

**DISEÑAR UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS, MEDIANTE EL  
SOFTWARE ASPEN HYSYS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS  
PRODUCIDO EN CAMPO TELLO**

**MANUEL FELIPE VARGAS MANRIQUE  
JULIAN DAVID YEPES GUZMAN**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2020**

**DISEÑAR UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS, MEDIANTE EL  
SOFTWARE ASPEN HYSIS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS  
PRODUCIDO EN CAMPO TELLO**

**MANUEL FELIPE VARGAS MANRIQUE  
JULIAN DAVID YEPES GUZMÁN**

**Proyecto integral de grado para optar por el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director  
Cristian Eduardo Vásquez Aldana  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2020**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

Ing. Camilo Andrés Guerrero Martin

---

Ing. Edinson Enrique Jiménez Bracho

Bogotá D.C., octubre, 2020.

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA – PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA – PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

**Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARALDA CASTRO**

Secretaria General

**Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN**

Decano de la Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## **DEDICATORIA**

Este proyecto va primeramente dedicado a Dios por encima de todas las cosas que se pudieron hacer en primera instancia. En segundo lugar, para mis padres y abuelos y tías que han sido mi apoyo y soporte durante todo este tiempo que ha sido duro y arduo para todos. Obviamente, no puedo dejar atrás mi amigo y compañero de tesis con quien logramos coronar esto de ardua y honesta manera.

Por ultimo a mi mejor amiga y su hermana, quien también siempre ha estado en las buenas y malas apoyándome y motivándome a creer en que todo lo que pueda proponerme lo puedo lograr con esfuerzo, dedicación y humildad.

**MANUEL FELIPE VARGAS MANRIQUE**

## **DEDICATORIA**

Este proyecto quiero dedicarlo a mis padres Ángela y Rodolfo, ya que gracias a ellos estoy culminando esta etapa de mi vida, y que siempre estuvieron en los malos y buenos momentos impulsándome a tomar las decisiones correctas, con sus consejos y apoyo incondicional. A mi hermano que siempre fue y sigue siendo un gran ejemplo para mí. A toda mi familia en general que siempre estuvieron pendientes de mi proceso en la universidad y que nunca dejaron de creer en mí. Y, por último, a mis amigos que hicieron parte de este proceso e hicieron más llevadera esta experiencia en la universidad.

**JULIAN DAVID YEPES GUZMAN**

## **AGRADECIMIENTOS**

Una vez más, agradecemos primeramente a Dios que fue el que nos permitió desde un principio llegar a estas instancias.

También, a la Fundación Universidad de América quien fue el ente educativo que nos acogió y formó como ingenieros durante todo este tiempo y nos brindó unas experiencias que llevaremos siempre con nosotros. Claramente, a nuestros profesores, quienes en primer lugar son partícipes por el conocimiento impartido y expuesto en cada una de sus áreas específicas de trabajo y educación, además de su dedicación, colaboración y entendimiento, que tuvieron durante todo este tiempo para lograr ejecutar este proyecto de grado de la mejor manera.

A la empresa ECOPETROL S.A. que nos abrió las puertas para trabajar con ellos en el desarrollo de la propuesta y proyecto y que, a pesar de las adversidades, se plantaron firmes y nos apoyaron y ayudaron en estos tiempos tan difíciles que hemos tenido que enfrentar como seres humanos y personas que somos, a salir adelante y poder terminar de desarrollar y concluir con el proyecto de tal manera.

A la persona encargada de la empresa ECOPETROL S.A. y director de nuestro proyecto, Ingeniero de Producción Cristian Eduardo Vásquez Aldana, quien nos acogió de excelente manera y con su ardua experiencia y conocimiento en el sector, nos ayudó a ejecutar el proyecto junto con su equipo de trabajo para cumplir las expectativas estimadas y realizadas durante la ejecución del proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
<b>RESUMEN</b>	18
<b>INTRODUCCION</b>	20
<b>1. MARCO TEORICO</b>	23
1.1 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DE FLUIDOS	24
1.2 CONCEPTOS GENERALES	24
1.2.1 Gas Natural	24
1.2.2 Gas Agrio	25
1.2.3 Pruebas PVT y propiedades determinadas en un análisis de fluidos	25
1.2.4 Medidas Composicionales	25
1.2.5 Dew Point	26
1.2.6 Condensación Retrograda	26
1.2.7 Potencial Calorífico	27
1.2.8 Acondicionamiento del gas natural	27
1.2.9 Separación Inicial	27
1.2.10 Filtrado	27
1.2.11 Endulzamiento	27
1.2.12 Deshidratación	27
1.2.13 Extracción de hidrocarburos pesados	28
1.2.14 Compresión	28
1.3 EFECTO JOULE THOMSON	28
1.3.1 Registro de temperatura diferencial	29
1.3.2 Registro de temperatura radial	29
1.4 INTERCAMBIADORES DE CALOR	30
1.4.1 Tipos de intercambiadores de calor según su construcción.	30
1.4.1.1 Tubo y coraza	30
1.4.1.2 Plato	30
1.5 INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL DE PROCESOS	31
1.5.1 Controlador Lógico Programable.	31
1.5.2 Válvulas.	31
1.5.3 Sensores de Presión.	31
1.5.4 Sensores de Nivel.	32
1.5.5 Sensores de Temperatura.	32
1.6 QUEMA Y VENDEO DE GAS	32
1.6.1 Quema de gas.	32
1.6.2 Venteo de gas.	33
1.7 GTW	33
1.8 IMPACTO AMBIENTAL	34
<b>2. METODOLOGIA Y DATOS</b>	35
2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	35

2.2 PROCESO ACTUAL	37
2.3 METODOLOGIA	38
<b>3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>40</b>
3.1 PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DEL EQUIPO DE TRATAMIENTO JOULE THOMSON	40
3.2 PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS	45
3.3 COMPONENTES TRATADOS EN EL PROCESO	48
3.4 LINEA DE GASODUCTO NUEVAS Y EXISTENTE BATERÍA TELLO- BATERÍA CEBÚ	52
3.5 ANALISIS FINANCIERO	55
3.5.1 VPN	56
<b>4. CONCLUSIONES</b>	<b>58</b>
<b>5. RECOMENDACIONES</b>	<b>60</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>61</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>63</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Envolvente de fase de hidrocarburo para un condensado retrógrado.	26
<b>Figura 2.</b> Efecto Joule Thomson.	29
<b>Figura 3.</b> Diagrama de procesos para la metodología propuesta.	38
<b>Figura 4.</b> Visualización de pantallas de la estación Compresora-Intercambiador.	40
<b>Figura 5.</b> Plano de Instrumentación para realizar el procedimiento de arranque.	42
<b>Figura 6.</b> Pantalla PLC de estación Compresora-Intercambiador.	43
<b>Figura 7.</b> Visualización de pantallas de la estación Compresora-Intercambiador.	44
<b>Figura 8.</b> Válvulas a cerrar ilustradas en el plano de instrumentación.	44
<b>Figura 9.</b> Plano de la planta de tratamiento de gas.	45
<b>Figura 10.</b> Línea de gasoducto Batería Tello-Batería Cebú.	52
<b>Figura 11.</b> Ejecución de obras para el proyecto.	54

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Información cromatográfica del gas.	35
<b>Tabla 2.</b> Propiedades del gas producido.	36
<b>Tabla 3.</b> Condiciones requeridas para el ajuste de parámetros del gas producido.	37
<b>Tabla 4.</b> Evaluación de inversión.	54

## LISTA DE GRAFICOS

	<b>pag.</b>
<b>Grafico 1.</b> Comparación de la cantidad de propano presente antes y después del tratamiento en el gas.	48
<b>Grafico 2.</b> Comparación de la cantidad de n-butano presente antes y después del tratamiento en el gas.	48
<b>Grafico 3.</b> Comparación de la cantidad de i-butano presente antes y después del tratamiento en el gas.	49
<b>Grafico 4.</b> Comparación de la cantidad de n-pentano presente antes y después del tratamiento en el gas.	50
<b>Grafico 5.</b> Comparación de la cantidad de i-pentano presente antes y después del tratamiento en el gas.	51
<b>Grafico 6.</b> Comparación de la cantidad de n-hexano presente antes y después del tratamiento en el gas.	51
<b>Grafico 7.</b> Evaluación Flujo de caja.	55
<b>Grafico 8.</b> Proyección de utilidad vs Inversión del proyecto.	56

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pag.</b>
<b>Anexo A</b> Plano de instrumentación para el procedimiento de arranque del equipo de tratamiento Joule-Thomson.	63
<b>Anexo B</b> Datos de entrada ingresados a ASPEN HYSYS.	65
<b>Anexo C</b> Plano de la Planta de Tratamiento de Gas con datos de entrada y de salida.	69

## LISTA DE ABREVIATURAS

°	Grados
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
%	Porcentaje
<b>BTU</b>	British Thermal Units (Unidades Térmicas Británicas)
<b>BTU/CF</b>	British Thermal Units/Cubic Feet (Unidades Térmicas Británicas/ Pies Cúbicos)
<b>GE</b>	Gravedad Especifica
<b>Pf</b>	Presión final
<b>Pi</b>	Presión inicial
<b>psi</b>	Pounds-force per square inch (Libra por pulgada cuadrada)
<b>psia</b>	Absolut pounds-force per square inch (Libra por pulgada cuadrada absoluta)
<b>Ti</b>	Temperatura inicial
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>MMSCFD</b>	Millions standard cubic feet per day (Millones de pies cubicos estandar por dia)

## GLOSARIO

**BARRIL:** unidad corriente para la medida de líquidos en la industria petrolera. Contiene 42 galones a 60 °F.

**CAMPO:** es la superficie existente sobre una acumulación subterránea de hidrocarburos.<sup>1</sup>

**CROMATOGRAFIA:** es un procedimiento de análisis para separar, identificar y cuantificar los diferentes componentes de una mezcla.<sup>2</sup>

**GAS AGRIO:** son aquellos gases que son ácidos, ya sea solos o asociados a agua.<sup>3</sup>

**GAS NATURAL:** es una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, que es altamente compresible y expansible.<sup>4</sup>

**GRAVEDAD ESPECÍFICA:** es relación adimensional entre la densidad de un material y la densidad del mismo volumen de agua.<sup>5</sup>

**JOULE THOMSON:** es el cambio de temperatura observado cuando un gas se expande mientras fluye a través de una restricción sin que ningún calor entre en el sistema ni salga de él.<sup>6</sup>

**OFFSHORE:** se denomina a los pozos de petróleo que no están sobre la tierra firme, ya sea mar, lago o laguna, etc.

**ONSHORE:** una región geográfica ubicada dentro de las aguas bajo control del país.

**PODER CALORÍFICO:** es la cantidad de calor producido cuando el gas es quemado completamente para producir dióxido de carbono y agua.

---

<sup>1</sup>Oilfield Glossary. Campo. [en línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/f/field.aspx>

<sup>2</sup>La Comunidad Petrolera. Cromatografía de Hidrocarburos. [en línea]. Disponible en: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2017/05/cromatografia-hidrocarburos.html>

<sup>3</sup>Oilfield Glossary. Gas agrio. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/s/sour\\_gas.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/s/sour_gas.aspx)

<sup>4</sup>Oilfield Glossary. Gas natural. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/n/natural\\_gas.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/n/natural_gas.aspx)

<sup>5</sup>Oilfield Glossary. Gravedad especifica. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/specific\\_gravity.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/specific_gravity.aspx)

<sup>6</sup>Oilfield Glossary. Joule Thomson. [en line]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/-Terms/j/joule-thomson.aspx>

**PROCESO ISOENTALPICO:** proceso en el que no hay ningún cambio en la entalpía de un estado a uno de dos estados.

**PUNTO DE ROCIO:** es la presión a la cual sale el primer líquido condensado de la solución en un condensado de gas.<sup>7</sup>

**SEPARACION POR ETAPA:** operación en la cual se hace pasar un flujo de pozo a través de dos o más separadores que están dispuestos en serie.<sup>8</sup>

**TRATAMIENTO DE GAS NATURAL:** es un complejo proceso industrial diseñado para separar las impurezas y los diversos hidrocarburos no metálicos y fluidos con el objetivo de producir lo que se conoce como gas natural.<sup>9</sup>

**VALOR PRESENTE NETO:** esta fórmula básica del asesoramiento financiero nos permite evaluar los proyectos de inversión en el medio y en largo plazo y conocer si podremos o no maximizar esa inversión.<sup>10</sup>

---

<sup>7</sup>Oilfield Glossary. Punto de rocío. [en línea]. Disponible en:

<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dewpoint.aspx>

<sup>8</sup>Oilfield Glossary. Separación por etapa. [en línea]. Disponible en:

[https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stage\\_separation.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/stage_separation.aspx)

<sup>9</sup>AMPO. Procesamiento de gas natural. [en línea]. Disponible en: <https://www.ampo.com/es/-category/sectores/procesamiento-gas-natural/>

<sup>10</sup>Instituto Europeo de Posgrado. Qué es VPN en finanzas. [en línea]. <https://www.iep-edu.com.co/que-es-vpn-en-finanzas/#:~:text=Esta%20f%C3%B3rmula%20b%C3%A1sica%20del%20asesoramiento,los%20flujos%20de%20efectivo%20individuales.>

## RESUMEN

El campo Tello ubicado en la cuenca del Valle Superior y que es operado y desarrollado por Ecopetrol manejó el gas como un fluido asociado a la producción de los pozos de bajo interés que gracias a su composición lo hacen poco viable para la alimentación de motores de combustión, ya que por sí solo contiene un bajo Número de Metano y un alto contenido de hidrocarburos pesados. En este orden de ideas y desde entonces, el gas se ha venido quemando al aire, con el respectivo pago de regalías de acuerdo a las resoluciones dadas por la ANH. Por otro lado, el campo Tello cuenta con un Contrato de Generación Eléctrica que recibe el gas desde otras fuentes que cumplen con las condiciones de gas, sin embargo; este recurso se ha reducido y la demanda energética se suple comprando al Sistema (Eléctrico) Interconectado Nacional. Para ello diseñó una planta de tratamiento de gas con el fin de aprovechar este activo producido en Campo Tello para la generación de energía y así disminuir los costos de operación del campo y de la empresa en específico.

En este trabajo de grado se tomaron en cuenta las condiciones, propiedades y composición del gas producido en campo Tello, además de las condiciones y composición después de realizarse el respectivo tratamiento y ya estando a disposición del campo, para el correcto dimensionamiento de la planta de tratamiento de gas. Se evaluó si el poder calorífico y el flujo del activo era necesario para su respectivo, y al ser evaluados correctamente se determinó que estas condiciones eran correctas para dimensionar la planta. A partir de este punto se inició con dimensionamiento de la planta con la respectiva evaluación de los equipos a utilizar en esta misma, y la función que cada uno de estos realizaría para el proceso del tratamiento del activo. Ya teniendo dimensionada nuestra de tratamiento de gas se procede a evaluar las condiciones del gas a la salida de la planta después de haber simulado en ASPEN HYSYS, y concluimos que se redujeron los componentes pesado del gas producido.

Para culminar se determina la viabilidad financiera de la planta de tratamiento de gas mediante el indicador financiero del VPN, además de futuros proyectos a realizar para el aprovechamiento del activo tratado.

**PALABRAS CLAVES:** Válvula Joule Thomson, Gases Agrios, Dew Point, Potencial Calorífico, Campo Tello, Aspen HYSYS.

## ABSTRACT

The Tello field located in the Upper Valley basin and which is operated and developed by Ecopetrol handled the gas as a fluid associated with the production of low-interest wells that thanks to its composition make it unfeasible for the supply of combustion engines, since by itself it contains a low Methane Number and a high content of heavy hydrocarbons. In this order of ideas and since then, the gas has been burning in the air, with the respective payment of royalties according to the resolutions given by the ANH. On the other hand, the Tello field has an Electric Generation Contract that receives the gas from other sources that meet the gas conditions, however; This resource has been reduced and energy demand is met by buying from the National Interconnected (Electric) System. For this, he designed a gas treatment plant in order to take advantage of this asset produced in Tello Field for power generation and thus reduce the costs of operating the field and the company in specific.

On this Thesis degree, the conditions, properties and composition of the gas produced in the Tello field were taken into account, as well as the conditions and composition after the respective treatment was carried out and already being available to the field, for the correct sizing of the gas plant. gas treatment. It was evaluated if the calorific power and the flow of the asset was necessary for its respective one, and when correctly evaluated it was determined that these conditions were correct to size the plant. From this point on, the sizing of the plant began with the respective evaluation of the equipment to be used in it, and the function that each of these would perform for the asset treatment process. Having already dimensioned our gas treatment plant, we proceed to evaluate the conditions of the gas at the plant exit after having simulated in ASPEN HYSYS, and we conclude that the heavy components of the gas produced were reduced.

To conclude, the financial viability of the gas treatment plant is determined through the financial indicator of the VPN, in addition to future projects to be carried out to take advantage of the treated asset.

**KEYWORDS:** Joule Thomson Valve, Sour Gases, Dew Point, Calorific Potential, Tello Field, Aspen HYSYS.

## INTRODUCCIÓN

El Campo Tello que es operado y desarrollado por Ecopetrol S.A. mediante un contrato de asociación con la ANH, se encuentra ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, la cual ha sido explorada y explotada a nivel hidrocarburífero con alrededor de 1.330 pozos perforados y 41 campos en producción, en los cuales Ecopetrol S.A tiene gran participación, por lo tanto, tiene un conocimiento muy amplio en cuanto al sistema petrolífero que rige la cuenca y más específico al Campo Tello.

A lo largo de la vida productiva del Campo Tello, se ha tenido la presencia de gas asociado a dicha producción, el cual, debido a su composición no es apto para el uso como gas combustible en la generación eléctrica a través de dicho activo. El Campo Tello maneja el gas como un fluido relacionado a la producción de los pozos de bajo interés del campo, enfocándose en que sus características físicas lo hacían poco viable para alimentar los motores de combustión, considerando que contiene un alto contenido de componentes pesados. Partiendo de la coyuntura financiera del activo y de que se tiene una baja calidad de gas de producción para la generación de energía de Campo Tello para las condiciones de confiabilidad eléctrica en el campo; se buscan alternativas con el fin de mejorar la calidad del gas y utilizarlo para la operación del activo.

La baja calidad del gas asociado a la producción de los pozos del Campo Tello en términos de humedad, gases agrios, los altos valores en el contenido de pesados y del HC Dew Point; hace complicado el uso de este fluido como combustible para los moto-generadores del contrato de Generación Eléctrica en Tello, cuyos términos del contrato, exigen unas condiciones mínimas que implican procesos complejos para poder ajustar los parámetros y las condiciones óptimas de operación del gas producido. Aprovechar el gas como recurso permite: 1. Disminuir el costo operativo del campo, específicamente en términos de energía; no es lo mismo comprar energía a Electrohuila que generarla; 2. Disminuir el impacto ambiental por reducción de emisiones de gas al ambiente. Para el tratamiento del gas producido y el aprovechamiento de este mismo en el campo, partiremos de un gas con poco contenido de componentes livianos que mediante el proceso de estrangulamiento del gas y afectando su temperatura y presión (proceso isoentálpico), se pondrá en condiciones que puedan ser operadas a través de moto-generadores; por medio del proceso realizado por la válvula de Joule Thomson, que ayudará a suplir la energía al campo. Además, se reducirían los costos de operación del mismo, siendo así una alternativa más rentable de operación y reduciendo los periodos muertos de producción y operación que suceden cuando se presentan bajones o cortes de la energía proveniente de la red eléctrica municipal.

A través de la planta de tratamiento de gas se disminuirán los componentes pesados del gas en solución asociado a la producción del Campo Tello, permitiendo mejorar la calidad para la generación y suministro de energía.

