

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PROCESOS OPERATIVOS PARA LA PLANTA DE  
GAS CAMPO MÁGICO: ESTRATEGIAS DE ADAPTACIÓN A NUEVOS RETOS  
OPERACIONALES EN PUEBLO NUEVO, CÓRDOBA**

**IVAN JAVIER BARRIOS MEJIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
OCTUBRE DE 2025**

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PROCESOS OPERATIVOS PARA LA PLANTA DE  
GAS CAMPO MÁGICO: ESTRATEGIAS DE ADAPTACIÓN A NUEVOS RETOS  
OPERACIONALES EN PUEBLO NUEVO, CÓRDOBA**

**IVAN JAVIER BARRIOS MEJIA**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de: Especialista en Ingeniería del  
Gas**

**Director**

**CARLOS EFRAIN ROA DUARTE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA  
OCTUBRE DE 2025**

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	10
1. GENERALIDADES .....	11
.....	12
1.1 TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL .....	13
1.1.1 SEPARACION .....	13
1.1.2 DESHIDRATACION .....	14
1.1.3 ENDULZAMIENTO .....	15
1.2 ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	16
1.2.1 ABSORCIÓN CON ACEITE POBRE (Lean Oil Absorption) .....	17
1.2.2 SEPARACIÓN POR BAJA TEMPERATURA.....	19
1.2.2.1 JOULE-THOMSON .....	19
1.2.2.2 TURBO EXPANDER .....	21
1.2.2.3 REFRIGERACION MECÁNICA.....	23
1.2.3 TECNOLOGIAS EMERGENTES.....	25
1.2.3.1 TECNOLOGÍA TWISTER .....	25
1.2.3.2 TAMIZ MOLECULAR.....	27
2. EVALUACION DEL PROCESO ACTUAL .....	29
2.1. PROPIEDADES DEL GAS.....	31
2.1.1 CORRIENTE GAS BRUJO .....	31
2.1.2 CORRIENTE DE GAS MAGICO.....	34
2.2 EQUIPOS .....	37
2.2.1 SEPARADORES.....	37
2.2.2 UNIDAD DESHIDRATADORA.....	38
2.2.3 COMPRESORES DE GAS .....	39
2.2.4 FILTRO COALESCENTE VERTICAL.....	40
2.2.5 TEA.....	41
2.3 OPERACIÓN CON EL PROCESO ACTUAL .....	42
2.3.1 OPERACIÓN CON BRUJO 1X DST-2.....	42
2.3.2 OPERACIÓN CON BRUJO 1X DST-4.....	44

2.3.3 OPERACIÓN CON MAGICO 1X.....	46
3 EVALUACION AL PROBLEMA OPERACIONAL HC DEW POINT .....	49
3.1 PROPIEDADES DEL GAS ACTUALIZADA .....	49
3.1.1 CORRIENTE DE GAS BRUJO 1X.....	50
3.1.2 CORRIENTE DE GAS MAGICO 1X .....	53
3.1.3 CONCLUSIÓN DEL PROBLEMA OPERACIONAL .....	56
4 REDISEÑO OPERATIVO.....	57
4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN .....	58
4.2 EVALUACION DE LAS TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN DE LGN .....	59
4.3 ANÁLISIS Y SELECCIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO.....	65
4.4 ESTUDIO TÉCNICO DEL PROCESO SELECCIONADO.....	67
4.5 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS .....	67
4.6 SIMULACIÓN DEL PROCESO .....	68
4.7 INCORPORACION DE LA REFRIGERACION MECANICA .....	75
4.8 CONDICIONES OPERATIVAS POSTERIOR A LA INCORPORACION DEL SISTEMA DE REFRIGERACION MECÁNICA.....	76
4.9 ANALISIS ECONÓMICO .....	78
CONCLUSIONES .....	80
RECOMENDACIONES .....	81
BIBLIOGRAFIA .....	82

## LISTAS DE TABLAS

Tabla 1. Procesos típicos de una planta de gas.....	12
Tabla 2. Ventajas y Desventajas Absorción con aceite pobre.....	18
Tabla 3. Ventajas y Desventajas Joule-Thomson .....	20
Tabla 4. Ventajas y Desventajas Turbo Expander .....	23
Tabla 5. Ventajas y Desventajas Refrigeración Mecánica .....	25
Tabla 6. Ventajas y Desventajas Twister .....	26
Tabla 7. Ventajas y Desventajas Tamiz Molecular.....	28
Tabla 8. Composición cromatografía Brujo c12+ vs nc36+ .....	51
Tabla 9. Composición Cromatografía mágico c12+ vs nc36+ .....	54
Tabla 10. Criterios de selección .....	58
Tabla 11. Evaluación Absorción por aceite pobre .....	59
Tabla 12. Evaluación Joule Thomson .....	60
Tabla 13. Evaluación Turbo Expander .....	61
Tabla 14. Evaluación Twister .....	62
Tabla 15. Evaluación Refrigeración Mecánica .....	63
Tabla 16. Evaluación de Tamiz Molecular .....	64
Tabla 17. Calificación de las tecnologías .....	66
Tabla 18. Pérdidas estimadas.....	78
Tabla 19. Valores típicos del mercado .....	78
Tabla 20. Costos de alquiler.....	79
Tabla 21 Utilidades.....	79

## LISTAS DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Diagrama típico de un proceso de absorción con aceite pobre .....	18
Ilustración 2. Diagrama típico de un proceso de recuperación por joule Thomson	20
Ilustración 3. Planta Criogenica turbo-expander.....	22
Ilustración 4. Proceso de Refrigeración Mecánica .....	24
Ilustración 5. Valvula twister .....	26
Ilustración 6. Planta de Adsorción con lecho solido: .....	27
Ilustración 7. Ubicación CPF Sinú 9 Fuente: Google earth .....	29
Ilustración 8. CPF Sinú-9 .....	30
Ilustración 9. Pozo Brujo 1x.....	31
Ilustración 10. Análisis composicional pozo brujo .....	32
Ilustración 11. Envoltente de Fase gas Brujo 1x.....	33
Ilustración 12. Pozo Mágico 1X.....	34
Ilustración 13. Análisis composicional Pozo Mágico .....	35
Ilustración 14. Envoltente gas Pozo Mágico. ....	36
Ilustración 15. Separador Bifasico.....	37
Ilustración 16. Unidad deshidratadora.....	38
Ilustración 17. Compresores de Gas .....	39
Ilustración 18. Filtros Coalescentes.....	40
Ilustración 19. Tea.....	41
Ilustración 20. Comportamiento operacional Brujo Dst-2 .....	43
Ilustración 21. Comportamiento operacional Brujo Dst-4 .....	45
Ilustración 22. Comportamiento operacional Mágico.....	47
Ilustración 23. Comportamiento operacional .....	48
Ilustración 24. Envoltente de Fases Brujo. ....	52
Ilustración 25. Envoltente de Fases Mágico. ....	55
Ilustración 26. Simulación del proceso actual.....	69
Ilustración 27. Simulación del proceso con Refrigeración Mecánica.....	71
Ilustración 28. Simulación del proceso con la Válvula joule-Thomson. ....	73
Ilustración 29. Patín de acondicionamiento de Hc dew Point.....	75

Ilustración 30. Comportamiento operacional posterior a la incorporación de Refrigeración Mecánica..... 77

## RESUMEN

**Título:**

\* EVALUACIÓN INTEGRAL DE PROCESOS OPERATIVOS PARA LA PLANTA DE GAS CAMPO MÁGICO: ESTRATEGIAS DE ADAPTACIÓN A NUEVOS RETOS OPERACIONALES EN PUEBLO NUEVO, CÓRDOBA

**Autor:**

\*\* IVAN JAVIER BARRIOS MEJIA

**Palabras claves:**

Hc Dew Point, Recuperación de LGN, Válvula Joule Thomson, Refrigeración Mecánica,

La planta de procesos de gas ubicada en el corregimiento El Congo del municipio de Pueblo Nuevo Córdoba, inició operaciones el 2 de noviembre de 2024 con una capacidad de tratamiento de 20 MMSCFD, producción proveniente de los Pozos Brujo 1x y Mágico 1X, cuyo gas esta caracterizado como un gas seco con un porcentaje de Metano de 99.13 %. Desde que se inició operaciones la variable de calidad Hc Dew Point para la venta del gas ha venido presentando valores por fuera de especificaciones Rut, lo cual ha generado que se rechace el gas por parte de la empresa dueña del gasoducto, que es la que tiene el contrato de transporte y venta del gas proveniente del campo Mágico. Esta serie de dificultades se presentan rutinariamente y cada vez con más frecuencia debido a las condiciones operacionales establecidas en el diseño original de la planta y la capacidad productiva cambiante de sus pozos, por lo que fue necesario parar operaciones en diciembre de 2024.

Por otra parte, para el transcurso del año 2025 la empresa NG Energy espera terminar de construir todas las facilidades de la planta de proceso para tener una capacidad total de tratamiento de 50 MMSCFD, ya que se tiene proyectado un aumento de producción con la perforación de nuevos pozos productivos.

Con el propósito de plantear una solución para que el gas de ventas cumpla con las condiciones de calidad establecidas en el Rut, mediante el desarrollo de este trabajo se realizará una evaluación de los procesos y tecnologías con la que cuenta la planta de tratamiento de gas Campo Mágico y las condiciones operacionales que influyen en su funcionamiento. Además, se realizará un análisis técnico y económico de las diferentes alternativas que se pueden implementar y dar solución a las condiciones que están afectando el proceso y seguido a esto, hacer un estudio y preselección de la mejor alternativa con el fin de encontrar la que más se ajuste a la capacidad y condiciones de la planta.

\* Trabajo de grado \*\* Facultad de ciencias fisicoquímicas, escuela de ingeniería de petróleos, CARLOS EFRAÍN ROA

## SUMMARY

**Title:**

COMPREHENSIVE EVALUATION OF OPERATING PROCESSES FOR THE CAMPO MÁGICO GAS PLANT: ADAPTATION STRATEGIES TO NEW OPERATIONAL CHALLENGES IN PUEBLO NUEVO, CÓRDOBA

**Author:**

IVAN JAVIER BARRIOS MEJIA

**Keywords:**

HC Dew Point, NGL Recovery, Joule-Thomson Valve, Mechanical Refrigeration

The gas processing plant located in the El Congo district of the municipality of Pueblo Nuevo, Córdoba, began operations on November 2, 2024, with a treatment capacity of 20 MMSCFD. Production comes from the Brujo 1X and Mágico 1X wells, whose gas is characterized as a dry gas with a methane content of 99.13%. Since the start of operations, the HC Dew Point quality parameter for sales gas has repeatedly shown values outside of RUT specifications. This has caused the gas to be rejected by the company that owns the pipeline and holds the transportation and sales contract for the gas produced in Campo Mágico. These difficulties occur routinely and with increasing frequency due to the operational conditions established in the original plant design and the changing production capacity of the wells, which made it necessary to shut down operations in December 2024.

Additionally, throughout 2025 NG Energy expects to complete all processing plant facilities to reach a total treatment capacity of 50 MMSCFD, as increased production is projected with the drilling of new productive wells.

To propose a solution ensuring that sales gas meets the quality conditions established in the RUT, this work will evaluate the processes and technologies currently used at the Campo Mágico gas treatment plant, as well as the operational conditions influencing its performance. Furthermore, a technical and economic analysis will be conducted on different alternatives that could be implemented to address the conditions affecting the process. Based on this, a study and pre-selection of the best alternative will be carried out to identify the one that best fits the plant's capacity and operating conditions.

## INTRODUCCION

En el contexto actual de transición energética global, el gas natural ha cobrado un papel protagónico como fuente de energía clave por su menor impacto ambiental frente a otros hidrocarburos y su alta disponibilidad. Su uso se alinea con los objetivos de sostenibilidad al emitir menores niveles de dióxido de carbono en comparación con el carbón y el petróleo, lo que lo convierte en un combustible de transición ideal hacia una matriz energética más limpia y segura.

A nivel nacional, el escenario energético enfrenta nuevos retos debido al progresivo agotamiento de los yacimientos de crudo y a la ausencia de descubrimientos recientes de gran escala. Este panorama hace urgente replantear el enfoque sobre los recursos fósiles disponibles, promoviendo el aprovechamiento del gas natural, no solo como una fuente energética alternativa, sino también como una oportunidad estratégica para garantizar la continuidad del suministro energético y fortalecer la competitividad del país. En este contexto, la modernización y optimización de las plantas de procesamiento de gas se convierten en una prioridad, ya que estas instalaciones tienen como función principal acondicionar el gas natural proveniente de los campos de producción, eliminando impurezas y ajustando su composición para cumplir con las especificaciones de calidad exigidas por el Reglamento Único de Transporte (RUT).

Este trabajo se enfoca en la evaluación integral de los procesos operativos de la planta de gas del Campo Mágico, ubicada en el corregimiento El Congo del municipio de Pueblo Nuevo, Córdoba. A través de un análisis técnico y económico, se identificarán los principales retos operativos que han afectado la eficiencia del tratamiento del gas, particularmente relacionados con el control del punto de rocío de hidrocarburos (HC Dew Point). Como resultado, se plantearán estrategias de rediseño y adaptación que permitan garantizar la calidad del gas para su comercialización, considerando además la futura ampliación de capacidad proyectada por la compañía operadora.

## 1. GENERALIDADES

El Gas Natural (GN) es un gas combustible que se encuentra en la naturaleza de igual forma en la que se encuentran los yacimientos de petróleo, en reservas subterráneas en rocas porosas pero a diferencia del petróleo, está constituido por una mezcla de hidrocarburos principalmente metano; el metano es el hidrocarburo alcano más sencillo, en su estado natural es un gas, razón por la cual al estar en mayor cantidad en la mezcla hidrocarburo da a este el estado gaseoso y dependiendo de su composición, condiciones de los yacimientos y origen se puede clasificar en:

**Gas asociado:** Es el que se extrae junto con el petróleo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas. Una de las características más notables de este tipo de gas es el gran contenido de componentes hidrocarburos pesados (C3+) lo que lo hace un gas rico.

**Gas no asociado:** Es el que se encuentra en yacimientos en los cuales no hay contenido de petróleo crudo, y el principal componente es el metano haciendo de este un gas pobre, es decir, con bajos contenidos de componentes pesados de hidrocarburos. Ahora, dependiendo de su composición se pueden clasificar en:

**Gas amargo:** Contiene derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros).

**Gas dulce:** Libre de derivados del azufre, se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo utilizando solventes químicos o físicos, o procesos de adsorción o absorción.

**Gas húmedo:** Contiene cantidades importante de hidrocarburos más pesados que el metano.

**Gas seco:** Contiene cantidades menores de hidrocarburos pesados.

Para poder comercializar el gas se tiene que pasar por una serie de procesos en una planta de tratamiento, la cual es una instalación industrial diseñada para tratar y acondicionar el gas natural extraído de yacimientos antes de enviarlo al mercado o a

otras aplicaciones. Su objetivo principal es transformar el gas natural crudo (que puede contener impurezas y componentes no deseados) en gas natural "seco" y limpio, cumpliendo con las especificaciones comerciales y ambientales, que para Colombia está basado en las especificaciones que se encuentran en el numeral 6.3 del Anexo General del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), establecido por la Resolución CREG 071 de 1999 y modificado por la Resolución CREG 054 de 2007.

En la tabla 1 se puede apreciar los procesos típicos de una planta de gas natural para su tratamiento y acondicionamiento.

Proceso	Objetivo
<b>Separación primaria</b>	Remover agua líquida, petróleo y partículas sólidas del gas natural para facilitar los procesos posteriores.
<b>Deshidratación</b>	Eliminar el vapor de agua presente en el gas natural para evitar formación de hidratos y minimizar la corrosión.
<b>Endulzamiento</b>	Remover gases ácidos como H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> utilizando procesos en su mayoría químicos, principalmente con aminas.
<b>Fraccionamiento / Recuperación de LGN</b>	Separar y recuperar líquidos del gas natural (LGN: etano, propano, butano, condensados) para venta, autoconsumo o reinyección.
<b>Desmercurización</b>	Eliminar el mercurio presente en el gas natural para proteger equipos y evitar riesgos ambientales.
<b>Compresión y medición</b>	Aumentar la presión del gas para su transporte por gasoductos y medir con precisión los caudales de gas procesado.

*Tabla 1. Procesos típicos de una planta de gas*

## **1.1 TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL.**

El gas independientemente del tipo y composición debe ser tratado antes de ser comercializado por razones tales como el poder cumplir con estándares de calidad para su venta y transporte. Los estándares son especificados por las compañías de transmisión y distribución, las cuales varían dependiendo del diseño del sistema de ductos y de las necesidades del mercado que se quiere atender.

### **1.1.1 SEPARACION**

Esta es la primera etapa y una de las más cruciales. El gas natural que emerge del pozo a menudo viene acompañado de una mezcla compleja de componentes como, Hidrocarburos líquidos: Petróleo crudo, condensados de gas natural (LGN) Agua: En forma líquida (agua de formación) o vapor de agua, sólidos: arena, lodos, incrustaciones, óxidos, .

El objetivo de esta fase de tratamiento es eliminar la mayor cantidad posible de estos líquidos y sólidos para proteger los equipos posteriores (compresores, intercambiadores de calor y tuberías de transporte) de la corrosión, la erosión y el ensuciamiento, además de cumplir con las especificaciones para el transporte.

Equipos principales:

Separadores de dos fases (gas-líquido)

Separadores de tres fases (gas-petróleo-agua)

Filtros coalescentes

Slug catchers

Tuberías

### 1.1.2 DESHIDRATACION

El gas natural crudo siempre contiene vapor de agua. Si no se elimina, el agua puede causar serios problemas tales como formación de hidratos bajo ciertas condiciones de presión y temperatura (comunes en gasoductos), la combinación de agua con metano y otros hidrocarburos para formar sólidos cristalinos similares al hielo, conocidos como hidratos. Estos hidratos pueden bloquear tuberías, válvulas y equipos, causando paradas, daños y corrosión: El agua en presencia de gases ácidos (como H<sub>2</sub>S o CO<sub>2</sub>) forma ácidos que corroen las tuberías y equipos.

