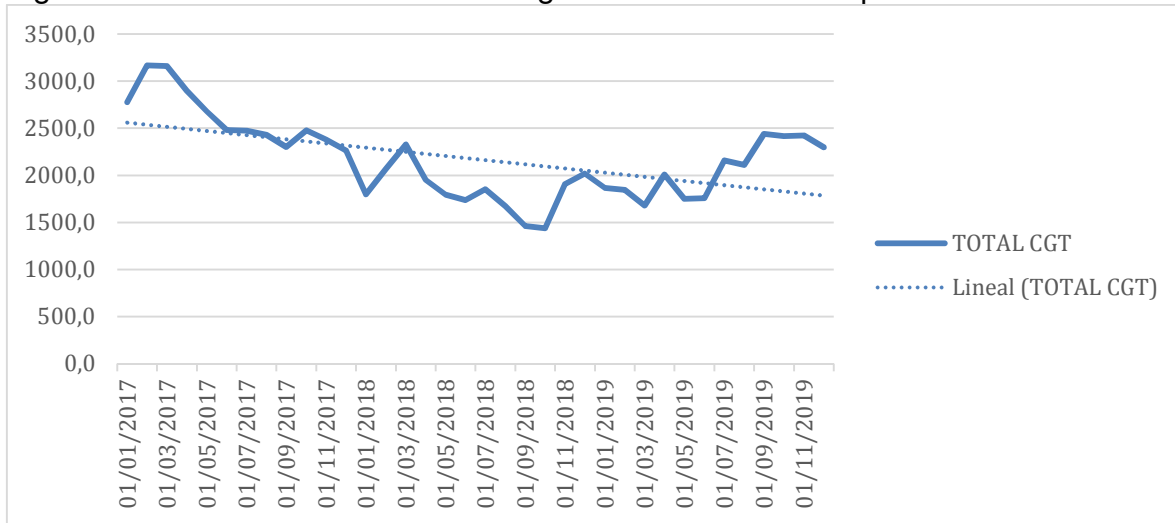
FECHA	TOTAL GAS CGT (KPCM)	ENERGIA QUE GENERA EL CGT SOBRE EL GAS (MW)
01/01/2017	2775,6	12,3
01/02/2017	3166,4	14,1
01/03/2017	3161,1	14,0
01/04/2017	2897,8	12,9
01/05/2017	2678,2	11,9
01/06/2017	2479,5	11,0
01/07/2017	2474,0	11,0
01/08/2017	2430,7	10,8
01/09/2017	2299,4	10,2
01/10/2017	2478,2	11,0
01/11/2017	2377,6	10,6
01/12/2017	2262,5	10,1
01/01/2018	1798,9	8,0
01/02/2018	2067,1	9,2
01/03/2018	2327,5	10,3
01/04/2018	1952,1	8,7
01/05/2018	1795,9	8,0

FECHA	TOTAL GAS CGT (KPCM)	ENERGIA QUE GENERA EL CGT SOBRE EL GAS (MW)
01/06/2018	1735,9	7,7
01/07/2018	1852,0	8,2
01/08/2018	1672,0	7,4
01/09/2018	1461,3	6,5
01/10/2018	1436,5	6,4
01/11/2018	1907,4	8,5
01/12/2018	2018,6	9,0
01/01/2019	1866,6	8,3
01/02/2019	1844,1	8,2
01/03/2019	1677,9	7,5
01/04/2019	2007,9	8,9
01/05/2019	1751,8	7,8
01/06/2019	1758,1	7,8
01/07/2019	2157,3	9,6
01/08/2019	2108,8	9,4
01/09/2019	2439,6	10,8
01/10/2019	2417,7	10,7
01/11/2019	2421,8	10,8
01/12/2019	2295,8	10,2
<b>Promedio</b>	<b>2173,7</b>	<b>9,7</b>

Fuente: Elaboración Propia basado en Ecopetrol (2019)

En la tabla 4, se ilustran los registros del (GT) recibido en el Centro de Generación Tello durante el periodo 2017-2019, relacionado con la energía que genera el CGT sobre el gas (MW). A este respecto, destaca que el promedio mensual del GT recibido fue de 2173,7 kpcm, y el promedio de energía generada por el CGT sobre dicho gas asciende a 9,7 MW mensuales. Al mismo tiempo, es importante señalar que en la figura 10 se observa una tendencia decreciente en los niveles de gas tratado en el CGT durante el periodo bajo estudio.

Figura 11. Tendencia de cantidad de gas tratado en el CGT periodo 2017 - 2019



En relación con los resultados presentados, en el CGD para generar 1 MW se requieren 225 KSCF, en el CGT para generar 1 MW requiero 225 KSCF, y en el CGM para generar 1 MW se requieren entre 360-380 KSCF. Para efectos de los cálculos realizados se utilizó como valor estándar 360 KSCF.

En cuanto a la demanda de gas natural, seguidamente se presenta el reporte más reciente (Enero, 2020) de potencia eléctrica promedio demandada en la GAM. Vale señalar que las cifras presentadas incluyen la potencia de autoconsumo en los CGD y CGT.

Tabla 5. Potencia eléctrica promedio demandada en la GAM

	Potencia generada (MW)	Potencia importada		Total potencia promedio (MW)	Maquinas en líneas (EA)	Consumo de gas (KSCFD)	Eficiencia promedio de gas (KSCFD/MW)	Gas faltante estimado (KSCFD)
		SIN (MW)	CGD (MW)					
<b>MN-CGM</b>	7,48	6,29	0.00	13,77	2	2,800	374	2,355
<b>DN-CGD</b>	9,42	3,19	0.00	12,61	4	1,991	211	674
<b>TE-CGT</b>	10,74	0,35	0.00	11,09	4	2,375	221	77
<b>TOTAL</b>	<b>27,64</b>	<b>9,83</b>	<b>0.00</b>	<b>37,47</b>		<b>7,166</b>	<b>269</b>	<b>3,106</b>

Fuente: Elaboración propia basado en Ecopetrol (2020)

Sumado a lo anterior, seguidamente se presentan el seguimiento de los parámetros de calidad en el gas natural de la PTGD:

- **Temperatura gas salida:** luego del proceso de refrigeración pasa por intercambiador de calor Gas/Gas lo cual calienta la corriente de salida, alcanzando por diseño los valores del rango de temperatura.

- **Humedad:** Se mide con un medidor de humedad en línea; la humedad se controla en los distintos procesos de separación de las corrientes de carga a la planta: Separador de entrada, separadores de compresores, filtros, y finalmente, en el proceso de deshidratación con glicol por absorción.

- **Poder calorífico:** Esta variable es indirecta de acuerdo con la composición del gas así mismo aumenta o disminuye este parámetro, luego esta se controla con los componentes que más aportan poder calorífico como lo es el propano, mediante el cromatógrafo en línea se lleva seguimiento de esta variable (Ver anexo 1).

- **Número de metano:** número normalizado para caracterizar la capacidad del gas natural para no llegar a producir detonación en los motores. Se mide como la detonación que produce el combustible comparada con los patrones de referencia conocidos.

- **Contenido de propano / temperatura de punto de rocío:** Se realiza mediante la disminución de temperatura del gas natural, mediante intercambiadores de calor Gas /Gas, Gas / líquido, sistema de refrigeración mecánica por compresión de vapor con propano, mediante válvula JT. Lo que hace, es disminuir la temperatura del gas natural con el fin de condensar las sustancias “condensables” entre ellas el propano y más pesados C3+, con esto se controla igualmente la aparición de la primera gota (*Temp Dew Point*) la cual entre más baja mejor el aporte de productos pesados.

- **Oxígeno:** Se realiza seguimiento por medio de cromatografía, aunque los pozos no deben producir O<sub>2</sub>, además se está controlando también en los equipos que comprimen la presión de gas.

- **Heptano:** Se realiza seguimiento mediante cromatógrafo de gases; se controla mediante procesos de separación y disminución de temperatura para recuperación de hidrocarburos líquidos, ya que este es un compuesto pesado.

- **CO<sub>2</sub>:** Se realiza control mediante el sistema de endulzamiento de gas por absorción con metildietanolamina, Se hace seguimiento por cromatografía de gases.

- **Contenido de Nitrógeno:** Es indirecto el control de este parámetro, la entrada de N<sub>2</sub> en el gas dina esta <2%

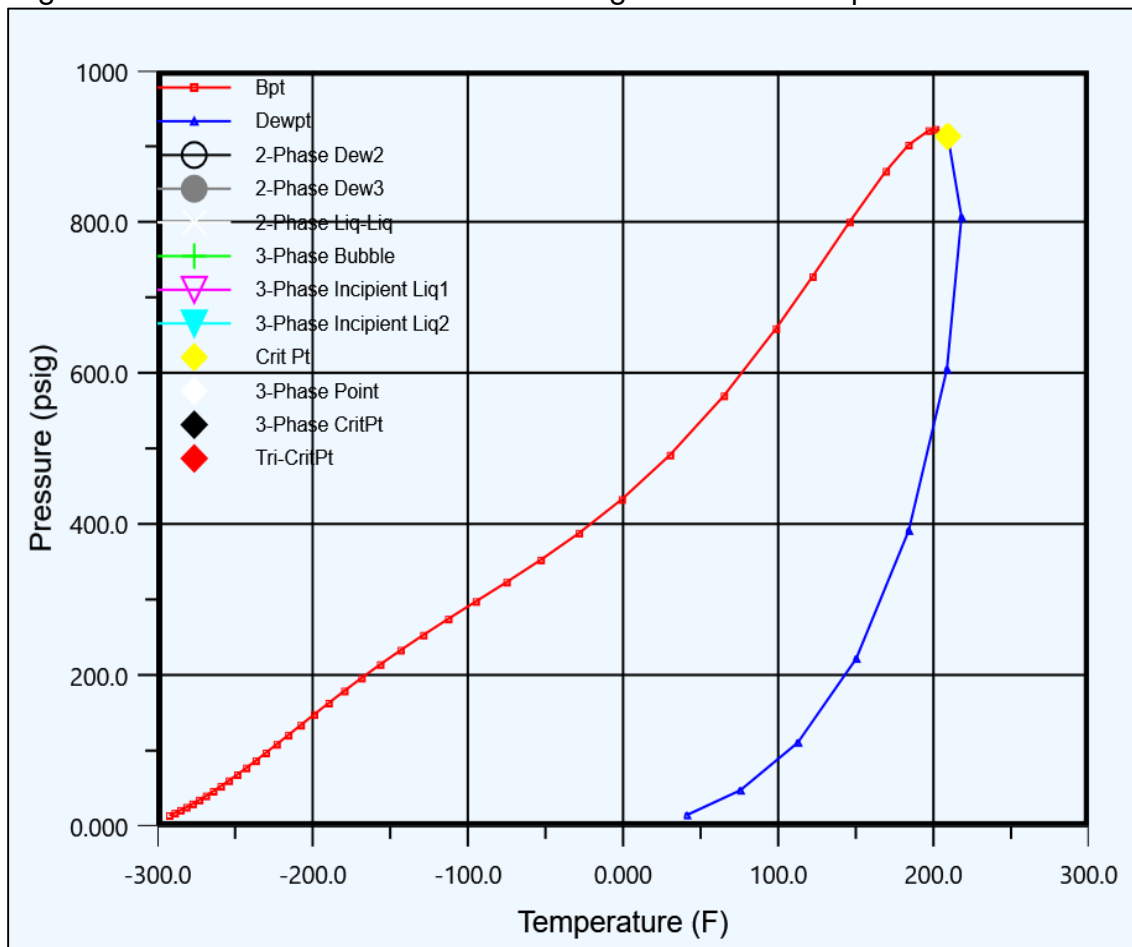
En cuanto a las características del gas, seguidamente, se presenta la composición de la mezcla de las corrientes de gas de las baterías Satélite y Monal del campo San Francisco y que se suministra al Centro de Generación Monal (Ecopetrol, 2017):

Tabla 6. Composición del gas mezcla del Campo San Francisco que se suministra a CGM