Se tuvieron en cuenta investigaciones que ayudaron como precedentes en la realización del presente trabajo. El trabajo de investigación de Kudiyarov et. al<sup>11</sup>, aporta conocimiento de los parámetros de operación actuales en plantas de tratamiento de gas y de la necesidad de optimización de parámetros del proceso de absorción para proporcionar tanto la especificación del punto de rocío como la cantidad de vapores de metanol extraídos. El modelo se adaptó a partir de datos de campo, y en base a los resultados de la simulación, se estima la influencia de los parámetros claves en el punto de rocío del gas seco. Más adelante proponen un criterio para reducir los costos operativos del proceso de deshidratación a partir de la determinación de los parámetros óptimos de los modos de operación de la absorción y la regulación del punto de rocío del agua del gas natural seco en la entrada de la tubería de gas principal.

De la misma forma, Haridy et. al<sup>12</sup>, presento un estudio de caso en una planta de tratamiento de gas con el fin de recuperar el calor residual producido por el escape de turbocompresores con el propósito de utilizarlo para el proceso calefacción y generación de energía en el campo. Este proceso implicó capturar y reutilizar el calor residual. Los resultados económicos, ambientales y funcionales fueron positivos y dieron confiabilidad para aplicar este tipo de procesos en plantas de tratamiento de gas.

En su trabajo de estudio Aliyev et. al<sup>13</sup>, presenta un ejemplo un campo y los problemas que presenta debido a las restricciones operativas del sistema de producción del pozo y esto generó preocupaciones en cuanto al alto volumen de enfriamiento de gas debido a los efectos de Joule-Thomson que reduciría la temperatura del separador por debajo de sus condiciones de funcionamiento normales, causando malestar del sistema de producción. El estudio que se realizó en este caso consistió en evaluar el efecto de enfriamiento JT basado en producción restringida que es impulsada por la restricción de la capacidad de manejo del gas separador y a través de las correspondientes evaluaciones a través de simuladores de pozo estable, de flujo dinámico y de procesos se concluyó que la temperatura aguas abajo del estrangulador caerá por debajo del límite de diseño de temperatura de la línea de flujo y la puesta en marcha del pozo mostró una combinación perfecta entre el rendimiento real del pozo y los resultados pronosticados.

---

<sup>11</sup>Kudiyarov G.S., Istomin V.A., Prokopov V., Ikanin S.A. "Peculiarities of the Field Gas Treatment Systems at the Latest Stage of the Cenomanian Reservoir Development Yamburgskoye Gas Field". 2018.

<sup>12</sup>Haridy A., Hameed A., Zayed S. "Improve the Performance of Natural Gas Processing Plants by Utilizing Waste Heat for Process Heating and Power Generation Purposes (El Gamil Gas Plant Case Study)". 2015.

<sup>13</sup>Aliyev E, Mollayev R, Eyyubbayli T, Khammadvov K. "Temperature Modelling for Joule-Thompson Effect and Hydrate Formation Assessment in High GOR Oil and Gas Wells". 2017.

Para el desarrollo y cumplimiento del presente proyecto se ha planteado como objetivo general: "Diseñar una planta de tratamiento de gas para el aprovechamiento del activo en Campo Tello", y posteriormente como objetivos específicos:

1. Describir las propiedades físicas y químicas del gas asociado a la producción del Campo Tello.
2. Simular mediante la herramienta ASPEN HYSYS, el proceso de tratamiento de gas producido en Campo Tello, verificando la eficiencia de la planta teniendo en cuenta los parámetros de entrada y de salida en ésta.
3. Comparar los ingresos de Campo Tello teniendo en cuenta los ingresos antes de realizar el tratamiento vs los ingresos generados después del tratamiento de gas.
4. Evaluar la viabilidad financiera de la planta de tratamiento de gas mediante el indicador financiero del VPN.

## 1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los fundamentos teóricos necesarios para la realización del presente trabajo de grado.

Previo al diseño de una planta de tratamiento de gas para la reducción de componentes pesados que posee dicho gas, es necesario tener ciertos conocimientos previos, dentro de los cuales se mencionan aspectos tales como análisis composicional de fluidos, válvula Joule Thompson, gases agrios, potencial calorífico, entre otros.

Después de extraer el gas, es necesario procesarlo de tal manera que cumpla con los requerimientos necesarios para su uso final y los estándares regulatorios. Para cada yacimiento, la composición del gas natural es única, por lo que el tratamiento implementado en cada campo de producción puede ser diferente.

En general el procesamiento consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre y de nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros.

Aunque el uso del gas natural data de tiempos más antiguos, comenzó a extraerse de yacimientos de forma sistemática en los EE.UU. en el siglo XIX, con el objetivo de canalizarlo hacia las ciudades. Inicialmente se usaba únicamente como combustible para iluminación. Tras la llegada de la electricidad se comenzó a emplear para calefacción y para agua caliente sanitaria. Los primeros usos industriales del gas natural tuvieron lugar en la industria metalúrgica. Progresivamente la profundidad de extracción fue aumentando y se fue mejorando la capacidad de transporte hacia los puntos de consumo, especialmente gracias a los avances en técnicas de soldadura tras la Segunda Guerra Mundial.

El aprovechamiento del gas natural se inicia con la exploración, proceso en el cual se realizan los estudios, levantamientos y análisis geológicos necesarios para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez se tiene ubicado el recurso se desarrolla un plan de explotación del yacimiento para la producción del gas natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo, en los casos de que sea un yacimiento de gas asociado.

Los yacimientos de gas natural suelen estar a altas profundidades en el subsuelo, bien en tierra firme (“onshore”) o bien bajo el mar (“offshore”). El gas natural puede encontrarse en los yacimientos en dos estados; “libre” o “asociado”. En estado “libre”, el gas se extrae independientemente, no junto con otros compuestos, y cuando está “asociado” se encuentra mezclado con hidrocarburos u otros gases del yacimiento. También puede encontrarse en capas más superficiales, asociado al carbón.

Una reserva de gas natural pasa a ser una «reserva probada» cuando se determina la cantidad y la calidad del gas natural contenido en dicho yacimiento, calculándose su duración de acuerdo a la cantidad de gas que tenga y a una estimación del consumo esperado. Dado que llevar a cabo este proceso de investigación y cálculo de recurso en su totalidad implica importantes inversiones, es habitual que ciertas reservas solo se tengan ubicadas geográficamente y se estime su potencial, pero no han sido sometidas a estudios de cálculo tan precisos hasta que son sometidas a su explotación. Sin embargo, las empresas productoras de gas deben contar con reservas demostrables para garantizar los contratos de extracción y suministro en los que incurran.

## 1.1 ANÁLISIS COMPOSICIONAL DE FLUIDOS

Cualquiera de una variedad de técnicas analíticas aplicadas para determinar la composición del petróleo crudo, mediante su desglose en sus componentes químicos básicos. Los componentes de hidrocarburos se identifican, por lo general, por medio de fracciones con números de carbono: C1, C2, C3, etc, hasta Cn, donde el número de carbono limitante, n, está definido por la técnica analítica en particular. Estas técnicas analíticas incluyen, pero no están limitadas a, cromatografía de gases o de líquidos, destilaciones criogénicas e instantáneas, destilaciones por punto de ebullición verdadero, caracterizaciones estructurales de fluidos tales como análisis de hidrocarburos aromáticos polinucleares, análisis SARA, pruebas sónicas y otros métodos de ensayo de petróleo crudo. También se pueden identificar otros componentes que no son hidrocarburos, tales como nitrógeno, metales pesados, azufre y sales.<sup>14</sup>

## 1.2 CONCEPTOS GENERALES

En el siguiente numeral se mencionan conceptos necesarios para la elaboración y el correcto entendimiento del presente proyecto de grado.

**1.2.1 Gas natural.** Una mezcla natural de gases hidrocarburos que es altamente compresible y expandible. El metano (CH<sub>4</sub>) es el componente principal de la mayoría de dichos gases (constituye hasta el 85% de algunos gases naturales), con cantidades menores 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>) y pentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>). Las impurezas también pueden estar presentes en grandes proporciones, incluyendo dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), helio, nitrógeno (N<sub>2</sub>) y sulfuro de hidrogeno.<sup>15</sup>

**1.2.2 Gas agrio.** Un término general para aquellos gases que son ácidos, ya sea solo o asociado al agua. Dos gases asociados a la perforación y producción del petróleo y gas son el ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), y el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Los óxidos de azufre y los óxidos de nitrógeno, generados por la oxidación de algunos

---

<sup>14</sup>Oilfield Glossary. Análisis composicional de fluidos. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/compositional\\_fluid\\_analysis.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/compositional_fluid_analysis.aspx)

<sup>15</sup>Oilfield Glossary. Gas natural. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/n/natural\\_gas.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/n/natural_gas.aspx)

materiales sulfurados o nitrogenados, también están en esta categoría, pero no se encuentran desde las condiciones anaeróbicas del suelo.<sup>16</sup>

**1.2.3 Pruebas PVT y propiedades determinadas en un análisis de fluidos.** Para un análisis de fluidos es necesario el desarrollo de pruebas que permitan determinar las propiedades necesarias para la caracterización de los fluidos, es decir que estas pruebas deben estar en capacidad de simular el comportamiento del fluido dentro del yacimiento, a lo largo de la tubería de producción y a través de los separadores de superficie.

**1.2.4 Medidas composicionales.** Se realiza una separación instantánea del fluido, lo cual generalmente forma la separación de dos fases estables. Las dos fases son analizadas y posteriormente recombinadas numéricamente usando la relación Gas – Petróleo. El líquido es analizado mediante destilación, los puntos de ebullición son hallados a presión atmosférica. El análisis del gas se realiza mediante cromatografía.

El objetivo de las pruebas realizadas sobre los fluidos de yacimiento es la determinación de las siguientes propiedades necesarias para las ecuaciones de balance de materiales:

- Presión de saturación (Burbuja o Rocío).
- Factor volumétrico del petróleo.
- Factor volumétrico del gas.
- Factor volumétrico de la formación.
- Coeficiente de compresibilidad del petróleo.
- Viscosidad del aceite.
- Viscosidad del gas.
- Factor de compresión del gas.
- Gas disuelto.
- Relación gas – petróleo.

**1.2.5 Dew point.** La presión a la que el primer líquido condensado sale de solución de un condensado gaseoso. Muchos depósitos de condensados de gas están saturados en las condiciones iniciales, lo que significa que el punto de rocío es igual a la presión inicial de depósito. La disolución de condensado se denomina condensación retrograda porque esto es contrario al comportamiento de las sustancias puras, que se vaporizan cuando la presión cae por debajo de la presión de saturación en condiciones isotérmicas (temperaturas constantes).<sup>17</sup>

**1.2.6 Condensación retrógrada.** La formación de hidrocarburos líquidos en un depósito de gas a medida que la presión de depósito disminuye por debajo de la presión del punto de rocío durante la producción. Se llama retrógrado porque parte

---

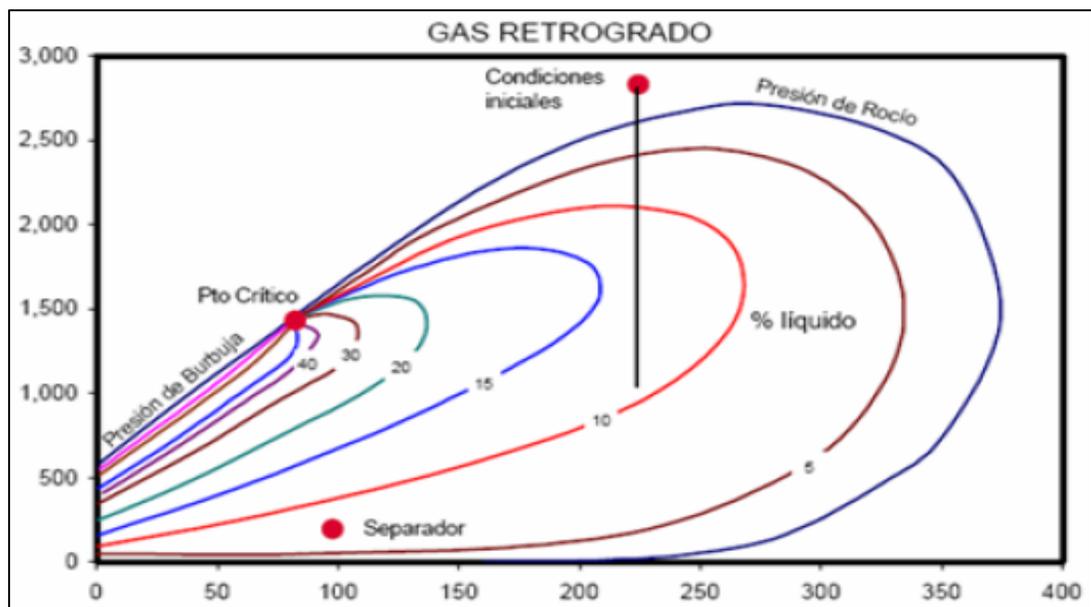
<sup>16</sup>Oilfield Glossary. Gas agrio. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/s/sour\\_gas.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/-Terms/s/sour_gas.aspx).

<sup>17</sup>Oilfield Glossary. Punto de Rocío. [en línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dew-point.aspx>.

del gas se condensa en un líquido en condiciones isotérmicas en lugar de expandirse o vaporizarse cuando la presión disminuye.<sup>18</sup>

Para el correcto entendimiento de este concepto se ilustra la envolvente de fase de hidrocarburo para un condensado retrógrado (Figura 1). Donde se puede evidenciar que, entre las curvas de punto de burbuja y punto de rocío, los fluidos de hidrocarburo están en dos etapas. Las líneas de fracción molar de líquido constante coinciden en el punto crítico. Los fluidos que ingresan en la región de dos fases a la derecha del punto crítico se denominan condensados retrógrados.

**Figura 1.** Envolvente de fase de hidrocarburo para un condensado retrógrado.



**Fuente:** EL PETROLEO Y SUS AVANCES. [en línea]. Yacimientos de Gas. Consultado 28, octubre, 2020. Disponible en: <https://elpetroleoyusavances.wordpress.com/2016/12/01/yacimientos-de-gas/>

**1.2.7 Potencial calorífico.** Se define como potencial calorífico de una sustancia o combustible como la cantidad de calor que se genera, por kilogramo o metro cúbico de esta sustancia, al oxidarse por completo. La mayoría de los combustibles son compuestos de carbono e hidrogeno, que al arder se combinan con el oxígeno formando dióxido de carbono y agua. El poder calorífico siempre se mide por unidad de masa o unidad de volumen de combustible que se ha oxidado.

<sup>18</sup>Oilfield Glossary. Condensación Retrógrada. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/retrograde\\_condensation.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/retrograde_condensation.aspx)

**1.2.8 Acondicionamiento del gas natural.** Conjunto de procesos a los que se somete el gas a fin de extraer los contaminantes y/o satisfacer las especificaciones de seguridad, del mercado o los procesos subsecuentes a los que el gas será sometido.<sup>19</sup>

**1.2.9 Separación inicial.** Debido a que los yacimientos pueden contener gas, petróleo y agua, las tres sustancias requieren ser separadas, lo cual se hace aprovechando las diferencias de densidad entre ellas, en una sola operación. El gas es la sustancia menos densa por lo que sale por la parte superior del separador. El agua es la sustancia con mayor densidad de la mezcla y es retirada por la parte inferior. El petróleo flota sobre el agua pues su densidad es menor, lo que permite que sea separado por la mitad. Si el gas es libre, es decir, no está acompañado de crudo, este paso puede no ser necesario.

**1.2.10 Filtrado.** Proceso que consiste en retirar el material sólido contenido en el gas por medio de filtros.

**1.2.11 Endulzamiento.** En los yacimientos junto con el gas, el petróleo y el agua hay otras sustancias como dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El dióxido de carbono en presencia de agua líquida produce corrosión y en condiciones criogénicas (bajas temperaturas) puede producir taponamientos por solidificación. El ácido sulfhídrico es un compuesto altamente tóxico en concentraciones por debajo de 100 partes por millón. Por lo anterior estas sustancias deben ser removidas.

**1.2.12 Deshidratación.** Si el contenido de vapor de agua en el gas es muy alto, se corre el riesgo que en los gasoductos se formen hidratos de metano sólidos, en las zonas donde la presión sea elevada y la temperatura reducida, generando grandes problemas en el transporte. Por esa razón es necesario retirar el vapor, lo cual se hace generalmente mediante absorción con glicol (TEG: trietilenglicol), en la que el glicol captura al agua y permite la salida del gas seco. Existen otros métodos físicos como el uso de tamices moleculares.

**1.2.13 Extracción de hidrocarburos pesados.** Dependiendo de la composición del gas natural, en esta fase se retiran hidrocarburos líquidos valiosos como lo son el etano, propano, GLP y gasolina natural. El gas procesado debe cumplir las especificaciones de dew point de hidrocarburos y el poder calorífico. Los procesos más usados son: absorción con aceites livianos refrigerados, refrigeración externa y sistemas turboexpander.

---

<sup>19</sup> Osinergmin. OPERACIÓN DE PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL. [en línea]. Disponible en: [http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Operacion\\_Plantas-Procesamiento\\_de\\_Gas\\_Natural.pdf](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Operacion_Plantas-Procesamiento_de_Gas_Natural.pdf). p 9

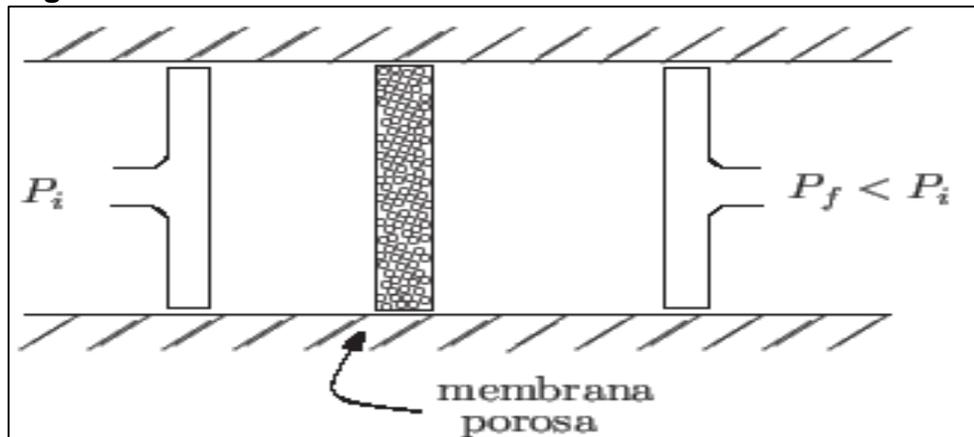
**1.2.14 Compresión.** Para que el gas pueda ser transportado por gasoductos, su presión debe incrementarse por medio de compresores.<sup>20</sup>

### 1.3 EFECTO JOULE THOMSON

Se refiere al cambio de temperatura observado cuando un gas se expande mientras fluye a través de una restricción sin que ningún calor entre en el sistema ni salga de él. El cambio puede ser positivo o negativo. Para cada gas, existe un punto de inversión que depende de la temperatura y la presión, por debajo de la cual se enfría y por encima de la cual se calienta. Por ejemplo, para el metano a 100 0C (212 0F), el punto de inversión ocurre a alrededor de 500 atm (7350 psi). La magnitud del cambio de temperatura con la presión depende del coeficiente de Joule Thomson para un gas en particular. El efecto Joule Thomson causa con frecuencia una disminución de la temperatura a medida a medida que el gas fluye a través de los poros de un yacimiento hacia el pozo.<sup>21</sup>

El experimento correcto para la explicación se muestra en la Figura 2 y consiste en hacer pasar un gas, inicialmente a temperatura  $T_i$  y presión  $P_i$ , a través de una membrana porosa que le permite descender su presión a un valor  $P_f$ , con el consiguiente cambio de temperatura. El proceso se lleva a cabo en recipientes aislados térmicamente del exterior y es relativamente lento, debido a que la membrana dificulta el paso del gas, por lo que suele aproximarse esta situación mediante una sucesión de procesos cuasiestáticos.