El objetivo principal de este proceso es reducir el contenido de agua del gas natural a niveles especificados en el Rut.

Métodos comunes:

Absorción con glicoles (TEG): Es el método más utilizado.

Proceso: El gas húmedo entra en contacto con una solución de glicol (comúnmente trietilenglicol, TEG) en una torre contactora (absorbedor). El TEG tiene una alta afinidad por el agua y la absorbe del gas. El gas seco sale por la parte superior de la torre.

Adsorción con desecantes sólidos: Utilizado para alcanzar puntos de rocío de agua muy bajos, especialmente para plantas de GNL o cuando se requieren especificaciones muy estrictas.

Proceso: El gas húmedo pasa a través de lechos de desecantes sólidos porosos (como tamices moleculares, alúmina activada o gel de sílice). El agua es adsorbida en la superficie de los poros del desecante.

### 1.1.3 ENDULZAMIENTO

El gas natural crudo a menudo contiene componentes ácidos como el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>).

H<sub>2</sub>S (ácido sulfhídrico): Es altamente tóxico, corrosivo y huele a "huevos podridos". Su presencia es inaceptable en el gas comercial debido a riesgos de seguridad y daño a equipos.

CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono): No es tóxico, pero reduce el poder calorífico del gas, lo que lo hace menos eficiente como combustible. También puede formar ácido carbónico en presencia de agua, aumentando la corrosión.

Objetivo: Reducir la concentración de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> a niveles aceptables para el transporte y el consumo (generalmente unas mínimas ppm para H<sub>2</sub>S y unos pequeños porcentajes para CO<sub>2</sub>). El gas con alto contenido de estos gases se denomina "gas amargo", y el gas tratado se llama "gas dulce".

Métodos comunes:

Proceso de aminas (absorción química): Es el método más común y efectivo.

Proceso: El gas amargo se pone en contacto con una solución acuosa de aminas (como Monoetanolamina - MEA, Dietanolamina - DEA, o Metildietanolamina - MDEA) en una torre absorbadora. Las aminas reaccionan químicamente con el H<sub>2</sub>S y el CO<sub>2</sub>, formando compuestos solubles. El gas "dulce" sale por la parte superior.

Regeneración de amina: La solución de amina "rica" (cargada con H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>) se calienta en un regenerador para revertir la reacción y con reducción de presión, liberando los gases ácidos concentrados. La amina "pobre" regenerada se enfría y se recircula al absorbador.

## 1.2 ACONDICIONAMIENTO DEL GAS NATURAL

Posterior al tratamiento se debe acondicionar el gas para cumplir con regulaciones ambientales, estándares especificados por las compañías de transmisión y distribución y regulaciones RUT anteriormente mencionadas, además de la venta de líquidos o productos blancos.

Uno de los procesos que se le aplican dentro de todo el tratamiento del gas en una planta de proceso es el de recuperación de LGN, este puede variar desde la sencilla unidad de filtrado de rocío de hidrocarburos hasta las unidades de turbo-expander criogénicas más complejas. Dentro de cada categoría, hay variación en los diseños que se pueden aplicar para cumplir con las especificaciones y el requisito de operación como lo expresa Mokhatab <sup>1</sup>.

Este proceso tiene como propósito la disminución del punto de rocío del gas, mediante la extracción de una corriente líquida la cual es producto de la separación de los componentes pesados y condensables del gas o también llamados productos blancos. Los productos blancos o condensables son fraccionados en cada uno de sus componentes desde C2, C3, C4 hasta C5+ dependiendo de los distintos procesos de recuperación de LGN con el que cuente la planta procesadora del gas como plantea Arnold y Stewart <sup>2</sup>

El proceso para obtener una corriente líquida de condensables a partir del gas natural de entrada depende de ciertas características específicas de la corriente del gas como: Composición del gas, flujo de gas, adaptabilidad del proceso a facilidades ya establecidas (en caso de mejoramiento o remplazo), rentabilidad de la extracción de LGN y rentabilidad de la recuperación de etano.

---

<sup>1</sup> MOKHATAB, Saeid - Handbook of Natural Gas Transmission and Processing - Principles and Practices (3er Edition), capítulo 8.

<sup>2</sup> ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Volumen 2.* 2a ed. Houston: Gulf Publishing, 1999. Capítulo 9.

En la actualidad se pueden encontrar muchas tecnologías para aplicarla a la recuperación de LGN, muchas de ellas han venido sufriendo modificaciones para adaptarse a los nuevos procesos y condiciones de los fluidos, dentro de estas tecnologías destacan 6 las cual son las que más se aplican en la industria y se presentarán a continuación.

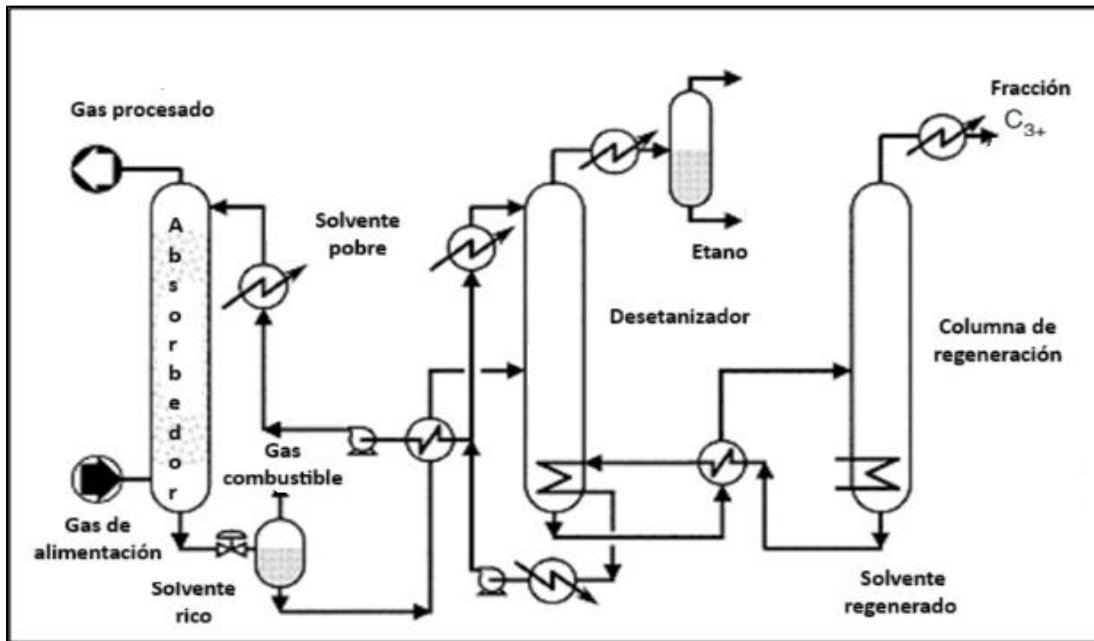
### **1.2.1 ABSORCIÓN CON ACEITE POBRE (Lean Oil Absorption).**

Absorción es el proceso físico en el cual, al interactuar en corriente líquida con una corriente gaseosa, esta puede llegar a ceder todos o algunos de sus componentes resultando en una solución líquida. En la industria de los hidrocarburos este fenómeno físico se usa usualmente en la recuperación de condensados o LGN.

La absorción con aceite pobre es el proceso más antiguo empleado en la recuperación de condensables de gas hidrocarburo. Este proceso de recuperación de LGN es muy similar al usado para absorción en la deshidratación de gas; en la absorción de hidrocarburos pesados del gas se usa un aceite absorbente (Ver ilustración 1), el cual tiene una afinidad por los hidrocarburos mucho mayor que la del glicol por el agua. Se ha determinado que hay tipo de glicol, el tetraetilenglycol que tiene una mayor capacidad de absorber el H<sub>2</sub>O ó sea deshidratar el gas lo hace más especial, el hecho de que también puede absorber hidrocarburos, tiene como desventaja su alto valor económico según Arnold y Stewart<sup>3</sup> y mayor demanda de energía en el proceso por ser más viscoso y requerir mayor temperatura para su regeneración que los otros glicoles.

---

<sup>3</sup>ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities*. Volumen 2. 2a ed. Houston: Gulf Publishing, 1999. Capítulo 9



**Ilustración 1.** Diagrama típico de un proceso de absorción con aceite pobre *Fuente: Roa Duarte Carlos Efraín Alternativas tecnológicas para lograr un "Zero Flaring" rutinario, 2020*

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Pequeñas pérdidas de presión a través de la columna de absorción.	. Altos CAPEX y OPEX.
Flexible para gas que contenga altas cantidades de CO <sub>2</sub> .	Se requiere gran infraestructura.
	Se requiere una gran área para la Planta.

**Tabla 2.** Ventajas y Desventajas Absorción con aceite pobre

## **1.2.2 SEPARACIÓN POR BAJA TEMPERATURA**

La recuperación de LGN con procesos a baja temperatura son generalmente los más utilizados debido a su gran eficiencia y altos niveles de recuperación de los componentes pesados y otros no tan pesados como el caso del etano el cual también tiene un valor comercial individual. Actualmente, son tres los procesos que tienen como principio físico la reducción de la temperatura los cuales son:

- Joule-Thomson
- Turbo-expander
- Refrigeración mecánica

### **1.2.2.1 JOULE-THOMSON**

El proceso de auto-refrigeración del gas conocida como expansión Joule Thomson (J-T), es hoy en día uno de los procesos más usados para la recuperación o condensación de los componentes pesados del gas, debido a las grandes ventajas que tiene por la sencillez, pero muy eficiente aplicación. Este proceso consiste en el enfriamiento por expansión isoentálpica del gas cuando este pasa a través de la válvula J-T, generando la condensación de los componentes pesados y del agua, con un intercambio de calor adecuado y un gran diferencial de presión a través de la válvula J-T, se pueden conseguir temperaturas criogénicas que resultan en eficiencias de extracción elevadas como relata la GPSA<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> GPSA Engineering Data Book, 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 16

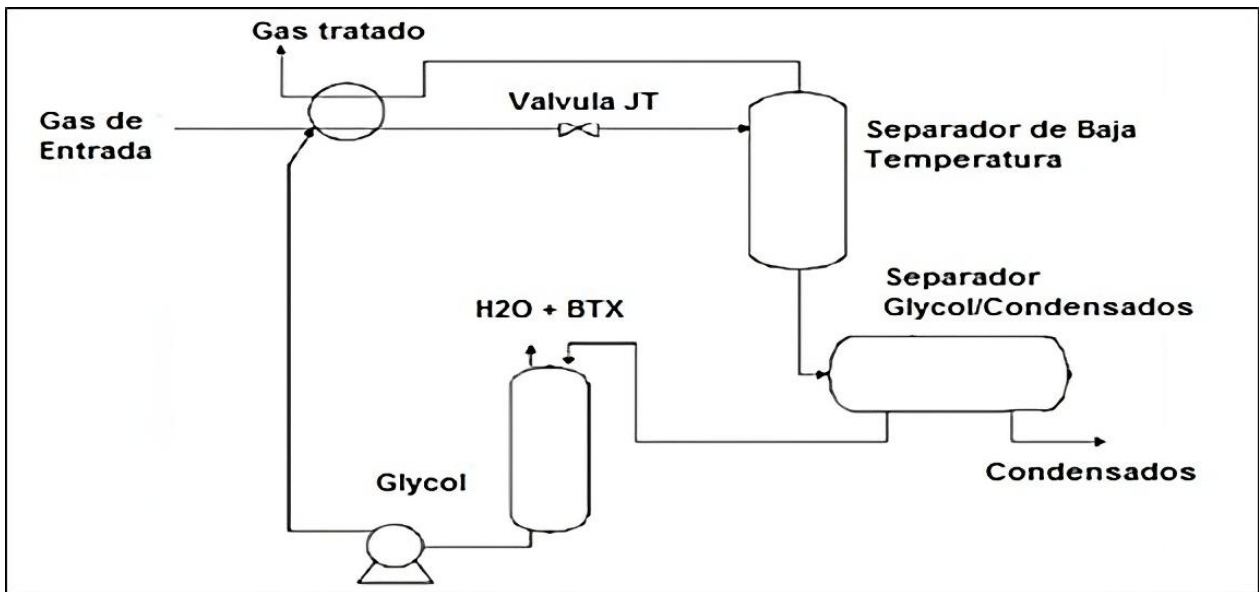


Ilustración 2. Diagrama típico de un proceso de recuperación por joule Thomson

FUENTE: MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., Handbook of natural Gas Transmission and Processing, 2006, Fig.10-3, p.370

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Construcción modular	Recobro limitado de líquidos comparado
Mínimo requerimiento de área	Pérdida de capacidad y desempeño por menor presión de operación.
No tiene elementos rotativos	Requiere presiones superiores a 700 Psig.
Operación desatendida	Alta caída de presión.
Proceso autorefrigerante	Mayor potencia de recompresión
Larga vida útil y Mínimos requerimientos de repuestos	Fácilmente forma hidratos por el enfriamiento producido por la expansión
Costos de inversión y operación más bajos que otras alternativas	Requiere previa deshidratación o inhibición de hidratos.

Tabla 3. Ventajas y Desventajas Joule-Thomson

### 1.2.2.2 TURBO EXPANDER

Aunque suelen ser muy parecidos los procesos de expansión J-T con el proceso turbo-expander hay que tener en cuenta que las principales diferencias entre el diseño (J-T) y turbo-expanders son:

- Que la expansión del gas es adiabática a través de la válvula. En un turboexpansor la expansión sigue una trayectoria casi isentrópica.
- El proceso turbo expander logra una menor temperatura (que el proceso J-T) debido a que la energía que traía el gas es suministrada a la turbina (proceso isoentrópico) como lo expresa Arnold y Stewart.<sup>5</sup>
- Basado en la información GPSA<sup>6</sup>, el diseño J-T tiende a ser menos eficiente por unidad de energía gastada que el turbo-expansor .

El principio del proceso turbo-expander se puede describir como un proceso en el que una corriente de gas ingresa a la válvula de expansión (expanders), a alta presión (Ver ilustración 3), logrando mover los alabes de la turbina la cual está conectada con el compresor, lo que genera una transferencia de energía (energía cinética) que resulta en una alta caída de temperatura, dicha energía aplicada por la corriente de gas a la turbina del expansor es la que va a recibir el compresor para que al momento de que ingrese la corriente de gas residual por la torre desmetanizadora ésta sea comprimida para ser llevada a venta o transporte.

---

<sup>5</sup> ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Volumen 2.* 2a ed. Houston: Gulf Publishing, 1999. Capítulo 9

<sup>6</sup> GPSA Engineering Data Book, 12 Edición, Gas Processors Suppliers Association, Tulsa, Oklahoma, 2004, Capítulo 16, p 16-12

La ilustración 3 muestra una planta turbo expander para obtener etano líquido donde el gas es enfriado hasta -100 a -150°F por la expansión a través de una turbina y de la válvula Joule-Thomson.

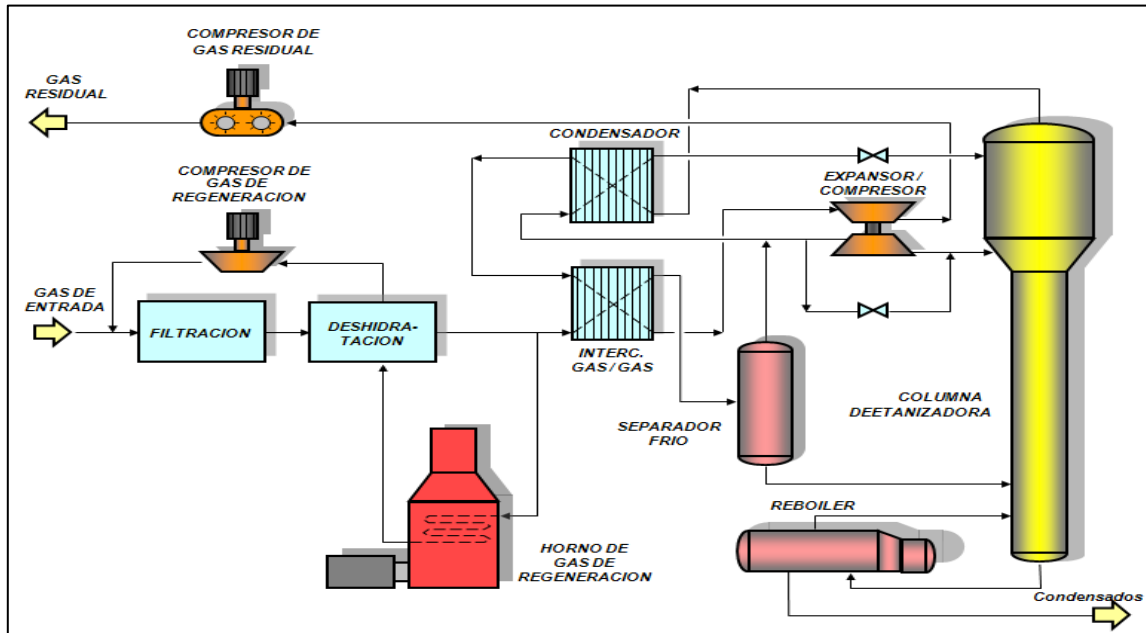


Ilustración 3. Planta Criogénica turbo-expander

Fuente: Roa Duarte Carlos Efraín Alternativas tecnológicas para lograr un "Zero Flaring" rutinario, 2020

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Se pueden obtener muy bajas temperaturas (utilizada comúnmente en procesos criogénicos).	Alto costo de inversión de capital
Unidad compacta requiere mínimo espacio de instalación.	Requiere deshidratar el gas en gran profundidad.
Recupera presión aprovechando la energía en sistema de re-compresión de gas.	Alta caída de presión
Tiene mayor recuperación de hidrocarburos líquidos.	Requiere mantenimiento especializado del TEXPU.
Puede alcanzar bajos puntos de rocío por mayor enfriamiento en expansión isoentrópica.	
Menores gastos de energía en re-compresión.	
Bajo costo operacionales y es posible separar el Etano.	