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	2.106	48511.0	18.175	18.212	0.277	0.000	0.000
METHANE	4.154	11347.2	75.435	75.305	0.417	762.493	686.243
ETHANE	4.211	994.6	3.186	3.202	0.033	56.800	51.963
PROPANE	4.327	541.2	1.188	1.205	0.018	30.397	27.968
I-BUTANE	4.489	343.5	0.536	0.551	0.011	17.967	16.571
N-BUTANE	4.619	377.9	0.562	0.579	0.012	18.947	17.488
I-PENTANE	5.065	284.9	0.325	0.342	0.009	13.702	12.670
N-PENTANE	5.286	186.5	0.208	0.220	0.005	8.844	8.177
OXYGEN	6.084	15.5	0.006	0.006	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	6.308	823.8	0.319	0.318	0.003	0.000	0.000
N-HEXANE	6.806	64.8	0.060	0.061	0.002	2.888	2.674
Total					0.787	912.038	823.755

Fuente: Ecopetrol (2019)

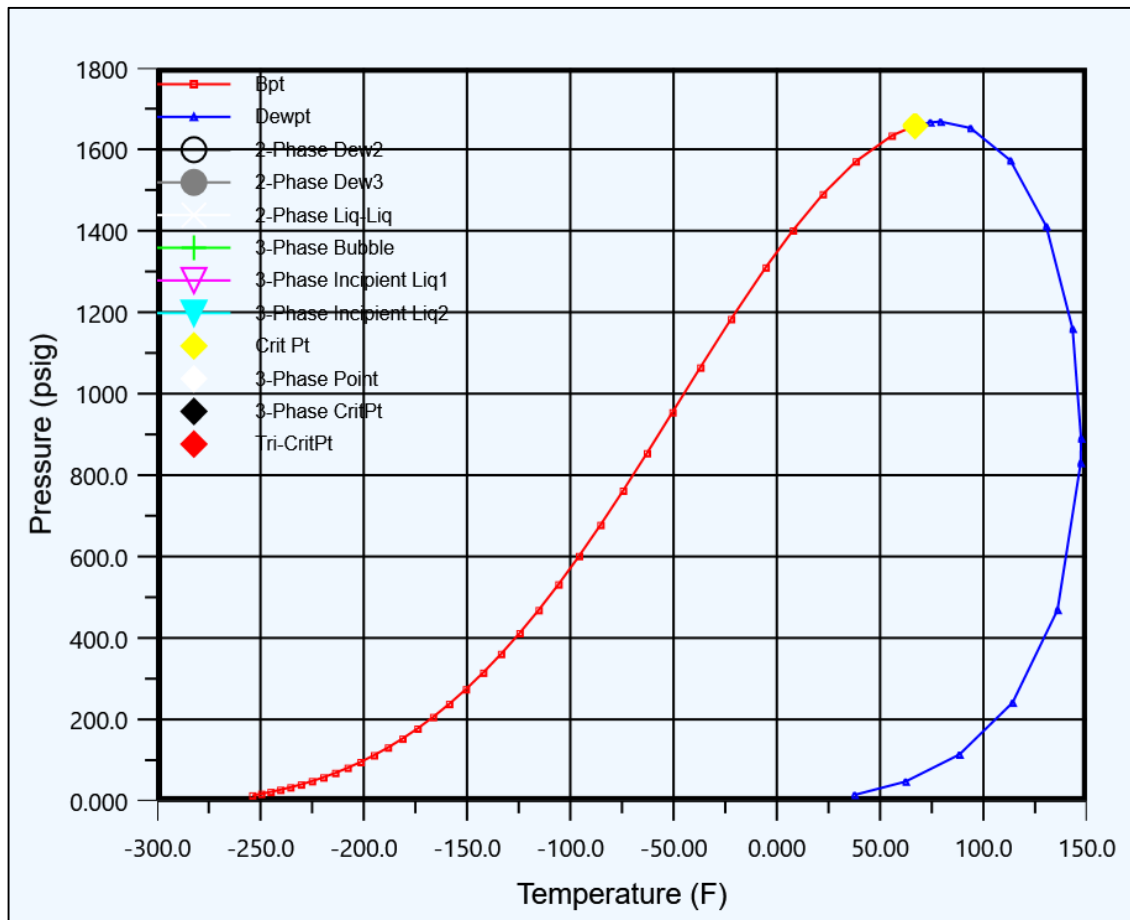
Figura 12. Envoltorio de Fases – Mezcla gaseosa del campo San Francisco



Fuente: Ecopetrol (2019)

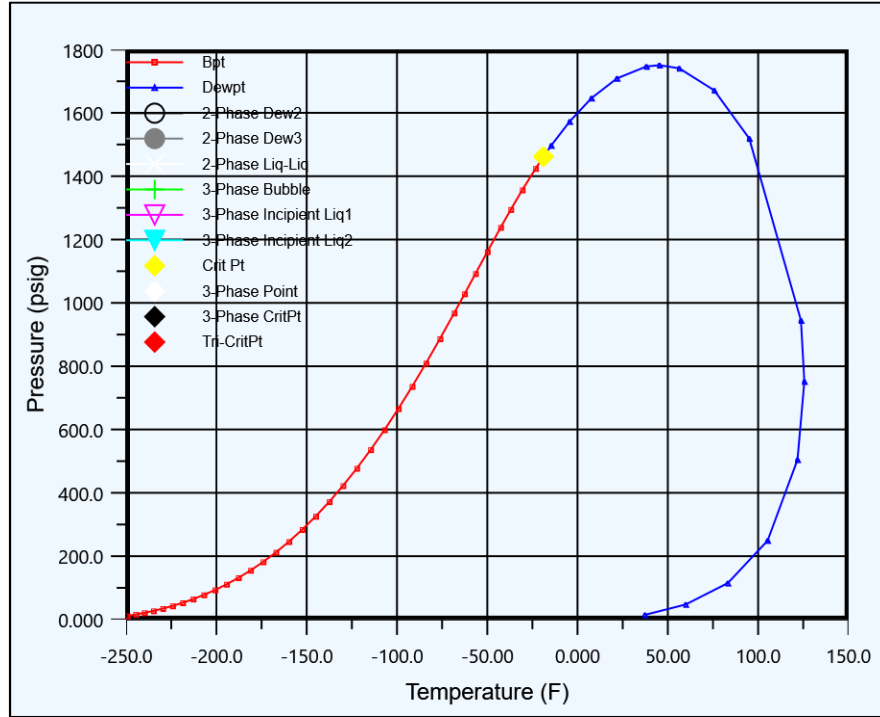
Efectuando sensibilidades de mezcla, el resultado final de unir en la entrada de la Planta de Tratamiento de Gas Dina a las corrientes de la batería DA`s con la de Mn (San Francisco) genera una contracción en la composición de la dieta, que modifica el potencial del gas para generación de productos blancos mediante el procesamiento en PTGD (Ecopetrol, 2019, p. 15).

Figura 13. Envoltente de Fases – Mezcla gaseosa entrada a Planta de Gas con la corriente de San Francisco



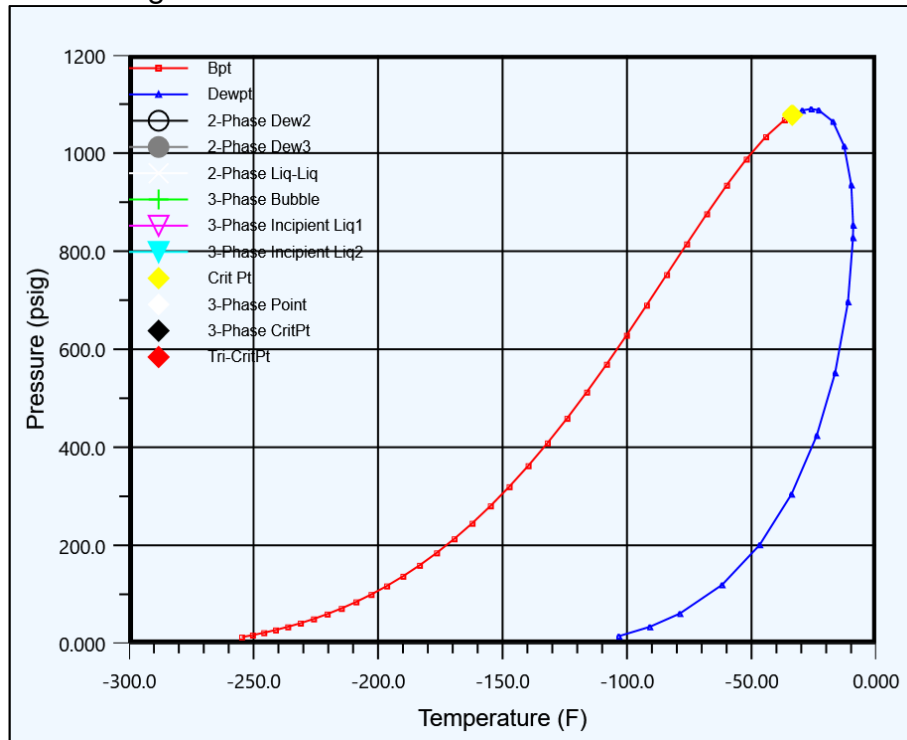
Fuente: Ecopetrol (2019)

Figura 14. Envoltorio de Fases – Mezcla gaseosa entrada a Planta de Gas sin corriente de San Francisco



Fuente: Ecopetrol (2019)

Figura 15. Envoltorio de Gas tratado y Procesado para entrega a Centros de Generación De Energía



Fuente: Ecopetrol (2019)

## **5.2. Modelamiento integrado de simulación del transporte, tratamiento y procesamiento de la corriente de gas natural.**

En esta fase de la investigación se presenta el modelado integrado de simulación del transporte, tratamiento y procesamiento de la corriente de gas natural del campo San Francisco, en las siguientes figuras se ilustran a continuación se muestran cada uno de los procesos a los cuales es sometido el gas en la planta de tratamiento de gas desde su recepción hasta su respectiva salida a los centros de generación de energía.

En primer lugar, se tiene que el procedimiento de operación del sistema de recepción y acondicionamiento del gas de entrada proporciona las herramientas necesarias al personal de operaciones para la realización de su actividad. Además, suministra los lineamientos que se deben seguir en este proceso y variables operacionales a controlar, definiendo las responsabilidades durante la operación de esta etapa del proceso. Adicionalmente, involucra las actividades que son necesarias, para prevenir o corregir en caso de presentarse, las desviaciones en el proceso y la calidad de los productos, facilitando las actividades de control de las operaciones (DINA, 2019).

La función del sistema de recepción y acondicionamiento del gas de entrada es acondicionar el gas de alimentación para satisfacer los requerimientos de la sección de compresión de gas (K-2100 / 2200 / 2300) y de los líquidos que van hacia la torre deetanizadora T-1530, removiendo posibles contenidos de agua en el separador de entrada V-1100, midiendo la calidad y cantidad del gas de alimentación para propósitos de fiscalización con el analizador AT-1701 y el medidor de flujo FIT-1701, y contando con las facilidades para la limpieza de la tubería de entrada (trampa de recepción TR-1700). Como parte del sistema se incluyen dos bombas de transferencia de condensados P-1100 A/B para incrementar la presión de los hidrocarburos que van hacia la torre deetanizadora (DINA, 2019).

El gas húmedo que sale del separador de entrada V-1100 pasa al sistema de compresión por medio de un sistema de interconexión el cual consta de un múltiple de succión, compuesto de un cabezal del cual salen tres tuberías de interconexión, una por cada compresor y donde siempre se quedara un compresor en modo STAND BY.