**Figura 2.** Efecto Joule Thomson.



**Fuente:** CASTELLANO, Gustavo. Efecto Joule-Thomson (estrangulamiento). [en línea]. Consultado 28, octubre, 2020. Disponible en: <https://www.famaf.unc.edu.ar/gcas/termo1/clases/node54.html>

<sup>20</sup>Ecopetrol. Cadena de valor del gas natural. [en línea]. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural>

<sup>21</sup>Oilfield Glossary. Joule Thomson. [en línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/j/joule-thomson.aspx>

**1.3.1 Registro de temperatura diferencial.** Registro de la diferencia de temperatura entre dos puntos verticales un pozo. La mayoría de los registros de temperatura diferencial se obtienen diferenciando un registro de temperatura normal con respecto a la profundidad. Algunos se obtienen registrando la diferencia de temperatura entre dos sensores desplazados verticalmente. Tenga presente que no es lo mismo el registro de temperatura diferencia que el registro de temperatura radial.<sup>22</sup>

**1.3.2 Registro de temperatura radial.** Registro de la diferencia de temperatura entre los lados opuestos de la pared interna de la tubería de revestimiento y de equipos de tratamiento y facilidades. Se utiliza para identificar los canales donde se presentan variaciones de temperatura de los alrededores. Se realiza un giro de 360° para efectuar de correcta manera la toma. Una sinusoide indica la existencia de un canal. Las diferencias de temperatura son pequeñas, típicamente de 0,005 a 0,05°F [0,003 a 0,03°C], pero pueden aumentarse inyectando fluidos más fríos desde la superficie.<sup>23</sup>

## **1.4 INTERCAMBIADORES DE CALOR**

En los sistemas mecánicos, químicos, nucleares y otros, ocurre que el calor debe ser transferido de un lugar a otro, o bien, de un fluido a otro. Los intercambiadores de calor son los dispositivos que permiten realizar dicha tarea. Son dispositivos que permiten remover calor de un punto a otro de manera específica en una determinada aplicación

**1.4.1 Tipos de intercambiadores de calor según su construcción.** Los intercambiadores de calor se presentan en una inimaginable variedad de formas y tamaños, la construcción de los intercambiadores está incluida en alguna de las dos siguientes categorías: tubo y coraza o plato. Como en cualquier dispositivo mecánico, cada uno de estos presenta ventajas o desventajas en su aplicación.

**1.4.1.1 Tubo y coraza.** Este tipo de intercambiador consiste en un conjunto de tubos en un contenedor llamado coraza. El flujo de fluido dentro de los tubos se le denomina comúnmente flujo interno y aquel que fluye en el interior del contenedor como fluido de carcasa o fluido externo. En los extremos de los tubos, el fluido interno es separado del fluido externo de la coraza por la(s) placa(s) del tubo. Los tubos se sujetan o se sueldan a una placa para proporcionan un sello adecuado. En sistemas donde los dos fluidos presentan una gran diferencia entre sus presiones, el líquido con mayor presión se hace circular típicamente a través de los tubos y el líquido con una presión más baja se circula del lado de la cáscara. Esto es debido a los costos en materiales, los tubos del intercambiador de calor se pueden fabricar para soportar presiones más altas que la cáscara del cambiador con un costo mucho

---

<sup>22</sup>Oilfield Glossary. Registro de temperatura diferencial. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/differential-temperature\\_log.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/differential-temperature_log.aspx)

<sup>23</sup> Oilfield Glossary. Registro de temperatura radial. [en línea]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/radial\\_differential-temperature\\_log.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/radial_differential-temperature_log.aspx)

más bajo. Las placas de soporte mostradas también actúan como baffles para dirigir el flujo del líquido dentro de la cáscara hacia adelante y hacia atrás a través de los tubos.

**1.4.1.2 Plato.** El intercambiador de calor de tipo plato consiste de placas en lugar de tubos para separar a los dos fluidos caliente y frío. Los líquidos calientes y fríos se alternan entre cada uno de las placas y los baffles dirigen el flujo del líquido entre las placas. Ya que cada una de las placas tiene un área superficial muy grande, las placas proveen un área extremadamente grande de transferencia de térmica a cada uno de los líquidos. Por lo tanto, un intercambiador de placa es capaz de transferir mucho más calor con respecto a un intercambiador de tubo y coraza con volumen semejante, esto es debido a que las placas proporcionan una mayor área que la de los tubos.<sup>24</sup>

## 1.5 INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL DE PROCESOS

La instrumentación y control de procesos es una especialidad de la ingeniería que combina, a su vez, distintas ramas, entre las que destacan: sistemas de control, automatización, electrónica e informática. Su principal aplicación y propósito es el análisis, diseño y automatización de procesos de manufactura de la mayor parte del área industrial: petróleo y gas, generación de energía eléctrica, textil, alimentaria y automovilística.<sup>25</sup>

**1.5.1 Controlador Lógico Programable.** Un controlador lógico programable, más conocido por sus siglas en inglés PLC (Programmable Logic Controller) o por autómatas programables, es una computadora utilizada en la ingeniería automática o automatización industrial, para automatizar procesos electromecánicos, electroneumáticos, electrohidráulicos, tales como el control de la maquinaria de la fábrica en líneas de montaje u otros procesos de producción, así como atracciones mecánicas.

Los PLC son utilizados en muchas industrias y máquinas. A diferencia de las computadoras de propósito general, el PLC está diseñado para múltiples señales de entrada y de salida, rangos de temperatura ampliados, inmunidad al ruido eléctrico y resistencia a la vibración y al impacto. Los programas para el control de funcionamiento de la máquina se suelen almacenar en baterías, copia de seguridad o en memorias no volátiles. Un PLC es un ejemplo de un sistema de tiempo real, donde los resultados de salida deben ser producidos en respuesta a las condiciones

---

<sup>24</sup> JARAMILLO, O. Intercambiadores de calor. [en línea]. Disponible en: <http://www.cie.unam.mx/ojs/pub/HeatExchanger/Intercambiadores.pdf>

<sup>25</sup> GUTIERREZ, M., ITURRALDE, S. Fundamentos Básicos de Instrumentación y control. 2017. p 1. [en línea]. Disponible en: <http://www.fnmt.es/documents/10179/10666378/Fundamentos+b%C3%A1sico+de+instrumentaci%C3%B3n+y+control.pdf/df746edc-8bd8-2191-2218-4acf36957671>

de entrada dentro de un tiempo limitado, de lo contrario no producirá el resultado deseado.<sup>26</sup>

**1.5.2 Válvulas.** Dispositivo que abre o cierra el paso de un fluido por un conducto en una máquina, aparato o instrumento, gracias a un mecanismo, a diferencias de presión, etc.<sup>27</sup>

**1.5.3 Sensores de Presión.** Los sensores de presión o transductores de presión, son muy habituales en cualquier proceso industrial o sistema de ensayo. Su objetivo es transformar una magnitud física en una eléctrica, en este caso transforman una fuerza por unidad de superficie en un voltaje equivalente a esa presión ejercida.

Los formatos son diferentes, pero destacan en general por su robustez, ya que en procesos industriales están sometidos a todo tipo de líquidos, existiendo así sensores de presión para agua, sensores de presión para aceite, líquido de frenos, etc.<sup>28</sup>

**1.5.4 Sensores de Nivel.** Son utilizados para monitorear nivel de fluidos cerrándose o abriéndose cuando se alcanza un nivel determinado, hay diferentes tipos, con mercurio o sin mercurio, también modelos con imán permanente y reed switches. Las aplicaciones más comunes son control de sistemas de bombeo, bombas en embarcaciones y sistemas de irrigación.

Los medidores de nivel de líquidos trabajan midiendo, bien directamente la altura de líquidos sobre una línea de referencia, bien la presión hidrostática, bien el desplazamiento producido por el flotador por el propio líquido contenido en el tanque del proceso, o bien aprovechando características eléctricas del líquido .<sup>29</sup>

**1.5.5 Sensores de Temperatura.** La temperatura es una magnitud referida a las nociones comunes de caliente, tibio, o frío que puede ser medida con un termómetro. En física, se define como una magnitud escalar relacionada con la energía interna de un sistema termodinámico, definida por el principio cero de la termodinámica. Más específicamente, está relacionada directamente con la parte de la energía interna conocida como energía cinética, que es la energía asociada a los movimientos de las partículas del sistema, sea en un sentido traslacional, rotacional, o en forma de vibraciones. A medida que sea mayor la energía cinética de un sistema, se observa que este se encuentra más “caliente”; es decir, que su temperatura es mayor. Las limitaciones del sistema de medida quedan definidas en cada tipo de aplicaciones por la precisión, por la velocidad de captación de la

---

<sup>26</sup> COURSEHERO. ¿Qué es un PLC?. [en línea]. Disponible en: <https://www.coursehero.com/file/65459553/Qu%C3%A9-es-un-PLCpdf/>

<sup>27</sup> HELLOAUTO. Válvula. [ en línea]. Disponible en: <https://helloauto.com/glosario/valvula>

<sup>28</sup> GUTIERREZ, M., ITURRALDE, S. Op. Cit, p.20

<sup>29</sup> Ibíd, p.33.

temperatura, por la distancia entre el elemento de medida y el aparato receptor y por el tipo de instrumento indicador, registrador o controlador necesarios.<sup>30</sup>

## 1.6 QUEMA Y VENTEO DE GAS

La quema y venteo de gas natural asociado a la producción de pozos petroleros es uno de los grandes problemas en la industria petrolera gracias a la emisión de una alta cantidad de gases nocivos al medio ambiente. A continuación, explicaremos de manera individual y breve los procesos de quema y venteo de gas natural.

**1.6.1 Quema de gas.** La quema de gas es el proceso en los cuales los gases orgánicos volátiles generados en operaciones de producción de gas y petróleo crudo son acumulados y dirigidos a ser transformados por procesos de combustión. Durante los procesos de quema de gas además de vapores de agua y dióxido de carbono generados por la combustión se genera ruido y calor. La combustión es eficiente dependiendo de: la mezcla ideal entre el gas y el aire, la ausencia de líquido, la temperatura de la llama y el tiempo de residencia en la zona de combustión; una combustión eficiente contribuye a la destrucción de los compuestos volátiles casi completa (98%).<sup>31</sup>

El objetivo fundamental de los sistemas de quema de gas es la quema eficiente de combustibles gaseosos, generando la menor cantidad de humo posible y convirtiendo combustibles contaminantes en productos de combustión menos tóxicos; están ubicados generalmente cerca de un pozo productor o una planta de refinería de gas y consisten en una TEA y tubos que colectan y llevan los gases para ser quemados. La antorcha o está ubicada al final de la TEA y está diseñada para contribuir en la entrada de aire y llevar a cabo los procesos de combustión.<sup>32</sup>

**1.6.2. Venteo de Gas.** El venteo de gas es el proceso mediante el cual los gases orgánicos volátiles generados en operaciones de producción de gas y petróleo crudo, son liberados directamente a la atmosfera; los gases liberados pueden ser gas natural, vapor hidrocarburo, vapor de agua y otros gases como dióxido de carbono. Las operaciones de venteo son utilizadas generalmente en los casos en que no es posible realizar la quema por bajo contenido de gas hidrocarburo y a condiciones que promueven una mayor mezcla de los gases hidrocarburos con el aire y disminuyen el riesgo de explosión estas condiciones son un gas asociado más liviano que el aire y altas presiones del proceso.<sup>33</sup>

---

<sup>30</sup> Ibíd, p.28.

<sup>31</sup>STONE, Diana K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3, p. 333.

<sup>32</sup>KEARNS, John, et al. Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. [s.l.]: International association of oil and gas producers, 2000. 2 p.

<sup>33</sup> HENDERSON, Linda R. Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York.: Nova Science Publishers, Inc., 2015. 4 p.

## 1.7 GTW (GAS TO WIRE)

Gas-to-Wire (GTW) es el proceso de generar electricidad a partir de gas natural en o cerca del campo, diferente de producir electricidad en una planta de energía centralizada.<sup>34</sup> Consiste en plantas de procesamiento de gas y generación de energía en pozos y transmisión de corriente continua de alto voltaje.

## 1.8 IMPACTO AMBIENTAL

El gas natural asociado a la producción de pozos petroleros se compone en mayor parte por gas metano que casi en su totalidad no es reutilizado por lo que es quemado al aire mediante los procesos previamente mencionados que contribuyen directamente en la emisión de gases efecto invernadero.

Según la OGCI (Oil and Gas Climate Initiative)<sup>35</sup> el metano es un gas de efecto invernadero mucho más potente que el dióxido de carbono, pero permanece en la atmósfera durante menos tiempo. Por lo tanto, reducir las emisiones de metano puede resultar en una importante reducción a corto plazo en el ritmo del calentamiento global. Por lo que a nivel mundial la OGCI va encaminado a cumplir con su ambición de intensidad de metano para 2025 del 0,20%, lo que ayudaría a cumplir el objetivo principal de lograr emisiones de metano casi nulas en la industria del petróleo y gas. La adopción de una mentalidad de emisiones de metano casi nulas ha ayudado a las empresas y miembros a acelerar el ritmo de reducción utilizando tecnologías existentes y emergentes. Además, que con la ayuda de estas tecnologías las emisiones absolutas de metano cayeron un 22% en los últimos dos años, lo que impulsaría aún más la realización de este proyecto.

---

<sup>34</sup> Oil and Gas Facilities. Combining Gas-to-Wire Technology with Carbon Capture and Storage. [en línea]. Disponible en: [https://pubs.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=4542#:~:text=Gas%2Dto%2Dwire%20\(GTW,to%20a%20gas%2Dproduction%20field](https://pubs.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=4542#:~:text=Gas%2Dto%2Dwire%20(GTW,to%20a%20gas%2Dproduction%20field).

<sup>35</sup> OGCI. Reducing methane emissions. [en línea]. Disponible en: <https://oilandgasclimateinitiative.com/action-and-engagement/reducing-methane-emissions/>

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

En el presente capítulo se presentan y describen los datos utilizados para realizar el proyecto. Además, se mencionarán y explicarán todos los aspectos relacionados a la metodología los cuales servirán de apoyo a los autores para la elaboración del presente documento.

### 2.1 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para la recopilación de información para la elaboración del presente proyecto se adoptaron diferentes procedimientos, como los estudios de cromatografía realizados al gas asociado a la producción del Campo Tello, necesarios para el dimensionamiento de nuestra planta de tratamiento de gas. A través de los estudios de cromatografía realizados el día 24 de febrero de 2019 se pudo conocer los datos exactos de la composición del gas a tratar como por ejemplo su porcentaje volumétrico, porcentaje molar, gravedad específica, entre otros igual de necesarios para la caracterización del mismo que se mostrarán en la Tabla 1 ilustrada a continuación. Cabe resaltar que estas pruebas se realizaron a una temperatura de 60 °F y a una presión ideal base de 14.733 psia.

**Tabla 1.** Información cromatografía del gas.

Componente	Área	% Volumétrico	% Molar
DIOXIDO DE CARBONO	11321.3	4.152	4.147
ETANO	2204.8	7.061	7.072
PROPANO	4232.0	9.265	9.370
I-BUTANO	1179.8	1.846	1.891
N-BUTANO	2650.8	3.989	4.098
OXIGENO	55.7	0.016	0.016
I-PENTANO	942.3	1.107	1.160
NITROGENO	6423.1	2.126	2.112
N-PENTANO	719.7	0.836	0.880
METANO	10482.9	69.469	69.122
N-HEXANO	128.5	0.132	0.133

**Tabla 1.** (Continuación)

Componente	GE	Bruto (BTU/CF)	Neto (BTU/CF)
<b>DIOXIDO DE CARBONO</b>	0.065	0.000	0.000
<b>ETANO</b>	0.067	113.818	104.126
<b>PROPANO</b>	0.101	166.810	153.478
<b>I-BUTANO</b>	0.018	29.840	27.222
<b>N-BUTANO</b>	0.033	53.806	49.664
<b>OXIGENO</b>	0.000	0.000	0.000
<b>I-PENTANO</b>	0.006	9.996	9.243
<b>NITROGENO</b>	0.030	0.000	0.000
<b>N-PENTANO</b>	0.004	5.996	5.543
<b>METANO</b>	0.424	775.205	697.684
<b>N-HEXANO</b>	0.000	0.418	0.387
<b>Total</b>	0.749	1155.889	1047.648

**Fuente:** elaboración Propia.

A continuación, se muestran los valores reales de potencial calorífico, peso molecular, factor de compresibilidad y gravedad específica del gas natural producido en el campo, determinado a partir del análisis del estudio cromatográfico presentado en la Tabla 1, para gas seco y gas saturado.

**Tabla 2.** Propiedades del gas producido.

	Seco	Saturado
<b>Poder Calorífico Bruto por CF</b>	1159.795 BTU	1140.877 BTU
<b>Poder Calorífico Neto por CF</b>	1051.188 BTU	1033.241 BTU
<b>Poder Calorífico Neto por galón</b>	40594.133 BTU	40435.632 BTU
<b>Galones por 1000 CF de gas</b>	18.555 Galones	18.331 Galones
<b>Peso Molecular</b>	21.681	21.617
<b>Factor de Compresibilidad</b>	0.997	0.996
<b>Gravedad Específica</b>	0.751	0.749

**Fuente:** elaboración Propia.

En la siguiente tabla se muestran las condiciones de proceso requeridas para los procesos de Deshidratación y Joule Thomson para el ajuste de parámetros de calidad del gas de Campo Tello.

**Tabla 3.** Condiciones requeridas para el ajuste de parámetros del gas producido.

<b>Presión de entrada a la planta</b>	800 - 900 Psig
<b>Presión de salida de la planta</b>	130 - 150 Psig
<b>Temperatura de entrada</b>	130 °F
<b>Temperatura de salida</b>	80 °F
<b>Temperatura mínima de enfriamiento</b>	20 °F
<b>Caudal de gas de entrada (en base seca)</b>	0.6 – 1.1 MMSCFD
<b>HC Dew Point</b>	40 °F

**Fuente:** elaboración Propia.

## **2.2 PROCESO ACTUAL**

En campo Tello se maneja una producción que oscila entre los 600.000 y 800.000 SCFD asociado a la producción de petróleo proveniente de los pozos, que una vez en la batería, pasan a través de los separadores y scrubber, y que se direcciona hacia la tea o se envía al sistema de entrega al Centro de Generación Tello que se encuentra compuesto actualmente por un compresor Ariel y una Planta deshidratadora con TEG (Tri-etilenglicol).