### 1.2.2.3 REFRIGERACION MECÁNICA

El proceso de bajar la temperatura enfriando una corriente de gas rico o con contenido de componentes pesados se puede lograr por transferencia de calor de la corriente de gas rico a una corriente de refrigerante. En la aplicación de este proceso, la refrigeración es generada regularmente por un circuito de refrigeración de propano de ciclo cerrado. La refrigeración mecánica es uno de los procesos más simples y más directos para recobro de productos blancos o LGN. El principio en el que se basa este proceso consta de un ciclo de refrigeración y compresores de tipo reciprocantes o centrífugos consiguiendo condiciones de operación de baja a alta presión alcanzando niveles de refrigeración de hasta -30°F tal como lo indica Arnold y Stewart.<sup>7</sup>

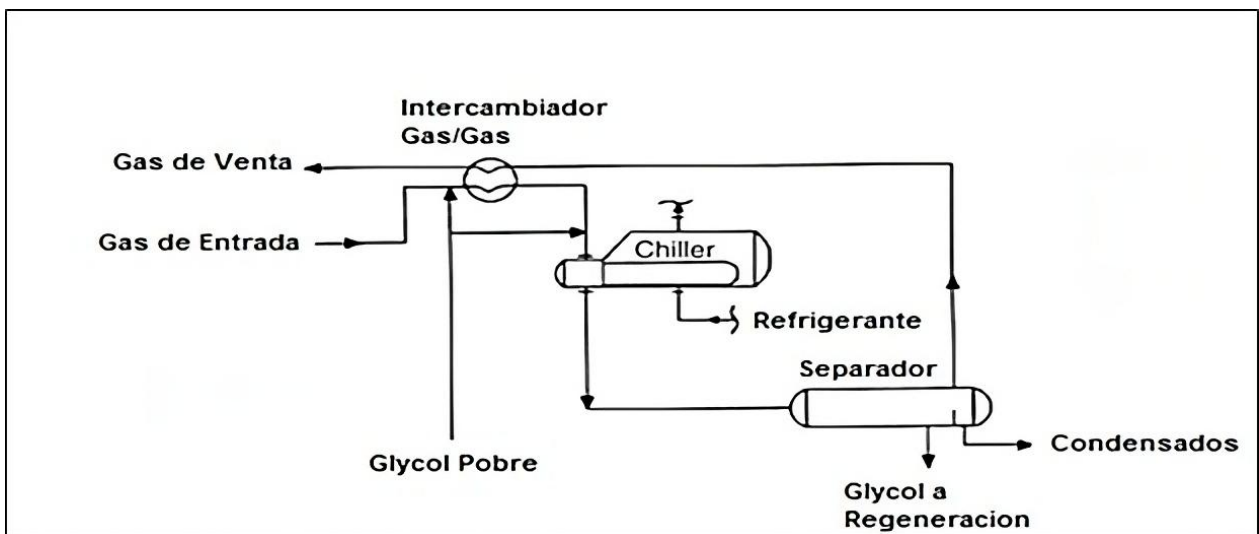
- DETALLE DEL PROCESO

Para entender el proceso de recuperación de los productos blancos o LGN por refrigeración mecánica, se debe tener en cuenta que, por lo general, siendo lo más apropiado, el gas de alimentación de la planta debe estar previamente tratado (endulzado) y secado para ponerse en contacto primero con la corriente de gas pobre y frío que sale del proceso. Entonces el gas pre-enfriado se enfría adicionalmente con refrigeración de propano para condensar la fracción de GLP en el gas de alimentación, (ver ilustración 4), la temperatura debe ser controlada en este punto para evitar la formación de hidratos en el intercambiador. Los líquidos condensados se recuperan entonces en el separador y se alimentan aguas abajo a una planta de fraccionamiento. El gas frío que sale del separador se utiliza entonces para enfriar el gas de alimentación.

---

<sup>7</sup> ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. *Surface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities. Volumen 2.* 2a ed. Houston: Gulf Publishing, 1999. Capítulo 9

Existen varios refrigerantes los cuales son usados como el freón y el propano, pero el más popular en aplicaciones de procesamiento de gas es el propano ya que tiene una fácil disponibilidad (a menudo fabricado en el sitio), barato, y tiene una “buena” curva de presión de vapor. La desventaja es que es inflamable, pero esto no es un problema significativo si se da la debida consideración al diseño y funcionamiento de la instalación según Campbell .<sup>8</sup>



**Ilustración 4. Proceso de Refrigeración Mecánica**

Fuente: MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., *Handbook of natural Gas Transmission and Processing*, 2006, Fig.10-2, p.367

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Proceso simple.	Puede ocupar mayor área con equipos pesados.
Bajos consumos de energía.	Requiere circuito de refrigeración.
Bajo costo de operación.	Mayores costos de insumos y mantenimiento.
Mínima caída de presión a través del chiller.	La eficiencia se reduce cuando hay grandes porcentajes de inertes en la carga de gas
Larga vida útil.	sensible a la composición del gas de carga.
Costos de inversión y operación bajos.	Requiere de almacenamiento de refrigerante (potencialmente peligroso).

<sup>8</sup> CAMPBELL, J., *Technical Assistance Service for the Design, Operation and Maintenance of Gas Plants*, John Campbell and Company, 2003, Capítulo 5.

Es un proceso sencillo y confiable.	Requiere previa deshidratación del Gas.
-------------------------------------	---

*Tabla 5. Ventajas y Desventajas Refrigeración Mecánica*

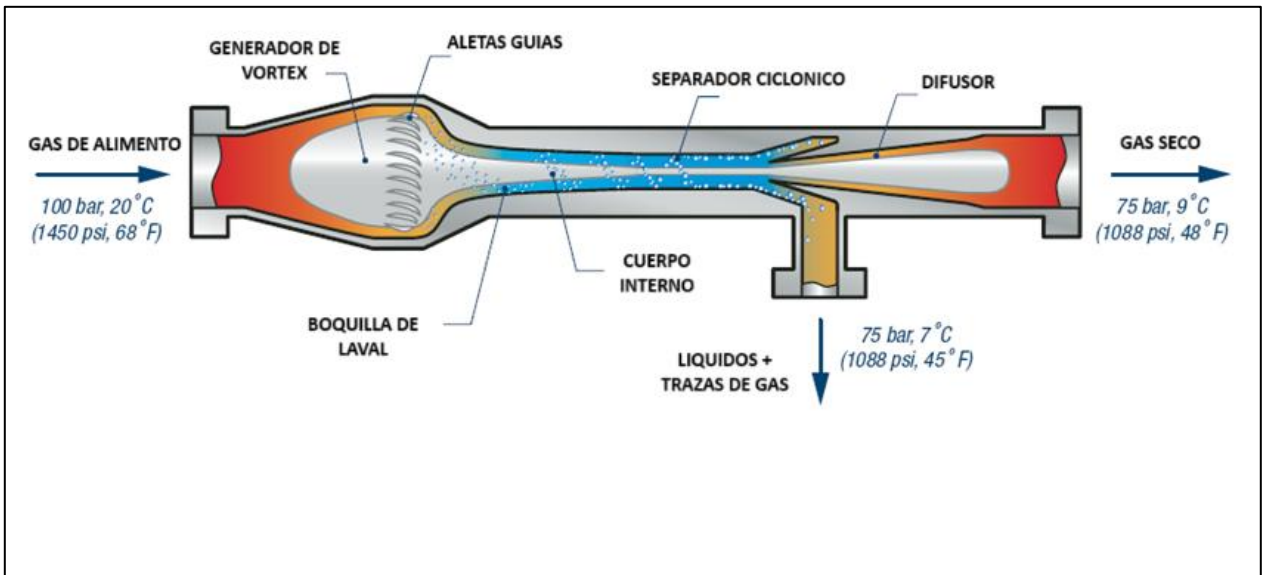
## **1.2.3 TECNOLOGIAS EMERGENTES**

Las tecnologías emergentes son cada vez más una realidad, y se ve reflejada en la actualidad con la gran cantidad de investigaciones que buscan nuevos procesos, los cuales tienen como propósito innovar y mejorar la calidad de sus productos. En la industria del petróleo y gas hoy en día se encuentra una clara evidencia del éxito de estas nuevas tecnologías como, por ejemplo, para el proceso de recuperación de LGN del gas, Las tecnologías emergentes más importantes y con mayor éxito son:

1. Tecnología twister
2. Tamiz molecular

### **1.2.3.1 TECNOLOGÍA TWISTER**

Uno de estos procesos es la tecnología Twister, este proceso utiliza una boquilla supersónica en la que se reduce la presión y se forma líquido( Ver ilustración 5), produciendo una gran fuerza centrífuga. La corriente supersónica se hace pasar a través de las paletas o dientes fijos que hacen girar en movimiento rotacional la corriente en proceso. Este movimiento centrífugo obliga al líquido a moverse hacia la pared del tubo twister donde es drenado del tubo. El vapor se expande entonces en una boquilla difusora y recupera del 70 al 80% de la presión inicial. Las pruebas han demostrado que este proceso tiene aproximadamente 90% de eficiencia isoentrópica. Esta tecnología se centra en el control del punto de rocío de hidrocarburos y aplicaciones de deshidratación tanto en tierra como en alta mar.



**Ilustración 5. Válvula twister**

Fuente: mokhatab, s., poe, w., speight, j., *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing: Principles and Practices, Edition 3. Pág.147, 2015.*

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Construcción modular.	Requiere licencia.
Mínimo requerimiento de área.	Depende de la velocidad (P&Q).
No tiene elementos rotativos.	Turndown asociado al número de tubos.
Operación desatendida.	Alto caudal de metano y etano en el slip gas.
Rápida puesta en marcha.	Limitadas pruebas de experiencia comercial y el rendimiento se basa en información del fabricante.
Larga vida útil.	Usada para caudales de gas superiores a 100 MPCED.
Mínimos requerimientos de repuestos.	
Bajos costos de operación y mantenimiento.	
Logra deshidratar y controlar el dew point de hidrocarburos simultáneamente.	
Remueve más hidrocarburos que JTU para la misma caída de presión.	

**Tabla 6. Ventajas y Desventajas Twister**

### 1.2.3.2 TAMIZ MOLECULAR

Absorción con tamiz molecular o lecho sólido adsorbente es un método que tiene como principio físico la recuperación de condensado del gas natural por el atrapamiento de las moléculas de un mayor diámetro que el poro del tamiz; este proceso es el más efectivo y eficiente en la recuperación de condensables debido al alto porcentaje de recuperación de etano.

La regeneración se lleva a cabo haciendo pasar gas de reciclo calentado a través del lecho. El hidrocarburo pesado se recupera del gas de regeneración por enfriamiento, condensación y separación, (Ver ilustración 6). El proceso de adsorción en lecho sólido puede usarse para adsorber hidrocarburos a alta presión. La desventaja son los recipientes de alta presión, que pueden ser costosos.

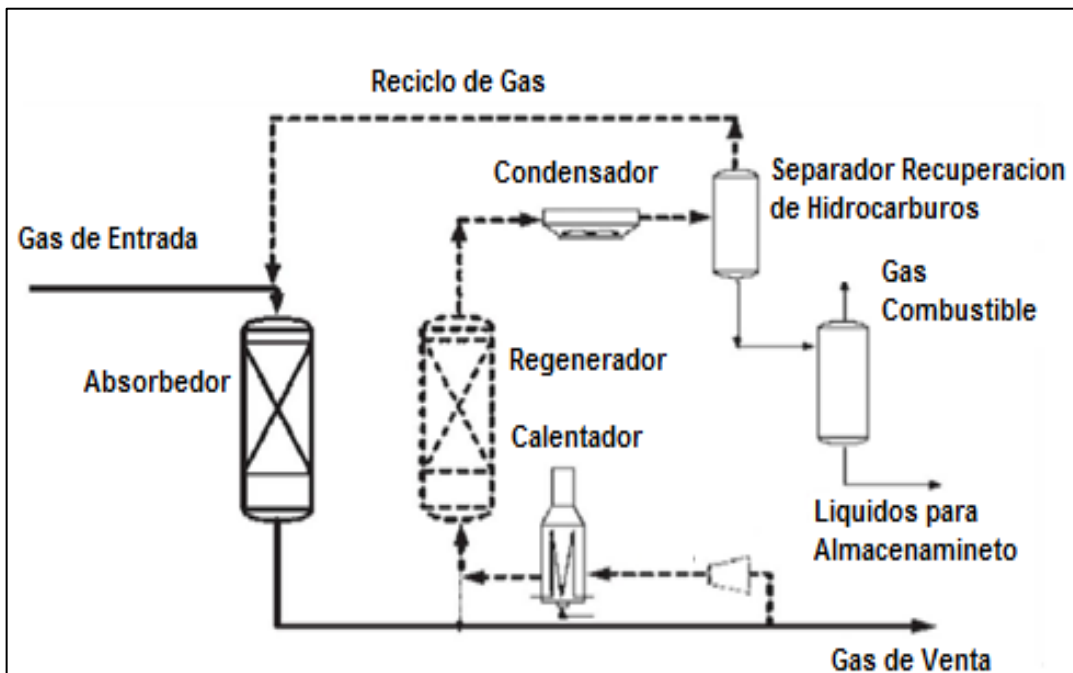


Ilustración 6. Planta de Adsorción con lecho sólido:

FUENTE: MOKHATAB, S., POE, W., SPEIGHT, J., *Handbook of natural Gas Transmission and Processing*, 2006, Fig.10-8. Pág.378

VENTAJAS	DESVENTAJAS
Puede realizar deshidratación y control de dew point de hidrocarburos simultáneamente.	Problemas con temperaturas de gas mayores a 122 °F.
Se obtiene una deshidratación más profunda.	Alto costo de capital.
Bajas caídas de presión.	Necesita calentador para gas de regeneración.
Se obtienen inmediatamente las especificaciones de gas durante el arranque.	Requiere refrigeración para acondicionar el gas de regeneración
Alta flexibilidad respecto a las propiedades y composición del gas.	

**Tabla 7. Ventajas y Desventajas Tamiz Molecular**

## 2. EVALUACION DEL PROCESO ACTUAL



*Ilustración 7. Ubicación CPF Sinú 9 Fuente: Google earth*

EL CPF-(Central Processing Facility) por sus siglas en inglés o Instalación Central de Procesamiento Sinú 9, está ubicada en la vereda El Congo, Municipio de Pueblo Nuevo departamento de Córdoba (Ver ilustración 7). Inició su construcción en el mes de agosto del año 2024 con la proyección de tratar 50 MMPCD e inició operación el 2 de noviembre del mismo año con una capacidad de tratamiento 10 MMPCD conjuntamente con la continuación de las obras de construcción. Dicha operación inició con producción proveniente de los Pozo Brujo 1x y Mágico 1X, cuyo gas esta caracterizado como un gas seco con un porcentaje de Metano de 99.13 %

Debido a los diferentes problemas en las condiciones de calidad para el Hc Dew Point la compañía Operadora, tuvo que detener la operación de inyección al gasoducto de venta para el mes de diciembre de 2024 y enfocarse en mejorar la eficiencia del tratamiento del gas a través de estudios, con el fin de actualizar y adecuar los procesos involucrados en el tratamiento del gas a los nuevos escenarios operativos que se presentan.

Para el transcurso del año 2025 se espera iniciar nuevamente operaciones, posterior a mitigar las problemáticas anteriormente mencionadas, además la empresa

operadora espera aumentar la producción de gas con la perforación de nuevos pozos productivos y así utilizar toda la capacidad de tratamiento del CPF.

Actualmente la planta de gas tiene la capacidad de procesar un promedio de 12.4 MMPCD, utilizando el 24,8 % de la capacidad total de la planta cuando finalice su construcción. Las corrientes que surten de gas provienen de los pozo Brujo y Mágico los cuales se encuentran cercanos al CPF y tienen una capacidad de producción de 15 y 12 MMPCD respectivamente.

EL CPF Sinú 9 cuenta con un proceso de tratamiento y operativo básico por la característica del gas, el cual consta de una separación primaria, deshidratación, compresión, filtración e inyección a gasoducto.



***Ilustración 8. CPF Sinú-9 Fuente: Autor con datos asociados de la investigación***

## 2.1. PROPIEDADES DEL GAS

Como se mencionó anteriormente, la planta actualmente es abastecida por 2 corrientes de gas provenientes de los pozos Brujo y Mágico, dichos gases fueron caracterizado como gas seco, con un porcentaje de Metano de 99.13 %. según los resultados de la cromatográfica.

### 2.1.1 CORRIENTE GAS BRUJO

Inicialmente la muestra de gas se analizó hasta heptanos más (C7+) y por cromatografía extendida hasta undecanos más (C12) como bien se evidencia en la cromatografía (Ver ilustración 10) el gas proveniente del pozo Brujo 1X es un gas seco, con un porcentaje de metano superior al 99% y un contenido casi nulo de hidrocarburos pesados (C4+) como se puede apreciar en la ilustración 9. Bajo estas condiciones y las características térmicas, densidad y gravedad específica indicaba que es un gas ideal para inyección a red comercial sin necesidad de retiro de condensados,



*Ilustración 9. Pozo Brujo 1x Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

**Compositional Analysis of Brujo 1X - Aguas arriba choke manifold to C12+ DST-2 / Formación Ciénaga de oro (5055 - 5365 ft.)**

Sampling Date	2022 - Noviembre - 08 / 14:10 Hrs.
Sampling Location	Brujo - 1X
Cylinder Number	COL - 052
Sample Description	Aguas arriba choke manifold
Sampling Conditions	1760.0 psig @ 88.0°F
Sample ID	220652G
Analysis Date	2022 - Noviembre - 11

Component	Mole %	Weight %
H <sub>2</sub> Hydrogen	0.00	0.00
CO <sub>2</sub> Carbon Dioxide	0.08	0.22
N <sub>2</sub> Nitrogen	0.41	0.70
C <sub>1</sub> Methane	99.12	98.29
C <sub>2</sub> Ethane	0.32	0.59
C <sub>3</sub> Propane	0.07	0.18
iC <sub>4</sub> i-Butane	0.00	0.01
nC <sub>4</sub> n-Butane	0.00	0.01
iC <sub>5</sub> i-Pentane	0.00	0.00
nC <sub>5</sub> n-Pentane	0.00	0.00
C <sub>6</sub> Hexanes	0.00	0.00
C <sub>7</sub> Heptanes	0.00	0.00
C <sub>8</sub> Octanes	0.00	0.00
C <sub>9</sub> Nonanes	0.00	0.00
C <sub>10</sub> Decanes	0.00	0.00
C <sub>11</sub> Undecanes	0.00	0.00
C <sub>12+</sub> Dodecanes plus	0.00	0.00
Totals :	100.00	100.00

Note: 0.00 means less than 0.005.