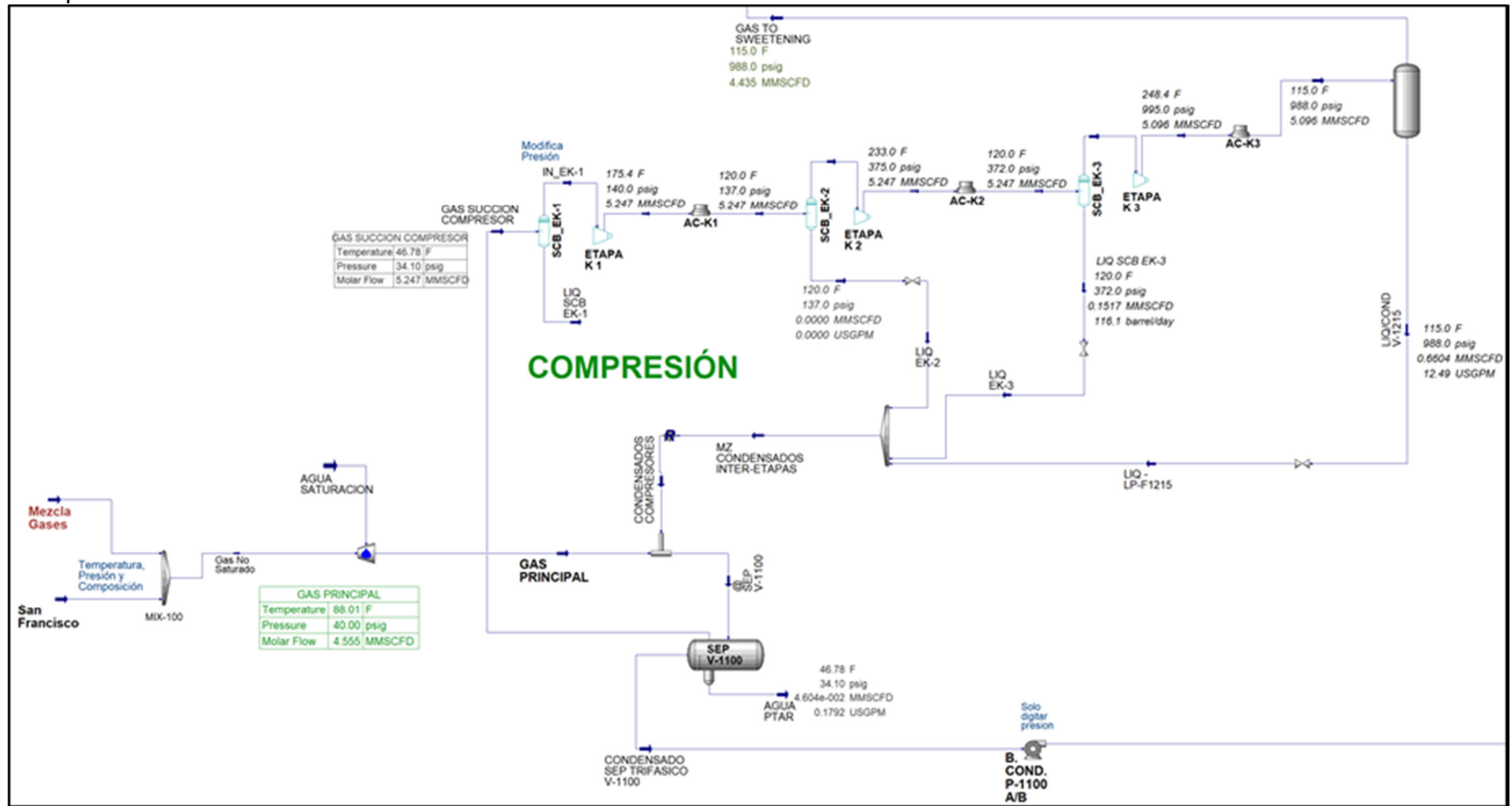
Como medida de control de presión en el cabezal de succión de compresores para asegurar una presión de succión estable, se cuenta con una válvula de arranque o recirculación, la cual se debe abrir parcialmente para mantener la presión en este cabezal en 35 psig. Esta maniobra también genera mayor recuperación de líquidos por hacer recircular parte del gas venta por el proceso.

En caso de parada del sistema de compresión de gas, se deberá cerrar rápidamente la válvula de recirculación, con el objetivo de evitar una presurización en el cabezal de entrada, el cual genere apertura de la SDV-2400, despresurice el cabezal y genere parada de planta 1.0 por muy baja presión en el PIT-1700. De

igual manera, se debe actuar en caso de una parada de planta total de forma no controlada para evitar alguna desviación por presurización del sistema (DINA, 2019).

La protección de control existente es la del PIT-2400, el cual al llegar a los 75 psig, abre la válvula SDV-2400, para evitar una mayor presión a ésta en la V-1100 y V-3100 por llegada de líquidos desde el separador de entrada y sistema de compresión. En la figura 10 se ilustra este proceso (DINA, 2019).

Figura 16. PFD Simulación Planta de Tratamiento de Gas Dina – Etapa de Compresión



Fuente: Ecopetrol (2019)

El procedimiento de operación del sistema de compresión de gas proporciona las herramientas necesarias al personal de operaciones para la realización de su actividad. Además, suministra los lineamientos que se deben seguir en este proceso y variables operacionales a controlar y define las responsabilidades durante la operación de esta etapa del proceso. Adicionalmente involucra las actividades que son necesarias, para prevenir o corregir en caso de presentarse, las desviaciones en el proceso y productos, facilitando las actividades de control de las operaciones (DINA, 2019).

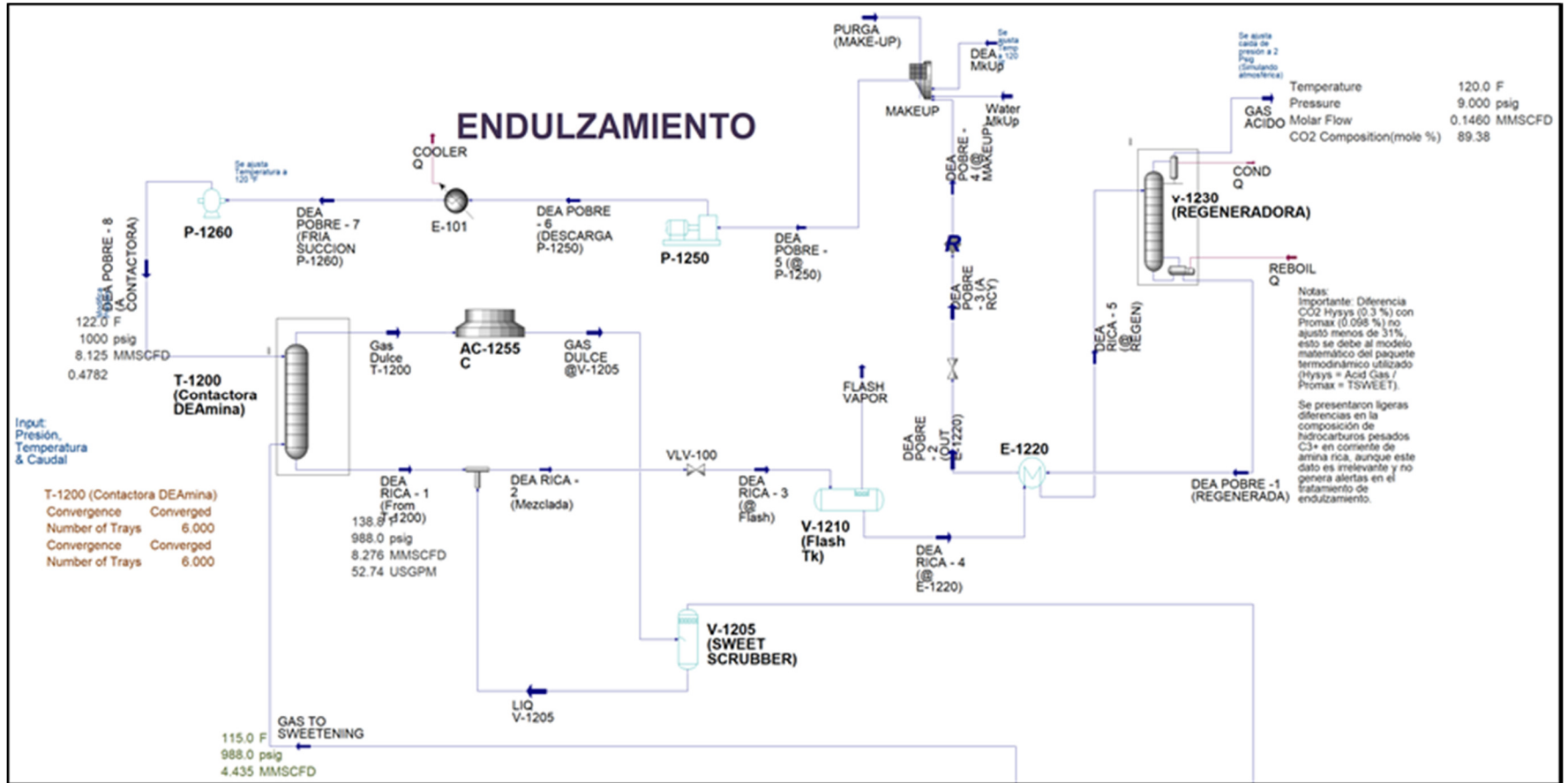
La función del sistema de compresión de gas es incrementar la presión del gas desde 26 – 40 psig, hasta 985 psig, para los requerimientos de procesamiento en los sistemas siguientes. Está conformado por tres compresores reciprocantes, con capacidad para manejar cada uno 5.1 MMSCFD de gas, elevando la presión desde 35 psig a 985 psig. Dependiendo la disponibilidad de volumen de gas de entrada estará en servicio uno o dos compresores. Cada compresor es movido por un motor eléctrico de 1000 HP a 4160 V y tiene un sistema de enfriamiento de gas de proceso compuesto por tres intercambiadores de calor enfriados por aire tipo ventilador (uno para cada compresor) llamados aeroenfriadores (DINA, 2019).

El sistema de aceite lubricante es enfriado por intercambiadores de calor tipo radiador. Cada compresor viene ensamblado en forma independiente en su propio patín y con su propio sistema de control. El gas saturado es enviado a la primera etapa del proceso de compresión a 34.3 psig y 100° F, allí se comprime hasta 120 psig y 230° F, pasa por el aeroenfriador para disminuir la temperatura hasta 105° F. En la segunda etapa se comprime hasta 350 psig alcanzando una temperatura de 250° F pasando luego por el aeroenfriador de esta etapa para disminuir la temperatura hasta 115° F. En la tercera (y última) etapa se comprime el gas hasta 985 psig. Después del enfriamiento se entrega la corriente a 980 psig y 110° F.

Posteriormente, en la planta se realiza el procedimiento de operación del sistema de endulzamiento de gas con metil-dietanolamina (MDEA) proporciona las herramientas necesarias al personal de operaciones para la realización de su actividad. Además, suministra los lineamientos que se deben seguir en este proceso y variables operacionales a controlar y define las responsabilidades durante la operación de esta etapa del proceso (DINA, 2019).

Adicionalmente involucra las actividades que son necesarias, para prevenir o corregir en caso de presentarse, las desviaciones en el proceso y productos, facilitando las actividades de control de las operaciones. El sistema de endulzamiento de gas se divide en cuatro sub-sistemas: carga de amina al sistema, absorción de gases ácidos, regeneración de la MDEA y drenaje y disposición de MDEA (DINA, 2019).

Figura 17. FPD Simulación Planta de Tratamiento de Gas Dina – Etapa de Endulzamiento



Fuente: Ecopetrol (2019)

Asimismo, se tiene que el procedimiento de operación del sistema de deshidratación de gas con monoetilenglicol MEG proporciona las herramientas necesarias al personal de operaciones para la realización de su actividad. Además, suministra los lineamientos que se deben seguir en este proceso y variables operacionales a controlar y define las responsabilidades durante la operación de esta etapa del proceso. Adicionalmente involucra las actividades que son necesarias, para prevenir o corregir en caso de presentarse, las desviaciones en el proceso y productos, facilitando las actividades de control de las operaciones.

El sistema de deshidratación de gas con glicol se divide en cuatro sub-sistemas: carga de glicol al sistema, inyección de glicol para remoción de agua e inhibición de hidratos, regeneración del glicol, y drenaje y disposición de glicol. Para la carga y reposición de monoetilenglicol MEG fresco se cuenta con el tanque V-4500 el cual tiene una facilidad de conexión a manguera para trasegar el producto recibido, el cual normalmente se dispone en tambores de 208 litros (1.3 Bbls) (DINA, 2019).

Al mismo tiempo, el sistema de inyección de glicol se requiere para inhibir la formación de hidratos en el gas natural cuando se somete a baja temperatura y también para remover gran parte del agua contenida en este gas, ya que el mismo debe cumplir con los parámetros de calidad según el RUT, siendo uno de ellos el contenido de agua no mayor a 6 lb/MMSCF. Igualmente, la regeneración del glicol se requiere para eliminar el agua absorbida por el glicol en la unidad de control de punto de rocío y regenerarlo para que pueda ser reutilizable. Finalmente, la recolección de los drenajes de glicol se realiza a través de un cabezal común de 1" que interconecta todos los drenajes manuales existentes y luego descarga en el tanque sumidero de glicol V-3300 (DINA, 2019).