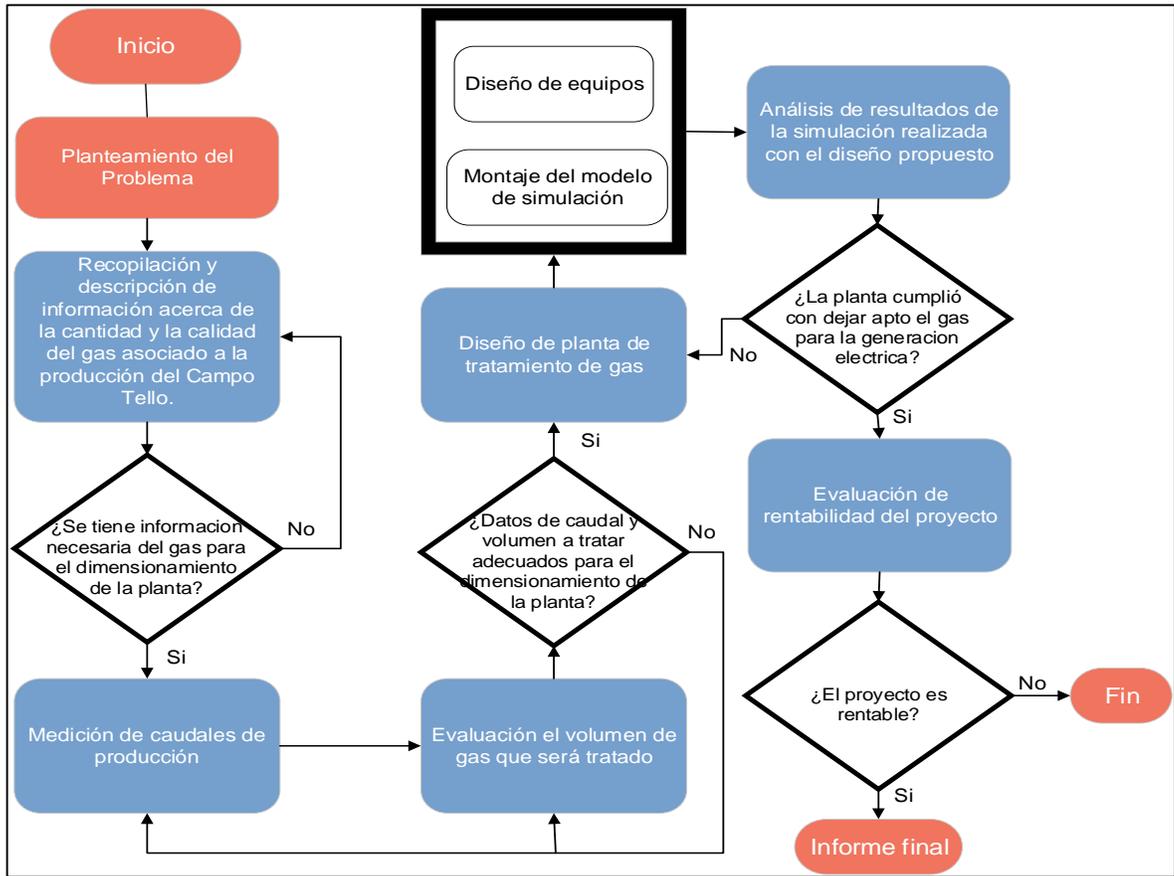
Después de esto, el gas es enviado a la torre contactora empacada y en contracorriente con TEG a una presión promedio de 500 Psig y 120 °F, pasando por una válvula de control que funciona como reguladora de la presión aguas arriba del proceso sin cambio de entalpía, causando con la expansión, un ligero descenso de temperatura que resulta en la condensación de una fracción del total de hidrocarburos líquidos componen la corriente gaseosa que se depura a través de un scrubber.

No obstante; la poca cantidad de líquidos condensados mediante la expansión isoentálpica no es suficiente para un gas con alto GPM que, al salir del tambor de depuración, presenta una composición de C3+ alta, alcanzando contenidos de propanos mayores al 3% molar que a su vez afectan el funcionamiento de las máquinas del Centro de Generación Tello.

## **2.3 METODOLOGIA**

A continuación, se presenta el procedimiento a realizar para el desarrollo del presente proyecto y el cumplimiento de los objetivos propuestos previamente con el fin de determinar la viabilidad financiera para la implementación de una planta de tratamiento de gas.

**Figura 3.** Diagrama de procesos para la metodología propuesta.



**Fuente:** elaboración propia.

A partir del inicio del presente proyecto se realizó el planteamiento del problema, donde se determinaron las causas por las cuales es importante el desarrollo del diseño de la planta de tratamiento de gas en Campo Tello, teniendo en cuenta la calidad del gas producido y los problemas que genera a partir de la quema de este activo, además de los beneficios generados al tener la planta de tratamiento de gas. Posteriormente, se realiza la recopilación y descripción de información acerca de la cantidad y calidad del gas asociado a la producción de Campo Tello para determinar si la cantidad de gas producido es la necesaria y suficiente para el correcto tratamiento del activo en la planta, además de identificar cuanto contenido de componentes pesados tiene el activo para posteriormente establecer la cantidad que debe ser reducida de estos componentes. Después de realizado el proceso de recopilación y descripción de esta información se determina si esta misma fue necesaria y suficiente para el dimensionamiento de la planta de tratamiento de gas. Si se llega al caso de no ser suficiente la información recopilada previamente para

el dimensionamiento de la planta, volvemos al paso anterior hasta que se logre adquirir la información suficiente para dar por concluido este paso.

A continuación, se procede con la medición de caudales de producción del activo con el fin de establecer si estos mismos caudales son adecuados para operar la planta de tratamiento de gas. A partir de la medición de caudales de producción seguimos con la evaluación del volumen de gas que va directamente ligado con el paso anterior, por lo tanto, al mismo tiempo que medimos caudales se realiza la correcta descripción y evaluación de volúmenes de producción. A partir de la información obtenida en los dos pasos anteriormente realizados, determinamos si estos datos de caudal y volumen a tratar son los adecuados para el dimensionamiento correcto de la planta a diseñar. En el caso que estos datos sean insuficientes o inadecuados para el diseño de la planta se procede a repetir la medición de caudales y evaluación de gas de producción a tratar. Cuando estos datos sean apropiados, continuamos con el diseño de la planta de tratamiento de gas, y con esto nos referimos al diseño de equipos y al montaje del modelo de simulación en la herramienta de simulación previamente escogida Aspen HYSYS, esto lo hacemos teniendo en cuenta la información de caudales de producción, volumen y calidad del gas a tratar previamente recolectada y analizada. Esto lo hacemos para determinar los equipos y procesos que serán necesarios para quitarle los componentes pesados que previamente se expusieron y se calificaron como problema al momento de utilizar el gas producido a beneficio del campo y empresa operadora del campo.

Ya con diseño de los equipos y el montaje de simulación hecho seguimos con el análisis de resultados de la simulación realizada con el diseño propuesto en la herramienta Aspen HYSYS, y a partir de estos resultados obtenidos del simulador se determina si la planta de tratamiento de gas cumple en dejar apto este activo para la generación eléctrica en Campo Tello. Si se concluye que, al ser tratado el gas en la planta de tratamiento diseñada, este mismo no queda apto para la generación de energía es necesario rediseñar la planta teniendo en cuenta la información recolectada previamente y el erróneo diseño de los equipos o mal montaje del modelo de simulación propuesto.

Para finalizar, y después de haber hecho la correcta simulación de la planta de tratamiento de gas de Campo Tello, se realizará la evaluación de la viabilidad financiera de la planta mediante el indicador financiero del VPN para determinar si el proyecto es rentable y genera los beneficios tanto económicos como ambientales previamente pronosticados para el campo y para la empresa operadora.

### **3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**

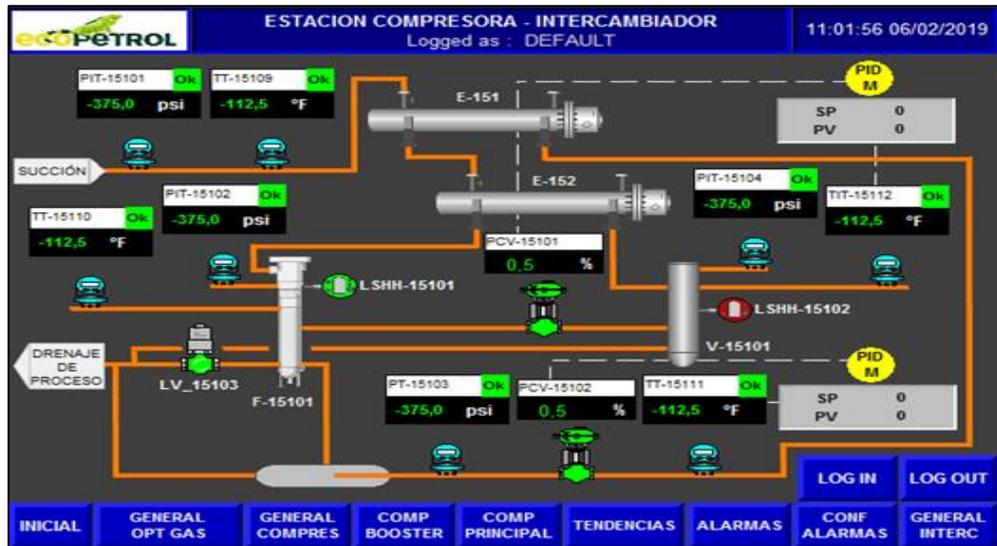
#### **3.1 PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DEL EQUIPO DE TRATAMIENTO JOULE THOMSON**

Para el correcto funcionamiento de la planta de tratamiento de gas es necesario conocer y describir el proceso de alistamiento y arranque del equipo de tratamiento Joule Thomson. Este describe las actividades preparatorias del equipo de acondicionamiento de gas Joule Thomson y los equipos auxiliares indispensables para el funcionamiento del sistema de tratamiento de gas Joule Thomson.

A continuación, se mostrará el procedimiento previamente descrito para el arranque del equipo mencionado:

1. Antes de la estabilización de los equipos conexos al sistema Joule Thomson deben estar cerradas todas las válvulas de corte de límite de patín del equipo.
2. Verificar que el compresor de alta presión este operativo y alineado con el sistema de deshidratación.
3. Una vez estabilizados los sistemas auxiliares o conexos al equipo Joule Thomson verifique que el sistema está aislado y con la válvula de Bypass de todo el equipo abierta.
4. Verifique que el aire de instrumentos este llegando a todos los puntos de la instrumentación y que este regulando de 15 PSIG-20PSIG.
5. Verifique que la visualización de las pantallas este correcta y que todos los parámetros de configuración sean los indicados por un ingeniero autorizado.

**Figura 4.** Visualización de pantallas de la estación Compresora-Intercambiador.

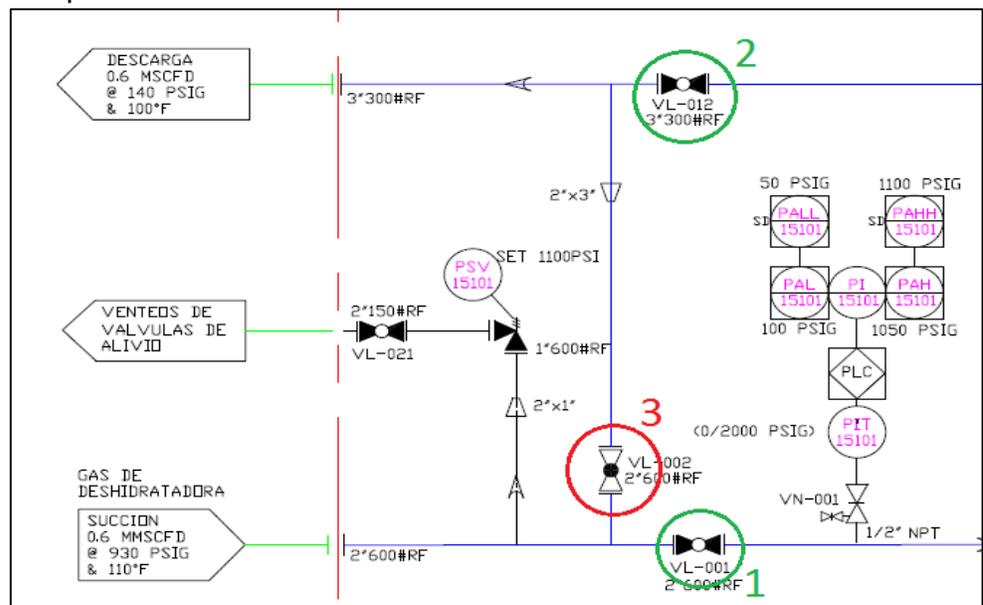


**Fuente:** GENERAL MANUFACTURING. Procedimiento para pre-arranque y arranque equipo de tratamiento Joule Thomson.

6. Una vez verificado los puntos anteriores, se debe verificar que la línea indicada esta con gas de proceso, circulando por el bypass. Esto es importante para asegurar el ingreso de gas al equipo, una vez se abran las válvulas de corte de entrada y salida del gas.
7. Antes de abrir las válvulas de corte de entrada y salida del equipo, se debe asegurar que todas las válvulas de aguja de los indicadores y transmisores de presión estén completamente abiertas para poder ver el recorrido del gas a medida que inunda el equipo.
8. Antes de abrir las válvulas de corte de entrada y salida del equipo, verificar que los drenajes manuales de cada recipiente estén cerrados.
9. Antes de abrir las válvulas de corte de entrada y salida del equipo, Se debe asegurar que estén abiertas al 100% las siguientes 9 válvulas encerradas con un circulo verde (ANEXO A).
10. Antes de abrir las válvulas de corte de entrada y salida del equipo, Se debe asegurar que estén 100% abiertas las 2 válvulas de control (JT). Este ajuste debe hacerse desde la pantalla del PLC en modo manual.

11. Antes de abrir las válvulas de corte de entrada y salida del equipo, Se debe asegurar que estén 100% abiertas las 2 válvulas de control Big Joe, es decir el tornillo de ajuste del resorte debe estar 100% afuera.
12. Antes de abrir las válvulas de corte de entrada y salida del equipo, desconectar la válvula de inyección de glicol y verificar con la bomba de la deshidratadora que está inyectando correctamente.
13. Antes de abrir las válvulas de corte de entrada y salida del equipo, el operador debe verificar que las líneas de alivio PSV conexas al equipo estén disponibles en caso de que se dispare alguna durante las pruebas.
14. Antes de abrir las válvulas de corte de entrada y salida del equipo, abrir válvula del colector de venteos para asegurar el libre flujo de los disparos.
15. Verificar que todas las válvulas que están aguas abajo de los drenajes estén abiertas para no obstruir los condensados.
16. Para iniciar el llenado del equipo con gas, se deben abrir las válvulas de corte que aíslan todo el equipo, indicadas con color verde (abierta) e indicadas en color rojo (cerradas) en el siguiente orden:

**Figura 5.** Plano de Instrumentación para realizar el procedimiento de arranque.



**Fuente:** GENERAL MANUFACTURING. Procedimiento para pre-arranque y arranque equipo de tratamiento Joule Thomson.

Para más claridad acerca del plano de instrumentación para el equipo de tratamiento Joule Thomson suministrado por la empresa GENERAL MANUFACTURING, referirse al ANEXO A.

17. Deje circular gas sin hacer ninguna maniobra por 10 o 20 minutos, Lugo abra por un instante cada drenaje para remover algunas impurezas que pudieran quedar.

18. Mientras transcurren los 10 o 20 minutos, verifique que los indicadores y transmisores de presión y temperatura están dando medidas coherentes entre sí para detectar si hay alguna irregularidad con los instrumentos.

Desde este punto se realizan pruebas con alta presión.

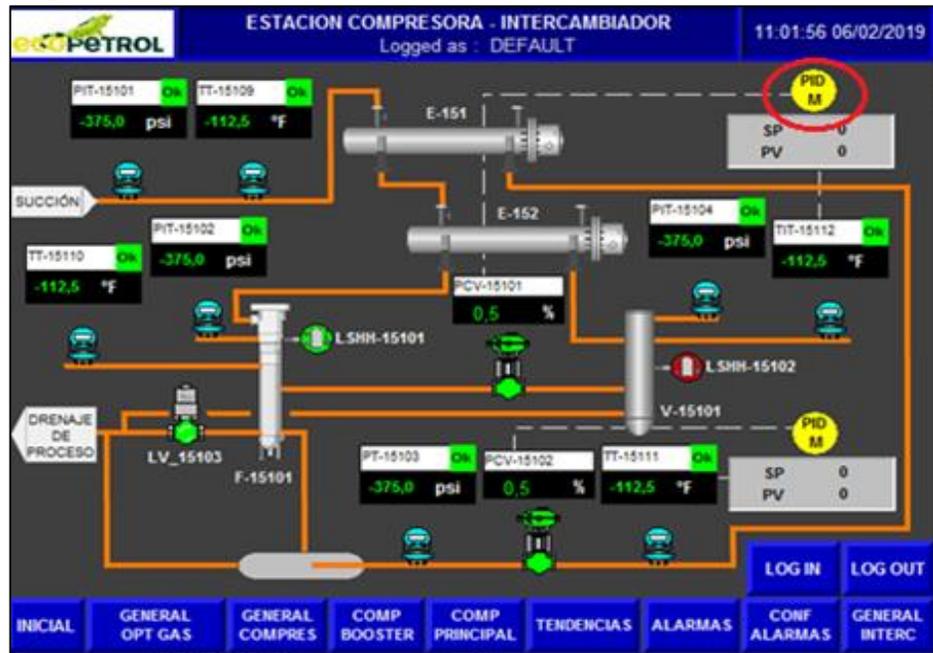
19. Utilizando el manómetro más cercano aguas arriba de cada válvula Backpressure autorregulada, cierre el tornillo hasta alcanzar las presiones indicadas (SET) del P&ID.

20. Inicie la inyección de glicol abriendo la válvula de aguja que va aguas arriba del inyector de glicol. Esto debe hacerse justo antes de iniciar el aumento progresivo de la presión en el sistema generado con la válvula tipo globo.

21. Cierre gradualmente la válvula tipo globo que está aguas arriba del filtro de alta presión y verifique que la presión que indica el transmisor PIT, aumenta a medida que cierra esta válvula. Cada estrangulamiento aplicado cada 5 minutos debe hacerse elevando la presión 300 PSI por salto hasta alcanzar los 930 PSI. Esto lo hacemos para revisar gradualmente y de forma segura si estos tramos tienen alguna fuga o irregularidad.

22. Utilizando la pantalla del PLC, verifique que la válvula de control Fisher PCV está en modo manual. Cierre progresivamente la válvula utilizando en modo manual el control PID hasta que el transmisor de presión PIT que está en el filtro de alta presión llegue a 600 PSIG.

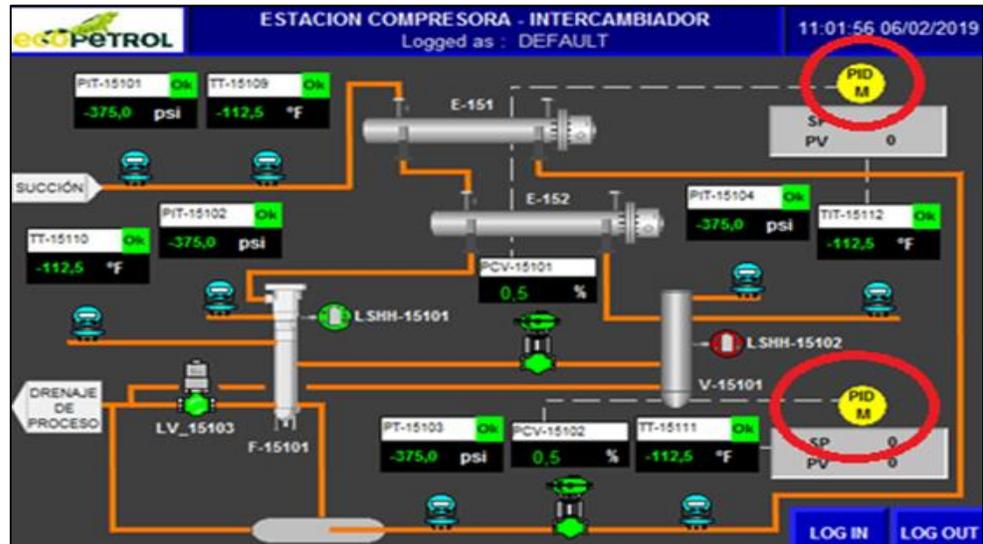
**Figura 6.** Pantalla PLC de estación Compresora-Intercambiador.



**Fuente:** GENERAL MANUFACTURING. Procedimiento para pre-arranque y arranque equipo de tratamiento Joule Thomson.

23. Utilizando la pantalla del PLC, verifique que la válvula de control Fisher PCV está en modo manual. Cierre progresivamente la válvula utilizando en modo manual el control PID hasta que el transmisor de presión PIT que está aguas debajo de la botella de pulsaciones, llegue a 600 PSIG.
24. Luego de estabilizado el sistema durante las siguientes 2 horas se debe monitorear con los indicadores y transmisores de presión que las caídas de presión entre punto y punto sean normales.
25. Con ayuda del especialista en control electrónico, una vez identificados los rangos de operación óptimos para el proceso, se deben establecer los settings de los controles PID por temperatura y pasar a control automático para que el sistema en general auto regula la apertura de las válvulas en función de la caída de temperatura indicada por los transmisores.