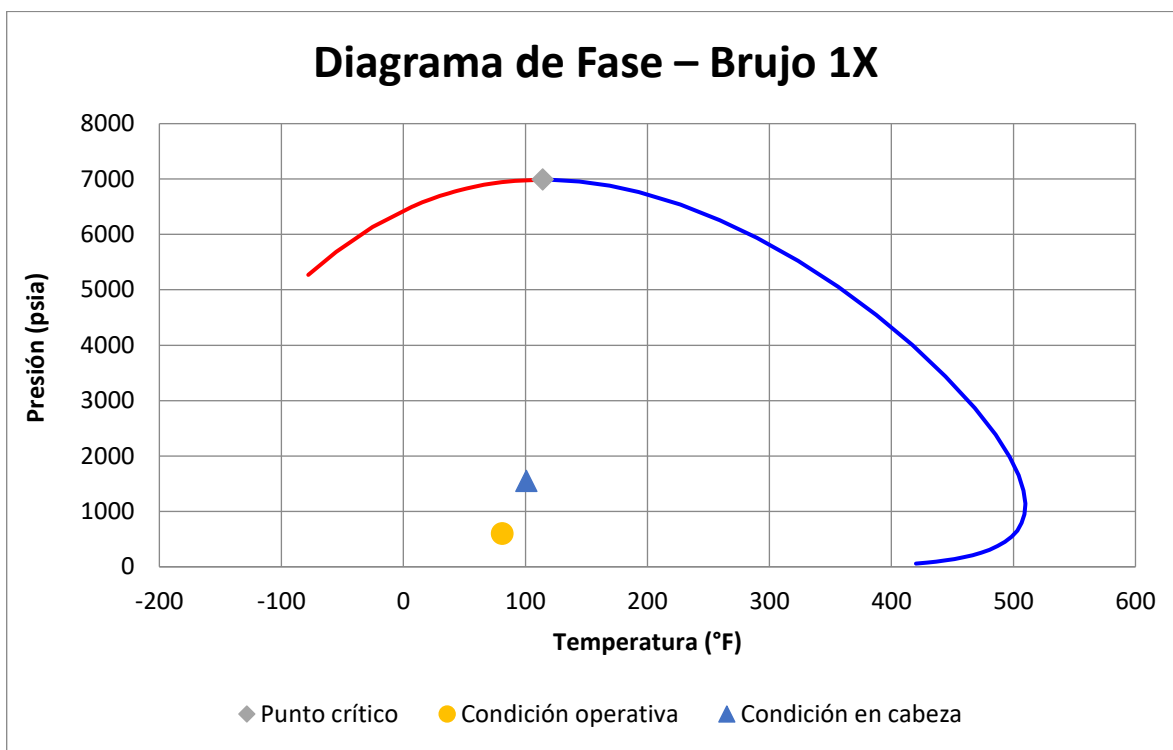
Calculated Residue Properties	Mole Weight (g mol <sup>-1</sup> )	Density (g cm <sup>-3</sup> at 60°F)
C <sub>7+</sub> Heptanes plus	-	-
C <sub>10+</sub> Decanes plus	-	-
C <sub>12+</sub> Dodecanes plus	-	-

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0.5586	@ 14.65 psia & 60°F
Whole Sample Mole Weight	16.180	g mol <sup>-1</sup>
Ideal Gas Density	0.6808	kg m <sup>-3</sup> @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1005.4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	905.0	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	664.70	psia
Pseudo Critical Temp.	343.60	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0.998032	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (80% Propane)	0.0153	Gal/1000 PC
GPM (100% Propane)	0.0192	Gal/1000 PC

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1007.4	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	906.7	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

**Ilustración 10. Análisis composicional pozo Brujo: Fuente: Laboratorio Corelab**

Como se puede apreciar en la ilustración 11 este gas se comporta completamente como gas seco, sin formar líquidos a condiciones superficiales típicas (~60–100°F y <2000 psia), condiciones de cabeza de pozo de 101 °F, 1550 psia” y las condiciones operativas estimadas para la planta de 600 psia y 85°F para la corriente de gas a la entrada del proceso.



**Ilustración 11. Envoltente de Fase gas Brujo 1x: Fuente: Creada por el autor con datos asociados de la investigación**

## 2.1.2 CORRIENTE DE GAS MAGICO



*Ilustración 12. Pozo Mágico 1X Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

En la ilustración 12 se muestra el pozo Mágico. El gas proveniente del pozo Mágico a simple vista es muy parecido al gas de brujo con un alto contenido de metano de alrededor 99,20% como se aprecia en la ilustración 13. este gas tiene la característica de ser mucho más seco que el gas de brujo a pesar de lo parecidos que son, siendo mucho más ideal para comercializar sin requerir de tratamiento de hidrocarburos condensables, por lo que no tiene fracciones C3+ ni C4+, lo que indica que el fluido no entra fácilmente en fase bifásica.

### Compositional Analysis of Mágico - 1X Cabeza de Pozo DST - 2 to C12+

Sampling Date	23/07/2022 / 09:25 hrs
Sampling Location	Magico-1X_Cabeza Pozo Manifold Choke DST - 2
Cylinder Number	10F1 - 015
Sampling Conditions	1200.0 psig @ 87.0°F

Component	Mole %	Weight %
CO <sub>2</sub> Carbon Dioxide	0.02	0.06
N <sub>2</sub> Nitrogen	0.48	0.83
C <sub>1</sub> Methane	99.20	98.55
C <sub>2</sub> Ethane	0.30	0.56
C <sub>3</sub> Propane	0.00	0.00
iC <sub>4</sub> i-Butane	0.00	0.00
nC <sub>4</sub> n-Butane	0.00	0.00
iC <sub>5</sub> i-Pentane	0.00	0.00
nC <sub>5</sub> n-Pentane	0.00	0.00
C <sub>6</sub> Hexanes	0.00	0.00
C <sub>7</sub> Heptanes	0.00	0.00
C <sub>8</sub> Octanes	0.00	0.00
C <sub>9</sub> Nonanes	0.00	0.00
C <sub>10</sub> Decanes	0.00	0.00
C <sub>11</sub> Undecanes	0.00	0.00
C <sub>12</sub> + Dodecanes plus	0.00	0.00
Totals :	100.00	100.00

Note: 0.00 means less than 0.005.

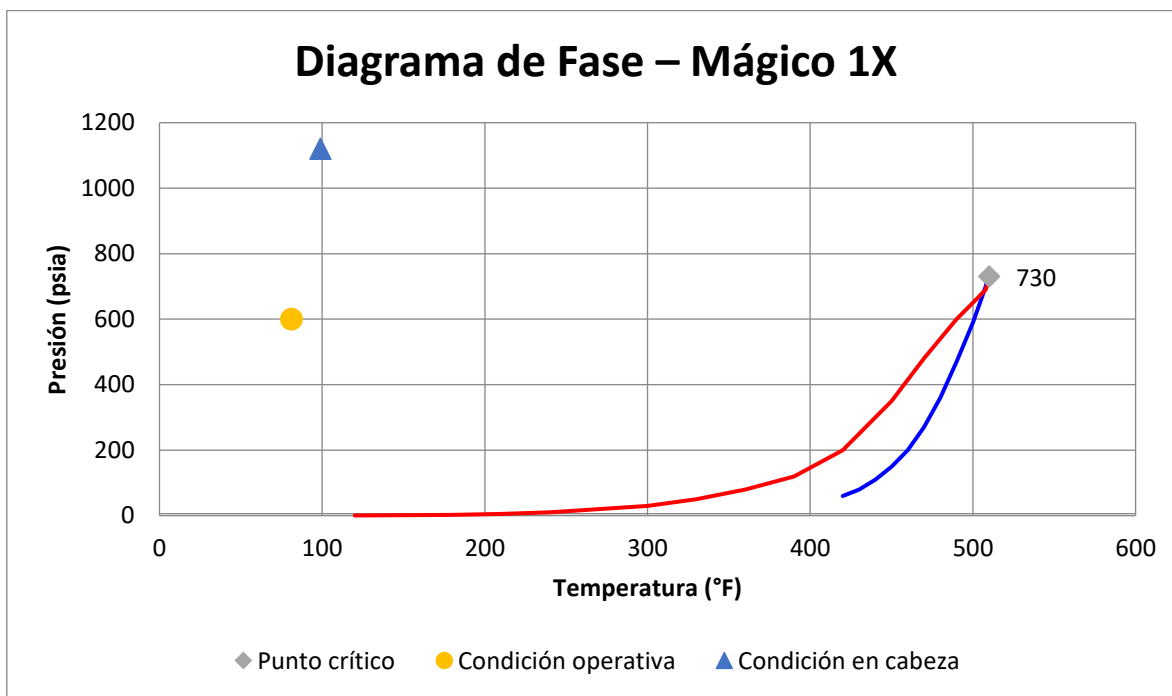
Calculated Residue Properties	Mole Weight (g mol <sup>-1</sup> )	Density (g cm <sup>-3</sup> at 60°F )
C <sub>7</sub> + Heptanes plus	-	-
C <sub>10</sub> + Decanes plus	-	-
C <sub>12</sub> + Dodecanes plus	-	-

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	0.5576	(Air=1 @ 14.73 psia & 60°F)
Whole Sample Mole Weight	16.15	g mol <sup>-1</sup>
Ideal Gas Density	0.6795	kg m <sup>-3</sup> @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1004.1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	903.7	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	666.4	psia
Pseudo Critical Temp.	343.1	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0.998041	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (80% Propane)	0.0000	Gal/1000 PC
GPM (100% Propane)	0.0000	Gal/1000 PC

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1006.1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	905.5	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

**Ilustración 13. Análisis composicional Pozo Mágico Fuente: Laboratorio Corelab**

Como se mencionó anteriormente, el gas del pozo Brujo es más rico comparado con mágico, ya que tiene más etano, algo de propano, y traza de fracciones pesadas ocasionando que tenga mayor riesgo de condensación si se reducen presiones o temperaturas, mientras que Mágico es seco y estable incluso a bajas presiones como se puede apreciar en la ilustración 14, donde la envolvente estimada es más angosto y superficial, típico de un gas seco casi puro en metano.



**Ilustración 14. Envolvente gas Pozo Mágico. Fuente: Creada por el autor con datos asociados de la investigación**

## 2.2 EQUIPOS

EL CPF Sinú-9 cuenta con un tren de procesamiento básico para tratar un gas seco característico del campo Mágico. Este tren tiene equipos de separación, deshidratación, compresión y filtración que serán descritos en detalle a continuación.

### 2.2.1 SEPARADORES



*Ilustración 15. Separador Bifásico Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

El CPF cuenta con dos separadores bifásico cuya función principal es la separación inicial de las fases gas-líquido provenientes de los pozos.

Componentes principales:

- Tipo: Vertical
- Fluido manejado: Mezcla gas-líquido
- Capacidad: 45 MMSCFD
- Presión de diseño: 800 psig
- Temperatura de diseño: 100 °F
- Incluye separador de gotas o atrapaniebla (demister)

## 2.2.2 UNIDAD DESHIDRATADORA

Para la operación se cuenta con una Unidad deshidratadora cuya función es la remoción de agua del gas natural mediante glicol (TEG).



*Ilustración 16. Unidad deshidratadora Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

Componentes principales:

- Torre de absorción de glicol: 48" ID x 30'
- Separador flash: Vertical trifásico de 30" x 120'
- Intercambiador de calor gas/glicol
- Regenerador de glicol: 1,250,000 BTU/hr
- Filtros: De partículas y carbón activado
- Condiciones de operación: 550 psi / máx. 120 °F

### 2.2.3 COMPRESORES DE GAS

La planta de proceso contará con 4 compresores y uno más a futuro, cuya función es la compresión del gas para su transporte o tratamiento posterior.



*Ilustración 17. Compresores de Gas Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

Características comunes para las unidades compresoras

Tipo: Reciprocante, 2 etapas

- Capacidad: 10-12 MMSCFD por unidad
- Accionamiento: Motor de combustión interna a gas natural
- Enfriadores: Interenfriadores y postenfriadores incluidos
- Equipos auxiliares: Separadores de humedad, trampas de condensado, sistema de lubricación forzada
- Sistema de control: Señales desde cuarto de control, incluye sistema de monitoreo por alarmas y paros automáticos.

## 2.2.4 FILTRO COALESCENTE VERTICAL

Para el proceso se cuenta con 2 filtros coalescentes cuyo objetivo es eliminar las partículas finas y líquidos arrastrados en el gas.



*Ilustración 18. Filtros Coalescentes Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

Características clave:

- Flujo: 45 MMSCFD
- Presión de diseño: 2200 psi
- Capacidad de remoción: Partículas de 100 micrones
- Posición: Vertical, incluye manómetros diferenciales y válvulas

## 2.2.5 TEA

La Tea es un sistemas básico y sencillo cuya función es realizar quema controlada de gases de venteo o emergencia.



*Ilustración 19. Tea Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

Características clave:

- Tipo: Antorcha elevada, auto soportada.
- Flujo máximo: 45 MMSCFD
- Encendido: Automático con chispa
- Sistema de sello: Sello molecular
- Purga estimada: 0.03 MMSCFD
- Altura del sistema: 27,26 m
- Nivel máximo de ruido: 60 dB a 100 m

## **2.3 OPERACIÓN CON EL PROCESO ACTUAL**

Las operaciones con los equipos de proceso anteriormente mencionados iniciaron el día 2 de noviembre de 2024 con una capacidad de tratamiento de 20 MPCED ya que hasta el momento solo tenía la disponibilidad de 2 compresores y la capacidad de producción de los 2 pozos que actualmente tiene la compañía. La expectativa de este arranque temprano era vista con buenos ojos ya que las características del gas reflejaban que el proceso con el que contaba la planta era suficiente para adecuar el gas a las condiciones RUT exigidas.

### **2.3.1 OPERACIÓN CON BRUJO 1X DST-2**

Se consideró para el arranque de la planta probar el proceso con las corrientes de flujo de gas de cada pozo por separado con el fin de llevar un seguimiento y evolución del proceso, partiendo de esto se inició la operación con el pozo Brujo 1x y la zona DST-2 del mismo, con un flujo promedio de 8 MPCED y 500 psi como presión de proceso.

### Comportamiento HC Dew Point Pozo Brujo 1x DST-2

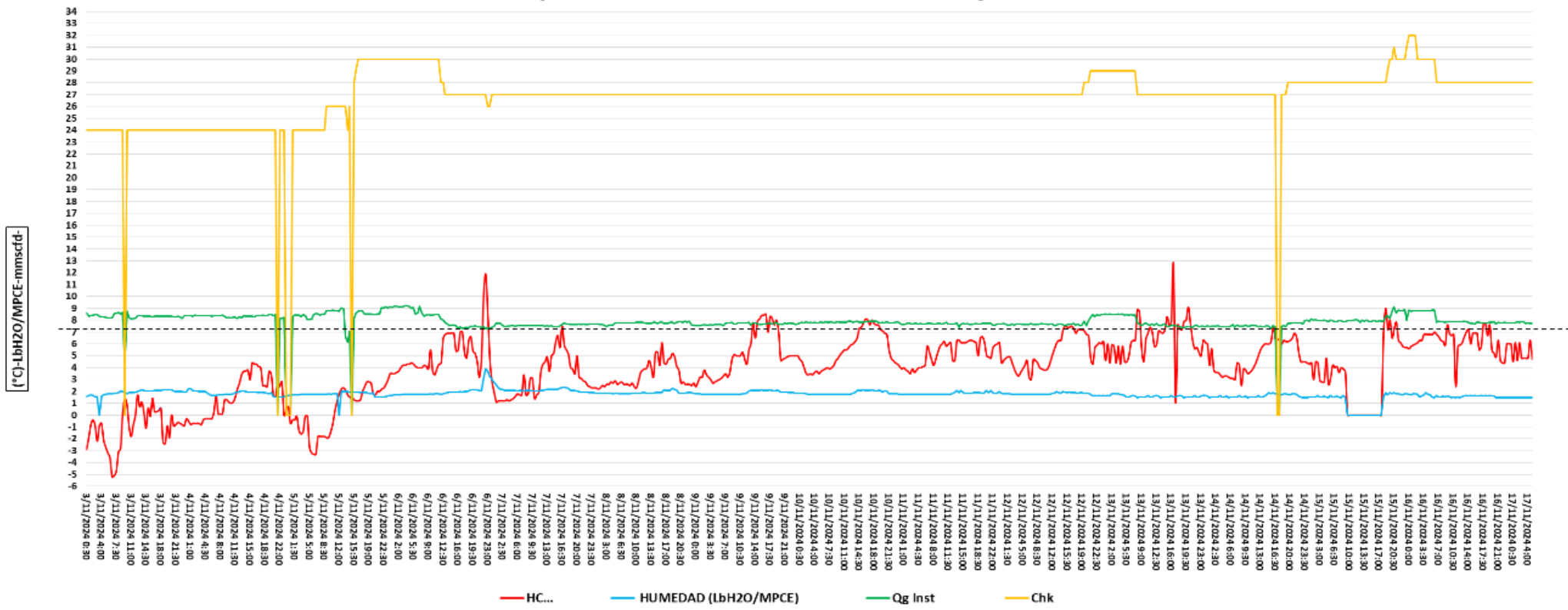


Ilustración 20. Comportamiento operacional Brujo Dst-2 Fuente: Creada por el autor con datos asociados de la investigación

Como se puede apreciar en la ilustración 20, el HC Dew Point se mantuvo principalmente por debajo del límite de 7.2 °C, incluso con valores negativos, pero presentaba donde en algunos periodos excedía el umbral. Entre el 17/11/2024 05:30 a. m. y el 22/11/2024 11:30 p. m., no hubo operación en planta y los datos fueron cero, sin embargo, es importante destacar que, a partir del 26 de noviembre, los valores dejaron de estar por debajo del umbral y permanecieron por encima de 7.2 °C lo cual conllevó a tomar la decisión de cambiar de zona productiva por la posibilidad que esta estuviera aportando condensado libre junto con la corriente de gas. Por el contrario del Hc Dew Point, la humedad se mantuvo por debajo del límite de 6 LbH<sub>2</sub>O/MPCE durante toda la operación.