En cuanto al procedimiento de operación del sistema de refrigeración con propano proporciona las herramientas necesarias al personal de operaciones para la realización de su actividad. Además, suministra los lineamientos que se deben seguir en este proceso y variables operacionales a controlar y define las responsabilidades durante la operación de esta etapa del proceso. Adicionalmente involucra las actividades que son necesarias, para prevenir o corregir en caso de presentarse, las desviaciones en el proceso y productos, facilitando las actividades de control de las operaciones (DINA, 2019).

El sistema de refrigeración con propano consiste en un ciclo cerrado en el cual el propano líquido refrigerante que se envía a la unidad de control de punto de rocío para enfriar el gas de proceso y los vapores que se generan en el tope de la torre deetanizadora y en el chiller, vuelve al compresor como vapor para ser recomprimido, condensado y refrigerado (DINA, 2019). El chiller mencionado anteriormente usa propano vaporizado para enfriar la corriente de gas hasta 0 °F. El sistema de propano consiste en un compresor que toma el propano proveniente de la unidad de control de punto de rocío en estado vapor y lo comprime de 15 psig a 225 psig (DINA, 2019).

Luego de la compresión, el propano se condensa mediante aero-enfriadores y se acumula, para luego ser enfriado hasta la temperatura requerida mediante expansión. El sistema cuenta con un economizador para reducir los requerimientos de compresión de propano. Esta compresión es necesaria para los procesos que se llevan a cabo en el sistema de refrigeración con propano, para lograr una temperatura del propano de -15 °F (DINA, 2019).

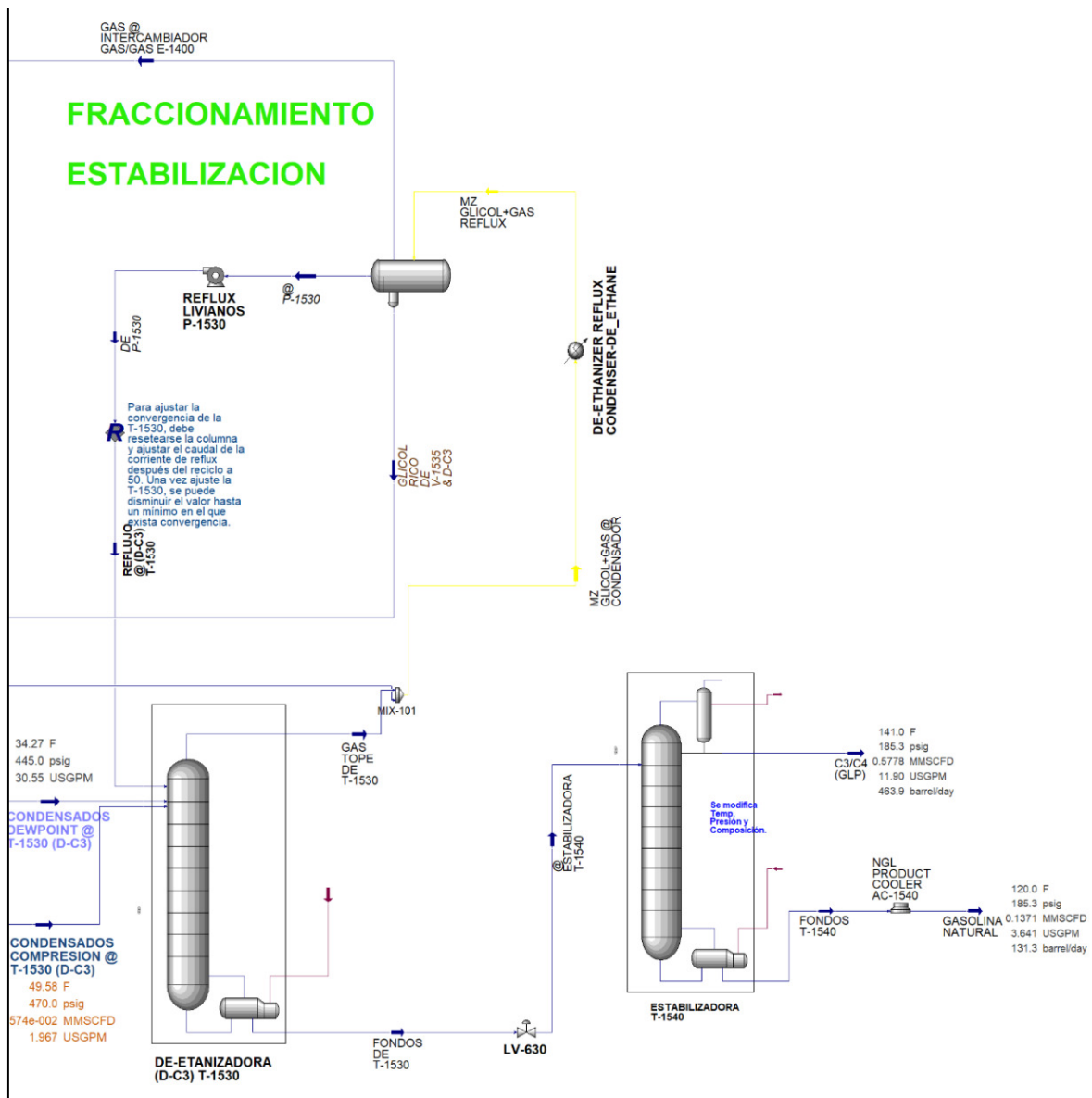
Seguidamente, el procedimiento de operación del sistema de control de punto de rocío del gas y torres deetanizadora / estabilizadora, proporciona las herramientas necesarias al personal de operaciones para la realización de su actividad. Además, suministra los lineamientos que se deben seguir en este proceso y variables operacionales a controlar y define las responsabilidades durante la operación de esta etapa del proceso. Adicionalmente involucra las actividades que son necesarias, para prevenir o corregir en caso de presentarse, las desviaciones en el proceso y productos, facilitando las actividades de control de las operaciones (DINA, 2019).

El sistema de control de punto de rocío del gas, permite enfriar el gas que viene del sistema de endulzamiento, mezclado con el glicol, hasta una temperatura por debajo de los -30°F, para obtener la separación de los hidrocarburos líquidos y el glicol del grueso del gas metano. El sistema recibe el gas a una presión entre (960 y 985 psig) y lo entrega entre 380 a 415 psig de acuerdo a las condiciones operacionales existentes. Los equipos principales están representados por el chiller E-1410/11 conformado por dos intercambiadores y una coraza que permite hacer el intercambio de calor entre el gas y el propano líquido, un separador trifásico que recupera el glicol y los condensados V-1420, y los intercambiadores de calor E-1400 (gas-gas), E1405 (gas-liquido) los cuales realizan enfriamiento y calentamiento de las corrientes de gas (DINA, 2019).

La torre deetanizadora permite recuperar el metano y el etano que vienen incluidos en los hidrocarburos líquidos provenientes del sistema de enfriamiento y del separador de entrada. El sistema está compuesto por la torre con su rehervidor, el sistema de condensación y de reflujo (DINA, 2019).

Por su parte, la torre estabilizadora recibe los hidrocarburos libres de gas y separa el GLP de los hidrocarburos líquidos más pesados que deben ser almacenados. El sistema consta de la torre estabilizadora, un rehervidor, las bombas, los enfriadores y su propio sistema de control (DINA, 2019).

Figura 19. PFD Simulación Planta de Tratamiento de Gas Dina – Etapa de Estabilización y Fraccionamiento.



Fuente: Ecopetrol (2019)

### 5.3. Evaluación del desempeño operacional con el fin de dar continuidad operativa a la planta de tratamiento de gas Dina.

Tal como se observa en la estadística del comportamiento del gas tratado viene disminuyendo en promedio desde un valor de 2300 a 1800 y teniendo en cuenta los picos de caudales máximos (2665 Dn / 3166 Te) y mínimos (1512,8 Dn / 1436 Te) tratados, existe una diferencia de 58 %. Es decir, cuando en la PTGD no le llega suficiente caudal de gas, esta se encuentra operando con aproximadamente el 42 % del caudal de diseño, dando como pie una baja eficiencia a la infraestructura instalada de la planta (Espectador, 2020).

La cantidad de gas a procesar (KPCM), las características del gas y las presiones de entrada definen el dimensionamiento de los equipos separadores, filtros, compresores, válvulas, intercambiadores de calor y tubería. Por ello, cuando se trata de aumentar el caudal de operación de una planta construida se debe considerar cual fue el caudal de diseño de la planta y hasta que porcentaje se puede incrementar sin sacrificar los requerimientos hidráulicos y de transferencia de masa y calor con los cuales se obtienen las eficiencias de separación para lograr un gas según lo establecido en la Resolución CREG 071 de 1999.

El bajo caudal de gas inyectado a todo el proceso cambia la dinámica de las operaciones unitarias de separación y de las eficiencias de transferencia de calor. Cada eficiencia de cada equipo como de los compresores, las torres de endulzamiento y de deshidratación dependen del flujo de masa, la presión y temperatura de sistema. Por ello, el sistema de control y vigilancia por parte de los operarios se hace más exigente cuando la PTGD esta con un caudal muy por debajo del caudal de diseño.

Para el caso de la torre de endulzamiento que corresponde a poner en contacto en contracorriente el gas que contiene el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S con una solución de un componente activo que corresponde a la metil-dietanolamina (MDEA). Dicha solución reacciona con los compuestos antes mencionados para formar compuestos inestables pero solubles en el solvente químico. En esta unidad se realiza la operación de absorción con reacción química, etapa contactora en la cual la solución ingresa por la parte superior y el gas por la parte inferior, con la gran ventaja que las reacciones que se presentan entre la solución y los gases ácidos son reversibles; por lo tanto, la solución al salir de la torre se envía a regeneración.

La eficiencia de una columna de endulzamiento depende de la calidad y el caudal del gas de entrada. Las dos variables anteriores afectan la curva de operación y la curva de equilibrio, tal como se puede apreciar en la Ecuación 10. Donde L<sub>S</sub> Y G<sub>S</sub> representan los flujos de gas y liquido libres de contaminante, Y<sub>2</sub> y Y<sub>1</sub> las fracciones molares de gas a la salida y entrada respectivamente y X<sub>2</sub> y X<sub>1</sub> las fracciones molares del contaminante a la entrada y salida respectivamente.

$$\frac{L_S}{G_S} = \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1}$$

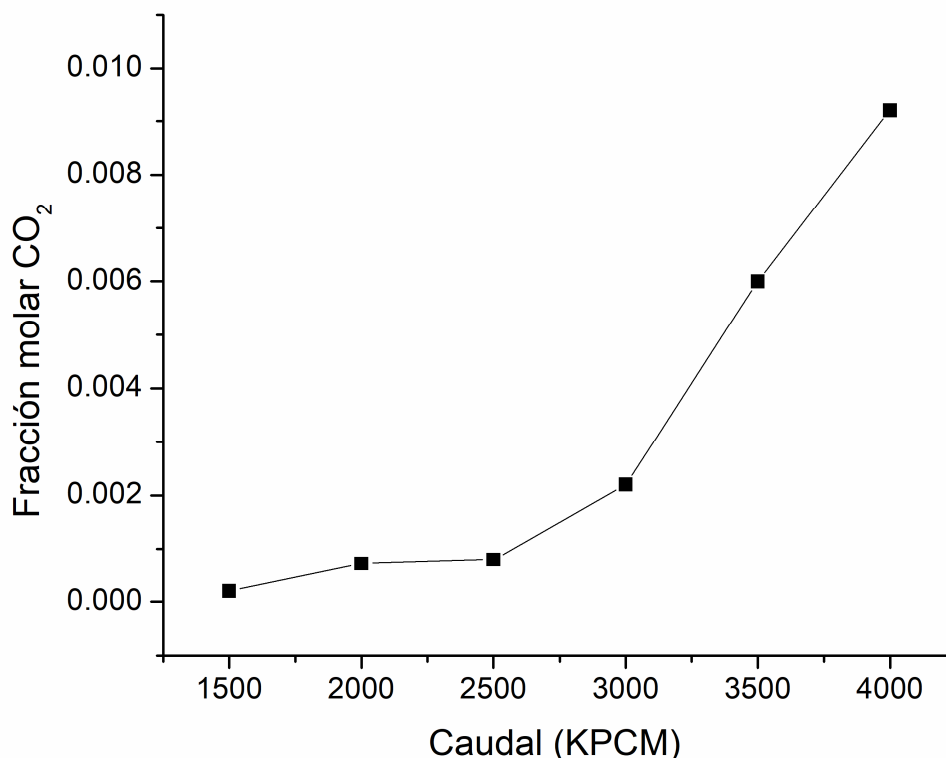
Ec. 10

La concentración de CO<sub>2</sub> del campo San Francisco en fracción molar (moles soluto / moles soluto + solvente) tiene un valor de 0.1821 el cual es mucho mayor que el gas que ingresaba actualmente a la PTGD igualmente si se incrementa el caudal la eficiencia de la torre de endulzamiento puede disminuir porque se afecta la distancia entre la curva de equilibrio y la de operación.