**Figura 7.** Visualización de pantallas de la estación Compresora-Intercambiador.

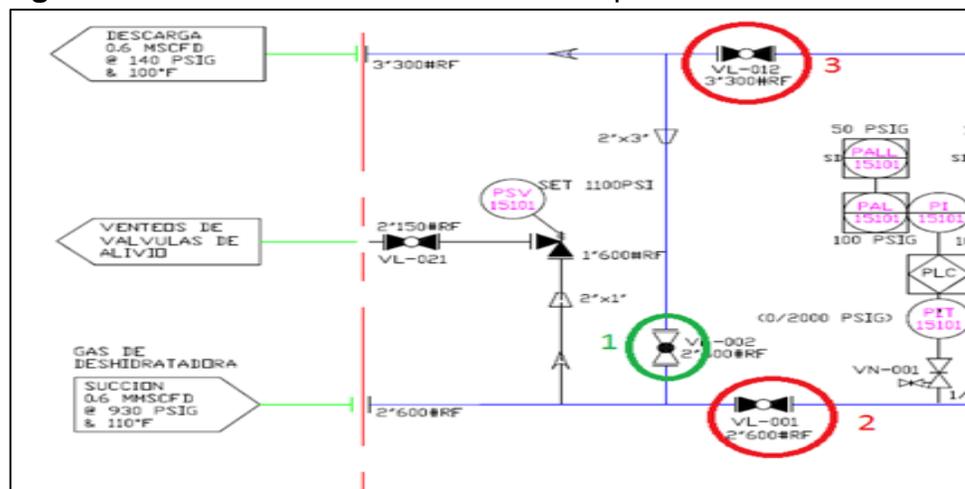


**Fuente:** GENERAL MANUFACTURING. Procedimiento para pre-arranque y arranque equipo de tratamiento Joule Thomson.

26. Luego de estabilizado el sistema en operación automática se deben tomar lecturas conforme se indicó en el punto 14 de este procedimiento.

27. Para la suspensión programada o de emergencia del equipo se deben cerrar las válvulas de corte de entra al equipo así:

**Figura 8.** Válvulas a cerrar ilustradas en el plano de instrumentación.



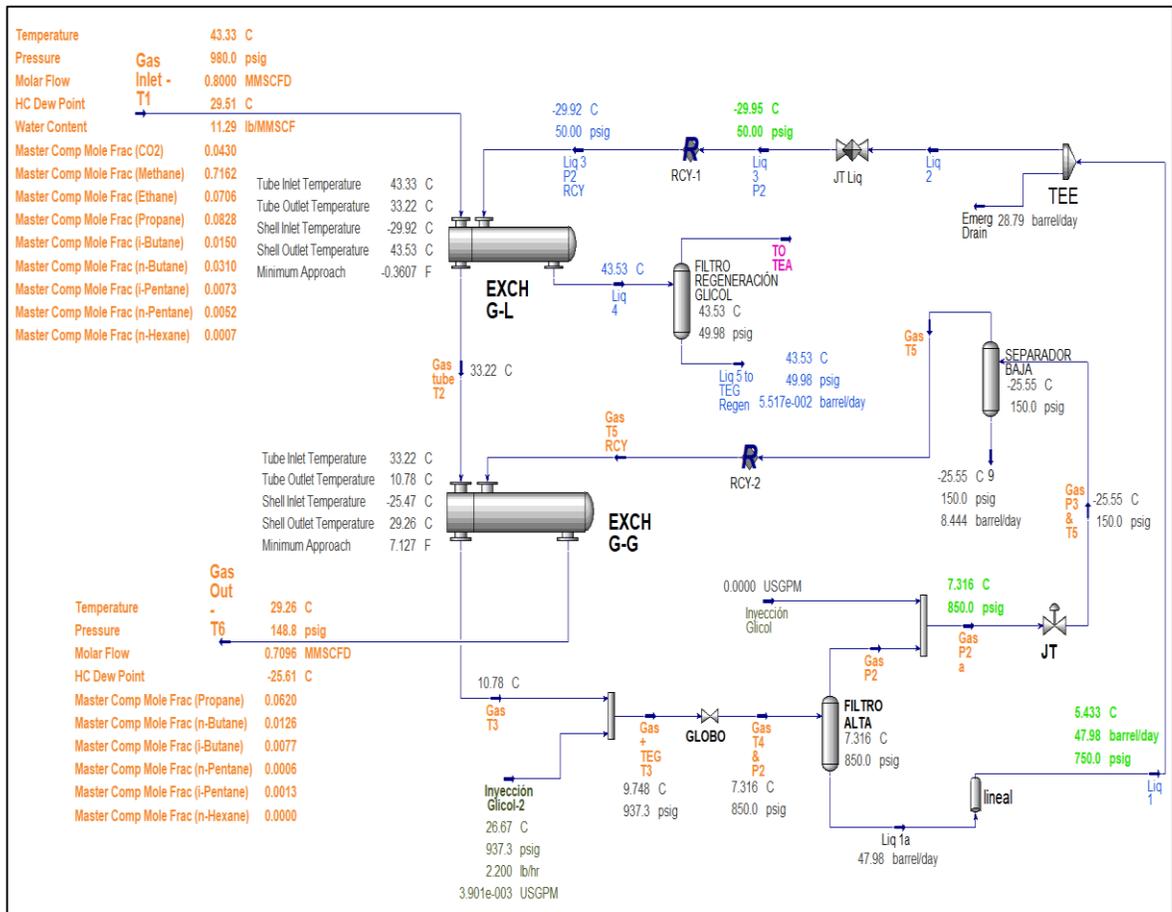
**Fuente:** GENERAL MANUFACTURING. Procedimiento para pre-arranque y arranque equipo de tratamiento Joule Thomson.

Para más claridad acerca del plano de instrumentación para el equipo de tratamiento Joule Thomson suministrado por la empresa GENERAL MANUFACTURING, referirse al ANEXO A.

### 3.2 PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS

Teniendo en cuenta los datos de entrada ingresados por medio de herramienta de simulación ASPEN HYSYS (Referirse al ANEXO B), además de los datos ya mencionados en el capítulo previo, y la manera en la que se le va a dar arranque al equipo, pasamos a evaluar los datos arrojados finalmente en la simulación, que se presentan de la siguiente manera (Para ampliación y especificaciones de la figura ver ANEXO C):

**Figura 9.** Plano de la planta de tratamiento de gas.



**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

Nos enfocamos en la idea principal de que el gas combustible producido en Campo Tello va a ser tratado en el sistema de enfriamiento con el fin de retirar la mayor cantidad de componentes pesado o líquidos contenidos en dicho gas; dicho proceso de enfriamiento se realiza con el funcionamiento de dos intercambiadores de calor

tipo tubo y carcasa en serie, además de la expansión adiabática mediante una válvula de control de presión que produce el efecto Joule-Thomson. Todo esto con el fin de disminuir la temperatura del fluido tratado y condensar los hidrocarburos más pesados contenidos en el gas para posteriormente ser retirados de este mismo.

Partimos de las condiciones iniciales en las que se encuentra el gas, ya mencionadas anteriormente y mostradas en imagen. Vale aclarar, que se maneja una entrada de 0.8000 MMSCFD, el cual llega al primer intercambiador y entra por la carcasa de este mismo, que tiene el nombre de **EXCH G-L** (Intercambiador de calor Gas-Líquido), en donde se comienzan a desviar las vertientes de fase líquida y gaseosa por medio de un diferencial de presión con el fin de liberar condensados, además de interactuar con el glicol. Posterior a esto, pasamos a hablar de la vertiente del gas, que pasa a un nuevo intercambiador de calor, que lo vemos como **EXCH G-G** (Intercambiador de calor Gas-Gas), en donde a comparación del proceso realizado en el intercambiador anterior, notamos que hay una varianza en la temperatura más que nada y condiciones con las que se inició la simulación.

De allí, empezamos a variar la presión y la temperatura del gas con el propósito de empezar a reducir los componentes que están presentes en el gas. Luego pasamos a una estación de glicol (**INYECCION GLICOL-2**) con un gas que va a una temperatura de 10.78 °C y un glicol que tiene unas especificaciones mostradas en la imagen. El **FILTRO DE ALTA** que tenemos más adelante trabaja a partir de sensores y un sistema PLC de niveles, el cual básicamente cuando se encuentra lleno, va a cerrar la válvula globo y, cuando el sistema requiera llenarse de nuevo, se activa para que pueda llegar a cumplir los parámetros de nivel establecidos por el filtro. Este filtro, presenta dos salidas: una que va directamente a la **TEE**, que es la TEA, y la otra salida que continúa tratando el gas, que va a llegar a la **VÁLVULA JOULE THOMSON**, que es la encargada de volver a modificar y variar la presión y la temperatura con la que trabaja el gas, en este caso dichas propiedades después del paso por dicha válvula, varían de manera inversa una de la otra, para así llegar al **SEPARADOR BAJA**, en donde se libera una parte del glicol y por otro lado, sigue el recorrido el gas para llegar a un recirculado (**RCY2**) y volver a entrar al intercambiador para así terminar con el proceso y obtener nuestro gas tratado con la varianza de propiedades como se evidencian en la imagen. En la parte del intercambiador de calor **G-L** básicamente se trata con glicol una parte y la otra se redirige directamente a la TEA, para disponer de dichos componentes de manera cuidadosa y quemarlos respectivamente.

Básicamente tenemos que de los 0.8000 MMSCFD, obtuvimos tratados 0.7096 MMSCFD, lo que equivale a una eficiencia de tratamiento del 88.7%, teniendo en cuenta que parte del material de entrada va redirigido a la TEA para quemarse. Se reducen relativamente las masas molares de los componentes pesados como

hexanos, pentanos y butanos para obtener en gran mayoría propanos que es la meta que se tiene y logra y gran parte.

Desgraciadamente, a pesar de que se logra tratar de la mejor manera el gas, no llega a cumplir las metas para llegar a venderlo o en caso tal para que llegue a generar energía.

Por motivos de confidencialidad manejados con la empresa, no se puede dar a conocer los valores o el estándar que manejan con la CREG para los procesos de venta y/o generación de energía a partir del activo tratado, ya que es de suma relevancia en el proyecto.

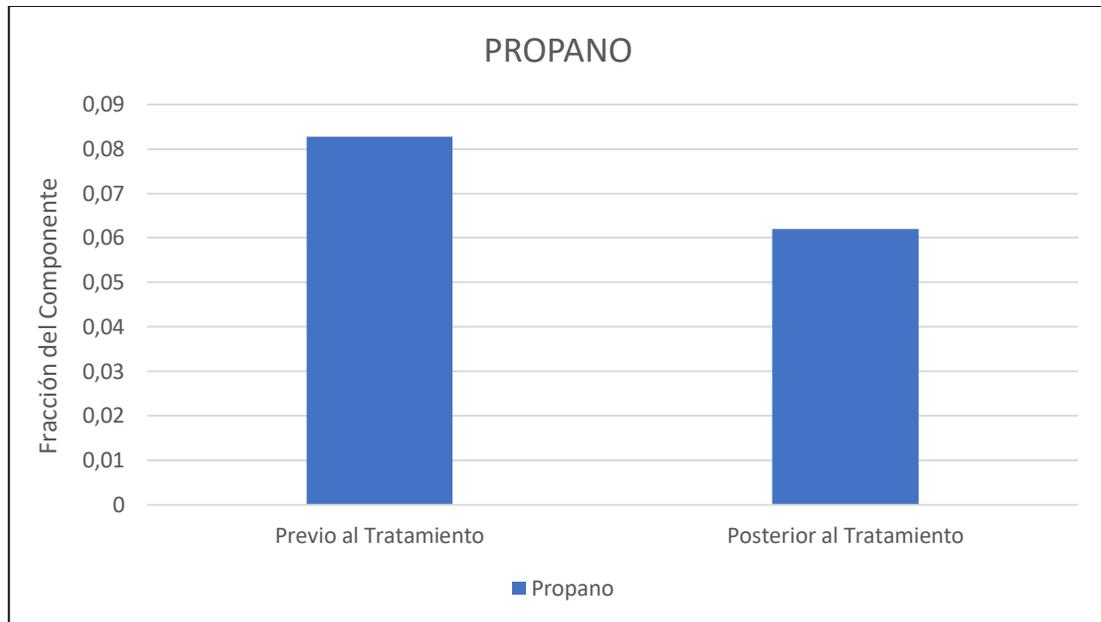
También consideramos que a pesar de tener una alta eficiencia al hablar en términos de materia procesada en la planta (masas molares y fracciones molares), se pueden implementar nuevos procesos para el endulzamiento del gas como por ejemplo, un scrubber o el uso de procesos con solventes físicos, en donde el solvente físico utilizado absorbe el contaminante como gas en solución, sin que se presenten reacciones químicas, y son regenerados con disminución de presión y aplicación de calor o uso de pequeñas cantidades de gas de despojamiento. Se caracterizan por su capacidad de absorber, de manera preferencial, diferentes componentes ácidos de la corriente de hidrocarburos. Principalmente los procesos de absorción física son utilizados cuando la presión del gas es alta y hay cantidades apreciables de contaminantes; obviamente que mientras más alta sea la presión y la cantidad de gas, mayor es la posibilidad de que se disuelva el gas en la solución. Los procesos físicos tienen alta afinidad por los hidrocarburos pesados. Si el gas a tratar tiene un alto contenido de propano y compuestos más pesados, el uso de un solvente físico puede implicar una pérdida grande de los componentes más pesados del gas, debido a que estos componentes son liberados del solvente con los gases ácidos y su separación no es económicamente viable. Los principales procesos comerciales que utilizan solvente físicos son: Selexol, Solvente Flúor y Rectisol.

Partimos del hecho de que en principio el gas no está generando ninguna utilidad, por tanto, los ingresos están en 0 COP (0 USD) para la empresa; después de disponer de dicho gas y ser tratado, y al no ser dispuesto para ventas que era lo esperado, seguimos estancados en los mismos ingresos. Para intentar cambiar este valor e intentar que sea algo que sume y aporte en ganancias, la empresa Ecopetrol S.A. se dispone a proponer un proyecto anexo a este que consiste en enviar el gas tratado a una CGT ubicada en la batería Cebú y posiblemente con paso al Campo Dina.

### 3.3 COMPONENTES TRATADOS EN EL PROCESO

En esta sección se presentan los datos composicionales de los componentes tratados en la planta de tratamiento después de haber simulado en ASPEN HYSYS comparando antes y después de ser tratado el activo

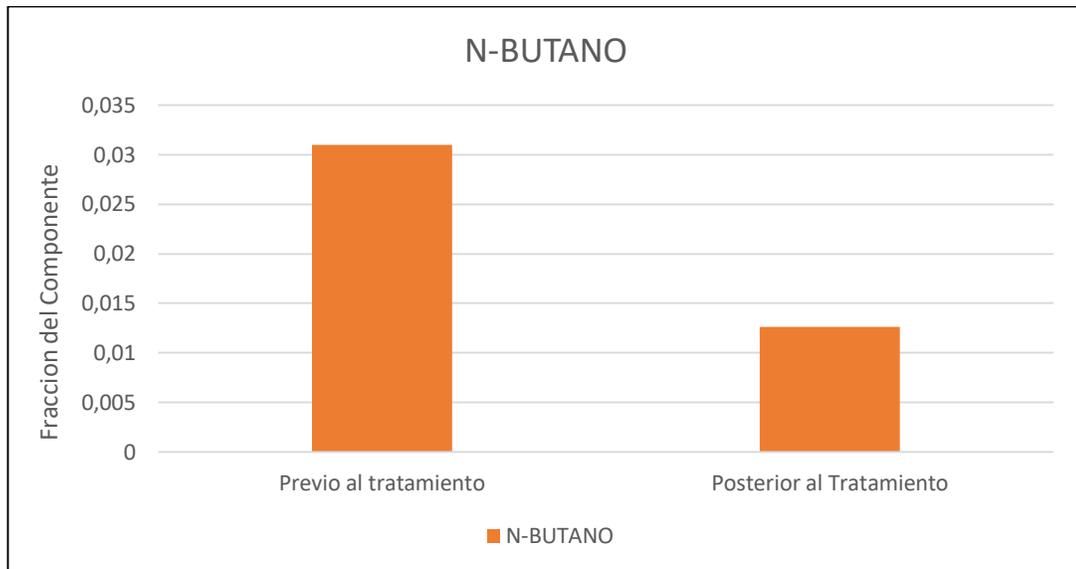
**Grafico 1.** Comparación de la cantidad de propano presente antes y después del tratamiento en el gas.



**Fuente:** elaboración Propia.

En la Grafica 1 se puede evidenciar que el propano previo al tratamiento se tenía 0,0828 en fracción del componente, y ya con el gas de producción tratado, es decir posterior al tratamiento se llegó a 0,062 en fracción del componente. Con lo que podemos concluir que comparando el propano como componente se pudo reducir del gas producido en un 25,12%.

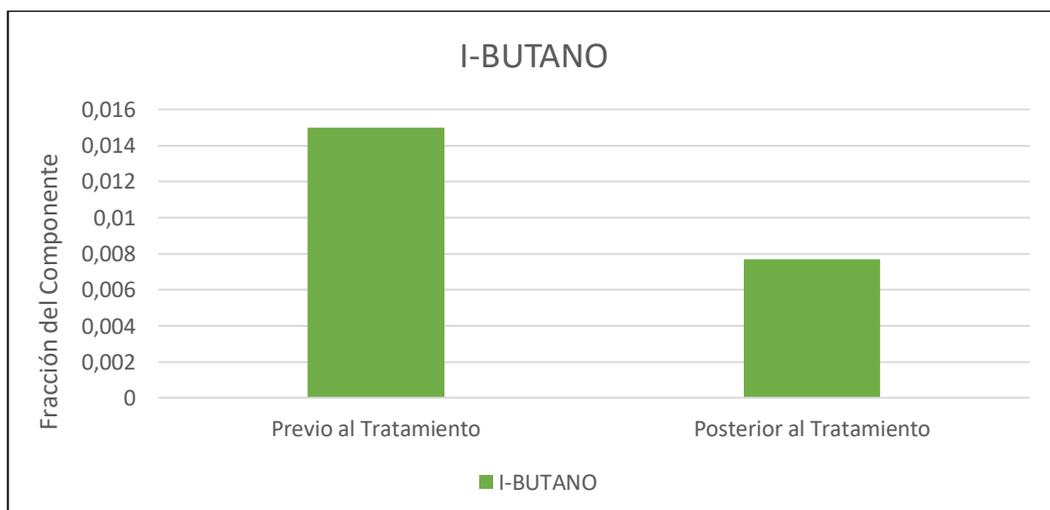
**Grafico 2.** Comparación de la cantidad de n-butano presente antes y después del tratamiento en el gas.



**Fuente:** elaboración propia.

En la Grafica 2 se puede evidenciar que el n-butano previo al tratamiento se tenía 0,031 en fracción del componente, y ya con el gas de producción tratado, es decir posterior al tratamiento se llegó a 0,0126 en fracción del componente. Con lo que podemos concluir que comparando el n-butano como componente se pudo reducir del gas producido en un 59,35%.

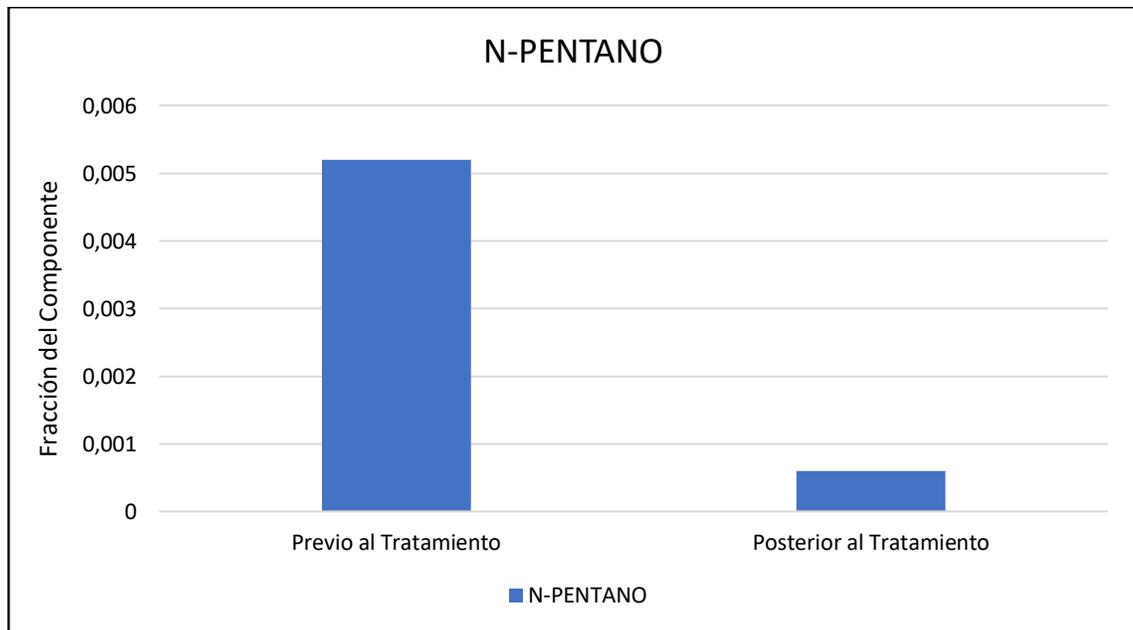
**Grafico 3.** Comparación de la cantidad de i-butano presente antes y después del tratamiento en el gas.



**Fuente:** elaboración propia.

En la Grafica 3 se puede evidenciar que el i-butano previo al tratamiento se tenía 0,015 en fracción del componente, y ya con el gas de producción tratado, es decir posterior al tratamiento se llegó a 0,0077 en fracción del componente. Con lo que podemos concluir que comparando el i-butano como componente se pudo reducir del gas producido en un 48,67%.

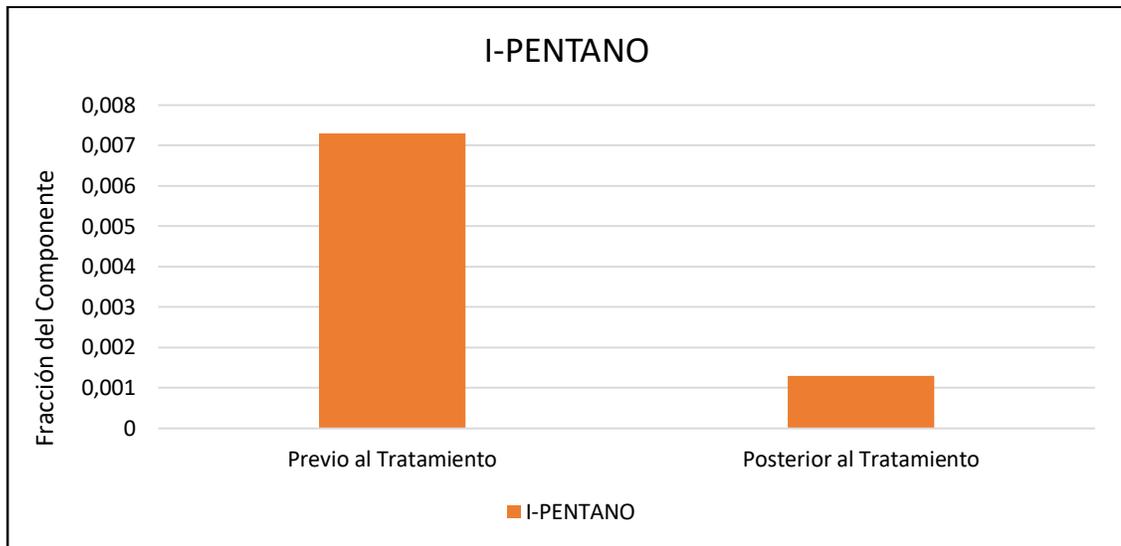
**Grafico 4.** Comparación de la cantidad de n-pentano presente antes y después del tratamiento en el gas.



**Fuente:** elaboración propia.

En la Grafica 4 se puede evidenciar que el n-pentano previo al tratamiento se tenía 0,0052 en fracción del componente, y ya con el gas de producción tratado, es decir posterior al tratamiento se llegó a 0,0006 en fracción del componente. Con lo que podemos concluir que comparando el n-pentano como componente se pudo reducir del gas producido en un 88,46%, lo que nos lleva a una reducción considerable del n-pentano.

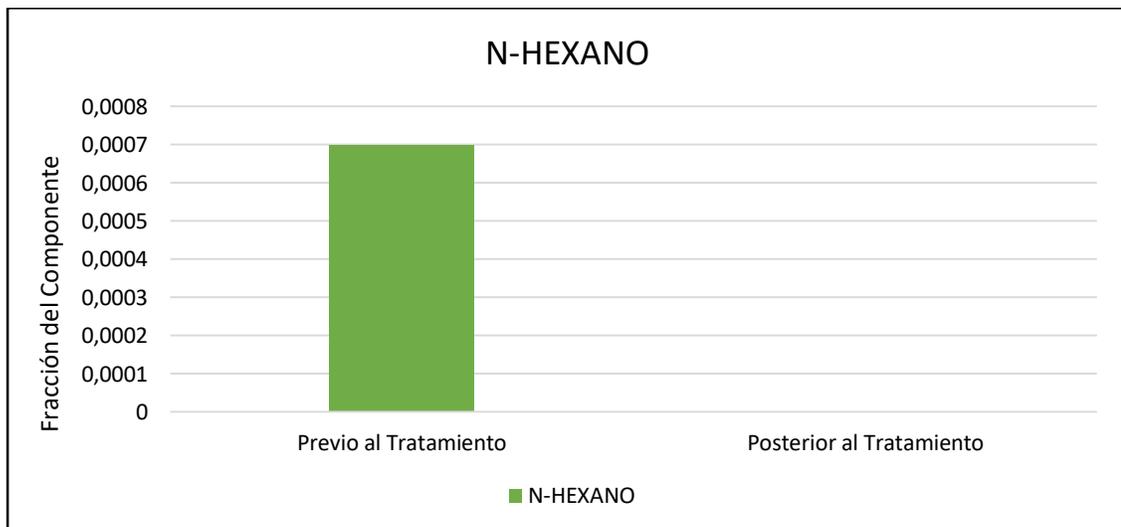
**Grafico 5.** Comparación de la cantidad de i-pentano presente antes y después del tratamiento en el gas.



**Fuente:** elaboración propia.

En la Grafica 5 se puede evidenciar que el i-pentano previo al tratamiento se tenía 0,0073 en fracción del componente, y ya con el gas de producción tratado, es decir posterior al tratamiento se llegó a 0,0013 en fracción del componente. Con lo que podemos concluir que comparando el i-pentano como componente se pudo reducir del gas producido en un 82,19%.

**Grafico 6.** Comparación de la cantidad de n-hexano presente antes y después del tratamiento en el gas.



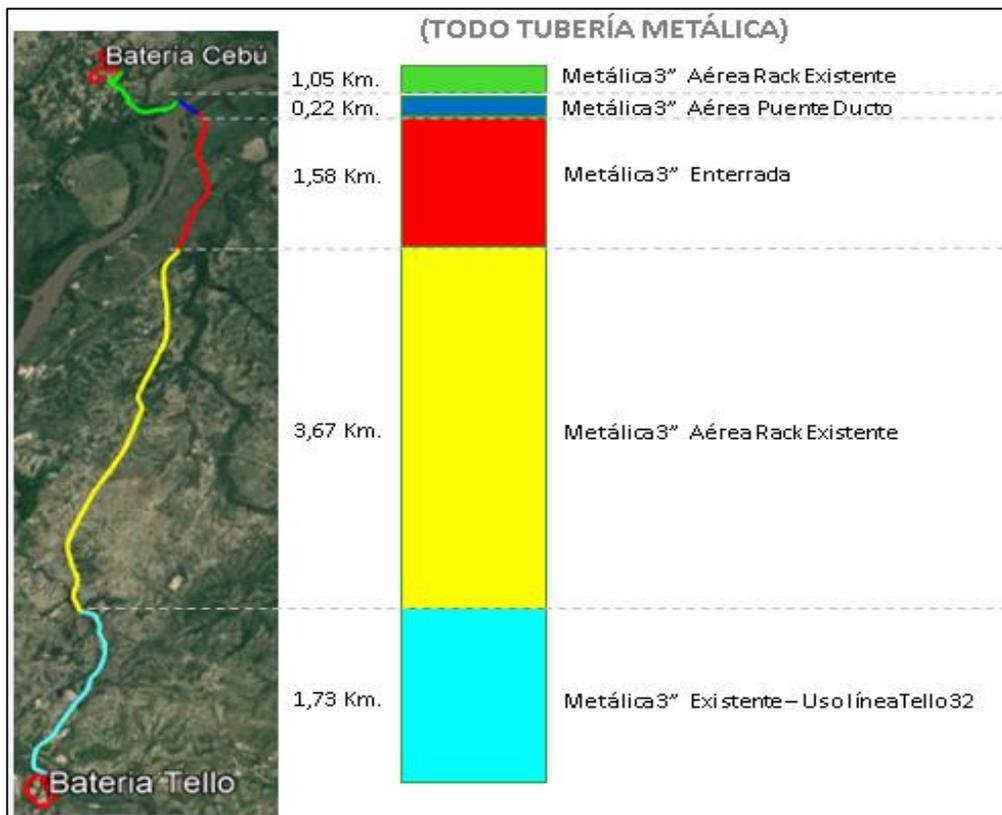
**Fuente:** elaboración propia.

En la Grafica 6 se puede evidenciar que el n-hexano previo al tratamiento se tenía 0,0007 en fracción del componente, y ya con el gas de producción tratado, es decir posterior al tratamiento se llegó a un valor muy cercano a 0 en fracción del componente, lo que nos dice que se eliminó casi en su totalidad este componente pesado del gas tratado pero no en su totalidad, ya que al ser tratado un gas de producción por más efectividad que tenga la planta de tratamiento diseñada, nunca va a ser eliminado del todo del activo tratado. Con lo que podemos concluir que comparando el propano como componente se pudo reducir del gas producido en un 25,12%.

### 3.4 LINEA DE GASODUCTO NUEVAS Y EXISTENTE BATERÍA TELLO-BATERÍA CEBÚ

Para que el gas producido quede en condiciones aptas para ser utilizado en la generación de energía principalmente del Campo Tello es necesario ser tratado nuevamente enviándolo a la batería Cebú, propuesta mencionada previamente. Haciendo dicha propuesta, se procede a diseñar una línea como se dispone en la siguiente imagen:

**Figura 10.** Línea de gasoducto Batería Tello-Batería Cebú.



**Fuente:** elaboración propia.

Además de esto se evalúan los posibles tramos con tubería que ya existe y la que se tenga que añadir y se obtiene la siguiente información:

**Batería Tello: 0,040 Km.**

- Interconexión de línea de gas a la salida hacia el GCT con línea de Tello 32.
- Montaje de Trampa de raspadores de despacho para inspección, limpieza interna rutinaria y desplazamiento de condensables.

**Línea existente de 3" metálica de Tello 32 (Longitud = 1,73 Km.): 0.024 Km.**

- Reemplazo en dos tramos de tubería (12m c/u) de acuerdo con las recomendaciones de estudio de integridad realizado Mar-2020.

**Línea nueva de 3" metálica desde Tello 32 a Manifold Pijaos: 3,670 Km.**

- Construcción de línea aérea sobre rack existente (gasoducto DK's – Tello de 6").
- Obras de protección para impedir que la tubería sea afectada debido a perturbación del DDV en la abscisa K0+321m del tie-in, por la construcción de vivienda en la zona.

**Línea nueva de 3" metálica desde Manifold Pijaos a Puente Ducto: 1,580 Km.**

- Construcción de línea enterrada por DDV existente (gasoducto DK's – Tello de 6"), considerando profundidad de 2,5 m, según el nivel freático del terreno.

**Línea nueva de 3" metálica en Puente Ducto: 0,220 Km.**

- Obras de reforzamiento estructural a puente ducto, nuevo requerimiento de carga (3 tubos existentes + 1 tubo nuevo).
- Construcción de línea aérea sobre puente ducto existente.

**Línea nueva de 3" metálica desde Puente Ducto a Batería Cebú: 1,050 Km.**

- Construcción de línea aérea sobre rack existente (gasoducto DK's – Tello de 6").

**Batería Cebú:**

- Interconexión con línea a la descarga de Compresor (actualmente en Retrofit).
- Montaje de Trampa de raspadores de recibo para inspección, limpieza interna rutinaria y desplazamiento de condensables.

Además de esto, se presenta una evaluación de inversión en donde se evidencian los siguientes valores:

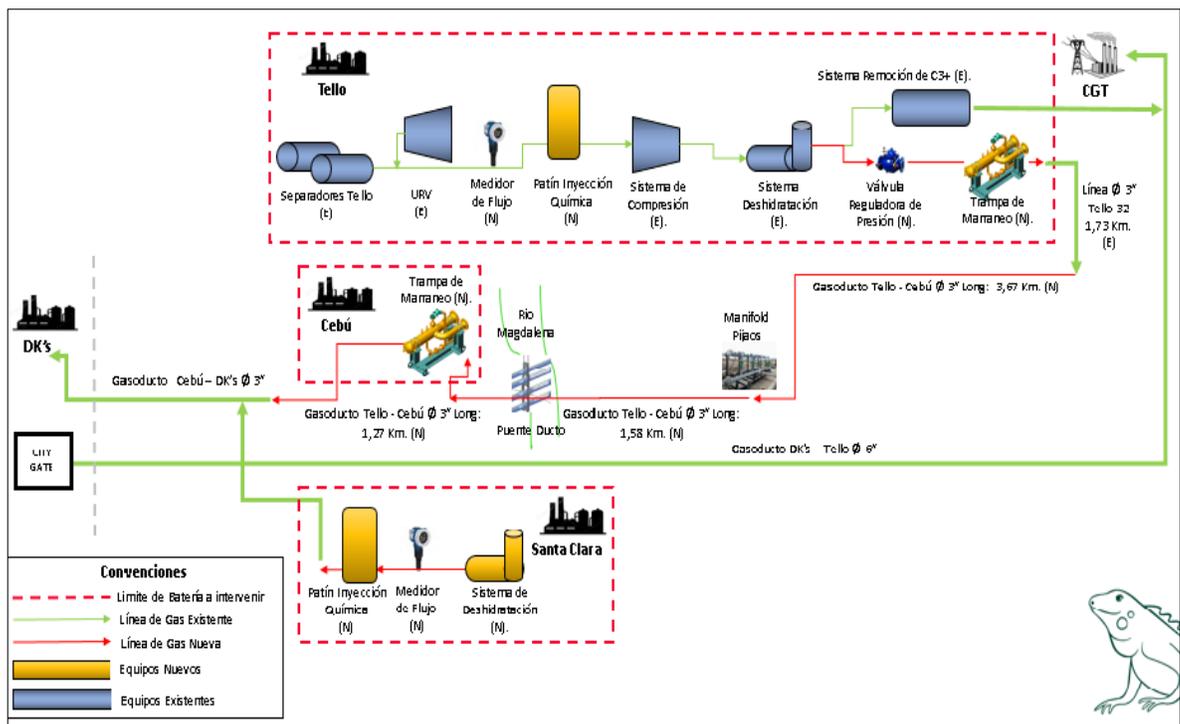
**Tabla 4.** Evaluación de inversión.

Descripción	Tipo de Material	Unidad	Cantidad (KM)	Vr. Unit. / KM (MCOP)	Vr. Total (MCOP)	Vr. Total (MUSD)
Costos de Suministro Tubería	Metálica 3"	KM	6,64	\$ 75	\$ 498	\$ 0,16
Costos de Instalación Tubería	Metálica 3"	KM	6,64	\$ 279	\$ 1.745	\$ 0,55
Costos Intervención Puente Ducto		GL	1	\$ 1.727	\$ 1.727	\$ 0,54
Costos Inmobiliarios		GL	1	\$ 353	\$ 353	\$ 0,11
Costo Trampas		GL	1	\$ 385	\$ 385	\$ 0,12
<b>Sub - Totales</b>					<b>\$ 4.708</b>	<b>\$ 1,47</b>

**Fuente:** elaboración propia.

A continuación, se presenta como podría ser la ejecución de las obras para que se realice el proyecto:

**Figura 11.** Ejecución de obras para el proyecto.



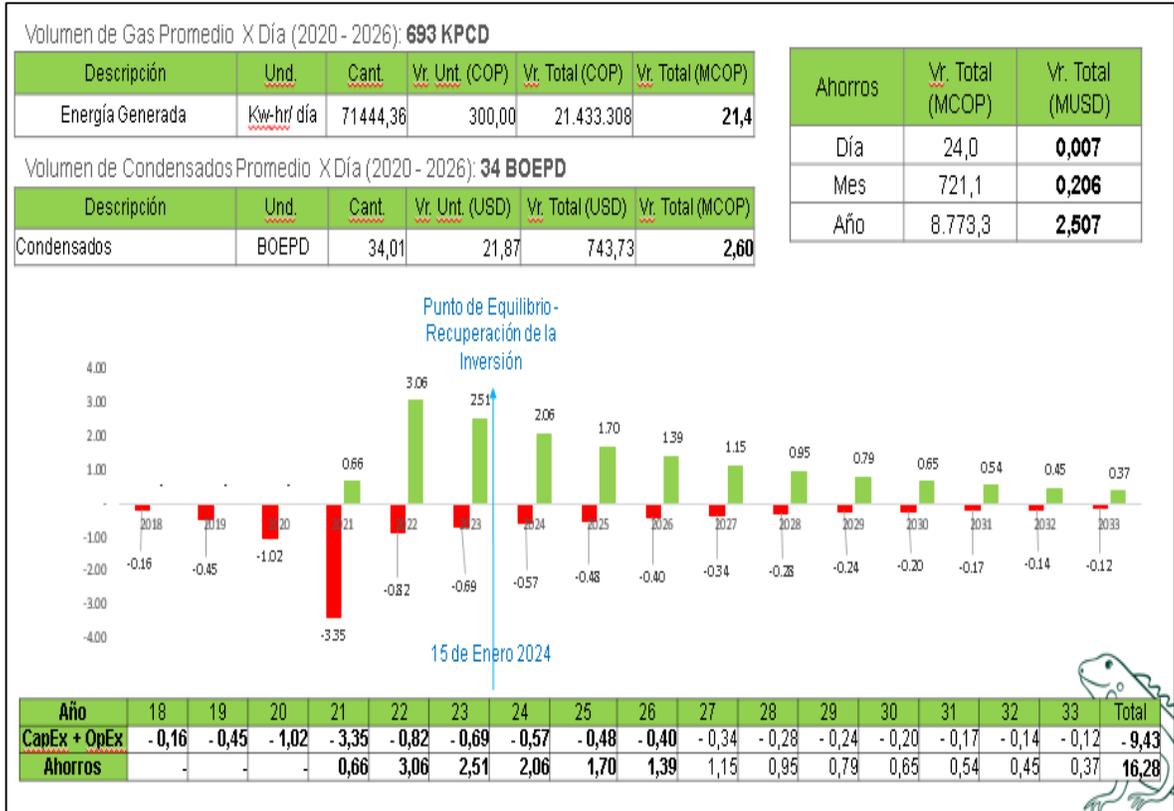
**Fuente:** elaboración propia.