### **2.3.2 OPERACIÓN CON BRUJO 1X DST-4**

Como se mencionó anteriormente, debido a la situación operativa que estaba presentando con la zona Dst-2 la operación se vió obligada a parar y realizar el cambio de zona productiva a Dst-4, ya que se tenía la hipótesis de que al ser una zona con menos profundidad y de menor potencial no iba a presentar dichos problemas, sumado a la cromatografía ya conocida que indicaba que la corriente de gas no debería tener condensado libre ni inmerso en la corriente de gas.

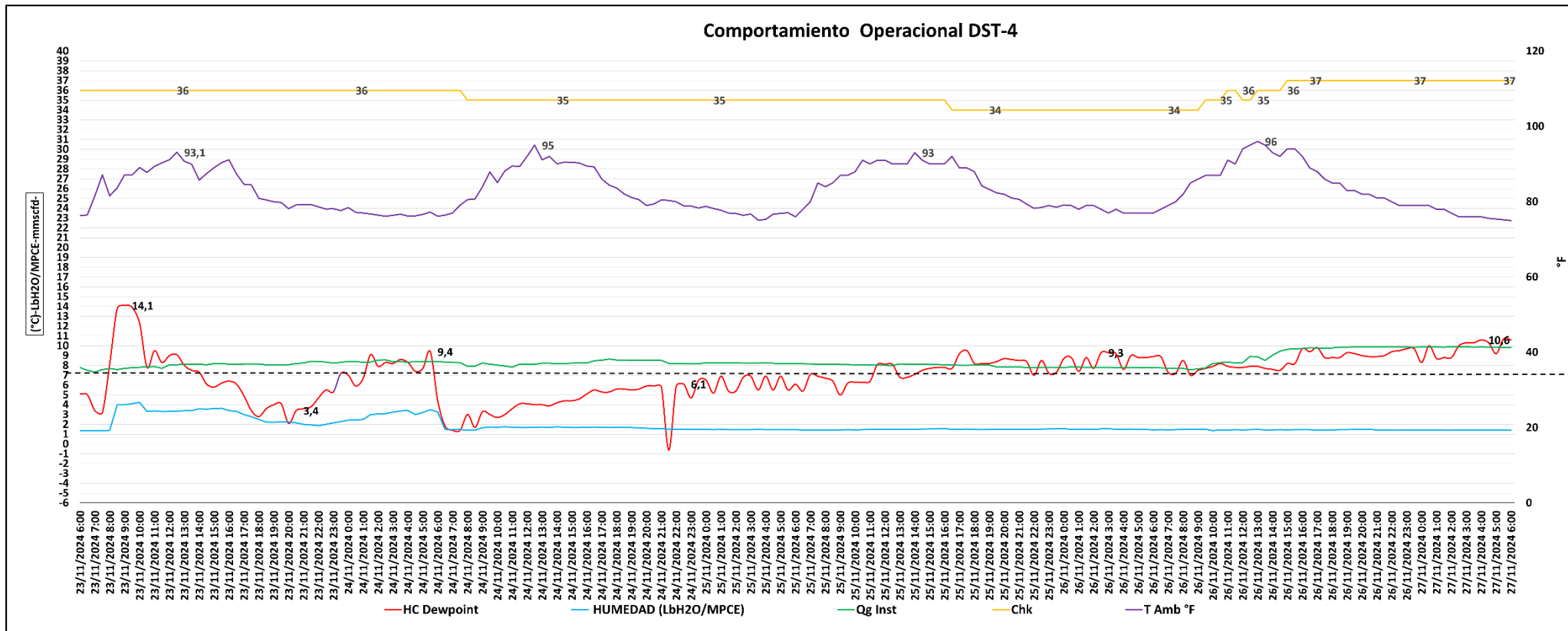


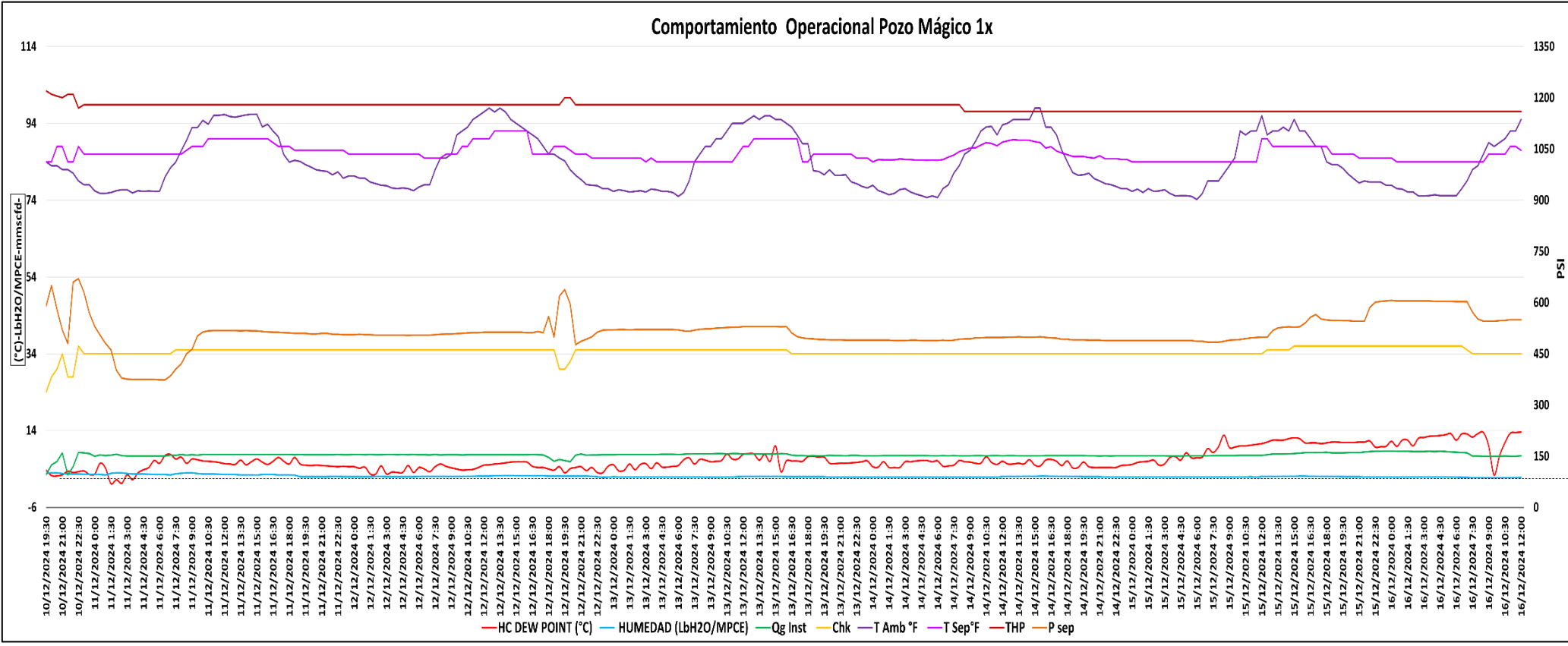
Ilustración 21. Comportamiento operacional Brujo Dst-4 Fuente: Creada por el autor con datos asociados de la investigación

Contrario a lo que se esperaba se puede apreciar en la ilustración 21 el Hc Dew point estuvo inicialmente por debajo del límite, con valores mínimos y posteriormente se evidencio una tendencia ascendente, y finalmente se mantuvo recurrentemente por encima del umbral de 7.2 °C. Esto género que el pozo se cerrara el 28/11 por valores de Hc Dew point por fuera de especificación.

### **2.3.3 OPERACIÓN CON MAGICO 1X**

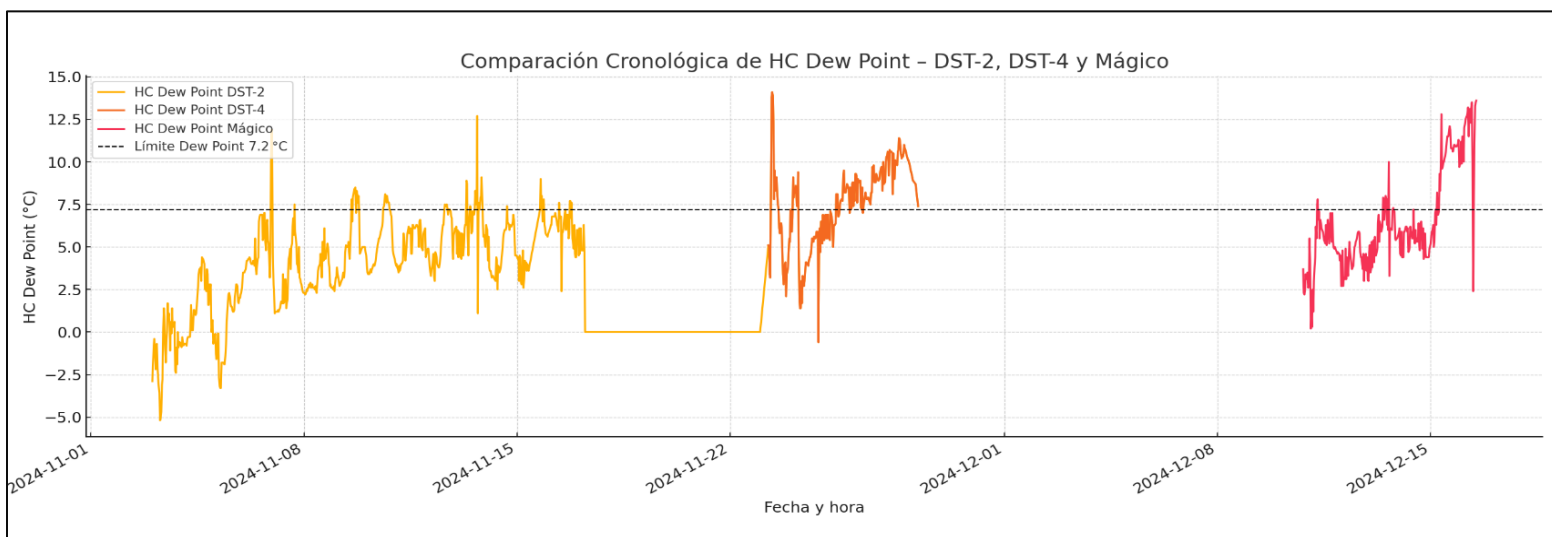
Debido a las condiciones operativas anteriormente mencionadas, se tomó la decisión de probar el sistema con el pozo Mágico 1x, siendo este un pozo más somero y con menos potencial de producción, el cual en pruebas iniciales tuvo una producción de líquidos mínima.

Como se puede observar en la ilustración 22 el comportamiento del Hc dew point durante los primeros días de operación se mantiene en valores moderados, por debajo o cercanos al límite de 7.2 °C, indicando un gas aceptable desde el punto de vista de la condensación de hidrocarburos, pero con tendencia ascendente con varios picos por encima del umbral, que se presentan de manera intermitente pero cada vez más frecuentes.



**Ilustración 22. Comportamiento operacional Mágico Fuente: Creada por el autor con datos asociados de la investigación**

Este comportamiento sugiere inestabilidad en la separación de líquidos o en la composición del gas producido, lo cual dentro de lo que se conocía en la cromatografía y las pruebas iniciales del pozo no coincidía. A partir del 16 de diciembre de 2024 a las 09:59 a.m., el Hc dew point no volvió a estar por debajo del límite de 7.2 °C, manteniéndose de forma sostenida fuera de especificación y ocasionado el rechazo de gas por parte de la empresa cliente y seguidamente la finalización de operaciones.



**Ilustración 23. Comportamiento operacional Fuente: Creada por el autor con datos asociados de la investigación**

Los resultados del arranque temprano de la planta no fue lo esperado, ocasionando que se replantea la posibilidad de que el gas tuviera trazas de hidrocarburos pesados contrario a lo que dicen las cromatografías y debido a esto la planta de proceso no estaba siendo eficiente para controlar la variable de calidad de Hc Dew Point. Estas consideraciones tomaron pesos al pasar los días con los análisis que se hicieron con la data tomada en los 3 diferentes escenarios operativos que se tuvieron y que se puede apreciar en la ilustración 23 lo que indicaba que la composición del gas era inestable a cualquier cambio operativo y además que no había eficiencia en la separación de líquidos.

### **3 EVALUACION AL PROBLEMA OPERACIONAL HC DEW POINT**

En busca de solucionar la problemática anteriormente mencionada, se necesitaba identificar de manera correcta la composición del gas de los diferentes pozos de producción con los que se alimentaban la planta de proceso y si era el caso, realizar un rediseño de la ingeniería de proceso con el fin de adaptarse a ese nuevo escenario, por lo que se decidió realizar nuevamente una cromatografía a los gases, pero esta vez de manera extendida, lo cual nos permitirá analizar el fluido hasta C36+

#### **3.1 PROPIEDADES DEL GAS ACTUALIZADA**

Como se mencionó anteriormente, se tomó la decisión de realizar nuevamente la cromatografía a los gases de los diferentes pozos de producción, pero con la diferencia que esta vez se realizaría un proceso extendido en el análisis del gas, la cual es una técnica de separación avanzada utilizada para caracterizar detalladamente la composición de mezclas complejas de hidrocarburos, especialmente en fluidos de yacimientos de petróleo y gas natural.

Para esta etapa se tomaron muestra y contramuestra de gas en cabeza de pozo para Brujo y Mágico, posteriormente se envió a laboratorio con el fin de realizarle el proceso, el cual se basa en enfriar la mezcla de gases o líquidos a temperaturas extremadamente bajas (por debajo de  $-150\text{ }^{\circ}\text{C}$  en muchos casos) para licuar y separar sus componentes en función de sus puntos de ebullición.

### 3.1.1 CORRIENTE DE GAS BRUJO 1X

Componente	Mol%_C12+	Mol%_nC36+
CO2	0,063	0,063
N2	0,483	0,483
C1	99,07	99,045
C2	0,31	0,273
C3	0,06	0,044
C4	0	0
C5	0,01	0
C6	0	0
C7	0	0
C8	0	0,001
C9	0	0,001
C10	0	0,005
C11	0	0,008
C12	0	0,009
C13	0	0,011
C14	0	0,011
C15	0	0,012
C16	0	0,007
C17	0	0,005
C18	0	0,006
C19	0	0,005
C20	0	0,003
C21	0	0,002
C22	0	0,002
C23	0	0,001
C24	0	0,001
C25	0	0,001
C26	0	0,001
C27	0	0
C28	0	0
C29	0	0

C30	0	0
C31	0	0
C32	0	0
C33	0	0
C34	0	0
C35	0	0
C36	0	0

**Tabla 8. Composición cromatografía Brujo c12+ vs nc36+ Fuente: Autor con datos asociados de la investigación suministrado por laboratorios Corelab**

Como se puede apreciar en la tabla 8, el análisis de 2022 se limitó a componentes hasta C12+ con un metano dominante (>99%), sin fracciones pesadas detectadas, para el 2024 la cromatografía realizada para destilación criogénica nC36+, reveló fracciones C4+ hasta C36+, incluyendo C7+, C11+, y C20+ permitiendo identificar una amplia gama de hidrocarburos pesados.

Basado en lo anterior con la cromatografía C12+, se subestimó el contenido de hidrocarburos pesados y ya con este nuevo panorama de la cromatografía extendida, el impacto directo en la modelación del HC Dew Point es muy diferente a lo que se esperaba. Además, La envoltente generada con los datos de laboratorio revela un diagrama de fases amplio como se puede apreciar en la ilustración 24, con punto crítico cercano a 114 °F y 6988 psia.