Otro efecto que se espera al incrementar el flujo de gas es una mayor caída de presión sobre la unidad de endulzamiento, unidad regeneradora de la metil-dietanolamina.

En la Figura 20 se encuentra los resultados de la simulación donde se indica la sensibilidad de la concentración de salida ante cambios en el caudal de la corriente de entrada. El objetivo es determinar hasta que rango del caudal se puede incrementar con un caudal fijo de la amina tal que el gas endulzado cumpla con las especificaciones en cuanto a sus contenidos de gases ácidos. Se puede afirmar que hasta valores del caudal de entrada del gas cercanos a 3500 KPCM la concentración de CO<sub>2</sub> se encontraría por debajo de los límites permisibles.

Figura 20. Concentración de CO<sub>2</sub> en el gas dulce en función del caudal de operación PTGD



La importancia de la eliminación del agua del gas es que esta puede generar graves problemas en el transporte, entre los más característicos están: la corrosión que puede producir cuando se mezcla con gases como H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub>; mayores caídas de presión cuando el agua se deposita sobre las tuberías y particularmente

el agua es responsable de la formación de hidratos. Los hidrocarburos de bajo peso molecular (metano, etano, propano e isobutano) y otros gases (nitrógeno, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S), al combinarse con agua, en condiciones de alta presión (de 2500 hasta 11000 kPa) y baja temperatura (entre 35,33 y 53,33 °F) (Koh et al., 2002), pueden formar hidratos de gas, los cuales tienen una densidad media de 56,14 lb/pie<sup>3</sup> y su mayor consecuencia es que pueden taponar las tuberías (Erdmann & Ruiz, 2012). Por lo anterior, es necesario realizar una eficiente operación de deshidratación del gas.

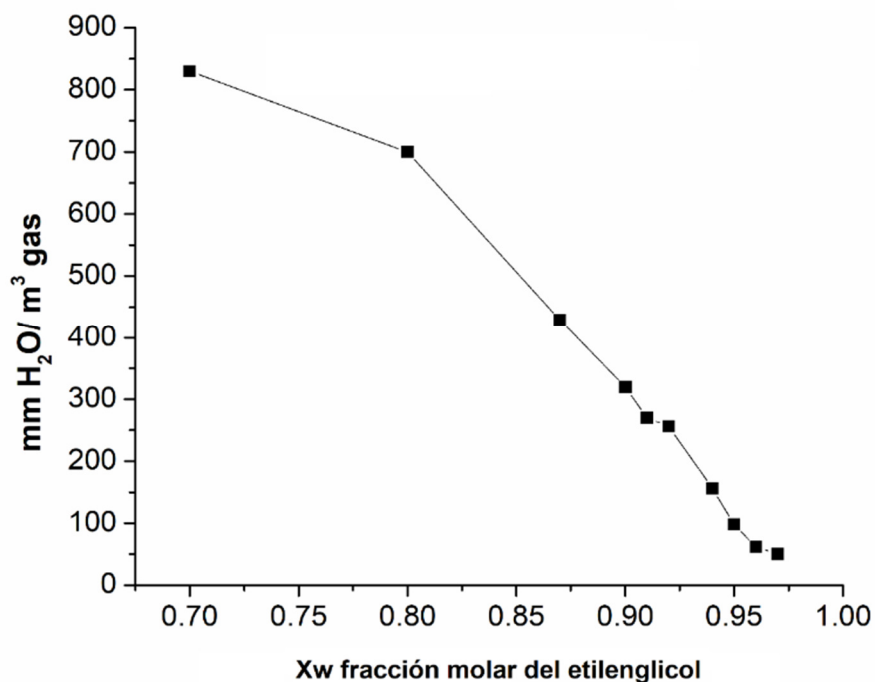
El proceso de deshidratación también corresponde a un proceso de absorción donde se pone en contacto contracorriente la solución de etilenglicol (HOCH<sub>2</sub>CH<sub>2</sub>OH)-TEG con la corriente de gas que contiene trazas de H<sub>2</sub>O. El glicol tiene una afinidad muy fuerte por el agua y por ello puede absorber gran cantidad de agua (Speight, 2017). En la planta la zona deshidratadora que utiliza etilenglicol se compone de dos etapas: la zona de deshidratación, la cual es favorecida por las altas presiones y bajas temperaturas y la zona de regeneración, la cual es favorecida por bajas presiones y altas temperaturas. El proceso consiste en contactar el gas húmedo a alta presión en contracorriente con el líquido desecante en un absorbedor. La solución pobre de TEG entra por los puntos de contacto en el sistema y absorbe el agua del gas húmedo. El gas seco sale por el tope del separador mientras que la solución rica de TEG (rica en agua), sale por el fondo del separador y es regenerada en la sección de regeneración de glicol (Erdmann & Ruiz, 2012).

Para el diseño y operación de la etapa de deshidratación es fundamentales para un adecuado desempeño de la planta: Relación Glicol/Agua y la concentración de agua en el gas de entrada. Se considera apropiado un valor de 2 a 6 gal TEG/lb H<sub>2</sub>O removida para la mayoría de los requerimientos del proceso de deshidratación con glicol. Muy frecuentemente, un valor de 3 gal TEG/lb H<sub>2</sub>O es usado en las deshidratadoras (MOTKHATAB, 2006).

Con el fin de observar el comportamiento de la PTGD al incrementar el caudal del gas inyectado del campo de San Francisco se realizó un análisis de sensibilidad para observar el comportamiento hidráulico de las unidades respetando que el gas de salida siempre estuviera por debajo del límite permisible (97 agua mg/m<sup>3</sup>). Uno de los criterios utilizados para determinar la eficiencia de la deshidratación es la determinación del punto de rocío del agua en la corriente de gas de salida, que corresponde al punto donde se empieza a condensar. Por ello en la Simulación se puso y utilizó la unidad "Component Splitter" donde se fija como restricción que el agua de salida en la zona regeneradora no contenga trazas de TEG.

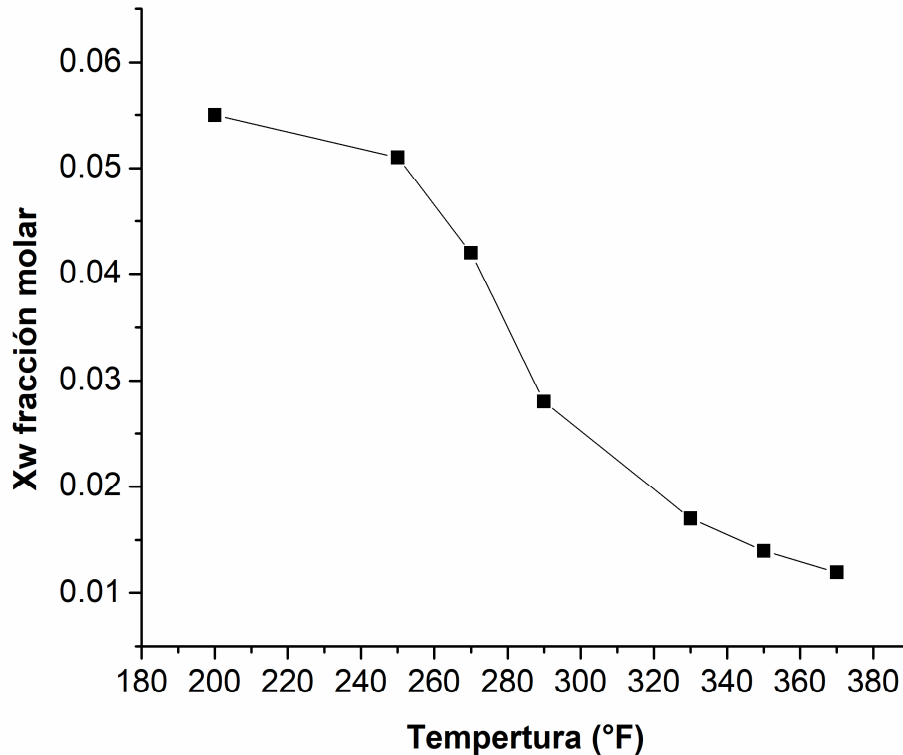
Los resultados de la simulación indicaron que las dos variables que más afectan el proceso de deshidratación son la concentración de TEG a la entrada de los puntos de absorción y la temperatura del rehervidor de la zona de regeneración. En la Figura 21 y 22 se puede observar la concentración de agua en el gas tratado en función de la concentración de TEG y temperatura del rehervidor respectivamente.

Figura 21. Concentración de agua en la corriente de salida de PTGD en función del contenido de agua en la corriente de etilenglicol a la entrada de la torre de deshidratación



Según los resultados anterior se puede concluir que para obtener un gas tratado con la concentración de agua por debajo de  $97 \text{ mg/m}^3$  sería necesario incrementar carga en el rehervidor manteniendo un estricto control de la temperatura, de esta forma el etilenglicol que sale de la columna regeneradora obtendrá una alta pureza para que al ingresar a la columna de deshidratación permitirá absorber la cantidad suficiente de agua que trae el gas. Igualmente, si al proceso ingresa una cantidad suficiente de gas será necesario incrementar el flujo de etilenglicol hasta en un 10 %. Este incremento no afectara los tiempos de residencia y que las caídas de presión en las unidades sean significativas.

Figura 22. Concentración de agua en la corriente de salida de PTGD en función de la temperatura del rehervidor de la columna de recuperación del etilenglicol



Después del proceso de deshidratación del gas, el gas seco fluye hacia la extracción de líquidos. Para que esto ocurra es necesario enfriar el gas. En la primera parte el gas pasa por el intercambiador hasta llegar a una temperatura de 7.6 °F, este gas ingresa a un separador vapor/líquido donde se separa una corriente gaseosa que se lleva a un expansor donde la temperatura se enfría hasta -94 °F. En este punto termodinámico de muy bajas temperaturas parte del gas frío condensa, y la mezcla líquido-vapor se envía a la Torre deetanizadora para ser alimentada por el fondo. En la tabla 7 se encuentra las condiciones de operación de las columnas de fraccionamiento.

Tabla 7. Parámetros de las columnas utilizadas en el proceso PTGD

Torre	Presión de Operación psig	Números de Platos Reales	Relación de Reflujo Lo/D mol/mo	Eficiencia de Plato
De-etanizadora	460	35	1.7	76 %
Estabilizadora	188	37	1.4	88 %

Para el caso de una mayor alimentación al proceso en la torre deetanizadora se observa que en la corriente de salida del gas no se afecta directamente su calidad. El resultado de la composición del gas al final de unir en la entrada de la Planta de Gas Dina a las corrientes de la batería DA's con la de Mn (San Francisco) se encuentra en la Tabla 8.

Tabla 8. Composición del gas de salida de la PTGD al unir las corrientes de la batería DA`s con la de Mn

<b>GAS</b>	<b>% molar</b>
metano	88,71
etano	9,36
propano	0,11
i-butano	0
n-butano	0
i-pentano	0
n-pentano	0
hexano	0
CO2	1,8
nitrogeno	0,02
TOTAL	100
HHV (BTU/ft <sup>3</sup> )	1042,1
LHV (BTU/ft <sup>3</sup> )	940,7
peso molecular	18,46

Si se compara los datos de la Tabla 8 con lo establecido en la *CREG 071 de 1999*, esto se puede evidenciar con las composiciones y un poder calorífico alto de 1042,1 BTU/Ft<sup>3</sup> junto con un peso molecular de 18,46.

El análisis anterior demuestra que al unir las masas de volumen de gas de los 7 campos que llegan a la batería DA`s con la del campo San Francisco las unidades de proceso de PTGD no se ven afectadas hidráulicas, térmicamente y en términos de transporte de masa que disminuyan la calidad del gas que va a ser usado en los centros de generación eléctricas. Igualmente, el producto del modelamiento de la nueva mezcla, los resultados en la producción de blancos se da por la adición de 1 – 2 MMSCFD se estiman así:

- **1 MMSCFD** de Gas SF: Incrementales de **25 – 30 Bls/día GLP & 15 Bls/día Nafta.**
- **2 MMSCFD** de Gas SF: Incrementales de **35 – 40 Bls/día GLP & 25 Bls/día Nafta.**

La simulación demostró que la concentración de CO<sub>2</sub> en la corriente de gas de San Francisco afecta la dinámica operativa de las unidades de procesos y directamente los índices de recuperación de Líquidos esperados en los procesos de enfriamiento, estabilización y fraccionamiento. Sin embargo, en la puesta en marcha de la planta de gas con el nuevo caudal se puede realizar un estudio de sensibilidad de eliminación de CO<sub>2</sub> en función del caudal de alimentación de la metil-dietanolamina.

Igualmente, la simulación demostró que operacionalmente si es viable la alimentación de 1 MMSCFD del campo San Francisco ya que al evaluar cada unidad de separación se logran cumplir con las restricciones de la concentración de salida

de los contaminantes que pueden afectar la calidad de los productos como son: el gas, GLP y NAFTA.

Verificado lo anterior, se propone utilizar en Mn solamente una turbina para mantener las cargas de la PIA Mn, y direccionar el gas sobrante que sería de 1 MMSCFD hacia la PTGD con el objetivo de enviar a los centros de Generación de Dn que cuentan con motores de mejor eficiencia para la producción de electricidad.

Para hacer realidad el envío de la masa de volumen de gas desde Mn hacia la PTGD pasando por la batería DA`s, se requiere establecer una lógica de control que garantice las condiciones operacionales de la demanda asociada al CGM, la cual dará prioridad al suministro de las turbinas que estén en uso mediante un control de presión, y el volumen restante de gas se dejará fluir hacia el gasoducto DA`s-Mn de manera gradual a través de otro elemento y/o instrumento de control sintonizado.

Actualmente la línea que permite direccionar el gas de la Planta de Tratamiento de Gas Dina – PTGD hacia el Centro de Generación Mn – CGM cuenta con los siguientes equipos e instrumentos:

- Medidor de flujo tipo presión diferencial, marca: Rosemount, Modelo: 2051C, Rango: 0-1000 InH<sub>2</sub>O, salida: 4-20 mA HART y voltaje de alimentación de 10,5 a 42,4 Vdc.
- Transmisor de presión manométrica – PIT, marca: Honeywell, Modelo: ST-3000, rango: -14 a 6000 psig.
- Elemento sensor de temperatura con termopozo, marca: Rosemount, modelo: 644.
- Válvula de control de presión – PCV, marca: Fisher, Modelo: V500, tamaño: 1 ½ in, Rating: Clase 600, actuador tipo: 1052, tamaño de actuador: 40, PDTTO, rango de operación: 0-18 psig, set inicial: 4,3 psig, rotación: 90°.
- Controlador de presión neumático – PC, marca: Fisher, modelo: 4160K, Input: 0-1000 psig, output: 3-15 psig.
- Tubería de Acero al carbón conexión en 4 " (cerca de 11 km) entre la Planta de Tratamiento de Gas Dina – PTGD y el Centro de Generación Monal – CGM.

Mencionando que el gasoducto que une la Planta de Tratamiento de Gas Dina – PTGD y el Centro de Generación Mn – CGM siempre operó en sentido desde la batería DA`s hasta Mn, y que ahora la propuesta plantea invertir el flujo de la corriente; se deben validar los movimientos de válvulas y control de facilidades para poder re-orientar la corriente proveniente desde las inmediaciones del CGM hasta el colector que lleva la mezcla gaseosa desde DA`s hasta la Planta de Tratamiento de Gas Dina (PTGD). Por lo anterior, la inversión del proyecto sería muy mínima porque cerca del 95 % de los materiales ya se encuentran en campo y solo se necesitaría realizar una reinstalación y reubicación de los accesorios de instrumentación en control de flujo.

Actualmente, la línea proveniente de DA`s cuenta con medición por presión diferencial y una válvula de control que opera con la presión de demanda de las turbinas, por ello estos instrumentos de medición y control deberán modificarse según el sentido el nuevo sentido de flujo.

En cuanto a la parte eléctrica el Centro de Generación Mn (CGM) se interconecta con la subestación Tenax y el CGD a través de una celda de salida, aislada en hexa-fluoruro de azufre (SF6) fabricada por Siemens identificada como H07, la cual tiene unos transformadores de corriente (CT's) con una relación de 200:1, para una capacidad medía de 12 MW, esta limitación no le permite importar ni exportar un bloque de energía mayor, por lo que se requiere aumentar dicha capacidad, se recomienda instalar tres CT's con relación 400:1 o 600:1 lo que permitiría usar la capacidad disponible en el transformador de 20 MVA ubicado en la subestación Tenay.

Por lo anterior, la inversión del proyecto estará constituida por la compra e instalación de 3 transformadores de corriente de relación 400:1 y la mano de obra para la reinstalación de parte de la tubería y de los instrumentos de medición y control.

Realizadas las actividades de reinstalación y la puesta en marcha con el nuevo caudal de operación desde el centro de control se podrá:

- Supervisar y controlar la totalidad de los procesos
- Visualizar los procesos desde una visión macro de todo el sistema
- Visualizar los procesos por cada subsistema
- Monitorear el sistema de seguridad
- Administrar las alarmas del proceso
- Programar tareas de mantenimiento e inspección
- Analizar los datos recibidos y tendencias (históricos)
- Enviar información de forma automática a otras aplicaciones corporativas.

## **Estudio de factibilidad económica**

**Costos directos de inversión.** Tal como se mencionó anteriormente todos los accesorios del gasoducto y del sistema de control se encuentran en campo y pueden ser reutilizados. Por tanto, para redireccionar el flujo de gas de 1000 KPSCD desde Mn hacia Planta de Tratamiento de Gas Dina PTGD.

El gas de producción comprimido proveniente de las baterías Mn y Satellite actualmente es direccionado hacia el Centro de Generación Mn – CGM a través de una línea de 4 in Sch 40, en donde llega a una primera etapa de regulación de presión que permite disminuir la presión de entrada de 500 psig a 400 psig. Posteriormente el gas pasa por una segunda etapa de regulación en donde finalmente la presión se encuentra dentro de los rangos de operación requeridos para el buen funcionamiento de los turbogeneradores (320-400 psig).

La modificación propuesta no generará cambios en las condiciones operacionales del gas del Centro de Generación Mn. El único aspecto que cambiará, es que de ahora en adelante se operará a full carga con una (1) sola turbina (que para este caso sería el TG#2) y otra de respaldo (pendiente por definir de acuerdo al estado y horas de operación de los demás turbogeneradores), el gas remanente que no podrá ser usado (aprox. 1,5 MMSCFD) será direccionado hacia la Planta de Tratamiento de Gas Dina – PTGD, para lo cual se utilizará la misma línea por donde anteriormente se recibía gas tratado de PTGD. Por tal motivo, será necesario

configurar un lazo de control de presión backpressure (control de presión aguas arriba), el cual se encargará de monitorear y mantener la presión del sistema de llegada de gas al CGM en un valor definido de 350 psig, para lo cual se utilizará la válvula existente de control de presión (Fisher, modelo: V500 con S/N: 16364132). Esta válvula estará monitoreando todo el tiempo la presión de entrada al CGM, si este valor excede los 350 psig entonces empezará a abrir hasta alcanzar nuevamente el valor definido por el operador de 350 psig. Los costos de instalación de tubería y accesorios de control se encuentran detallados en la Tabla 9.

Tabla 9. Costos directos/día de la instalación de tubería y accesorios de control

ITEM:1	Instalación de tubería/día				UNIDAD:
<b>I. EQUIPO</b>					
Descripción		Tarifa/Hora	Rendimiento	Valor-Unit.	
SOLDADOR		245.000	1	245.000	
<b>II. MATERIALES EN CAMPO</b>					<b>Sub-Total</b>
Descripción	Unidad	Precio-Unit.	Cantidad	Valor-Unit.	245.000
Soldadura y demás accesorios	UND	190.000	3	570.000	
<b>III. TRANSPORTES</b>					<b>Sub-Total</b>
Tipo	Material	Peso (kg)	Distancia (km)	Tarifa Ton/Km	Valor-Unit.
Carretera	soldadura	0,5	5,0	45.000	112.500
<b>IV. MANO DE OBRA</b>					<b>Sub-Total</b>
Cuadrilla	Actividad cuadrilla	Valor cuadrilla	Rendimiento	Cantidad	Valor-Unit.
1	Instalación de tubería y sistema de control	1.283.333	1,00	1,00	1.283.333
<b>Sub-Total</b>					<b>1.283.333</b>
<b>Total Costo Directo</b>					<b>2.210.833</b>

Respecto a la parte eléctrica, el Centro de Generación Mn (CGM) se interconecta con la subestación Tenay y el CGD a través de una celda de salida, aislada en hexa-fluoruro de azufre (SF6) fabricada por Siemens identificada como H07, la cual tiene unos transformadores de corriente (CT's) con una relación de 200:1, para una capacidad media de 12 MW, esta limitación no le permite importar ni exportar un bloque de energía mayor, por lo que se requiere aumentar dicha capacidad, se recomienda instalar unos CT's con relación 400:1 o 600:1. Por lo anterior, es necesario la instalación de 3 transformadores de corriente.

Tabla 10. Costos directos/día de la instalación de transformadores de corriente

ITEM:	Transformador eléctrico				UNIDAD:
<b>I. EQUIPO</b>					

Descripción	Tarifa/Hora	Rendimiento	Valor-Unit.		
Grua para instalación	200.000	1	200.000		
<b>II. MATERIALES EN CAMPO</b>			<b>Sub-Total</b> 200.000		
Descripción	Unidad	Precio-Unit.	Cantidad	Valor-Unit.	
Transformador eléctrico 400:1	UND	\$ 17.666.666	1	17.666.666	
<b>III. TRANSPORTES</b>			<b>Sub-Total</b> 17.666.666		
Tipo	Material	Peso (kg)	Distancia (km)	Tarifa Ton/Km	Valor-Unit.
Carretera	soldadura	0,5	5,0	100.000,00	250.000,00
<b>IV. MANO DE OBRA</b>			<b>Sub-Total</b> 250.000		
Cuadrilla	Actividad cuadrilla	Valor cuadrilla	Rendimiento	Cantidad	Valor-Unit.
1	Instalación de transformador	\$ 1.283.333	0,50	1,00	2.566.666,67
<b>Sub-Total</b>					2.566.666
<b>Total Costo Directo</b>					<b>20.683.333</b>

El costo directo de cada transformador eléctrico es de 20.683.333 COP. Por tanto, el costo total de los 3 transformadores con mano de obra y otros es de 62.050.001 COP. El costo directo de la instalación de tubería y accesorios son 2.210.833 COP que se multiplican por el tiempo con una duración de 5 días la actividad. El costo de inversión de los dos ítems anteriores tendría un valor de 73.104.0168 COP/cte.

Con lo anterior se ira a realizar un análisis económico proyectando el margen de utilidad cuando se envían 1000 KPSCD del gas de producción del campo San Francisco a PTGD para la producción de energía eléctrica y la disminuir compra de energía al Sistema Interconectado. La proyección económica tuvo en cuenta los resultados de oferta y demanda obtenidos en este estudio.

- En CGD para generar 1 MW se requieren 225 KSCFD,
- CGM para generar 1 MW se requieren entre 350-380 KSCFD. Para efectos de los cálculos realizados se utilizó como valor estándar 360 KSCFD
- El costo de generación de 1 KW-H en CGD es de 110 \$, en CGM es de 70.
- CGD: 110 KW/H: Tarifa normal según el gas enviado ellos generan y cobran la misma tarifa.
- CGM: 70 KW/H: Es más económico, el gas no necesita de tratamiento, ya que son turbinas y no se le asume el costo del tratamiento.
- El costo del GAS comprado: 6.2 USD/MBTU incluido la molécula y el transporte.

Tabla 11. Proyección financiera de 1000 KPSCD hacia PCGD

Parámetros de proyección		2019	2020	2021	2022
TRM	COP /USD	3200	3200	3200	3200

Días beneficio	día	365	365	365	365
Volumen de gas movilizado	KPC	1000	1000	1000	1000
	D				
KW/KPCD centro de generación CGM-Gas Mov	KW/ KPCD	2,9	2,9	2,86	2,86
KW/KPCD centro de generación CGD-Gas Mov	KW/ KPCD	4,5	4,5	4,55	4,55
Energía generada CGM-Gas Mov	KW/ día	2857,2	2857,2	2857,15	2857,15
Energía generada CGD-Gas Mov	KW/ día	4545,5	4545,5	4545,45	4545,45
Energía generada CGM-Gas Mov	KWH /día	68571,6	68571,6	68571,62	68571,62
Energía generada CGD-Gas Mov	KWH /día	109090,9	109090,9	109090,9	109090,91
Energía generada CGM-Gas Mov	kwh/ año	\$ 25.028.643	\$ 25.028.643	\$ 25.028.643	\$ 25.028.643
Energía generada CGD-Gas Mov	kwh/ año	\$ 39.818.182	\$ 39.818.182	\$ 39.818.182	\$ 39.818.182
Tarifa SIN	COP /kwh	\$ 290	\$ 290	\$ 290	\$ 290
Tarifa CGD	COP /kwh	\$ 110	\$ 100	\$ 100	\$ 100
Tarifa CGM	COP /kwh	\$ 75	\$ 75	\$ 75	\$ 75
Inversión proyecto	\$	\$ 73.104.167	\$ -	\$ -	\$ -
Aumento de compra al SIN para SFCO-CGM	\$	\$ 7.258.306.452	\$ 7.258.306.452	\$ 7.258.306.452	\$ 7.258.306.452
Disminución compra al SIN para Huila-CGD	\$	\$ 11.547.272.727	\$ 11.547.272.72	\$ 11.547.272.72	\$ 11.547.272.72
Costo de generación CGD	\$	\$ 4.380.000.000	\$ 3.981.818.182	\$ 3.981.818.182	\$ 3.981.818.182
Costo de generación CGM	\$	\$ 1.877.148.220	\$ 1.877.148.220	\$ 1.877.148.220	\$ 1.877.148.220
Utilidad de generación CGD	\$	\$ 7.167.272.727	\$ 7.565.454.545	\$ 7.565.454.545	\$ 7.565.454.545
Utilidad de generación CGM	\$	\$ 5.381.158.232	\$ 5.381.158.232	\$ 5.381.158.232	\$ 5.381.158.232
Eficiencias en costos de energía/anual	\$	\$ 1.713.010.329	\$ 2.184.296.314	\$ 2.184.296.314	\$ 2.184.296.314

La Tabla 11 indica que el aprovechamiento de la energía que tiene el gas para generación de KW-H en el CGD es del 59 % más eficiente comparado con el CGM. Dicho porcentaje permite que de 1000 KPSCD que ingresan a la planta de CGD se producen 109.090,9 KW-H, en cambio en la planta de CGM solo se producen 68571,6 KWT.

La baja eficiencia de autogeneración de energía eléctrica en el CGM conlleva a que la demanda de energía que requieren los campos sea comprada al sistema interconectado cuya tarifa del kW-h es 2.8 veces mayor que el generado en CGD. Por lo anterior, si se comprara al sistema interconectado los 25.028.643 kW-h generados en CGM anualmente le costaría a la empresa el pago de un valor de

7.258.306.452 COP/mte. Ahora bien, si el gas es enviado al CGD, anualmente se produciría 39.818.182 kW-h que en valores monetarios representan 11.547.272.727 COP/mte que serían un ahorro para la empresa.

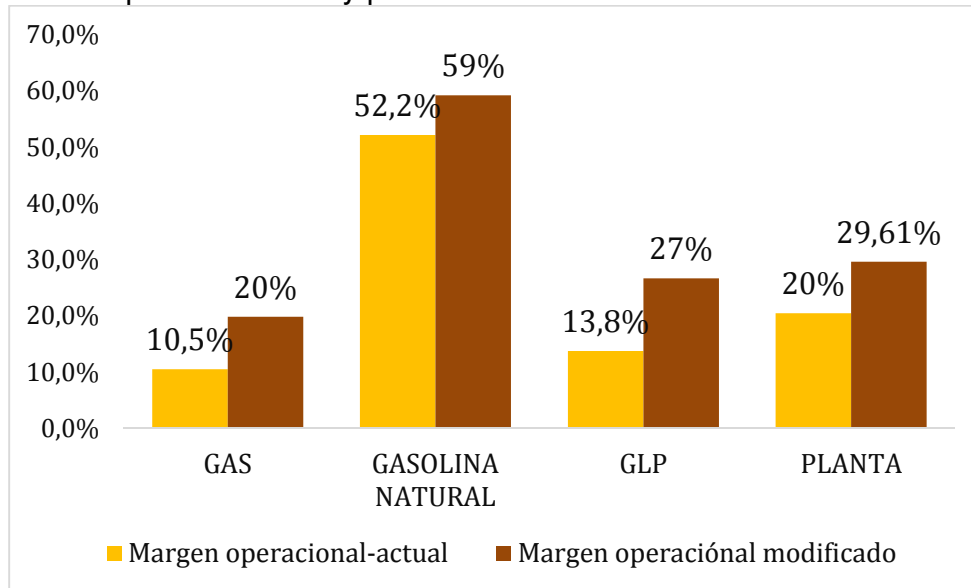
Claro que se debe tener en cuenta a la hora de realizar el balance financiero el costo de producción del kW-h. Para el caso de CGD tiene un valor de 110 COP/kW-h, cuyo valor tiene en cuenta el costo operativo, de materia prima, depreciaciones y amortizaciones, gastos directos e indirectos. De esta manera, la utilidad bruta que corresponde a los ingresos costeados con la tarifa SIN menos los costos de generación tienen un valor para el caso de CGD de 7.167.272.727 COP/cte y para el CGM de 5.381.158.232

Si bien, los kW-h generados en CGD son 59 % mayores a los CGM, se observa que la diferencia entre la utilidad bruta de CGD y de CGM es mucho menor que la esperada, siendo en CGD 33,2 % más que en CGM. La diferencia está explicada porque los costos de generación del kW-h en CGM son aproximadamente el 33 % menos. Como se mencionó anteriormente, las turbinas de CGM no necesitan gas tratado, por lo tanto, los costos de operación disminuyen el costo de generación.

Para validar los cambios en la operación del caudal de gas en los dos centros de generación es necesario, comparar las utilidades brutas. La eficiencia en costos está representada por la diferencia de la utilidad entre el proyecto planteado y el funcionamiento actual menos los costos de inversión. De esta manera la eficiencia en costos de energía/anual tiene un valor de 1.713.010.329 COP/cte, este saldo a favor en el balance anual de la planta representa un mejor operativas de la planta.

Además de lo anterior, con el ingreso de 1000 KPCFD hacia la PTGD se esperarían 30 Bls/día GLP y cerca de 15 Bls/día Nafta adicionales o incrementales a la producción actual. Los productos blancos les permiten generar mayores ingresos a la planta. Por lo anterior, se realizó un balance general de la PTGD teniendo como base el balance realizado sobre la planta de gas Dina para la para el año 2019. En el anexo I, se encuentra el Balance financiero de la Planta con el proceso actual y el proceso modificado que corresponde al ingreso de 1000 KPSCD desde el campo San Francisco hacia la PTGD y con dichos valores se compara el margen de operación actual con el proceso modificado.

Figura 23. Margen operación del balance financiero de la Planta de Tratamiento de Gas Dina con el proceso actual y proceso modificado

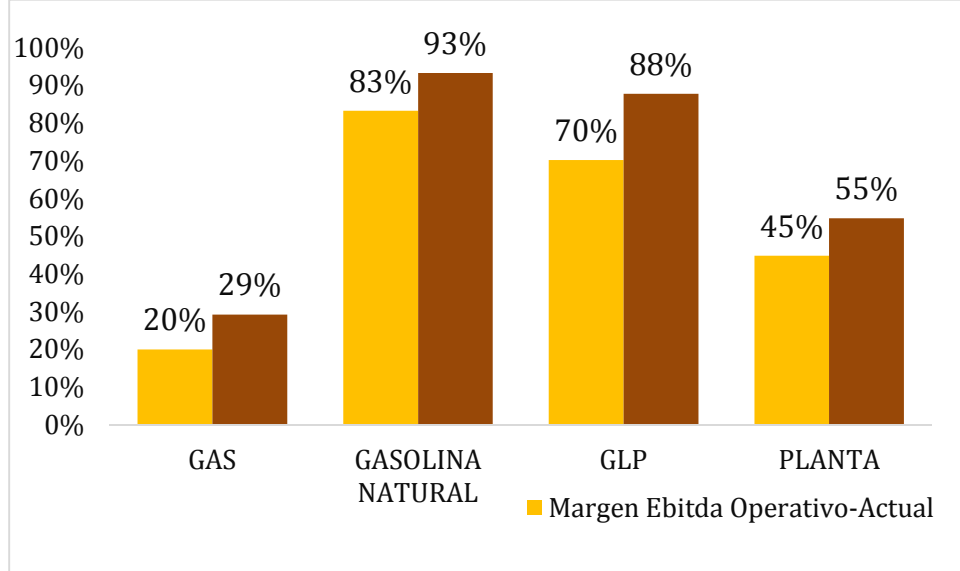


En la Figura 23 se encuentra el porcentaje del margen de operación que corresponde a Ec. 11. Dónde: I=ingresos, C=costos y G=Gastos. Se observa que al incrementar el caudal de operación de la PTGD en 1000 KPSCD el margen de operación se incrementa en los tres productos: Gas, GLP y gasolina natural, siendo en porcentaje en el GLP. En general el margen de operación de la planta se incrementa en un 9.6 %, lo cual es bastante bueno, ya que representa mayores entradas positivas al balance financiero anual.

$$M_{OP} = \frac{I - C - G}{I} * 100$$

Ec. 11

Figura 24. Margen Ebitda operativo en el balance financiero de la Planta de Tratamiento de Gas Dina con el proceso actual y proceso modificado



En la Figura 24 se encuentra el parámetro margen Ebitda proporciona información sobre la rentabilidad de una empresa en términos de sus procesos operativos y se calcula mediante la ecuación 12. Donde:  $C_{MP}$ = costo de materia prima,  $C_{COP}$ =costos operacionales. Se observa que  $M_{Ebitda}$  general que tiene en cuenta los tres productos es de aproximadamente el 10 %, este incremento demuestra que existirá una mayor rentabilidad al mejorar el proceso operativo que se tiene proyectado.

$$M_{Ebitda} = \frac{I - C_{MP} - C_{COP} - G}{I}$$

Ec. 12

De acuerdo con lo anterior, los resultados indican que es viable económicamente el proyecto de direccionar parte del gas que actualmente se direcciona hacia el Centro de Generación Monal (CGM) hacia la Planta de Tratamiento de Gas Dina, con el objetivo principal de mejorar la eficiencia energética y que dicho mejoramiento también puede generar utilidades bastante significativas para la PTGD al lograr producir una mayor cantidad de GLP y gasolina natural.

#### 4. CONCLUSIONES

- De los resultados obtenidos, se concluye que en el Centro de Generación Dn para generar 1 MW se requieren 225 KSCFD, mientras que en el Centro de Generación Te para generar 1 MW se necesitan 225 KSCFD, y en el Centro de Generación Mn para generar 1 MW se requieren entre 360-380 KSCFD, estas cifras se obtuvieron al calcular con el valor estándar de 360 KSCFD.
- Al evaluar el modelamiento integrado de simulación del transporte, tratamiento y procesamiento de la corriente de gas natural, y en comparación con estudios previo de Ecopetrol (2017), se tiene que, efectuando sensibilidades de mezcla, el resultado final de unir en la entrada de la Planta de Gas Dina con la corriente proveniente del campo San Francisco, cambia la dinámica operativa de la Unidad de Procesos y altera los índices de Recuperación de Líquidos esperados. Debido a que el gas de San Francisco posee una cantidad significativa de CO<sub>2</sub>, se oculta el potencial de líquidos en la corriente que pueden ocupar más de 8% de la composición molar, ello modifica la envolvente de la dieta y así mismo el potencial de líquidos que puede generarse en los procesos de enfriamiento, estabilización y fraccionamiento de la PTGD (Ecopetrol, 2017).
- En cuanto a la evaluación del desempeño operacional con el fin de dar continuidad operativa a la planta de tratamiento de gas Dina, los análisis de sensibilidad en la unidad de endulzamiento y de deshidratación demostraron que con un aumento del caudal de la planta de tratamiento de gas si se pueden obtener las eficiencias de purificación sin aumento significativo de los consumibles como son etilenglicol, metil-dietanolamina.
- El análisis anterior demuestra que al unir las corrientes de la batería DA`s con la de Mn las unidades de proceso de PTGD no se ven afectada hidráulica ni térmicamente y en términos de transporte de masa sin que disminuyan la calidad del gas que va a ser usado en las centrales eléctricas.
- Por lo tanto, la operatividad de la planta de gas no se ve afectado al cambiar el caudal y la composición del gas de entrada. Igualmente, los trabajos técnicos de re direccionar el caudal del campo San Francisco hacia la PTGD solo necesita la reinstalación de algunos accesorios de tubería y del sistema de control junto con la instalación de 3 transformadores de corriente, por tanto, se demostró que existe viabilidad técnica desde enfoque de procesos e Instrumentación y Control.

- El análisis económico demostró que la eficiencia en costos de energía/anual tiene un valor de 1.713.010.329 COP/cte. por el ingreso de 1000 KPCFD hacia la PTGD este saldo a favor en el balance anual de la planta representa un mejor desempeño operacional. Igualmente, se indicó que el Margen Ebitda se puede incrementar hasta en un 10 %, es decir que la mayor cantidad de GLP y gasolina natural producido también puede generar utilidades bastante significativas para la PTGD.

## BIBLIOGRAFÍA

- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2010) (Estadísticas de la AIE © OCDE / AIE, [iea.org/stats/index.asp](http://iea.org/stats/index.asp))
- AUSTRHEIM, Tronk., GJERTSEN, Lars.; HOFFMANN, Alex. (2008). Experimental investigation of the performance of a largescale scrubber operating at elevated pressure on live natural gas. In: Fuel. v. 87, n. 7, p. 1281-1288.
- BAHADORI, Alireza. (2014). Natural gas processing: technology and engineering design: Gulf Professional Publishing.
- BENITEZ, Jorge. (1999), Generación y cogeneración, conceptos técnicos y económicos, Escuela de Ingeniería de Petróleos. UIS. Bucaramanga: septiembre de 1999.
- BOYAN, Alí. (2014). Natural gas engineering handbook: Elsevier. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2007.07.022>.
- CÁCERES, Luis. (2002). El gas natural. Por la importancia que tiene el gas natural para el desarrollo de nuestro país. Aceros Arequipa. Lima.
- ECOPETROL (2014). Que es el gas natural. Recuperado de: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural/Informaci%F3n>
- ECOPETROL (2017). Análisis de factibilidad para realizar adecuaciones de control, eléctricas y mecánicas que permitan direccionar parte del gas del campo San Francisco hacia la Planta de Tratamiento de Gas Dina PTGD. Colombia.
- ECOPETROL (2018). Simulación Hysys. Planta de Tratamiento de Gas Dina PTGD. Colombia.

ELVIDGE, Christopher, BAZILIAN, Morgan, ZHIZHIN, Mikhail., GHOSH, Tilottama., BAUGH, Kimberly., & HSU, Feng. (2018). The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets. *Energy Strategy Reviews*, 20, 156–162. doi:10.1016/j.esr.2017.12.012

ELVIDGE, Christopher, BAZILIAN, Morgan. D., ZHIZHIN, Mikhail., GHOSH, Tilottama., BAUGH, Kimberly., y HSU, Feng. (2018). The potential role of natural gas flaring in meeting greenhouse gas mitigation targets. *Energy Strategy Reviews*, 20, 156–162. doi:10.1016/j.esr.2017.12.012

ERDMANN, Eleonora., y RUIZ, Liliana, BENÍTEZ, Leonel; TARIFA, Enrique. (2012). Análisis de sensibilidad por simulación del proceso de deshidratación de una planta de acondicionamiento de g. *Avances en Ciencias e Ingeniería*, 119-130.

ESPECTADOR (02 de 06 de 2020). [www.elespectador.com](http://www.elespectador.com). Obtenido de <https://www.elespectador.com/economia/planta-de-tratamiento-de-gas-dina-pasa-ser-operada-por-ecopetrol-articulo-798021>

MOKHATAB, Saeid., POE, William y MAK, Jhon. (2015). Chapter 3 - Basic Concepts of Natural Gas Processing. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing (Third Edition)*. Boston: Gulf Professional Publishing, p. 123–135. Disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128014998000031>

MOTKHATAB, Saeid. (2006). *Handbook of Natural Gas*. Gulf Publishing.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DINA (2019). Manual para operación del sistema de endulzamiento del gas con metil-dietanolamina. Colombia

PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DINA (2019). Manual para operación del sistema de deshidratación con monoetilenglicol. Colombia.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DINA (2019). Manual para operación del sistema de refrigeración con propano. Colombia.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DINA (2019). Manual para operación sistema de control de punto de rocío y torre deetanizadora / estabilizadora. Colombia DINA (2019). Colombia.

PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS DINA (2019). Operación del sistema de compresión de gas. Manual para operación del sistema de compresión de gas. Colombia

PRIETO, Natalia, GONZÁLEZ, Germán. y CHAVES, Arlex. (2019). Revisión del proceso de separación de fases del gas natural a alta presión en la industria Oil&Gas. Vol. 15 Núm. 1 (2019). <https://doi.org/10.18041/1900-3803/entramado.1.5433>

SPEIGHT, James. (2017). Glycol Dehydration Process. Deep Shale Oil and Gas.

VILLANUEVA, Ángel. (2010). Simulación y optimización de procesos químicos. Métodos termodinámicos en simuladores de procesos. Departamento Ambiental Ingeniería Química. Universidad de Sevilla

## **ANEXOS**

ANEXO A. Balance financiero de la planta de tratamiento de gas dina con el proceso actual

PLANTA DE GAS DINA	GAS	GASOLINA NATURAL	GLP	TOTAL PLANTA DE GAS DINA
PRECIO (US\$)	28	58	32	
VOLUMEN (Bls)	163.464	27.877	55.287	246.628
TRM	3.300	3.300	3.300	2.956
<b>INGRESO</b>	<b>\$ 15.104.090.565</b>	<b>\$ 5.335.707.564</b>	<b>\$ 5.874.768.886</b>	<b>\$ 26.314.567.015</b>
<b>COSTOS</b>	<b>\$ 11.968.234.564</b>	<b>\$ 2.041.068.443</b>	<b>\$ 4.047.887.715</b>	<b>\$ 18.057.190.722</b>
COSTO OPERATIVO	\$ 7.674.021.437	-\$ 106.875.341	-\$ 241.438.968	\$ 7.325.707.128
COSTO MATERIA PRIMA	\$ 2.865.316.525	\$ 488.652.450	\$ 969.105.301	\$ 4.323.074.275
COSTO QUEMAS	\$ 500.224.170	\$ 580.880.120	\$ 1.162.333.917	\$ 2.243.438.208
COSTO DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES	\$ 928.672.433	\$ 1.078.411.214	\$ 2.157.887.465	\$ 4.164.971.111
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>\$ 3.135.856.001</b>	<b>\$ 3.294.639.121</b>	<b>\$ 1.826.881.171</b>	<b>\$ 8.257.376.293</b>
GASTOS DIRECTOS	\$ 1.294.636.334	\$ 220.787.899	\$ 437.870.973	\$ 1.749.933.661
GASTOS NO DISTRIBUIDOS	\$ 250.015.365	\$ 290.327.745	\$ 580.942.217	\$ 1.121.285.327
GASTOS	\$ 1.544.651.699	\$ 511.115.644	\$ 1.018.813.190	\$ 2.871.218.988
<b>UTILIDAD OPERACIONAL</b>	<b>\$ 1.591.204.302</b>	<b>\$ 2.783.523.477</b>	<b>\$ 808.067.981</b>	<b>\$ 5.386.157.305</b>
<b>Margen operacional</b>	<b>11%</b>	<b>52%</b>	<b>14%</b>	<b>20%</b>
<b>EBITDA Operativo</b>	<b>\$ 3.020.100.905</b>	<b>\$ 4.442.814.811</b>	<b>\$ 4.128.289.363</b>	<b>\$ 11.794.566.624</b>
<b>Margen Ebitda Operativo</b>	<b>20%</b>	<b>83%</b>	<b>70%</b>	<b>45%</b>
<b>Ebitda (US\$/BL)</b>	<b>5,6</b>	<b>48,3</b>	<b>22,6</b>	<b>16,2</b>
<b>Costo Procesamiento (US\$/BL)</b>	<b>19,5</b>	<b>4,1</b>	<b>4,0</b>	<b>16,0</b>

ANEXO B. Balance financiero de la planta de tratamiento de gas Dina con el proceso modificado

PLANTA DE GAS DINA	GAS	GASOLINA NATURAL	GLP	TOTAL PLANTA DE GAS DINA
PRECIO (US\$)	28	58	32	
VOLUMEN (BlS)	209.922	32.622	65.507	308.051
TRM	3.300	3.300	3.300	2.956
<b>INGRESO</b>	<b>\$ 19.396.767.503</b>	<b>\$ 6.243.900.564</b>	<b>\$ 6.960.746.086</b>	<b>\$ 32.601.414.153</b>
<b>COSTOS</b>	<b>\$ 13.567.662.622</b>	<b>\$ 1.912.238.220</b>	<b>\$ 3.839.847.086</b>	<b>\$ 19.319.747.929</b>
COSTO OPERATIVO	\$ 7.527.673.540	-\$ 672.340.739	-\$ 1.335.091.116	\$ 5.520.241.684
COSTO MATERIA PRIMA	\$ 4.208.524.024	\$ 457.809.190	\$ 919.298.268	\$ 5.585.631.482
COSTO QUEMAS	\$ 641.154.222	\$ 744.533.678	\$ 1.489.802.657	\$ 2.875.490.556
COSTO DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES	\$ 1.190.310.837	\$ 1.382.236.092	\$ 2.765.837.278	\$ 5.338.384.206
<b>UTILIDAD BRUTA</b>	<b>\$ 5.829.104.881</b>	<b>\$ 4.331.662.344</b>	<b>\$ 3.120.899.000</b>	<b>\$ 13.281.666.224</b>
GASTOS DIRECTOS	\$ 1.662.580.072	\$ 258.368.299	\$ 518.813.373	\$ 2.185.753.176
GASTOS NO DISTRIBUIDOS	\$ 321.448.326	\$ 373.278.529	\$ 746.925.708	\$ 1.441.652.563
GASTOS	\$ 1.984.028.398	\$ 631.646.828	\$ 1.265.739.081	\$ 3.627.405.739
<b>UTILIDAD OPERACIONAL</b>	<b>\$ 3.845.076.483</b>	<b>\$ 3.700.015.515</b>	<b>\$ 1.855.159.919</b>	<b>\$ 9.654.260.485</b>
<b>Margen operacional</b>	<b>20%</b>	<b>59%</b>	<b>27%</b>	<b>29,61%</b>
<b>EBITDA Operativo</b>	<b>\$ 5.676.541.541</b>	<b>\$ 5.826.785.285</b>	<b>\$ 6.110.799.854</b>	<b>\$ 17.868.135.248</b>
<b>Margen Ebitda Operativo</b>	<b>29%</b>	<b>93%</b>	<b>88%</b>	<b>55%</b>
Ebitda (US\$/BL)	8,2	54,1	28,3	19,6
Costo Procesamiento (US\$/BL)	16,9 -	2,0 -	1,9	12,2