### 3.5 ANÁLISIS FINANCIERO

Para finalizar y complementar este proyecto se hace la evaluación con un mini flujo de caja el cual reflejará las posibilidades de generar ganancias partiendo el proyecto de **DISEÑAR UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS, MEDIANTE EL SOFTWARE ASPEN HYSYS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS**

**PRODUCIDO EN CAMPO TELLO** y los datos evaluados y presentados anteriormente:

**Grafica 7.** Evaluación Flujo de caja.



**Fuente:** elaboración propia.

**3.5.1 VPN.** Por otra parte, retomando la viabilidad financiera del tratamiento realizado por la planta diseñada, se realiza una evaluación financiera a partir del indicador del VPN para determinar utilidades.

Cabe mencionar que es un proyecto que requiere una inversión pequeña, respecto al presupuesto planteado en un comienzo. Se pueden llegar a aprovechar facilidades en des-uso disponibles en Campo Tello y demás campos aledaños que pueden llegar a aportar, se realizaron diseños locales y demás equipos que se colocaron en línea, que se obtuvieron de otros proyectos. La ejecución de este proyecto puede traer beneficios de manera tangible e intangible, evaluados a ciertos periodos de tiempo:

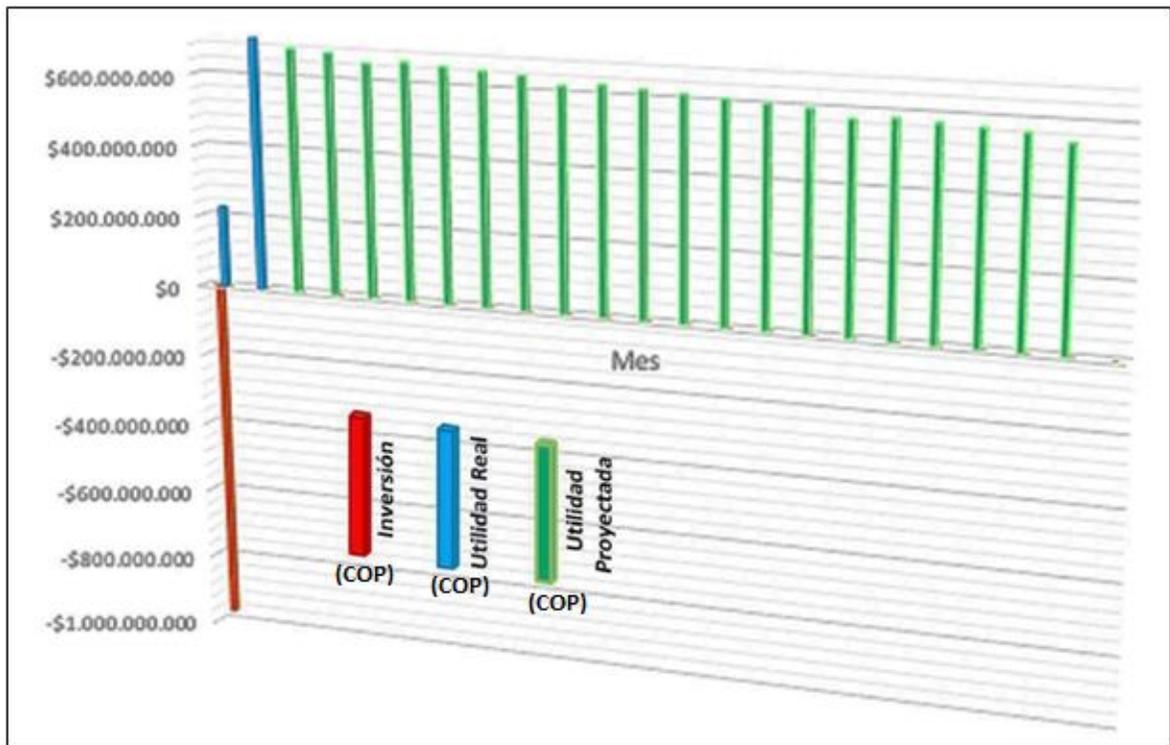
**Intangibles:**

Se generó conocimiento y desarrollo de ideas locales con una propuesta innovadora.

### Tangibles:

- Reducción de más de 280 Toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes por año, teniendo en cuenta que se eliminarían entre 20 y 25 Toneladas de CO<sub>2</sub> en promedio por mes.
- La inversión puede llegar a cubrirse en un periodo de 2 meses.
- Se proyecta un VPN conservador entre 2019 y 2020 de alrededor de \$ 4.917.089.000 COP y \$ 11.056.145.347 COP.

**Grafica 8.** Proyección de utilidad vs Inversión del proyecto.



**Fuente:** elaboración propia.

Cabe aclarar que, además de lo que está indicado en la Grafica 8, la Inversión, Utilidad Real y la Utilidad Proyectada presentadas en la gráfica, se encuentran en pesos colombianos (COP). Además, a partir de la inversión y ejecución del proyecto, los dos primeros meses podremos ver la utilidad y transcurridos esos dos meses se podrá ver la utilidad proyectada mes a mes para los próximos 20 meses después de haber implementado el proyecto.

#### 4. CONCLUSIONES

- La información obtenida y suministrada por la empresa del gas que entraría a ser tratado, fue suficiente y determinante para iniciar el estudio del activo y conocer las condiciones en las que éste se encontraba para el diseño de la planta de tratamiento.
- Se lograron determinar los porcentajes en términos de masa molar de los componentes asociados al gas de producción, para saber hasta qué punto se tenían que reducir aquellos que se consideran como pesados y no facilitan el uso del activo.
- Se pudo hacer el diseño de una planta, con el cual se hizo la simulación correspondiente en el software ASPEN HYSYS y el apoyo de los ingenieros expertos en el área, para verificar si era factible o no el diseño que se implementará para tratamiento del gas.
- Se eliminaron 0.0905 MMSCF que corresponden a contaminantes, después de correr la simulación y hacer el respectivo análisis de datos de entrada y salida de la planta.
- Con la eliminación de contaminantes del gas, se reduce la emisión de gases, lo cual produce una disminución en el pago de regalías para la empresa, que podría estar cerca del 10%, cifras que estarían entre 4 y 7 millones de pesos colombianos.
- Se obtuvo una eficiencia del gas tratado por parte de la planta del 88.7%, el cual es un valor aceptable para poner en marcha la construcción de la planta con el diseño simulado y establecido.
- Para el diseño de la planta, se realizó una especificación de cómo se arranca el equipo una vez estén listos para operar, partiendo de la simulación realizada y la colaboración de los ingenieros de campo que hicieron parte del apoyo y aporte de conocimiento para efectuar el proyecto.
- No se obtuvo una cifra de utilidades mayor por el solo tratamiento del gas, debido a que no llegó a estar en las condiciones óptimas planteadas en la CREG, para la venta y/o generación de energía que se esperaban en un principio y era una de las metas a futuro.

- A partir del VPN obtenido (VPN conservador proyectado entre 2019 y 2021 de alrededor de \$ 4.917.089.000 COP y \$ 11.056.145.347 COP), se reflejan que las posibilidades de éxito a mediano plazo son bastante buenas, teniendo en cuenta el tratamiento del gas y la posibilidad de asociar el activo a más proyectos que se tienen planteados en la empresa, partiendo de las condiciones en las que se puede dejar el activo después del tratamiento.
- Fue necesario unir este proyecto con el proyecto propuesto por Ecopetrol S.A. que consta en una línea de gasoductos nuevos y existentes Batería Tello-Batería Cebú, ya que el gas no quedo en las condiciones óptimas para disposición de la empresa al ser tratado en la planta de tratamiento de gas diseñada en el presente proyecto.
- La válvula Joule Thomson no es suficiente para realizar el tratamiento deseado del gas, lo cual no era lo esperado en un principio y se creía que suficiente para llegar a endulzar el gas de la mejor manera.

## 5. RECOMENDACIONES

- Realizar otra evaluación teniendo en cuenta otras tecnologías usadas en la industria para el tratamiento de gas y/o gases.
- Evaluar la posibilidad de hacer un estudio más específico del gas tratado, para poder llegar a tener una optimización y/o mejora de la planta diseñada para el campo.
- Realizar un diseño de planta completo, adicionando los equipos y procesos necesarios con el fin de aumentar la eficiencia obtenida en el presente proyecto.
- Estudiar nuevas alternativas para aprovechar el gas tratado, así como la alternativa planteada en el proyecto que cuenta con el aprovechamiento de líneas y construcción de algunos sectores en donde se requiere.
- Reevaluar la eficiencia obtenida de la planta partiendo de los datos obtenidos de gas entrada y salida, para obtener un valor mayor de procesamiento y aprovechamiento del gas producido por el campo y puesto en operación.
- Realizar los costos de operación y mantenimiento de la planta, partiendo de la información obtenida cuando se haga la puesta en marcha de dicho equipo de operación en el campo.
- Adicionar un proceso de mayor rigidez para mejorar los resultados de separación del gas, teniendo en cuenta que con la adición de la válvula Joule-Thomson no fue suficiente para lograr dejar en gas en las condiciones previamente establecidas, adicionando equipos de tratamiento de gas que ayuden a dejar el gas en estas condiciones.

## BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Contrato de Exploración y Producción de hidrocarburos. Tomado del sitio web:<http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Contratos%20EP%20y%20TEAS-%20firmados/CTO%20EyP%20CAMPOS%20TELLO%20Y%20LA%20JAGUA%20%202007.pdf>.

ALIYEV, E; MOLLAYEV, R; EYYUBBAYLI, T; KHAMMADOV, K. "Temperature Modelling for Joule-Thompson Effect and Hydrate Formation Assessment in High GOR Oil and Gas Wells". BP. 2017. SPE-188987-MS.

AMPO. Procesamiento de gas natural. Tomado del Sitio Web: <https://www.ampo.com/es/category/sectores/-procesamiento-gas-natural/>

BETANCUR, L.P.; LANCHEROS, P.A. " Evaluación de dos alternativas con recuperación de condensados en el tratamiento de gas natural con respecto al método Joule-Thompson". 2017. Fundación Universidad América.

COURSEHERO. ¿Qué es un PLC?. [en línea]. Disponible en: <https://www.coursehero.com/file/65459553/Qu%C3%A9-es-un-PLCpdf/>

ECOPETROL, Oil and Gas Infrastructure. Tomado del sitio Web: [www.ecopetrol.com.co/documentos/inversionistas/Mapa%20Infraestructura%20Petrologera.pdf](http://www.ecopetrol.com.co/documentos/inversionistas/Mapa%20Infraestructura%20Petrologera.pdf)

ECOPETROL. Cadena de valor del gas natural. Tomado del Sitio Web. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/productos/gas-natural>

ECOPETROL. Propuesta de Dirección Científica del Campo Escuela. Tomado del Sitio web: [www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/propuestaDireccionCientifica.pdf](http://www.uis.edu.co/webUIS/es/academia/facultades/fisicoQuimicas/campoEscuela/documentos/primerSimposio/propuestaDireccionCientifica.pdf)

ECOPETROL S.A "Infraestructura Petrolera" 2015

GUTIERREZ, M., ITURRALDE, S. Fundamentos Básicos de Instrumentación y control. 2017. [en línea]. Disponible en: <http://www.fnmt.es/documents/10179/10666378/Fundamentosb%20A1sico+de+instrumentaci%20B3n+y+control.pdf/df746edc-8bd8-2191-2218-4acf36957671>

H. BORJA, Revaluación del modelo geológico del Campo Tello. Tomado del sitio Web: [www.bdigital.unal.edu.co/32187/1/31559-114785-1-PB.pdf](http://www.bdigital.unal.edu.co/32187/1/31559-114785-1-PB.pdf)

HARIDY, A; HAMEED, A. "Improve the Performance of Natural Gas Processing Plants by Utilizing Waste Heat for Process Heating and Power Generation Purposes (El Gamil Gas Plant Case Study)". Petrobel Company. 2015. OMC-2015-336.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p.

INSTITUTO EUROPEO DE POSGRADO. Qué es VPN en finanzas. [en línea]. <https://www.iep-edu.com.co/que-es-vpn-en-finanzas/#:~:text=Esta%20f%C3%B3rmula%20b%C3%A1sica%20del%20asesoramiento,los%20flujos%20de%20efectivo%20individuales>.

HELLOAUTO. Válvula. [ en línea]. Disponible en: <https://helloauto.com/glosario/valvula>.

HENDERSON, LINDA R. Flaring and Venting of Natural Gas: Background and Issues, in Brief. New York.: Nova Science Publishers, Inc., 2015.

KEARNS, JOHN, et al. Flaring and venting in the oil and gas exploration and production industry. [s.l.]: International association of oil and gas producers, 2000.

KUDIYAROV, G.V.; ISTOMIN, V.A.; PROKOPOV, A.V.; IKANIN, S.A. "Peculiarities of the Field Gas Treatment Systems at the Latest Stage of the Cenomanian Reservoir Development Yamburgskoye Gas Field". Gazprom dobycha Yamburg LLC.; Gazprom VNIIGAZ LLC.; Skoltech. 2018. SPE-191535-18RPTC-MS.

OGCI. Reducing methane emissions. [en línea]. Disponible en: <https://oilandgasclimateinitiative.com/action-and-engagement/reducing-methane-emissions/>.

OIL AND GAS FACILITES. Combining Gas-to-Wire Technology with Carbon Capture and Storage. [en línea]. Disponible en: [https://pubs.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=4542#:~:text=Gas%2Dto%2Dwire%20\(GTW,to%20a%20gas%2Dproduction%20field](https://pubs.spe.org/en/ogf/ogf-article-detail/?art=4542#:~:text=Gas%2Dto%2Dwire%20(GTW,to%20a%20gas%2Dproduction%20field).

OSINERGMIN. Operación de plantas de procesamiento de gas natural. [en línea]. [http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Operacion\\_Plantas\\_Procesamiento\\_de\\_Gas\\_Natural.pdf](http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Operacion_Plantas_Procesamiento_de_Gas_Natural.pdf).

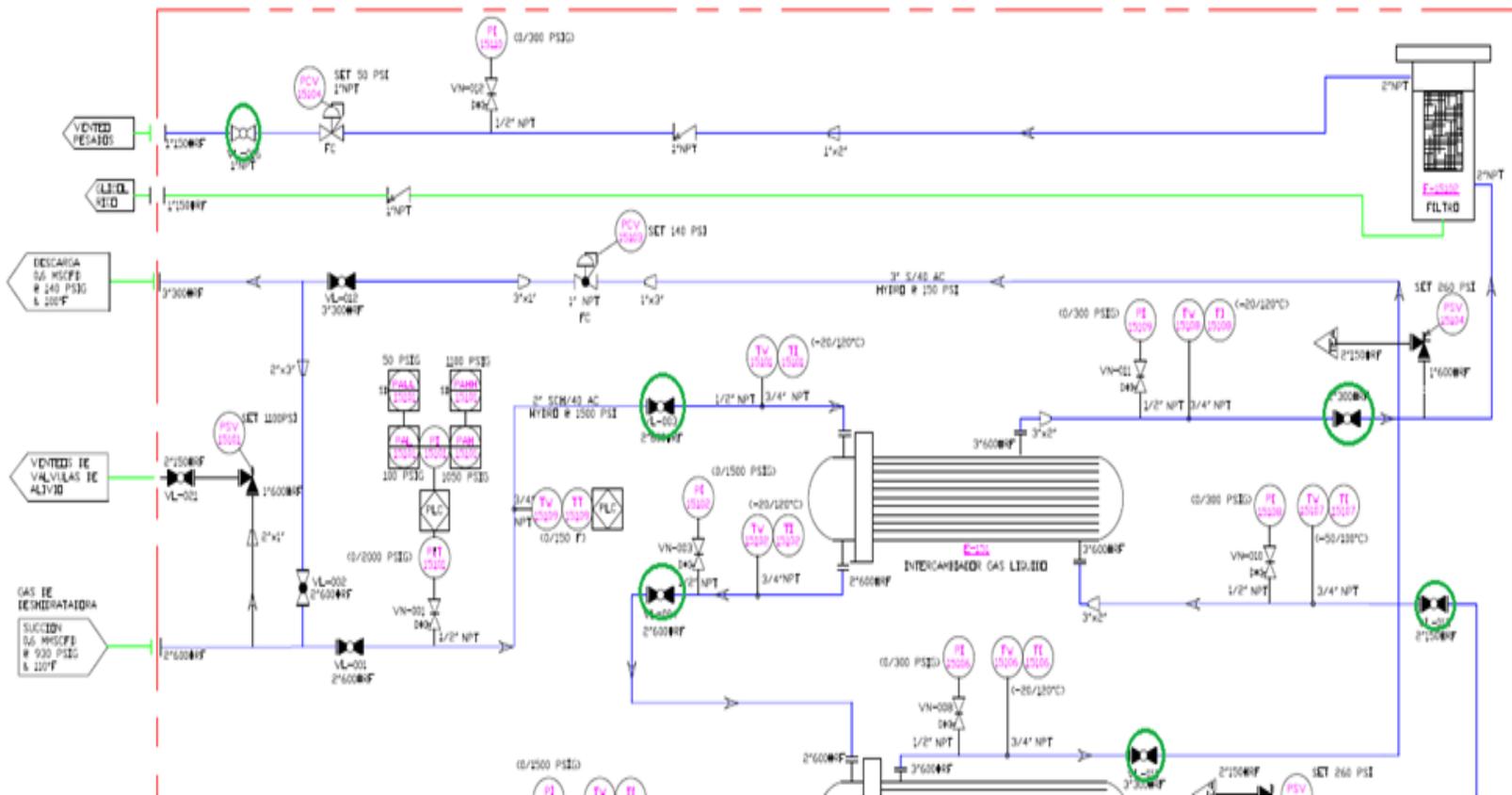
SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. Tomado del Sitio Web: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>

STONE, DIANA K., et al. Flares. Part 1 Flaring Technologies for Controlling VOC-Containing Waste Streams. En: Journal of the Air and Waste Management Association. Marzo, 1992. vol. 42, no. 3. ISSN: 1047-3289.