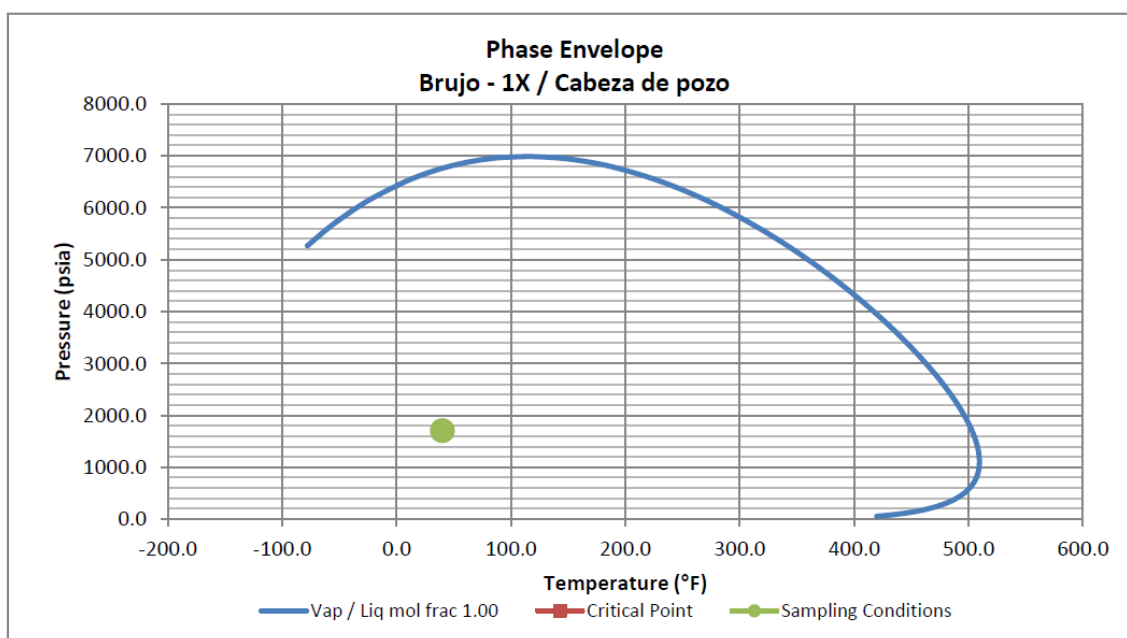


Ilustración 24. Envoltente de Fases Brujo. Fuente: laboratorio Corelab

### 3.1.2 CORRIENTE DE GAS MAGICO 1X

Componente	Mol%_C12+	Mol%_nC36+
CO2	0,02	0,02
N2	0,48	0,65
C1	99,2	99,03
C2	0,3	0,3
C3	0	0
iC4	0	0
nC4	0	0
C5	0	0
C6	0	0
C7	0	0
C8	0	0
C9	0	0
C10	0	0
C11	0	0
C12	0	0
C13	0	0
C14	0	0
C15	0	0
C16	0	0
C17	0	0
C18	0	0
C19	0	0
C20	0	0
C21	0	0
C22	0	0
C23	0	0
C24	0	0
C25	0	0
C26	0	0
C27	0	0
C28	0	0

C29	0	0
C30	0	0
C31	0	0
C32	0	0
C33	0	0
C34	0	0
C35	0	0
C36	0	0,001

**Tabla 9. Composición Cromatografía mágico c12+ vs nc36+ Fuente: Autor con datos asociados de la investigación suministrado por laboratorios Corelab**

Con base en los resultados del análisis por destilación criogénica hasta nC36+ y comparados con la cromatografía inicial (Ver tabla 9) se puede apreciar presencia significativa de fracción pesada (>3 % molar de C6+) siendo esto un indicativo que bajo estas condiciones se puede generar condensación de hidrocarburos líquidos en condiciones de superficie, especialmente en enfriamiento durante el transporte o separación.

Por otro lado, el diagrama de fase obtenido en laboratorio muestra una envolvente cerrada con un punto crítico bien definido (Ver ilustración 25). Bajo condiciones de operación en cabeza de pozo (por ejemplo, 1200 psig @ 87 °F), el gas se encuentra fuera del área de condensación, indicando una fase completamente gaseosa, Sin embargo, si se considera una reducción de presión o temperatura en superficie (separadores, tuberías frías o condiciones ambientales), el gas puede ingresar al domo de condensación.

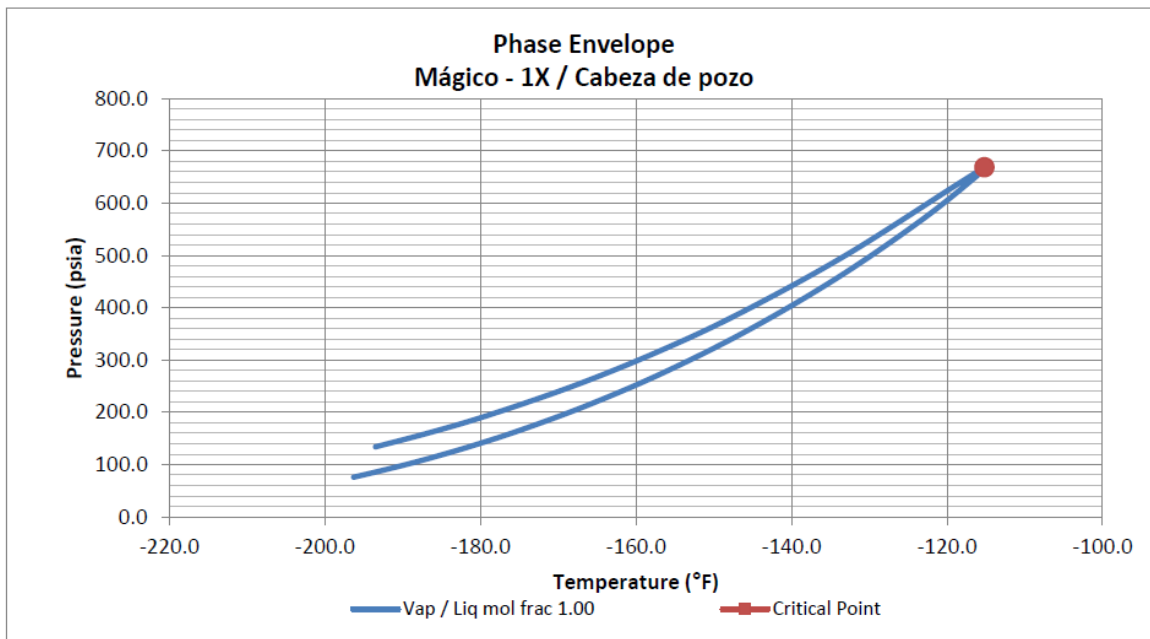


Ilustración 25. Envolvente de Fases Mágico. Fuente: laboratorio Corelab

### 3.1.3 CONCLUSIÓN DEL PROBLEMA OPERACIONAL

El análisis composicional detallado de los pozos Brujo - 1X y Mágico - 1X, basado en cromatografías extendidas hasta nC36+, revela que ambos gases presentan una fracción significativa de hidrocarburos pesados (C6+), que no se observa en los análisis convencionales hasta C12+. Esta fracción influye directamente en el comportamiento del punto de rocío de hidrocarburos (HC Dew Point), especialmente bajo condiciones variables de presión y temperatura en superficie.

En el caso de Mágico - 1X, aunque las condiciones en cabeza de pozo (1200 psig @ 87 °F) están fuera de la envolvente de fase, el análisis de laboratorio muestra que ante una disminución de presión o temperatura (como en planta o líneas de transporte), el gas puede entrar en el domo de condensación, generando la formación de líquidos. En el caso de Brujo - 1X, los datos muestran un comportamiento similar o más crítico, con un HC Dew Point que en ciertos periodos supera el umbral operativo (7.2 °C), indicando riesgo de presencia de fase líquida en condiciones reales, por lo tanto, ambos pozos y posiblemente pozos futuros requieren tratamiento o control del HC Dew Point.

## **4 REDISEÑO OPERATIVO**

Basados en toda la información evaluada en la atapa anterior, se pudo concluir que la planta contaba con un sistema eficiente de recuperación primaria de líquidos y tratamiento de humedad del gas ya que las variables operativas de calidad involucradas con estas fases o equipos de tratamientos arrojaban valores dentro de los requerimientos exigidos para la venta del gas, además que la problemática con la variable de Hc Dew Point estaba directamente relacionada con la cromatografía que inicialmente se tomó de base y que no contempló la necesidad de tener un sistema de tratamiento de hidrocarburos en el gas.

Para esta etapa se desarrollará un nuevo escenario operativo con la inclusión de un sistema de tratamiento para el Hc Dew Point, el cual se seleccionará a través de unos criterios de selección basados en las necesidades operativas del proceso.

## 4.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Estos criterios de selección se basan en las evaluaciones locativas y operacionales que se realizaron a la planta con el acompañamiento de los ingenieros, operadores y técnicos que actualmente están a cargo de esta, y las propiedades del flujo de gas que son tratadas en cada uno de los procesos de la planta.

CRITERIOS DE SELECCIÓN	
Composición del gas	Gas pobre con bajas trazas de hidrocarburos pesados y bajas concentraciones de gases ácidos y azufre
Rangos operacionales de flujo de gas	promedio de 12.0 MPCED con un posible aumento a 50 MPCED
Propiedades operacionales de la planta	Temperatura promedio = 86°F Presión promedio= 600 Psi
Facilidades disponibles en la planta	Disponibilidad de espacio para la instalación de cualquiera tecnología, fácil acceso a la planta para movilización y cuenta con equipos que no están en uso
Eficiencia en la recuperación de LGN	Recuperar la cantidad de condensados necesaria para el control de la variable de Hc Dew Point.
Cambios de volúmenes en las corrientes de flujo	Se espera que la planta aumente la cantidad de flujo de gas que procesa por lo que podrían modificarse las propiedades operacionales por lo tanto el sistema de tratamiento de HC Dew Point tiene que ser permisible a cambios
Requerimiento de mantenimiento	En los procesos de la planta se busca que estos sean que sean sistema cerrados con ilustraciones simples que no requieran mantenimiento constante.

**Tabla 10. Criterios de selección Fuente: Autor con datos asociados de la investigación**

## 4.2 EVALUACION DE LAS TECNOLOGÍAS DE RECUPERACIÓN DE LGN

A continuación, se presentan la evaluación de las tecnologías que anteriormente se han mencionado y explicado, esta evaluación se ha hecho con base en la información recopilada en búsqueda bibliográfica y por la información suministrada por parte de los diferentes operadores e ingenieros de la planta de proceso de gas.

<b>ABSORCION POR ACEITE POBRE</b>	
<b>Tipo de gas</b>	Solo gases ricos
<b>Caudal de operación</b>	Dependiendo del diseño
<b>Propiedades operacionales</b>	(300 -1100) Psi y (40-120) °F
<b>LEAN OIL</b>	JTurbosina P-1 A, Varsol, Kerosene y Diesel, dependiendo de la temperatura de operación de la torre contactora Lean Oil/Gas de entrada
<b>Espacio requerido</b>	Requiere de un espacio considerable dependiendo del diseño
<b>Rango de flujo</b>	Rango de flujos bajo
<b>Componente del proceso</b>	Proceso de recuperación y de regeneración
<b>Extracción de liquido</b>	Propano C3 = 80% Butano C4 = 90% Pentano C5+ = 98%
<b>Remoción de ácidos</b>	No remueve
<b>Frecuencia de mantenimiento</b>	Esporádico pero el mantenimiento general se hace cada 4 años
<b>Permisibilidad a modificaciones</b>	Depende de la capacidad de sieño y turndown
<b>Requerimiento de procesos anteriores</b>	Filtros, opcionalmente deshidratación, scrubber
<b>Requerimiento de procesos posteriores</b>	Válvulas de control de presión, separador, fraccionamiento

*Tabla 11. Evaluación Absorción por aceite pobre Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

<b>JOULE THOMSON</b>	
<b>Tipo de gas</b>	Recomendado para gas rico
<b>Caudal de operación</b>	Dependiendo del diseño
<b>Propiedades operacionales</b>	400 a más de 1000 (limitante la formación de hidratos)
<b>Productos químicos</b>	No
<b>Espacio requerido</b>	Muy poco espacio
<b>Rango de flujo</b>	Dependiendo del diseño
<b>Componente del proceso</b>	Valvula J-T, separador
<b>Extracción de liquido</b>	C2 ≈ 20% a 30% C3 > 85% C4 > 94% C5+ = 100%
<b>Remoción de ácidos</b>	No
<b>Frecuencia de mantenimiento</b>	poca
<b>Permisibilidad a modificaciones</b>	Fácil, el equipo al ser equipo único y al tener grandes rangos de aplicación se puede ajustar a nuevos procesos con simples modificaciones
<b>Requerimiento de procesos anteriores</b>	Remoción de ácidos y sólidos, separadores, deshidratación, intercambiador de calor
<b>Requerimiento de procesos posteriores</b>	Separador de baja temperatura, balas de almacenamiento, proceso fraccionamiento

**Tabla 12. Evaluación Joule Thomson Fuente: Autor con datos asociados de la investigación**

<b>TURBO EXPANDER</b>	
<b>Tipo de gas</b>	Pobres y ricos
<b>Caudal de operación</b>	Dependiendo del diseño
<b>Propiedades operacionales</b>	>750 Psi, -120 °F
<b>Productos químicos</b>	Requiere una profunda deshidratación a través de tamices moleculares
<b>Espacio requerido</b>	poco
<b>Componentes adicionales del proceso</b>	Intercambiadores de calor, cooler, válvula turbo-expander
<b>Extracción de líquido</b>	C2 > 60 % C3 > 90% C4+ ≈ 100%
<b>Remoción de ácidos</b>	No
<b>Frecuencia de mantenimiento</b>	media
<b>Permisibilidad a modificaciones</b>	media
<b>Requerimiento de procesos anteriores</b>	Remoción de ácidos y sólidos, separadores trifásicos, deshidratación con tamiz molecular, intercambiadores de calor, enfriadores
<b>Requerimiento de procesos posteriores</b>	Separador de baja temperatura, bals de almacenamiento, proceso fraccionamiento

*Tabla 13. Evaluación Turbo Expander Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

<b>TWISTER</b>	
<b>Tipo de gas</b>	Gas rico y pobre
<b>Caudal de operación</b>	Hasta 600 MMSCFD en algunos casos de 10 a 20 MMSCFD trabajando en paralelo
<b>Propiedades operacionales</b>	Presiones = entre 725 y 2900 Psi T° < 40°F
<b>Productos químicos</b>	Requiere ajuste con deshidratación, por ejemplo, con glicol
<b>Espacio requerido</b>	Poco espacio y poca resistencia a peso (plataformas, tarimas .)
<b>Componentes del proceso</b>	Sistema cerrado, Sin piezas giratorias
<b>Extracción de líquidos</b>	C2 ≈ 30% a 40% <ul style="list-style-type: none"> <li>• C3 &gt; 85%</li> <li>• C4 &gt; 94%</li> <li>• C5+ = 100%</li> </ul>
<b>Ácidos</b>	Eliminación masiva de CO2 ,H2S y mercurio
<b>Frecuencia de mantenimiento</b>	Frecuencia baja al no tener piezas giratorias
<b>Requerimiento de procesos anteriores</b>	Filtro, separadores, intercambiador de calor proceso de deshidratación con tamiz molecular
<b>Requerimiento de procesos posteriores</b>	Separador de baja temperatura, balas de almacenamiento, proceso fraccionamiento
<b>Permisibilidad a modificaciones</b>	Muy poco debido a su alto costo

**Tabla 14. Evaluación Twister Fuente: Autor con datos asociados de la investigación**

REFRIGERACION MECÁNICA	
<b>Tipo de gas</b>	Gas rico y pobre
<b>Caudal de operacionales</b>	Hasta 50 MMSCFD dependiendo de la capacidad de los equipos que componen el proceso, no recomendable para bajos caudales
<b>Propiedades operacionales</b>	Presiones = entre 435 y 580 Psi  Temperatura = bajas temperatura por lo que se recomienda optimizar el enfriamiento a la entrada
<b>Productos químicos</b>	requiere refrigerante (propano)
<b>Espacio requerido</b>	requiere de mucho espacio ya que necesita varios equipos para dar el proceso de recuperación
<b>Componentes del proceso</b>	Sistema abierto, múltiples equipos
<b>Extracción de líquidos</b>	C3 ≈ 85% • C4 ≈ 94% • C5+ ≈ 98%
<b>Ácidos</b>	Eliminación masiva de CO2 ,H2S y mercurio
<b>Frecuencia de mantenimiento</b>	Frecuencia alta al tener varios equipos para realizar el proceso, dadas las bajas temperaturas involucradas el equipo, tuberías y accesorios deben ser térmicamente aislados. Las impurezas pesadas contenidas en el refrigerante no se evaporan (aceite, hidrocarburos pesados), y deben ser eliminadas para no afectar el rendimiento del sistema.
<b>Permisibilidad a modificaciones</b>	Difícil, requiere de múltiples modificaciones para ajustarse a nuevas condiciones
<b>Requerimiento de procesos anteriores</b>	Separador de agua libre, inyección de glicol, intercambiador de calor gas/gas, intercambiador de calor aceite/gas
<b>Requerimiento de procesos posteriores</b>	Separador frio, torre, chiller

Tabla 15. Evaluación Refrigeración Mecánica Fuente: Autor con datos asociados de la investigación

<b>TAMIZ MOLECULAR</b>	
<b>Tipo de gas</b>	Gas pobre
<b>Caudal de operacionales</b>	Depende del diseño
<b>Propiedades operacionales</b>	Presiones = aproximadas a 1000 Psi Temperatura = bajas
<b>Productos químicos</b>	No requiere
<b>Espacio requerido</b>	requiere de mucho espacio y son equipos muy pesados
<b>Componentes del proceso</b>	Proceso de absorción y regeneración
<b>Extracción de líquidos</b>	C2 ≈ 60% C3 ≈ 98%
<b>Ácidos</b>	Eliminación masiva de CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S y mercurio
<b>Frecuencia de mantenimiento</b>	Media
<b>Permisibilidad a modificaciones</b>	baja, debido al alto costo del tamiz y el tiempo de regeneración por tamiz
<b>Requerimiento de procesos anteriores</b>	Remoción de sólidos, separador, deshidratación con alúmina
<b>Requerimiento de procesos posteriores</b>	Separador bifásico, estabilización de condensados, balas de almacenamiento y fraccionamiento

*Tabla 16. Evaluación de Tamiz Molecular Fuente: Autor con datos asociados de la investigación*

Como conclusión general para las evaluaciones anteriormente presentadas, la tecnología de absorción por aceite pobre está limitada por su diseño original y es difícil adaptarse. Por otro lado, cuando se tienen presiones muy altas los procesos de separación a baja temperatura y en especial Joule Thomson requiere poca inversión, ya que este proceso se beneficia de bajas temperaturas y altas presiones pero en caso de que la presión del gas de alimento no sea suficiente para generar una alta condensación,

es necesaria una compresión adicional , en un caso extremo donde la presión del gas de alimento está muy por debajo de la presión requerida en las líneas, es más económico aplicar el proceso de refrigeración mecánica con compresión adicional para remover los hidrocarburos pesados en vez de la compresión seguida de un proceso de auto – refrigeración, esto se debe a que los compresores son equipos de alta inversión.