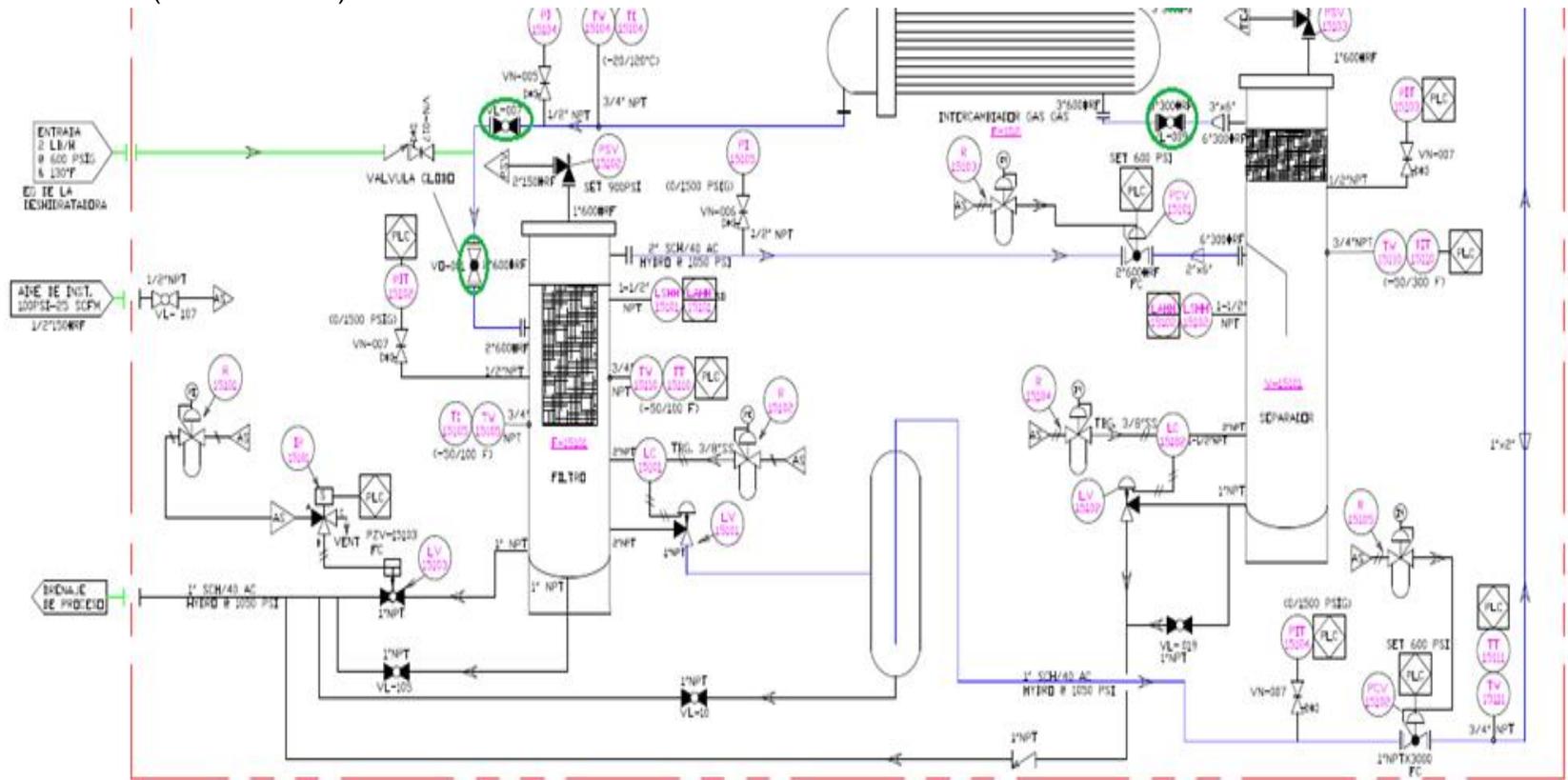
## ANEXO A

### PLANO DE INSTRUMENTACIÓN PARA EL PROCEDIMIENTO DE ARRANQUE DEL EQUIPO DE TRATAMIENTO JOULE-THOMSON

Figura 1. Plano de instrumentación para el procedimiento de arranque del equipo de tratamiento Joule-Thomson.



**Grafica 1.** (Continuación).



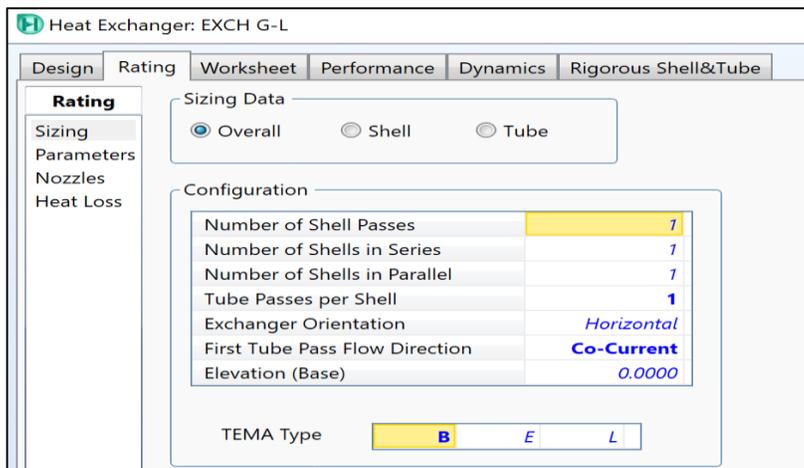
**Fuente:** GENERAL MANUFACTURING. Procedimiento para pre-arranque y arranque equipo de tratamiento Joule Thomson.

## ANEXO B

### DATOS DE ENTRADA INGRESADOS EN ASPEN HYSYS

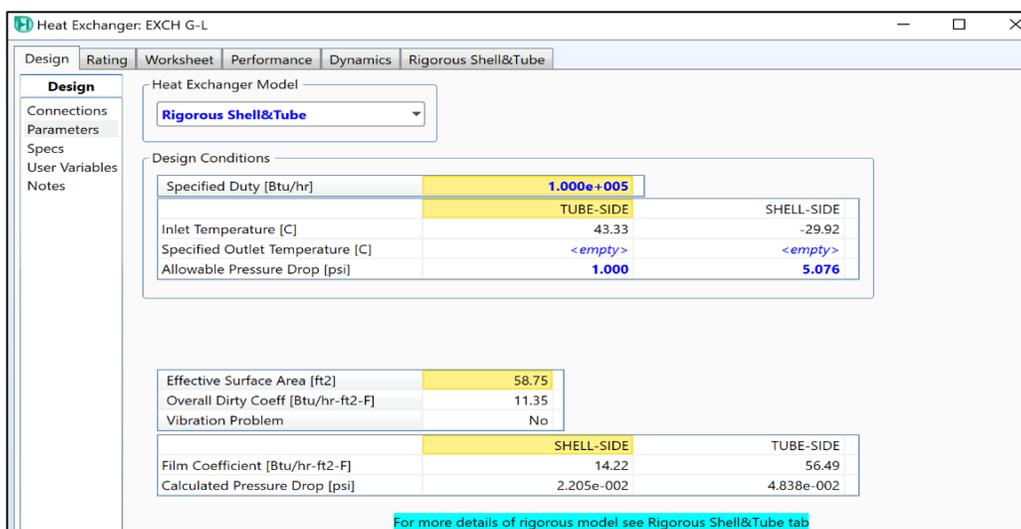
Los datos de entrada para el correcto funcionamiento de la herramienta de simulación ASPEN HYSYS se ingresaron de la siguiente forma:

**Figura 1.** Sección Rating para el Intercambiador de Calor Gas-Líquido del programa Aspen HYSY



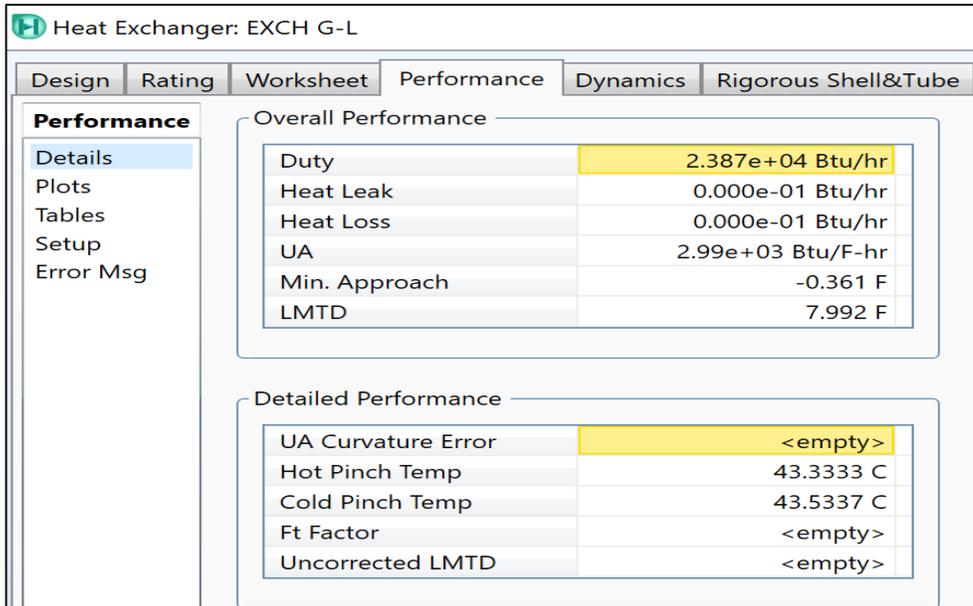
**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

**Figura 2.** Sección Design para el Intercambiador de Calor Gas-Líquido del programa ASPEN HYSYS.



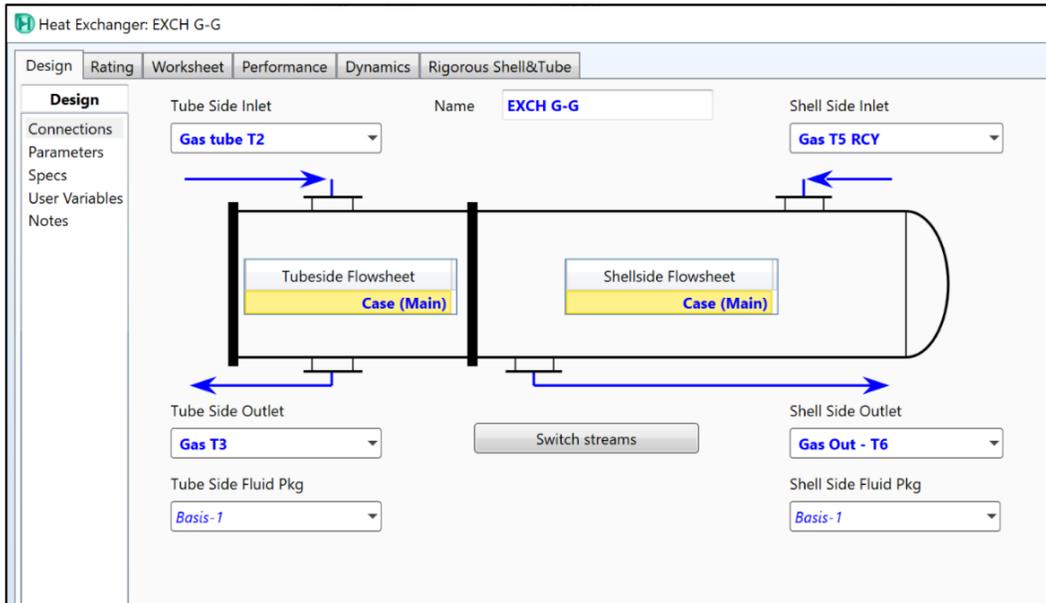
**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

**Figura 3.** Sección Performance para el Intercambiador de Calor Gas-Líquido del programa ASPEN HYSYS.



**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

**Figura 4.** Sección Design(Connections) para el Intercambiador de Calor Gas-Gas del programa ASPEN HYSYS.



**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

**Figura 5.** Sección Design(Parameters) para el Intercambiador de Calor Gas-Gas del programa ASPEN HYSYS.

Heat Exchanger: EXCH G-G

Design Rating Worksheet Performance Dynamics Rigorous Shell&Tube

**Design**

Heat Exchanger Model  
**Rigorous Shell&Tube**

Design Conditions

Specified Duty [Btu/hr]	<empty>	
	TUBE-SIDE	SHELL-SIDE
Inlet Temperature [C]	33.22	-25.47
Specified Outlet Temperature [C]	<empty>	
		<b>35.00</b>
Allowable Pressure Drop [psi]	<b>2.000</b>	<b>5.000</b>

Effective Surface Area [ft2]	<b>111.9</b>
Overall Dirty Coeff [Btu/hr-ft2-F]	28.14
Vibration Problem	No

	SHELL-SIDE	TUBE-SIDE
Film Coefficient [Btu/hr-ft2-F]	58.92	57.26
Calculated Pressure Drop [psi]	1.186	0.1297

For more details of rigorous model see Rigorous Shell&Tube tab

**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

**Figura 6.** Sección Rating para el Intercambiador de Calor Gas-Gas del programa ASPEN HYSYS.

Heat Exchanger: EXCH G-G

Design Rating Worksheet Performance Dynamics Rigorous Shell&Tube

**Rating**

Sizing Parameters Nozzles Heat Loss

Sizing Data

Overall  Shell  Tube

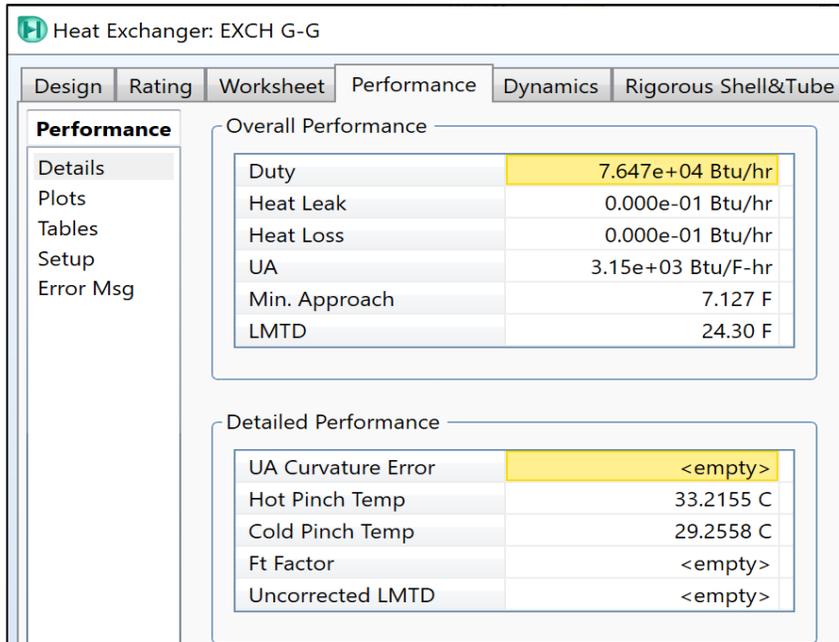
Configuration

Number of Shell Passes	<b>1</b>
Number of Shells in Series	<b>1</b>
Number of Shells in Parallel	<b>1</b>
Tube Passes per Shell	<b>1</b>
Exchanger Orientation	<i>Horizontal</i>
First Tube Pass Flow Direction	<i>Counter</i>
Elevation (Base)	<i>0.0000</i>

TEMA Type **B** E M

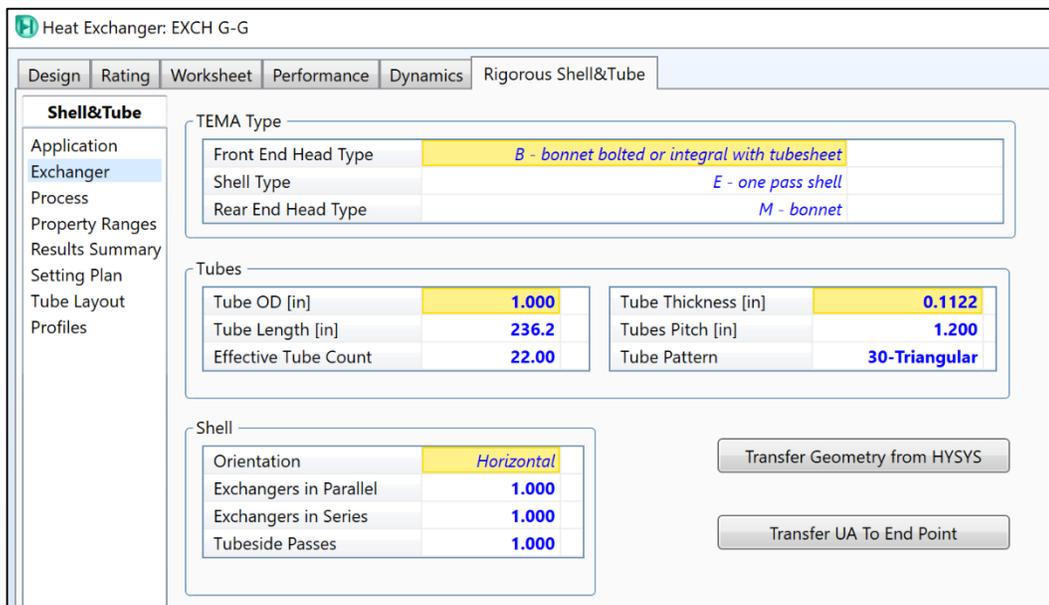
**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

**Figura 7.** Sección Performance para el Intercambiador de Calor Gas-Gas del programa ASPEN HYSYS.



**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

**Figura 8.** Sección Rigorous Shell&Tube para el Intercambiador de Calor Gas-Gas del programa ASPEN HYSYS.

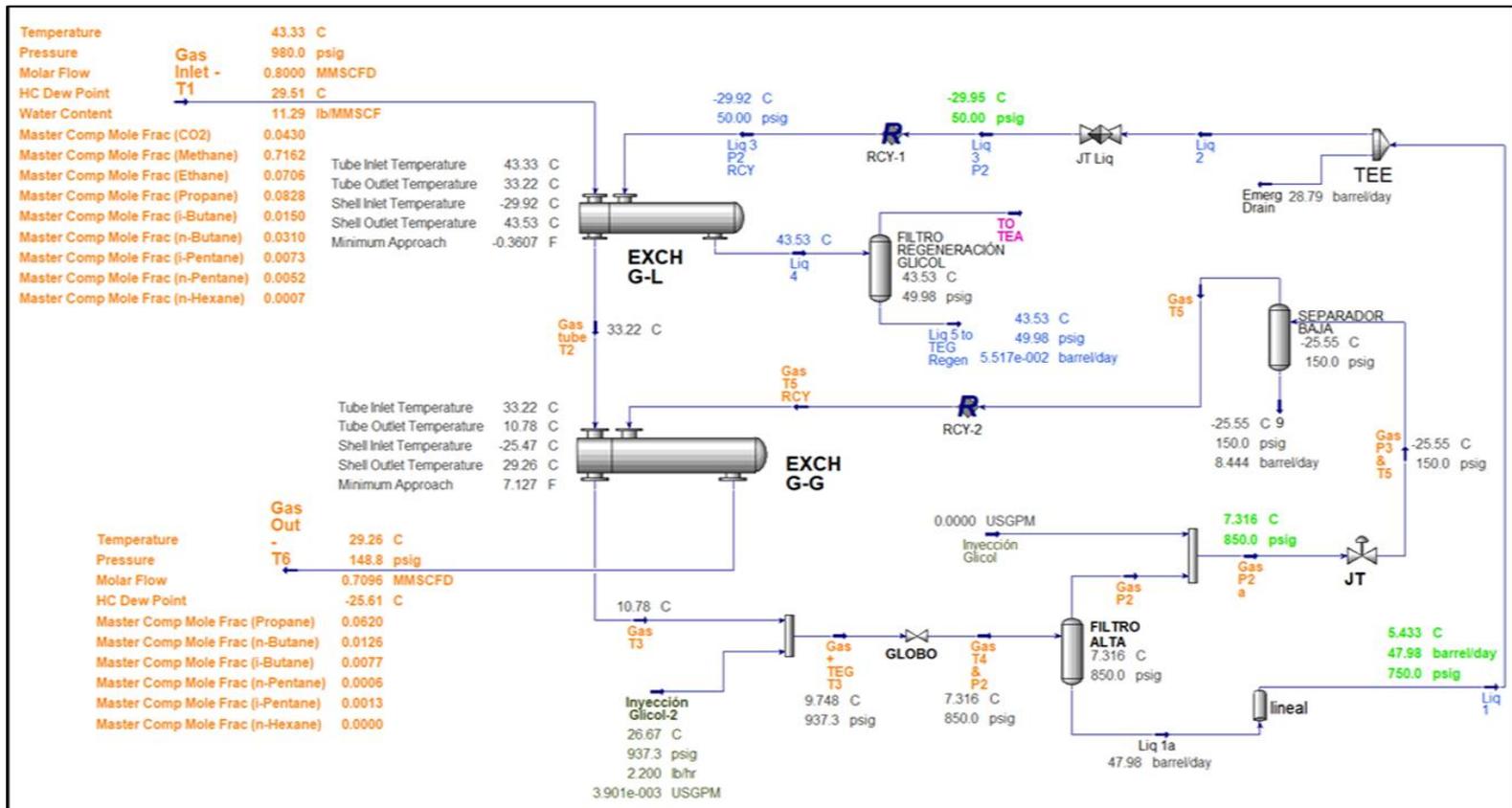


**Fuente:** elaboración propia con base en el programa ASPEN HYSYS.

## ANEXO C

### PLANO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE GAS CON DATOS DE ENTRADA Y DE SALIDA

**Figura 1.** Plano de la Planta de Tratamiento de Gas con datos de entrada y de salida.



**Fuente:** Plano de la Planta de Tratamiento de Gas con datos de entrada y de salida.