Las tecnologías emergentes son las que mayor rango operacional de flujo manejan, estas pueden procesar flujos altos de gas y con pequeñas modificaciones en paralelo logran trabajar con caudales pequeños, es recomendada para presiones considerablemente altas con el beneficio que son sistemas cerrado sin emisión de BTX, por otro lado sus limitaciones se enfocan la parte económica por su alto costo y por su gran requerimiento de espacio en el caso de tamiz molecular, pero este proceso podría competir contra el proceso de Joule Thompson ya que los equipos de tamiz molecular operan con diferenciales de presión bajos comparados con el proceso de auto-refrigeración y por lo tanto no requieren de compresión adicional.

#### **4.3 ANÁLISIS Y SELECCIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO**

La selección de la tecnología como se mencionó anteriormente se basó en las variables operativas, físicas, químicas y locativas con las que cuenta la planta actualmente, teniendo en cuenta también la proyección que se prevé a futuro para la planta. La metodología utilizada para calificar los procesos de recuperación de productos blancos anteriormente nombrados, para esto se le dio un porcentaje de importancia a cada una de las variables a evaluar, teniendo como el más alto grado con el valor el valor de cinco (5) y el más bajo con el valor de cero (0), estos valores se asignaron dependiendo de la prioridad que asume por la experiencia tenida en la planta.

% DE IMPORTANCIA	CRITERIOS DE SELECCIÓN	PLANTA ACTUAL	TECNOLOGIAS					
			absorción con aceite pobre	válvula Joule Thomson	turbo-expander	refrigeración mecánica	twister	tamiz molecular
15	Tipo de gas	Pobre	0	5	5	5	5	5
15	rango de flujo actual (MMPCD)	DE 7 A 12	5	5	3	5	3	5
15	rango futuro posible (MMPCD)	15 a 50	3	5	4	5	5	5
10	Propiedades operacionales	600Psi, 86°F	5	2	2	5	2	2,5
5	facilidades disponibles	----	3	4	2,8	4	3	3
10	closet (espacio en el campo)	----	3,5	4,5	4	4	5	3,8
10	eficiencia de la recuperación	----	3,5	4	5	4	4,5	5
5	frecuencia de mantenimiento	----	3	4	3,8	3,5	4,5	4
5	facilidad de instalación	fácil y económica	3	4	3,5	3,5	2	3
10	permisividad a modificaciones	alta	2	4,5	3,8	4,5	3	2
100	<b>CALIFICACION TOTAL</b>		<b>3,05</b>	<b>4,3</b>	<b>3,78</b>	<b>4,6</b>	<b>3,87</b>	<b>4</b>

**Tabla 17. Calificación de las tecnologías Fuente: Autor con datos asociados de la investigación**

Teniendo en cuenta los criterios ya seleccionados para realizar la calificación, el estudio bibliográfico y elaboración de los evaluación se procede a calificar el proceso para cada una de las variables, con una calificación máxima de cinco (5) y mínima de uno (1), al final se realizará una evaluación utilizando el método numérico de ponderación, el cual como se observa en la tabla saca como mejor calificado al método de recuperación con Refrigeración Mecánica con una puntuación de cuatro-seis (4,6). La selección de esta tecnología se hace muy acertada para los ingenieros de la planta debido a que esta se adapta a las condiciones actuales operacionales y la pérdida de la capacidad productiva de los pozos.

#### **4.4 ESTUDIO TÉCNICO DEL PROCESO SELECCIONADO**

En este capítulo se desarrolló la evaluación técnica y económica de la tecnología seleccionada para incorporarla como proceso de recuperación de LGN y control de Hc Dew Point en la planta de proceso de gas, junto con esta evaluación se desarrolló una propuesta económica y técnica basada en la evaluación mencionada anteriormente y la información adquirida en las visitas técnicas realizadas a la planta, todo esto con el fin de generar el mejor escenario técnico y económico con una mínima inversión.

#### **4.5 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS**

Los requerimientos técnicos para reintegrar la fase acondicionamiento de HC Dew Point utilizando refrigeración mecánica al proceso general de la planta de gas están enfocados de la siguiente manera:

- 1) Ubicación estratégica, para la incorporación de las líneas de flujo de la refrigeración mecánica al sistema de tratamiento ya instalado, además de cercanía a acometidas eléctricas para el suministro del mismo. (Trabajos mecánicos)
- 2) Chiller con capacidad de tratamiento para los volúmenes actuales y futuros incrementos del mismo.
- 3) Trabajos mecánicos para drenajes de líquidos. (Tanque de almacenamiento de condensados y líneas de flujo)
- 4) Realizar capacitación en cuanto al manejo de las variables del proceso y un programa de reconocimiento de los equipos, insumos y el proceso en sí.

## 4.6 SIMULACIÓN DEL PROCESO

Se utilizó la herramienta de Aspen Hysys para simular el proceso de la planta incluyendo la necesidad operativa de incorporar la refrigeración mecánica como tecnológica que más se adapta a las condiciones operativas actuales y Joule Thompson como segunda opción más cercana, teniendo en cuenta la capacidad total de tratamiento de la planta de 40 MPCED

En la ilustración 26 se puede apreciar la simulación con las condiciones actuales del proceso con los siguientes resultados:

- La corriente gas saliendo del Sep100, tiene un contenido de agua de 25.6 lb/MPCE. y una temperatura Máxima de Rocío Cricondenthem (CCT) de 74°F.
- El gas sale de la unidad de deshidratación (TEG) con un contenido de agua de 1.28 lb/MPCE.
- La Temperatura CCT del Gas a Ventas es de 73,2°F >>45°F

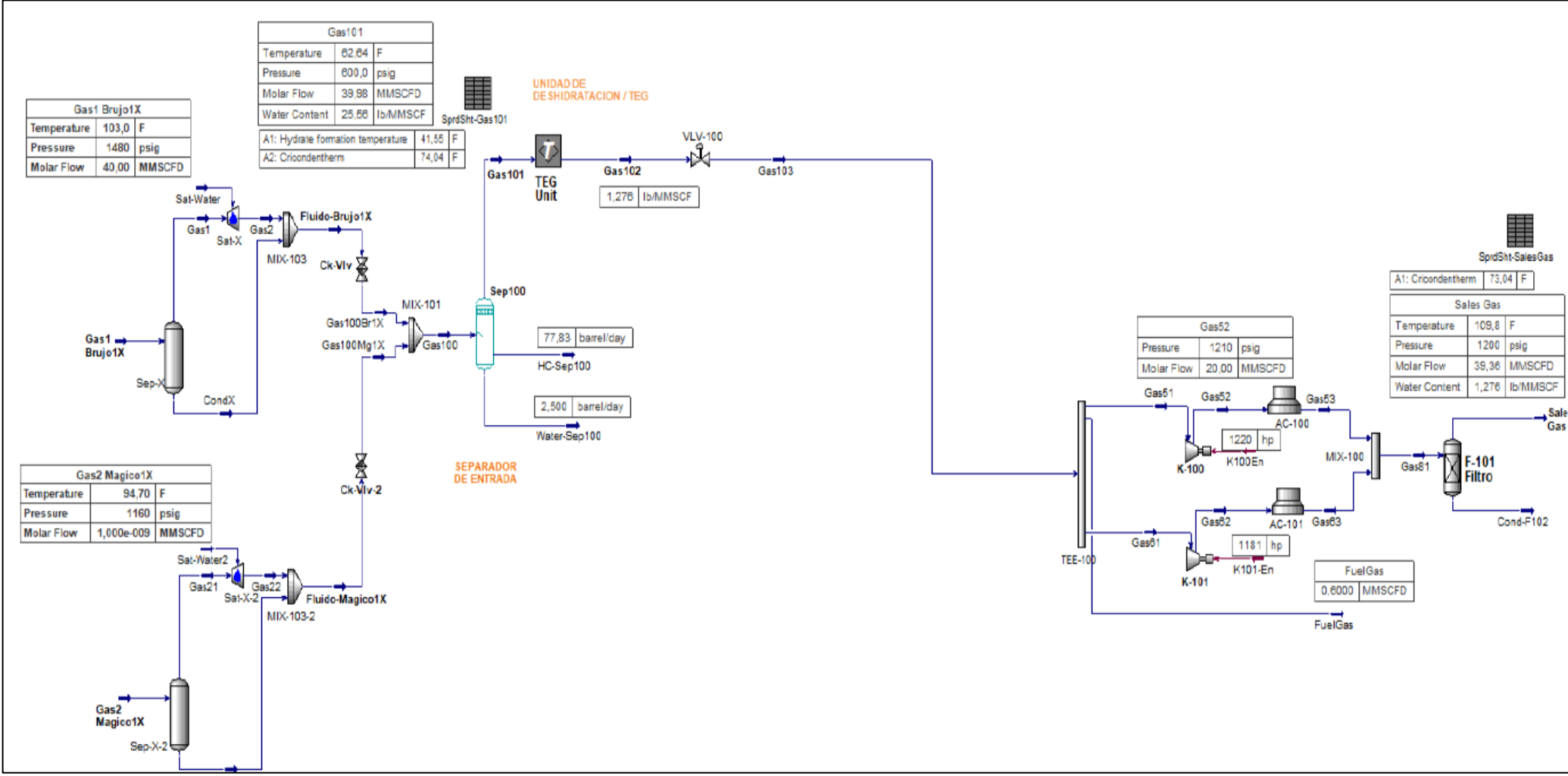


Ilustración 26. Simulación del proceso actual. Fuente: Autor con datos asociados de la investigación simulado en Hysys

En la ilustración 27 se puede apreciar la simulación del proceso incluyendo al proceso la refrigeración con los siguientes resultados:

- La corriente Gas101 gas saliendo del Sep100, tiene una Temperatura de formación de hidratos de 41,55 F, por lo tanto, no puede enfriarse por debajo de este valor, porque se formarían hidratos. Se requiere reducir el contenido de agua antes de enfriar el gas.
- La corriente Gas101 saliendo del Separador de Entrada (600psig y 62,4°F), tiene una Temperatura Máxima de Rocío Cricondenthem (CCT) de 75°F.
- El gas sale de la unidad de deshidratación (TEG) con un contenido de agua de 1.33 lb/MPCE.
- Si se enfría el gas hasta 26.5°F, sale del LTS con CCT de 33,8°F, siendo este el mismo valor del Gas a Ventas.
- La carga Térmica mínima de Refrigeración del Chiller es de 52 TR.

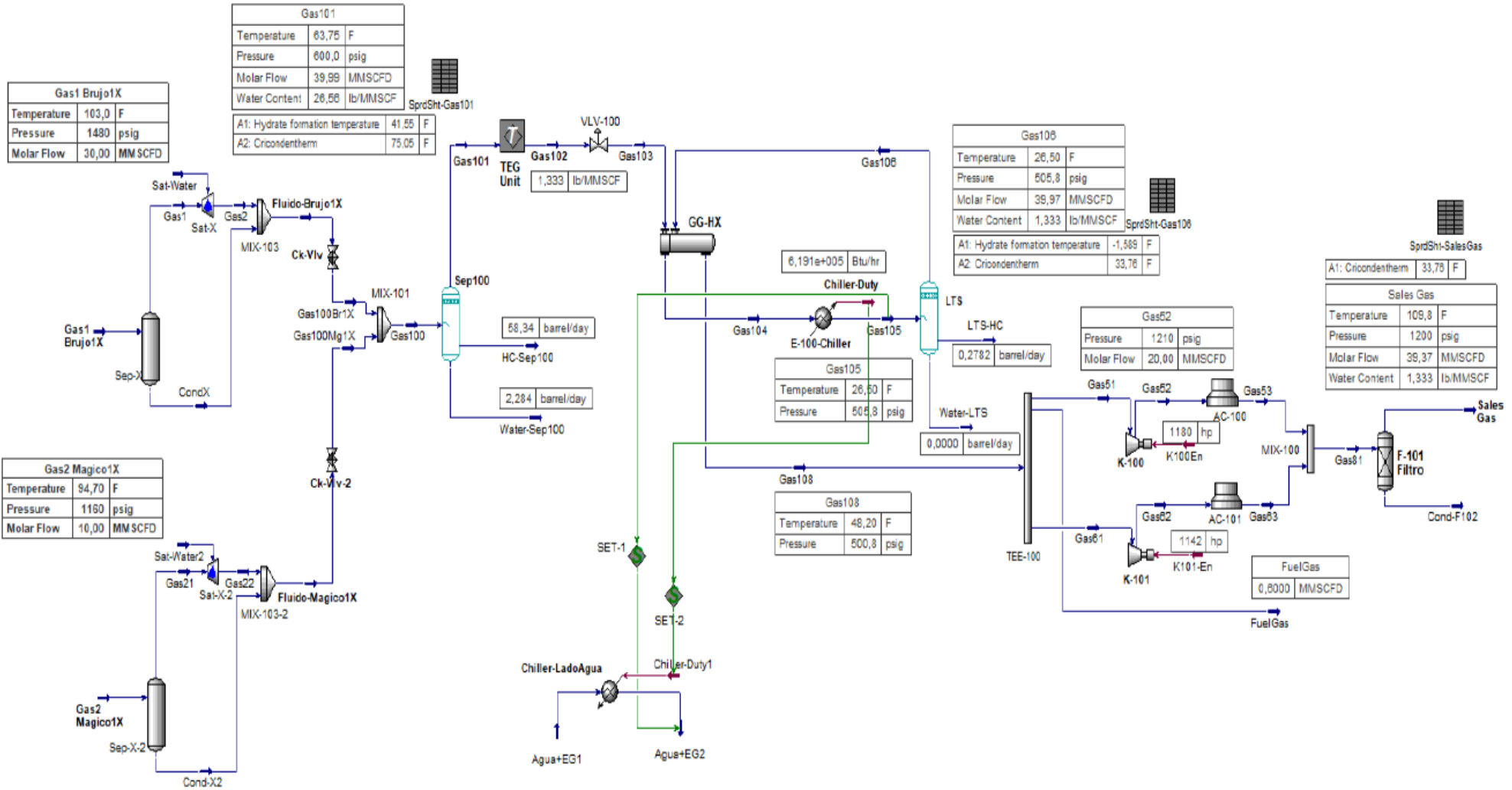


Ilustración 27. Simulación del proceso con Refrigeración Mecánica. Fuente: Autor con datos asociados de la investigación simulada en Hysys

la ilustración 28 se puede apreciar la simulación del proceso incluyendo un sistema de Joule Thompson con los siguientes resultados representativos:

- La corriente Gas101 gas saliendo del Sep100, tiene una Temperatura de formación de hidratos de 50,1F, por lo tanto, no puede enfriarse por debajo de este valor, porque se formarían hidratos. Se requiere reducir el contenido de agua antes de enfriar el gas.
- El gas sale de la unidad de deshidratación (TEG) con un contenido de agua de 2.3 lb/MPCE.
- La corriente Gas101 saliendo del Separador de Entrada (1000psig y 88,4°F), tiene una Temperatura Máxima de Rocío Cricondenthem (CCT) de 121°F.
- La temperatura de CCT del Gas a Ventas es de 44.3°F, que está al límite del valor permitido por el RUT, de 45°F.
- Operar un esquema de Joule Thomson, requiere garantizar una presión de entrada a la planta desde los pozos por encima de 1000 psig. En el caso del pozo Mágico 1X, con 1160 psig, esta sería una restricción para el esquema JT vs un esquema con Refrigeración del gas a 600 psig

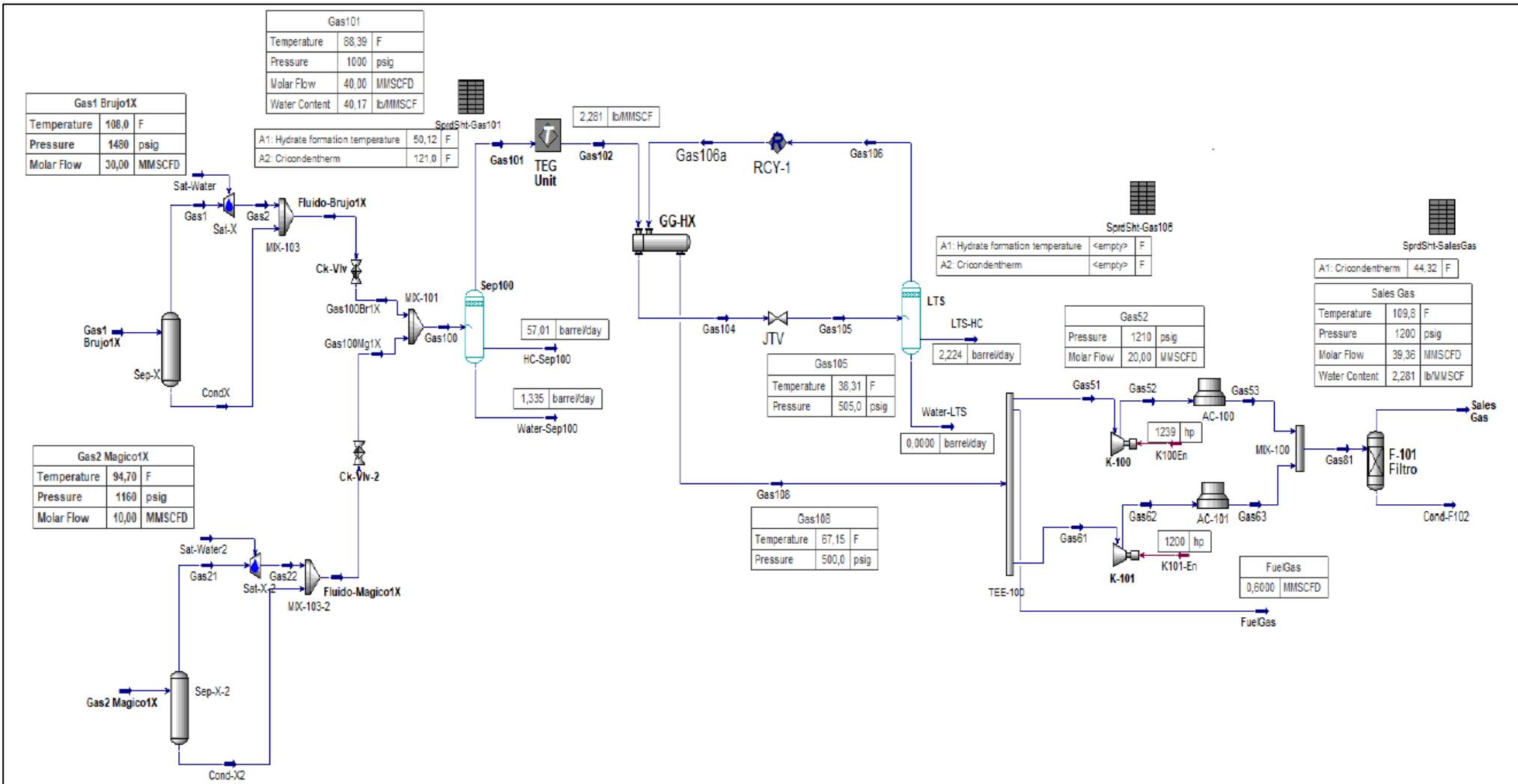


Ilustración 28. Simulación del proceso con la Válvula joule-Thomson. Fuente: Autor con datos asociados de la investigación simuladoa en Hysys

Como se pudo apreciar en las diferentes simulaciones que se hicieron, el sistema de refrigeración mecánica es el que más se adapta a las condiciones operativas de la planta y los pozos actualmente, y con los nuevos datos arrojados por las cromatografías la planta de Gas de Sinú-9 (Separación a 600 psig +Unidad de Deshidratación con TEG), no es posible asegurar el cumplimiento de la especificación de la calidad del gas de ventas con respecto al máximo Dew Point de Hidrocarburos (HCDP), que debe ser menor de 45°F. El HCDP del gas ventas podría estar entre 45 y 73°F dependiendo de la presión de operación que se tenga en el separador de entrada a la planta. Por lo anterior, es necesario incorporar una unidad de Refrigeración Mecánica para el ajuste del Punto de Rocío de Hidrocarburos de tal forma que se cumpla con las regulaciones de desgaste de ventas establecido en el RUT

#### 4.7 INCORPORACION DE LA REFRIGERACION MECANICA

Debido a la urgencia y la necesidad operativa de poder vender el gas tratado debido a los atrasos ya mencionados, se analizaron varias propuestas para incorporar el sistema de refrigeración mecánica a corto plazo adaptándose a las condiciones operativas y locativas del momento en la planta para posterior dar una solución más definitiva y a largo plazo

Basado en esto se tomó la decisión como solución transitoria incorporar un patín de acondicionamiento de Hc dew Point, (Ver ilustración 29), ofrecido por un proveedor el cual contaba con un sistema de refrigeración mecánica, complementado con una válvula de expansión Joule Thompson, este patín era compacto y se adaptaba a las condiciones de la planta y a la necesidad del momento.

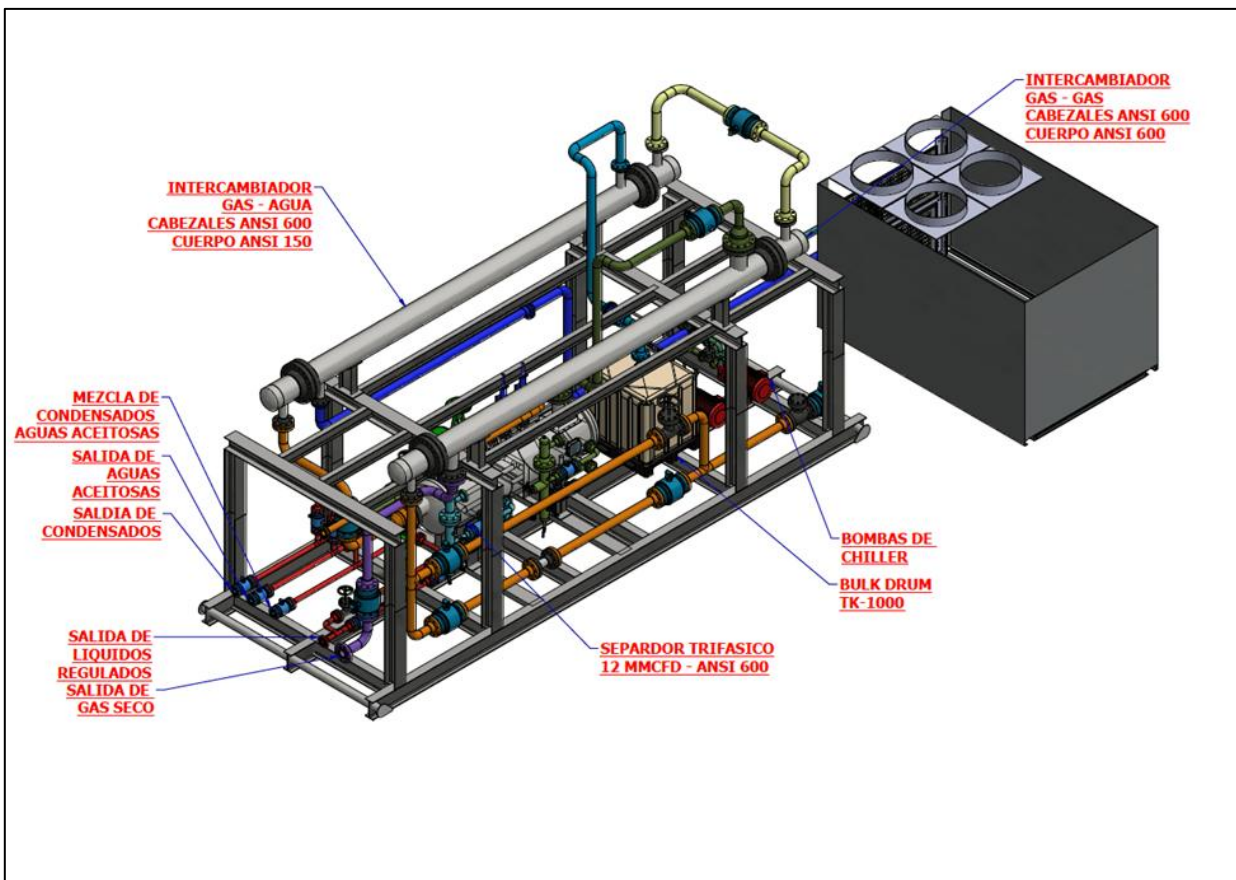


Ilustración 29. Patín de acondicionamiento de Hc dew Point

La limitación de este equipo era la capacidad total de tratamiento que por recomendación del proveedor no debería superar los 15 MPCED, pero servía como solución rápida a la situación operacional y dándonos tiempo para hacer un estudio de ingeniería más completo con el fin de dar una solución definitiva posteriormente y sumado a que en la actualidad solo se contaba con dos pozos productores por lo que la limitación de tratamiento no iba ser demasiada debido a la producción bruta que se contaba.

El patín incluía los siguientes items:

- Intercambiador gas/gas, intercambiador gas/agua,
- Separador trifásico,
- Válvula de expansión JT,
- patín de bombas de agua y almacenamiento.
- CHILLER de enfriamiento YORK 125 TON Equipo con capacidad de enfriar el agua mezclada con mono etilenglicol hasta 18°F.

#### **4.8 CONDICIONES OPERATIVAS POSTERIOR A LA INCORPORACION DEL SISTEMA DE REFRIGERACION MECÁNICA**

Como se puede apreciar en la ilustración 30 posterior a la incorporación del sistema de refrigeración mecánica con la cual se inició operaciones para el 24 de marzo del 2025, los valores de Hc Dew Point no volvieron a presentar condiciones por encima de las permitidas por el Rut de 7.2 °C y por el contrario se ha presentado valores negativos de temperatura garantizando aún más el cumplimiento de dicha regulación.

Por otro lado, se pudo comprobar las características de gas seco con trazas pequeñas de hidrocarburos pesado que, al someterse a cambios de presión y temperatura brusco, esto podría influir en las condiciones del Hc Dew point, ya que durante la etapa post incorporación del sistema de refrigeración se ha evidenciado poca presencia de hidrocarburos líquidos en el separador frio y el proceso se ha enfocado más en acondicionar la temperatura del gas para que cumpla con las regulaciones.

### Hc Dew Point

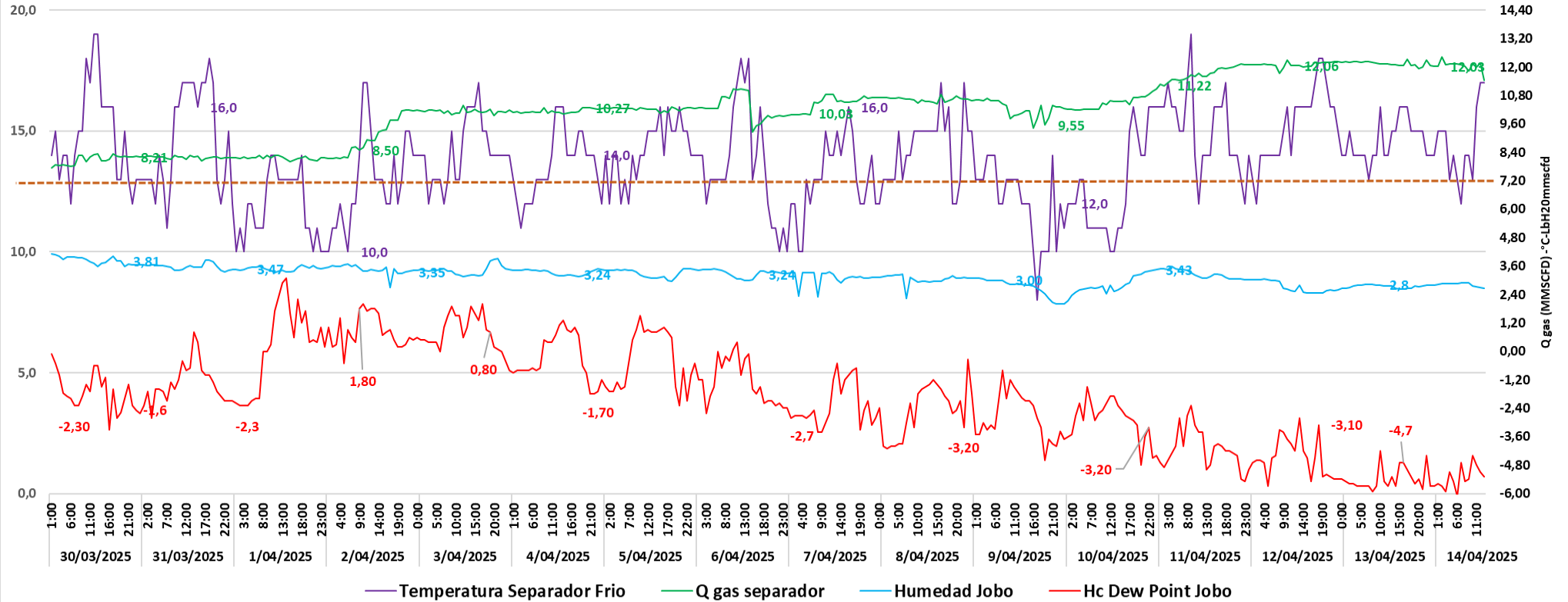


Ilustración 30. Comportamiento operacional posterior a la incorporación de Refrigeración Mecánica

## 4.9 ANALISIS ECONÓMICO

Teniendo en cuenta que la compañía dejó de producir un flujo promedio de gas de 12 MPCED durante 4 meses (120 días) ocasionando un volumen total no producido de 1.440 MPCE, se puede apreciar en la tabla 18 las posibles pérdidas basadas en diferentes precios de gas que la empresa maneja para la venta.

Precio del Gas (USD/MMBTU)	Pérdida Total Estimada (USD)
\$ 5,00	\$7,245.50
\$ 6,00	\$8,694.60
\$ 7,00	\$10,143.71

Tabla 18. Pérdidas estimadas

Con un poder calorífico de 1006,32 BTU/SCF, la energía total no producida alcanza aproximadamente 1,449.10 MMBTU. Esto representa pérdidas entre USD 7,245.50 y USD 10,143.71 según el precio del gas natural. Por otro lado, esto comparados con valores típicos del mercado de las tecnologías que más se ajustan a las condiciones de la planta podemos apreciar en la tabla 19 que la inversión es mucho menor a las pérdidas que durante estos 4 meses tuvo la compañía y que si no se abordaba el problema iba a seguir creciendo.

Concepto	Joule-Thomson (J-T)	Refrigeración Mecánica
CAPEX estimado	USD 130.000 – 180.000	USD 600.000 – 900.000
OPEX anual	USD 12.000 – 20.000	USD 90.000 – 140.000
Costo total a 10 años	USD 340.000	USD 1.900.000
Costo por MPCE procesado	USD 0,062 / MSCF	USD 0,35 / MSCF
Disponibilidad esperada	>98%	90–95%
Eficiencia de enfriamiento	Limitada (~5–8 °C)	Alta (~20–35 °C)

Tabla 19. Valores típicos del mercado

Para este caso como inicialmente los costos del alquiler del equipo está basado en un valor promedio de 0,195 por MBTU tratado y actualmente se está manejado una tasa de producción de 12 MPCED con un poder calorífico de 1006,32 BTU/SCF los gastos asociados a la incorporación del patín de acondicionamiento son los siguientes:

Periodo	Valor
Costo diario	USD 2.354,79
Costo mensual (30 días)	USD 70.643,70
Costo restante del año (197 días)	USD 463.895,63

Tabla 20. Costos de alquiler

El costo diario por tener el equipo en operación (USD 2.354,79) permite tratar 12 MMSCF/día, lo cual equivale a 12.075,84 MMBTU diarios. Si la producción se interrumpe, la pérdida económica directa es significativa incluso por un solo día.

Escenario	Ingreso Potencial Diario (USD)	Costo de Alquiler (USD)	Utilidad Bruta Diaria (USD)
Gas a 5,00 USD/MMBTU	60.379,20	2.354,79	58.024,41
Gas a 6,00 USD/MMBTU	72.455,04	2.354,79	70.100,25
Gas a 7,00 USD/MMBTU	84.530,88	2.354,79	82.176,09

Tabla 21 Utilidades

La operación continua del equipo de tratamiento está plenamente justificada desde el punto de vista económico, ya que el costo de alquiler representa menos del 4% del ingreso diario esperado por venta de gas, incluso en el escenario más conservador, lo que demuestra el impacto económico de la indisponibilidad.

## CONCLUSIONES

- El diseño original de la planta no contempló adecuadamente el control del HC Dew Point: A pesar de que las cromatografías iniciales clasificaban el gas como seco, los análisis extendidos hasta nC36+ revelaron la presencia significativa de hidrocarburos pesados (C6+), los cuales afectan directamente el comportamiento del punto de rocío, generando incumplimientos recurrentes en la calidad del gas para transporte.
- El bajo contenido de LGN+ limita la rentabilidad de tecnologías complejas de recuperación: Tanto el gas del pozo Brujo 1X como el de Mágico 1X presentan una concentración superior al 98 % de metano y escasos componentes C3+, lo cual implica un bajo volumen de líquidos recuperables. Esto reduce el atractivo económico de alternativas como turboexpanders, absorción con aceite pobre o tamices moleculares, las cuales implican altos costos de inversión y operación.
- El patín de acondicionamiento de Hc Dew Point se integró de forma eficiente a las facilidades existentes, mejorando el cumplimiento de especificaciones del gas con una baja intervención en el tren de proceso, además el análisis económico justifica el modelo de alquiler del patín: Debido al bajo volumen de LGN y la necesidad de una solución flexible y de rápida implementación.
- La experiencia resalta la importancia de caracterizar adecuadamente el gas desde etapas tempranas: El error en subestimar la fracción pesada mediante cromatografías C12+ generó impactos operativos y económicos significativos. Esta situación refuerza la necesidad de usar análisis detallados desde la etapa de diseño, especialmente cuando se buscan estrategias de largo plazo en plantas de tratamiento de gas.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda la adopción formal de cromatografía extendida (hasta nC36+) como base para el diseño de planta de gas dado que el problema del HC Dew Point estuvo ligado a una subestimación de la fracción pesada, esta técnica debe implementarse como análisis estándar para nuevos pozos y monitoreos periódicos.
- Como diseño final para incorporación del sistema de refrigeración mecánica, se recomienda iniciar con una unidad modular (tipo patín) que permita ampliación conforme crezca la producción.
- Se recomienda mejora en la eficiencia del tren de separación primaria, ya que, aunque los separadores actuales son adecuados para el diseño original, se sugiere instalar un separador trifásico, ya que se ha evidenciado presencia de condensados en dichos separadores Bifásicos y para un futuro incremento de producción la eficiencia de separación de fluidos va estar limitada
- Se recomienda proyectar ingresos por venta de LGN recuperados con el nuevo sistema. Esto puede justificar el CAPEX del sistema de refrigeración.
- Explorar alternativas de tratamiento menos costosas y eficientes con la que se pueda controlar este tipo de situaciones operacionales anteriormente descritas

## BIBLIOGRAFIA

- Campbell, J. M. (2003). \*Technical assistance service for the design, operation and maintenance of gas plants\*. John Campbell and Company.
- Castrillón, D. (2007, junio). \*Manual de operaciones de la planta de gas El Centro\*. Ecopetrol.
- Gas Processors Suppliers Association. (2004). \*GPSA Engineering Data Book\* (12.ª ed.). Tulsa, Oklahoma.
- Kent, J., Arnold, K., & Stewart, M. (1999). \*Surface production operations: Design of oil handling systems and facilities\* (Vol. 2, 2.ª ed.). Gulf Publishing.
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (s.f.). \*Handbook of natural gas transmission and processing: Principles and practices\* (3.ª ed.).
- Santos, N. (2008). \*Diseño y operación de unidades de tratamiento y procesamiento de gas\* (Cap. 4). Editorial UIS.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1999, diciembre 3). Resolución CREG 071 de 1999: Por la cual se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT). Diario Oficial No. 43.859.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2007, junio 21). Resolución CREG 054 de 2007: Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte.