

Desarrollo de una herramienta de cálculo para la determinación de la tecnología más apropiada para tratamiento de gas

Ana Ximena Salamanca Sánchez

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magister en ingeniería de Petróleo y gas con
Énfasis en gas y procesos

Director

Helena Margarita Ribón Barrios
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas
Énfasis en Ingeniería de Gas y Procesos
Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mi amor Andrés Moreno Boyacá, por ser incondicional, por siempre apoyarme y alentarme a seguir adelante cuando creo que no puedo.

A mis padres Manuel Antonio Salamanca Salamanca y Ana Dolores Sánchez Bautista, por su amor, su ejemplo de esfuerzo y su confianza en cada paso de mi camino.

A quienes me inspiraron a creer que la ciencia puede transformar realidades y que el conocimiento, cuando se comparte con pasión, se convierte en legado.

Agradecimientos

A Dios, por darme la fuerza y la claridad para culminar este proyecto. A mis seres queridos, por su paciencia infinita y por creer en mí incluso en los momentos más difíciles. Expreso mi más profundo agradecimiento a mi directora Helena Ribón y profesores que tuve a lo largo de mi maestría, por su guía, exigencia y compromiso con la excelencia académica. A mis compañeros Mauricio, Juan Carlos, Alberto y principalmente a Johanna por su amistad, por las conversaciones que se convirtieron en ideas y las ideas que se transformaron en soluciones.

A la Universidad Industrial de Santander (UIS), por brindarme el espacio académico y científico para desarrollar esta investigación. Este logro es también suyo, porque cada gesto de apoyo se convirtió en energía para seguir adelante.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	16
1. Objetivos.....	18
1.1 Objetivo General.....	18
1.2 Objetivos Específicos	18
Antecedentes	19
2. Marco Teórico.....	20
2.1 El gas natural como sistema multicomponente	20
2.2 Normativas y regulaciones	21
2.3 Composición del gas.....	24
2.4 Flujo.....	24
2.5 Presión	25
2.6 Temperatura.....	25
2.7 Fundamentos termodinámicos de separación	26
2.8 Poder Calorífico Superior (PCS) e Inferior (PCI)	26
2.9 Gravedad Específica e Índice de Wobbe	27
2.10 Punto de Rocío del Agua	27
2.11 Punto de Rocío de Hidrocarburos (HCDP)	28
2.12 Presiones Parciales de CO ₂ y H ₂ S	28
2.13 Endulzamiento.....	29
2.13.1 Remoción de CO ₂ y tecnologías aplicables.....	35
2.13.2 Remoción de H ₂ S y tecnologías aplicables	37

2.13.3 Remoción de CO ₂ y H ₂ S.....	38
2.14 Deshidratación.....	38
2.14.1 Condensación (Refrigeración)	44
2.14.2 Absorción con Trietilenglicol (TEG).....	44
2.14.3 Adsorción Mejorada (Alúmina Activada, Sílica Gel).....	44
2.14.4 Tamices Moleculares (TSA)	45
2.14.5 PSA (Pressure Swing Adsorption).....	45
2.14.6 Cloruro de calcio	45
2.14.7 Deshidratación Criogénica.....	46
2.15 Control del punto de rocío de hidrocarburos	46
2.16 Remoción de N ₂	47
2.17 Análisis de presiones: ΔP , ratio y Joule–Thomson	48
2.18 Compresión de gas natural	49
3. Método	52
3.1 Desarrollo del motor de decisión.....	53
4. Resultado	55
4.1 CASO 1	56
4.2 CASO 2	63
5. Conclusiones.....	70
6. Recomendaciones	73
Referencias Bibliográficas	76
Apéndices.....	78

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Especificaciones del gas natural	23
Tabla 2 Tecnologías de endulzamiento de gas natural y criterios de selección.....	33
Tabla 3 Tecnologías de deshidratación de gas natural y criterios de selección	42
Tabla 4 Tecnologías para control del punto de rocío de hidrocarburos y criterios de selección.....	47
Tabla 5 Tecnologías para remoción de N ₂ e inertes.....	48
Tabla 6 Criterios de diagnóstico por análisis de presiones	49
Tabla 7 Tipos de compresores	50
Tabla 8 Tabla integrada de criterios de compresión	52
Tabla 9 Cromatografía Caso 1	56
Tabla 10 Condiciones de operación del caso 1	57
Tabla 11 Resultados obtenidos de la herramienta con respecto a la normativa RUT Caso 1	59
Tabla 12 Cromatografía caso 2	63
Tabla 13 Condiciones de operación del caso 2	64
Tabla 14 Resultados obtenidos de la herramienta con respecto a la normativa RUT Caso 2	66

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Clasificación general de tecnologías de tratamiento de gas natural según contaminantes y condiciones operativas.	21
Figura 2 Diagrama del proceso de endulzamiento.....	29
Figura 3 Selección de Tecnologías para remoción de CO ₂ de acuerdo con las ppm de gas ácido	30
Figura 4 Selección de tecnología de acuerdo con la presión parcial del CO ₂	31
Figura 5 Tecnologías de remoción simultánea de CO ₂ y H ₂ S	32
Figura 6 Planta de deshidratación de gas natural.....	39
Figura 7 Aplicación de tecnologías de acuerdo con el punto de rocío del gas	40
Figura 8 Diseño metodológico desarrollo de la herramienta	53
Figura 9 Arquitectura de la herramienta	55
Figura 10 Composición del caso 1 en la herramienta	57
Figura 11 Introducción de las condiciones de operación del caso 1 en la herramienta... ..	58
Figura 12 Resultados del Análisis del gas obtenido de la herramienta Caso 1	60
Figura 13 Propiedades calculadas del gas en la herramienta Caso 1	60
Figura 14 Análisis de presiones de la herramienta de entrada y salida	61
Figura 15 Recomendaciones de Tratamiento de gas según la herramienta	62
Figura 16 Selección de exportación de resultados desde la herramienta.....	62
Figura 17 Composición del caso 2 en la herramienta	64
Figura 18 Condiciones de operación del caso 2 en la herramienta.....	65

Figura 19 Resultados del Análisis del gas obtenido de la herramienta Caso 2	67
Figura 20 Propiedades calculadas del gas en la herramienta Caso 2	67
Figura 21 Análisis de presiones de la herramienta de entrada y salida	68
Figura 22 Recomendaciones de Tratamiento de gas según la herramienta	69
Figura 23 Condiciones de operación del caso 2	69

Lista de Apéndices

Apéndice A. Manual de Usuario y Documentación Técnica: Analizador de Gas Natural —	
Especificaciones RUT Colombia.....	78

Glosario

Absorción: proceso mediante el cual un componente presente en la fase gaseosa se transfiere a una fase líquida. En el tratamiento de gas natural, la absorción es fundamental en tecnologías como aminas y TEG, donde el solvente captura selectivamente CO₂, H₂S o H₂O según su afinidad química o física.

Adsorción: mecanismo de separación basado en la retención de moléculas en la superficie de un sólido. Es el principio de operación de tecnologías como tamices moleculares (TSA) y PSA, utilizadas para deshidratación profunda, remoción de CO₂ y separación de N₂.

Aminas: (MEA, DEA, MDEA): Solventes químicos regenerables empleados para remover gases ácidos. La MDEA es la más utilizada en aplicaciones modernas por su selectividad hacia CO₂ y su menor consumo energético en regeneración.

Aminas + Claus: configuración industrial en la cual las aminas remueven H₂S del gas natural y el proceso Claus convierte el H₂S concentrado en azufre elemental. Se utiliza cuando la concentración de H₂S es suficientemente alta para justificar recuperación de azufre.

BTEX: es el acrónimo de Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno, cuatro compuestos orgánicos volátiles aromáticos (COVs) que están presentes de forma natural en el petróleo crudo y el gas natural, y también en combustibles como la gasolina.

CaCl₂ (Cloruro de calcio): agente higroscópico no regenerable utilizado para deshidratación en pozos remotos o de bajo caudal. Su simplicidad operativa lo hace útil en aplicaciones donde no se justifica un sistema regenerable.

Caudal (Q): flujo volumétrico de gas natural, expresado típicamente en MMSCFD. Es un parámetro determinante en la selección de tecnologías, ya que define la escala mínima económica de operación.

C₃⁺ (Hidrocarburos pesados): fracción compuesta por propano y componentes más pesados. Su presencia influye en el punto de rocío de hidrocarburos y en la necesidad de procesos de recuperación o control de condensación.

CO₂ (Dióxido de carbono): componente ácido que disminuye el poder calorífico del gas natural, incrementa la corrosión y afecta el cumplimiento de especificaciones de transporte y licuefacción.

Criogenia: conjunto de procesos que operan a temperaturas muy bajas para separar componentes por diferencias de punto de ebullición o solidificación. Es clave en la remoción profunda de CO₂ y N₂.

Déficit de punto de rocío: diferencia entre el punto de rocío actual del gas y el requerido por especificación. Este parámetro define la profundidad de deshidratación o enfriamiento necesaria.

Dew point (Punto de rocío): temperatura a la cual un componente (agua o hidrocarburos) comienza a condensar a una presión dada. Es una especificación crítica en transporte y procesamiento.

Efecto Joule–Thomson (JT): fenómeno termodinámico en el cual un gas se enfría al expandirse a entalpía constante. Es la base de procesos JT y turbo expansores para control de punto de rocío de hidrocarburos.

Equilibrio líquido–gas: relación termodinámica que describe cómo se distribuyen los componentes entre fases. Es fundamental para entender la capacidad de absorción de solventes y el comportamiento de separaciones.

H₂O (agua): componente indeseado que genera corrosión, formación de hidratos y problemas de transporte. Su remoción es obligatoria en prácticamente todas las corrientes de gas natural.

H₂S (Sulfuro de hidrógeno): gas ácido altamente tóxico y corrosivo. Su remoción es prioritaria por razones de seguridad, integridad de equipos y cumplimiento normativo.

Hidratos: sólidos cristalinos formados por agua y gas natural bajo condiciones de baja temperatura y alta presión. Pueden bloquear tuberías y equipos.

Isoterma de adsorción: curva que relaciona la cantidad adsorbida con la presión parcial del componente. Es clave para el diseño de sistemas TSA y PSA.

JT (Joule–Thomson): proceso de expansión isoentálpica que genera enfriamiento. Se utiliza para reducir el punto de rocío de hidrocarburos cuando existe suficiente ΔP disponible.

kg/10⁶ m³: kilogramos por millón de metros cúbicos. Unidad SI equivalente a lb/MMSCF.

lb/MMSCF: Libras por millón de pies cúbicos estándar. Unidad común en especificaciones de gas natural.

Lean oil: proceso de absorción donde un solvente líquido captura hidrocarburos pesados. Se utiliza en corrientes de gran caudal y alto contenido de C_3^+ .

LO-CAT: proceso líquido regenerable para la remoción de H_2S mediante oxidación catalítica a azufre elemental. Es adecuado para corrientes con H_2S en rangos intermedios.

Membranas: tecnología de separación basada en permeación selectiva impulsada por diferencias de presión parcial. Es eficiente para CO_2 en rangos de 5–50% y caudales pequeños o medianos.

Metanol: inhibidor de formación de hidratos. Se utiliza principalmente en pozos pequeños o condiciones extremas donde no se justifica un sistema de deshidratación regenerable.

MMSCFD: millones de pies cúbicos estándar por día

N₂ (Nitrógeno): gas inerte que reduce el poder calorífico y afecta la densidad del gas. Su remoción se realiza mediante PSA o procesos criogénicos.

Poder calorífico: cantidad de energía liberada al quemar una unidad de gas. Se ve afectado por la presencia de CO_2 y N_2 .

Presión parcial: producto de la fracción molar de un componente y la presión total. Es determinante en corrosión, absorción y diseño de procesos.

PSA (Pressure Swing Adsorption): tecnología de adsorción cíclica que separa componentes mediante variaciones de presión. Es adecuada para remoción de CO₂ y N₂ en caudales pequeños.

Punto de ebullición: temperatura a la cual un componente pasa de líquido a vapor. Es la base de separaciones criogénicas.

Punto de Rocío de hidrocarburos: temperatura a la cual los hidrocarburos pesados comienzan a condensar. Su control es esencial para evitar formación de líquidos en líneas de transporte.

Regeneración: proceso mediante el cual un solvente o adsorbente libera los contaminantes capturados y recupera su capacidad de operación.

Scavengers: reactivos químicos no regenerables que consumen H₂S. Son adecuados para concentraciones bajas y aplicaciones de campo.

Tamices moleculares (TSA): adsorbentes regenerables capaces de remover agua hasta niveles muy bajos, permitiendo operar procesos criogénicos sin riesgo de formación de hielo.

TEG (Trietilenglicol): solvente higroscópico utilizado para deshidratación por absorción. Es la tecnología estándar en la industria para remoción de agua.

Turboexpansor: equipo que expande el gas produciendo enfriamiento profundo y recuperando energía mecánica. Se utiliza para control de punto de rocío y recuperación de LGN.

Resumen

Título: Desarrollo de una herramienta de cálculo para la determinación de la tecnología más apropiada para tratamiento de gas*

Autor: Ana Ximena Salamanca Sánchez**

Palabras Clave: Tratamiento de gas natural, selección tecnológica, remoción de contaminantes, deshidratación de gas, endulzamiento de gas, compresión de gas.

Descripción: El tratamiento del gas natural es una etapa fundamental para garantizar su calidad, seguridad y valor comercial dentro de la cadena de producción. Este trabajo desarrolla una herramienta de cálculo orientada a la selección conceptual de tecnologías para la remoción de contaminantes presentes en corrientes de gas natural, tales como CO₂, H₂S, vapor de agua, hidrocarburos pesados y nitrógeno. La herramienta integra criterios operativos, fundamentos termodinámicos y rangos de aplicación obtenidos de literatura técnica reconocida.

El enfoque metodológico se basa en el desarrollo de una herramienta capaz de filtrar tecnologías según caudal, concentración, presión, temperatura. Para ello, se elaboraron tablas por contaminante y por tecnología, se normalizaron unidades y se establecieron reglas de selección sustentadas en bibliografía formal. Adicionalmente, se incorporó el análisis de compresión de gas, debido a su impacto transversal en procesos como membranas, PSA, criogenia, aminas y deshidratación.

El resultado es una herramienta conceptual que permite evaluar escenarios operativos de manera objetiva, reproducible y trazable, facilitando la toma de decisiones en etapas tempranas de diseño. Este desarrollo aporta una base metodológica sólida para la selección tecnológica en proyectos de tratamiento de gas natural en Colombia y puede servir como punto de partida para futuras ampliaciones hacia ingeniería básica y/o detallada o simulación de procesos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Helena Margarita Ribón. Título académico: Ingeniera de petróleo, Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

Abstract

Title: Development of a Calculation Tool for Determining the Most Appropriate Technology for Natural Gas Treatment*

Author: Ana Ximena Salamanca Sánchez**

Keywords: Natural gas treatment, technology selection, contaminant removal, gas dehydration, gas sweetening, gas compression

Abstract: Natural gas treatment is a fundamental stage to ensure the quality, safety, and commercial value of the product within the production chain. This work develops a calculation tool aimed at the conceptual selection of technologies for the removal of contaminants present in natural gas streams, such as CO₂, H₂S, water vapor, heavy hydrocarbons, and nitrogen. The tool integrates operational criteria, thermodynamic principles, and application ranges obtained from recognized technical literature.

The methodological approach is based on the development of a tool capable of filtering technologies according to flow rate, concentration, pressure, and temperature. To achieve this, tables were constructed by contaminant and by technology, units were standardized, and selection rules were established based on formal bibliographic sources. Additionally, gas compression analysis was incorporated due to its transversal impact on processes such as membranes, PSA, cryogenics, amines, and dehydration.

The result is a conceptual tool that enables the evaluation of operational scenarios in an objective, reproducible, and traceable manner, facilitating decision-making in early design stages. This development provides a solid methodological foundation for technology selection in natural gas treatment projects in Colombia and may serve as a starting point for future expansions toward basic and/or detailed engineering or process simulation.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Advisor: : Helena Margarita Ribón. - Petroleum Engineer, Master's Degree in Hydrocarbon Engineering.

Introducción

El tratamiento del gas natural constituye una etapa crítica dentro de la cadena de producción de hidrocarburos, ya que garantiza la calidad, seguridad y valor comercial del recurso. En Colombia, se ha identificado la complejidad de seleccionar la tecnología más adecuada para su tratamiento, debido a la marcada variabilidad en la composición del gas según el yacimiento y las condiciones de operación.

La selección incorrecta de tecnologías puede derivar en fallas operativas, sobrecostos y riesgos de seguridad, lo que posiciona este problema como un desafío relevante para la industria petrolera nacional.

En cuanto a los antecedentes, la literatura técnica ha documentado ampliamente los procesos de tratamiento de gas y su impacto en el diseño de plantas de procesamiento (GPSA, 2014). Investigaciones recientes han abordado el aprovechamiento energético del gas que anteriormente era quemado en teas, proponiendo alternativas como la adsorción para su uso en turbinas (Latta, 2021) y la autogeneración con excedentes (Sanabria, 2017). Asimismo, se han estudiado tecnologías de endulzamiento con aminas (Holguín, 2023), procesos de deshidratación con glicoles (Zambrano et al., 2023). No obstante, pese a estos avances, aún no existe una herramienta conceptual que permita determinar de manera sistemática la tecnología más apropiada según la composición y condiciones del gas a tratar.

El propósito de esta investigación es desarrollar una herramienta de cálculo conceptual en Python, que integre criterios operativos, fundamentos termodinámicos y rangos de aplicación, con el fin de optimizar la selección de tecnologías de tratamiento de gas natural en Colombia. La herramienta busca reducir tiempos en la elaboración de propuestas técnicas, minimizar riesgos de selección inadecuada y garantizar un tratamiento más eficiente y trazable en escenarios de alta

variabilidad composicional. Además, la incorporación del análisis de compresión de gas como módulo complementario fortalece la coherencia del modelo con las condiciones reales de operación.

Finalmente, la justificación de esta investigación radica en su impacto tanto en el ámbito académico como en el industrial. En el área técnica, aporta un marco conceptual sólido y una herramienta metodológica que puede ser utilizada como referencia en futuros estudios. En el campo social, beneficia a la industria petrolera colombiana al ofrecer un instrumento que mejora la eficiencia.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Desarrollar una herramienta de cálculo mediante programación en Python, que permita la determinación del tipo de tecnología a utilizar para el tratamiento de gas en Colombia.

1.2 Objetivos Específicos

- Clasificar en categorías las tecnologías con las que debe contar la herramienta de cálculo, de acuerdo con los tipos de contaminantes y el propósito del tratamiento.
- Diseñar una herramienta de cálculo que, con base en la composición del gas natural y condiciones operativas, seleccione la tecnología de tratamiento de gas más adecuada aplicando criterios técnicos de eficiencia, selectividad y condiciones normativas.
- Implementar la herramienta digital que facilite la selección del tipo de tecnología ajustada al tratamiento de gas comparándola con un caso real.

Antecedentes

La investigación sobre tecnologías de tratamiento de gas ha evolucionado significativamente en las últimas décadas. El Engineering Data Book (GPSA, 2014) señala que el proceso de tratamiento de gas afecta el diseño integral de las plantas de procesamiento, incluyendo la eliminación de gases ácidos, la recuperación de azufre, la deshidratación, la recuperación y fraccionamiento de líquidos, así como el tratamiento de productos derivados. Becerra y Rodríguez (2017) resaltan que la selección de un proceso de tratamiento de gas debe considerar múltiples factores operativos y económicos, lo que evidencia la complejidad de la elección.

En el ámbito ambiental, Gallego (2015) y Latta (2021) destacan la importancia de aprovechar el gas que anteriormente era quemado en teas, proponiendo alternativas como la adsorción para su uso en turbinas de generación. Así mismo Sanabria (2017) manifiesta que la legislación colombiana, mediante la Resolución 181495 de 2009, prohibió la quema y desperdicio de gas, promoviendo alternativas como la autogeneración, cogeneración y venta de excedentes.

En cuanto a tecnologías específicas, Holguín (2023) estudió el endulzamiento con aminas, resaltando la necesidad de ajustar el tipo de solvente (MEA, DEA, MDEA) y los equipos para reducir la corrosión y aumentar el flujo de gas tratado. Zambrano et al. (2023) analizaron la deshidratación química con glicoles, destacando su papel en la calidad del producto final y la prevención de problemas operativos.

Finalmente, Manrique y Guzmán (2020) demostraron la utilidad de software especializado como Aspen HYSYS para diseñar plantas de tratamiento de gas, optimizando eficiencia y reduciendo costos. Sin embargo, pese a estos avances, aún no existe una herramienta conceptual que permita determinar de manera sistemática la tecnología más apropiada según la composición y condiciones del gas a tratar.

2. Marco Teórico

2.1 El gas natural como sistema multicomponente

El tratamiento del gas natural no es solo un conjunto de operaciones técnicas: es la garantía de que la energía que llega a los hogares y a la industria sea segura, confiable y cumpla con los estándares que la hacen comercializable. Detrás de cada proceso hay principios termodinámicos que explican cómo se comporta el gas cuando cambia de presión, temperatura o composición.

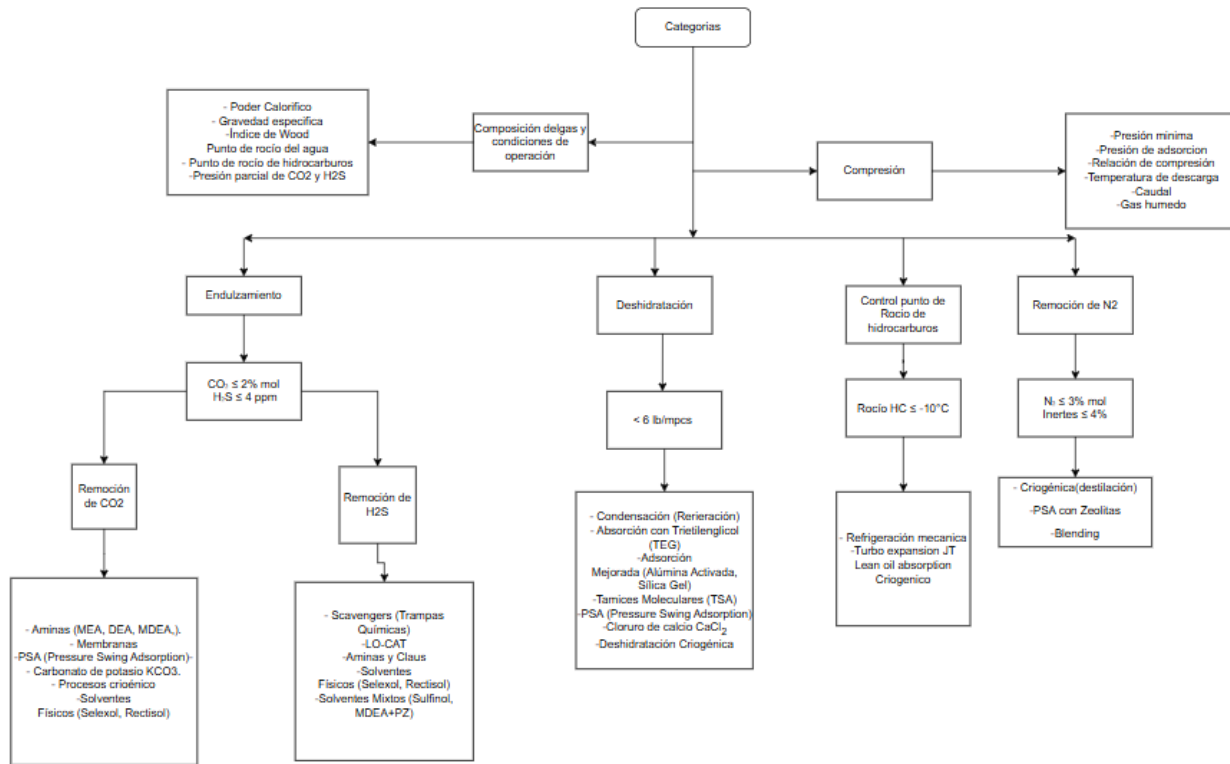
Conceptos como el equilibrio líquido–gas, la presión parcial y el punto de rocío son más que fórmulas; son las claves que permiten entender por qué el agua, el CO₂, el H₂S o los hidrocarburos pesados deben ser removidos antes de que el gas pueda transportarse y usarse (Campbell, 2014; Kidnay et al., 2019; GPSA, 2014).

La literatura especializada ha organizado estas tecnologías según la necesidad de remoción de los contaminantes más comunes del gas. Así, encontramos los procesos de endulzamiento para remover CO₂ y H₂S, la deshidratación para eliminar el agua, el control del punto de rocío de hidrocarburos para evitar condensaciones indeseadas, la remoción de N₂ e inertes que afectan el poder calorífico, y la compresión, que atraviesa todos los procesos como condición operativa indispensable.

La Figura 1 resume esta clasificación y muestra cómo se relacionan los contaminantes con las tecnologías disponibles. Esta figura permite visualizar el camino que sigue el gas desde su estado crudo hasta convertirse en un producto listo para el mercado.

Figura 1

Clasificación general de tecnologías de tratamiento de gas natural según contaminantes y condiciones operativas.



Nota. Elaboración propia con base en GPSA (2014), Campbell (2014), Kidnay et al., (2019), Kohl & Nielsen (1997).

Cada una de estas tecnologías tiene sus propios rangos de aplicación, ventajas y limitaciones, y todas deben cumplir la normativa vigente, en especial con el Reglamento Único de Transporte (RUT), que fija límites estrictos para contaminantes y parámetros críticos en Colombia (CREG 050/2018).

2.2 Normativas y regulaciones

El tratamiento de gas natural debe cumplir con normativas ambientales y de seguridad:

- **Resolución 181495 de 2009 (Ministerio de Minas y Energía, Colombia):** prohíbe la quema y desperdicio de gas.
- **Especificaciones internacionales (ISO 13686, 2015):** establecen parámetros de calidad del gas natural para transporte y comercialización.
- **Regulaciones ambientales:** límites de emisiones de CO₂ y H₂S, control de contaminantes y cumplimiento de estándares de pureza.

Adicionalmente en la actualidad existen normas que especifican las características que debe tener el gas natural para la venta o la utilización en alternativas tales como: la generación in situ, venta de gas en cabeza, cogeneración entre otros.

- **La Resolución CREG 050 de 2018** establece los requisitos técnicos mínimos de calidad del gas en el sistema de transporte colombiano (Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], 2018).

Tabla 1*Especificaciones del gas natural*

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1,150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100 PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100 PCS
Contenido CO ₂ máximo en % volumen	2%	2%
Contenido N ₂ máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6.0 lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/1000 pc
Número de Wobbe (Nota 5)	Entre 46.6 MJ/m ³ y 52.7 MJ/m ³	Entre 1250.0 BTU/ft ³ y 1414.7 BTU/ft ³

Nota. Información tomada de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2018).

Además, la **Resolución CREG 050 de 2018** establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), que incluye las especificaciones de calidad del gas natural entregado al transportador.

Estas normativas condicionan la selección tecnológica y aseguran que el gas tratado cumpla con los estándares comerciales y ambientales exigidos.

2.3 Composición del gas

La composición química del gas natural es el parámetro más determinante para definir el tratamiento requerido. El metano constituye el componente principal, acompañado de hidrocarburos livianos (C_2 – C_5), fracciones pesadas (C_6^+) y contaminantes como CO_2 , H_2S , vapor de agua y N_2 .

- **CO_2 y H_2S :** requieren procesos de endulzamiento (absorción con aminas, membranas, adsorción física).
- **Agua:** exige deshidratación (TEG, tamices moleculares, inhibidores químicos).
- **N_2 :** se maneja con PSA o criogenia.
- **Hidrocarburos pesados:** requieren control de punto de rocío mediante JT, turboexpansores o lean oil.

La presencia simultánea de contaminantes obliga a una evaluación detallada para evitar incompatibilidades tecnológicas (Campbell, 2014; GPSA, 2014).

2.4 Flujo

El flujo de gas, expresado típicamente en millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD), hace referencia al volumen de gas que transita por un sistema de tuberías en la unidad de tiempo. Este parámetro es fundamental para el diseño y la operación de las instalaciones de tratamiento, dado que condiciona directamente la eficiencia, la calidad del producto y la selección de equipos (Stewart, 2018).

El flujo de gas condiciona la selección tecnológica, teniendo en cuenta estos factores:

- Caudales altos: favorecen procesos continuos como compresores centrífugos, turboexpansores y absorción con solventes.

- Caudales bajos: se ajustan mejor a tecnologías modulares como PSA, compresores reciprocantes o Scavengers.

Un control preciso del flujo es esencial para optimizar eficiencia, minimizar consumo energético y garantizar que el producto final cumpla especificaciones (Stewart, 2018).

2.5 Presión

La presión del gas es un parámetro que afecta tanto a la solubilidad de los componentes como a las condiciones de operación de los equipos de tratamiento.

Alta presión: mejora la absorción de CO₂ y H₂S, pero puede requerir descompresión para evitar problemas en equipos.

Baja presión: obliga a compresión previa para procesos como membranas y PSA.

Presión crítica: condiciona la licuefacción en procesos criogénicos (GPSA, 2014).

2.6 Temperatura

La temperatura también tiene un impacto directo en los métodos de tratamiento que se emplearán. Los gases a alta temperatura pueden requerir procesos específicos de enfriamiento o condensación, mientras que los gases a baja temperatura pueden requerir un ajuste térmico para optimizar la eficiencia de los procesos.

La temperatura influye directamente en la capacidad de absorción y adsorción:

- **Temperaturas bajas:** aumentan la solubilidad de contaminantes como CO₂, favoreciendo la absorción.
- **Temperaturas altas:** reducen la eficiencia de solventes y pueden generar corrosión acelerada.
- **Condensación:** la combinación de presión y temperatura determina la formación de hidratos y la necesidad de deshidratación (Zambrano et al., 2023).

2.7 Fundamentos termodinámicos de separación

Los procesos de tratamiento se basan en principios termodinámicos que gobiernan el equilibrio entre fases y la transferencia de masa. Entre los conceptos más relevantes se encuentran:

- El **equilibrio líquido–gas**, fundamental para procesos de absorción con solventes como aminas y TEG (Kohl & Nielsen, 1997).
- Las **isotermas de adsorción**, que describen el comportamiento de sólidos como tamices moleculares y adsorbentes PSA (Stewart, 2018).
- El **efecto Joule–Thomson**, base de los procesos JT y turbo expansores (GPSA, 2014).
- El **punto de rocío**, crítico para evitar condensación de agua o hidrocarburos en líneas de transporte (Campbell, 2014).
- La **presión parcial**, determinante en corrosión y capacidad de absorción (Kohl & Nielsen, 1997).

Estos principios permiten predecir el comportamiento del gas bajo diferentes condiciones de presión, temperatura y composición, y constituyen la base para la selección tecnológica.

2.8 Poder Calorífico Superior (PCS) e Inferior (PCI)

El poder calorífico es una de las propiedades fundamentales del gas natural, ya que determina la cantidad de energía liberada durante su combustión. El Poder Calorífico Superior (PCS) corresponde al calor total liberado cuando el gas se quema completamente y el vapor de agua formado se condensa. Por su parte, el Poder Calorífico Inferior (PCI) excluye el calor latente de condensación del agua, por lo que siempre es menor que el PCS.

El cálculo del PCS se realiza mediante la suma ponderada del poder calorífico de cada componente según su fracción molar como se muestra en la ecuación 1:

$$PCS = \sum(y_i \cdot HHV_i) \quad (1)$$

donde y_i es la fracción molar del componente i y HHV_i su poder calorífico superior. Este método está estandarizado en la norma ISO 6976, la cual establece los procedimientos para calcular PCS, PCI, densidad y Wobbe a partir de la composición del gas.

El PCI puede estimarse como: $PCI \sim 0.90 \times PCS$, lo cual es una aproximación válida para mezclas típicas de gas natural.

El cálculo del PCS y PCI es esencial para evaluar la calidad energética del gas y su aptitud para procesos de combustión, transporte y comercialización.

2.9 Gravedad Específica e Índice de Wobbe

La gravedad específica (GE) del gas natural se define como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire en condiciones estándar. Según la ecuación 2 se calcula como:

$$GE = \sum(y_i \cdot SG_i) \quad (2)$$

donde es la gravedad específica del componente respecto al aire.

El Índice de Wobbe (IW) es un parámetro crítico para evaluar la intercambiabilidad del gas en equipos de combustión. Se define la ecuación 3 como:

$$IW = \frac{PCS}{\sqrt{GE}} \quad (3)$$

Este índice permite comparar gases con diferentes composiciones y densidades, asegurando que puedan ser utilizados en quemadores sin ajustes significativos. La norma ISO 6976 también establece los procedimientos para calcular el Índice de Wobbe.

2.10 Punto de Rocío del Agua

El punto de rocío del agua es la temperatura a la cual el vapor de agua presente en el gas comienza a condensarse cuando se enfría a presión constante. Su control es esencial para evitar: corrosión interna, formación de hidratos, bloqueo de líneas, fallas en válvulas y reguladores.

En Colombia, el Reglamento Único de Transporte (RUT) exige un punto de rocío máximo de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ a la presión de entrega.

Para estimaciones rápidas, se utiliza la ecuación de Buck (5), una correlación empírica ampliamente empleada para calcular la temperatura de saturación del vapor de agua:

$$p_{H_2O} = y_{H_2O} \cdot P_{bara} \cdot 100 \quad (4)$$

$$T_{dew} = \frac{243.04 \cdot \ln\left(\frac{p_{H_2O}}{0.61078}\right)}{17.625 - \ln\left(\frac{p_{H_2O}}{0.61078}\right)} \quad (5)$$

2.11 Punto de Rocío de Hidrocarburos (HCDP)

El punto de rocío de hidrocarburos es la temperatura a la cual los hidrocarburos pesados (C_{3+} , C_{4+} , C_{5+}) comienzan a condensarse. Este parámetro es crítico para evitar: formación de líquidos en tuberías, problemas en estaciones de regulación, fallas en medidores y riesgo de arrastre de líquidos.

Para diagnósticos preliminares se emplean correlaciones empíricas como se muestra en la ecuación 6:

$$T_{dew,HC} = \min(-50 + 200y_{C3+} + 50 \ln(P_{bara} + 1), 60) \quad (6)$$

2.12 Presiones Parciales de CO_2 y H_2S

La presión parcial de un componente ácido es un parámetro clave para seleccionar tecnologías de endulzamiento. Se calcula según la ecuación 7 como:

$$pp_i = y_i \cdot P_{total} \quad (7)$$

La presión parcial determina la capacidad de absorción en aminas, la selección entre solventes físicos y químicos, la viabilidad de membranas y el riesgo de corrosión.

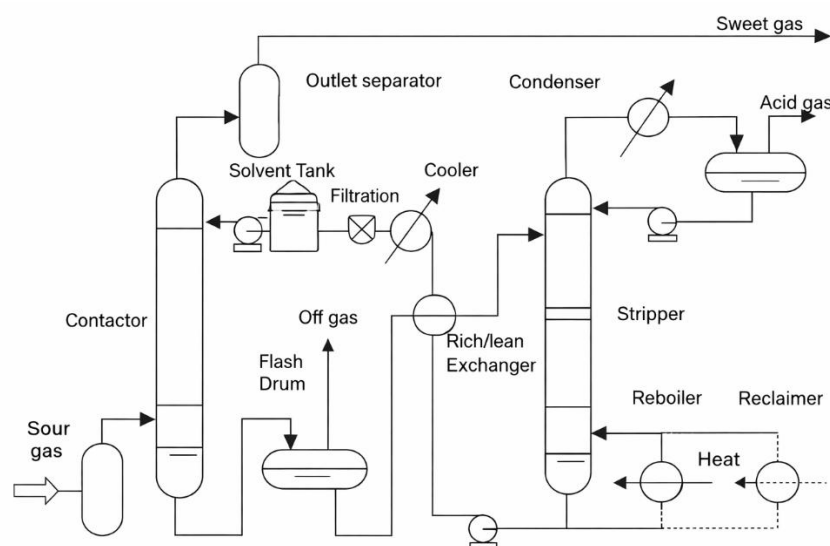
En ingeniería de gas, la presión parcial es más relevante que la concentración absoluta, especialmente para CO_2 y H_2S .

2.13 Endulzamiento

El endulzamiento comprende los procesos destinados a remover H_2S y CO_2 del gas natural; la presencia de estos compuestos afecta la corrosión, el poder calorífico, la seguridad operativa y el cumplimiento de especificaciones comerciales. Las tecnologías más utilizadas incluyen aminas, solventes físicos, solventes mixtos, carbonato de potasio, membranas, PSA/TSA, Scavengers, LO-CAT/Sulferox y esquemas híbridos como Aminas + Claus.

Figura 2

Diagrama del proceso de endulzamiento



Nota. Tomado de Engineering Data Book Gas Processors Suppliers Association (GPSA), 2014. Derechos reservados 2014 por GPSA.

Los criterios de selección de la tecnología apropiada para el tratamiento de gas son ilustrados en las figuras 3, 4 y 5, orientados a la remoción de CO_2 y H_2S , teniendo en cuenta el contenido de contaminantes, la presión parcial y la necesidad de remoción simultánea de gases ácidos.

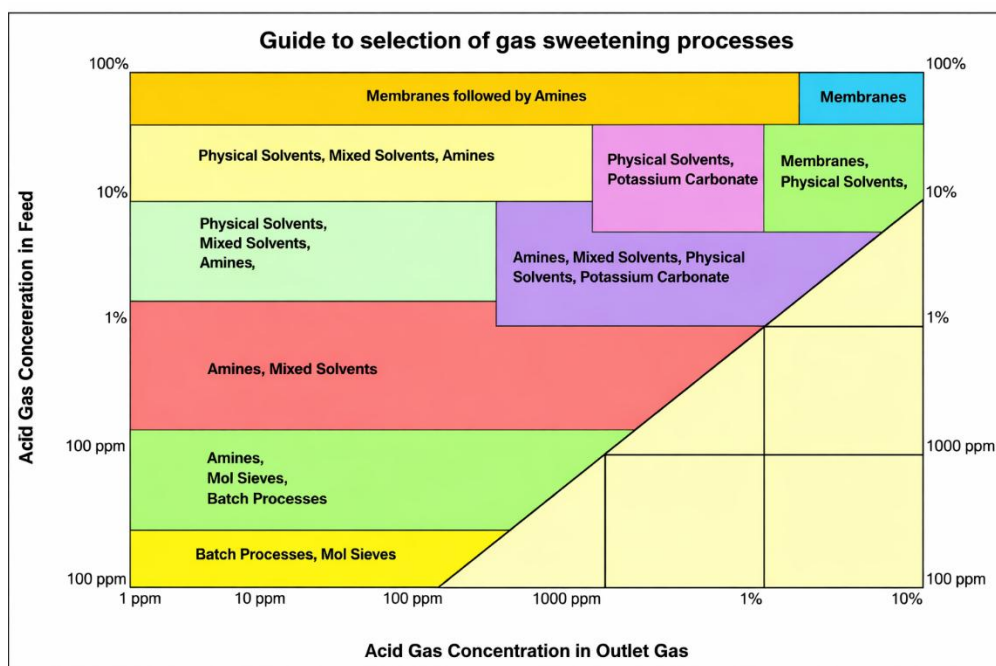
En la Figura 3 se presenta una guía de selección basada en el contenido de CO₂ expresado en partes por millón (ppm). Para convertir el porcentaje molar de CO₂ a ppm, se utiliza la relación directa según la ecuación 8:

$$P_{pm}CO_2 = \% mol CO_2 \times 10000 \quad (8)$$

Esta conversión es necesaria para ubicar la corriente de gas dentro de los rangos de aplicación de cada tecnología.

Figura 3

Selección de Tecnologías para remoción de CO₂ de acuerdo con las ppm de gas ácido

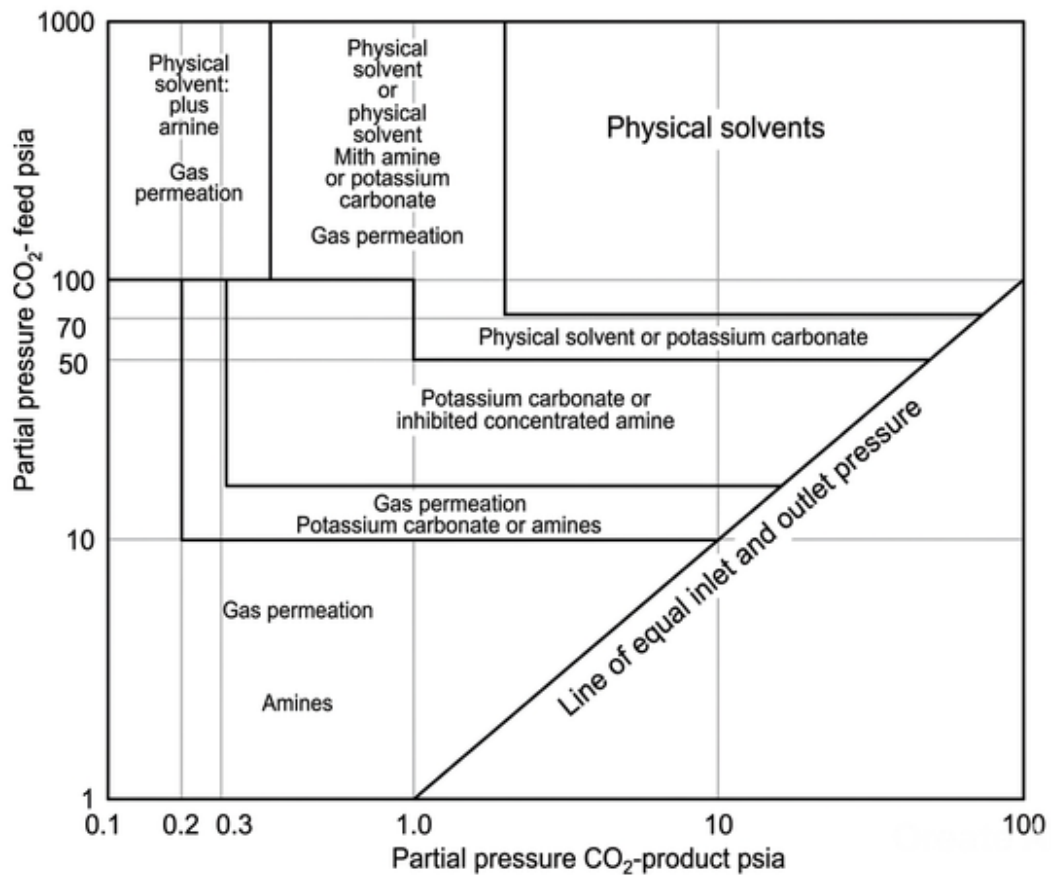


Nota. Tomado de Bergel, M., & Tierno, R. (2009). Sweetening technologies: A look at the whole picture. En 24th World Gas Conference.

Así mismo, la Figura 4 muestra una gráfica basada en la presión parcial del CO₂, la cual es un parámetro crítico para la determinación de la eficiencia de absorción o permeación. Esta figura permite diferenciar tecnologías aplicables cuando se requiere remover CO₂ sin remover H₂S.

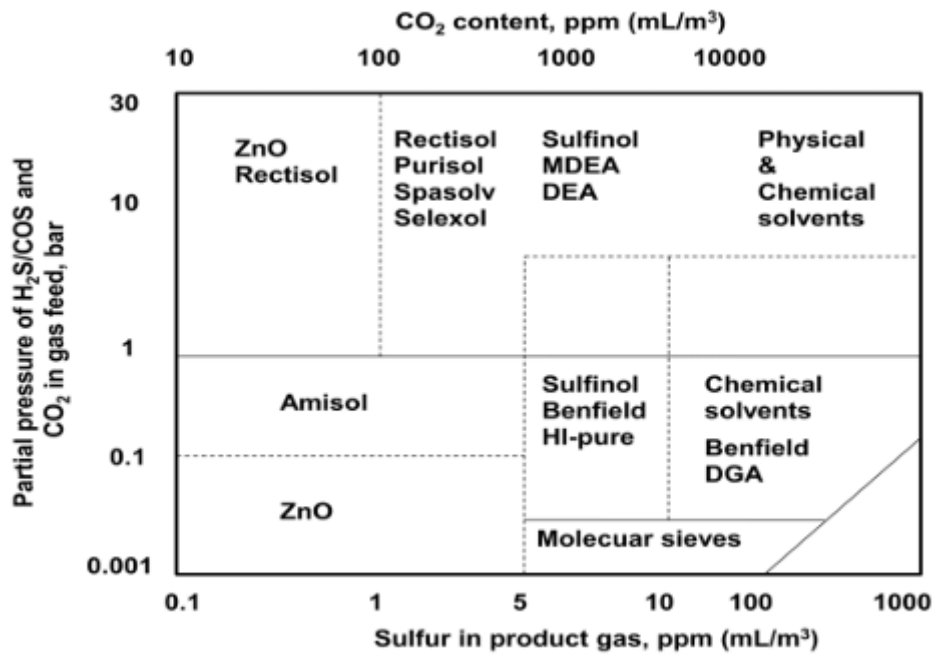
Figura 4

Selección de tecnología de acuerdo con la presión parcial del CO₂



Nota. Tomado de Maurice I. Stewart, Surface Production Operations, Design of Gas-Handling Systems and Facilities, 3rd Edition, vol. 2.

Finalmente, la Figura 5 presenta un diagrama para la selección de procesos cuando se requiere la eliminación simultánea de CO₂ y H₂S. Este tipo de guía es esencial para sistemas donde ambos gases ácidos están presentes en concentraciones significativas.

Figura 5*Tecnologías de remoción simultánea de CO₂ y H₂S*

Nota. Tomado de Kidnay et al., (2019).

Cada tecnología posee rangos específicos de aplicación según concentración de H₂S/CO₂, presión parcial, caudal y requerimientos de pureza

La Tabla 2 sintetiza las principales tecnologías de endulzamiento del gas natural, incluyendo sus rangos de remoción de CO₂ y H₂S, presiones parciales requeridas, caudales típicos y limitaciones operativas. Los criterios fueron validados con base en GPSA (2014), Campbell (2014), Axens (HySWEET™) (2017), Merichem (LO-CAT), Kidnay et al., (2019), asegurando la precisión técnica de los valores utilizados.

Tabla 2*Tecnologías de endulzamiento de gas natural y criterios de selección*

Tecnología	Principios de operación	Rango de CO₂ (%)	Rango de H₂S (ppm/%)	Presión Parcial (Psia)	Caudal Típico MMSCFD	Ventajas	Criterio adicional
aminas (MDEA, DEA, MEA)	Absorción química	1 - 20%	10 ppm - 3%	10-100	5-500	Gasoducto, plantas medianas	- MEA mejor para CO₂ bajo <5% - DEA → intermedio - MDEA → selectiva para H₂S ideal para CO₂ moderado-alto - No usar si BTEX alto (arrastre) - No usar si T° > 120 °C (degradación) - Requiere alta presión para ser eficiente
Solventes físicos (Selexol, Rectisol)	Absorción física	>10%	>1%	>100	>50	CO ₂ alto, criogénico	- Ideal para CO₂ muy alto (20–70%) - No recomendable para pozos pequeños - Rectisol opera a temperaturas criogénicas (–40 a –60 °C)
Solventes mixtos (Sulfinol, MDEA+PZ)	Híbrido	1–20%	100 ppm – 3%	10–150	10–500	CO ₂ /H ₂ S simultáneo	- Sulfinol-D → mejor para CO₂ alto - Sulfinol-M → mejor para H₂S selectivo - Requiere control estricto de temperatura

K ₂ CO ₃ (Hot Potassium Carbonate)	Absorción química	>5%	<1%	>50	>50	CO ₂ alto, gas ácido caliente	- No apto para H₂S alto - Requiere temperaturas elevadas (90–120 °C) - Bajo costo energético comparado con aminas - No toleran líquidos → requieren pretratamiento
Membranas	Separación física	5–50%	<500 ppm	<100	<20	Pozos pequeños, CO ₂ moderado	- No usar si BTEX alto - No usar si H₂S > 500 ppm
PSA / TSA	Adsorción	<5%	Trazas	<20	<10	Pulido final	- No usar si H₂S > 10 ppm - No usar como tecnología primaria - Requiere gas seco
Scavengers (Trampas químicas)	Reacción química	-	<50 ppm	-	<5	Muy simples; pozos pequeños	- Alto costo operativo - No apto para CO₂ - No apto para H₂S > 50 ppm
LO-CAT / Sulferox (oxidación catalítica)	Oxidación catalítica	-	300–5000 ppm	-	0.5–20	H ₂ S moderado, Regenerativos; producen azufre elemental	- No apto para CO₂ - Requiere pH controlado - Produce azufre elemental
Aminas + Claus	Híbrido (absorción + recuperación de azufre)	-	>1000 ppm	-	>20	Estándar para H ₂ S alto; recuperación de S	- Requiere planta de azufre - No apto para CO₂ alto sin solvente selectivo

Nota. Elaboración propia a partir de criterios técnicos de operación y bibliografía especializada GPSA (2014), Campbell (2014), Axens

(HySWEET™) (2017), Merichem (LO-CAT), Kidnay et al., (2019)

Los criterios de la Tabla 2 permiten identificar con claridad las tecnologías adecuadas para cada rango de concentración de H_2S y CO_2 , así como las restricciones operativas asociadas a presión parcial, caudal y compatibilidad con otros procesos. Esta información constituye la base técnica para la implementación del motor de decisión en la herramienta digital de selección tecnológica.

2.13.1 Remoción de CO_2 y tecnologías aplicables

La eliminación de CO_2 es necesaria para cumplir especificaciones de transporte, evitar corrosión y mejorar el poder calorífico. Las tecnologías más utilizadas son:

Aminas (MEA, DEA, MDEA). Las aminas son la tecnología más utilizada para la remoción de CO_2 y H_2S . Su principio de operación se basa en absorción química, donde el solvente reacciona reversiblemente con los gases ácidos en una torre de contacto. El solvente se regenera mediante calentamiento en un reboiler.

- MEA es adecuada para corrientes con CO_2 bajo (<5%), pero presenta alta corrosividad y alto consumo energético.
- DEA ofrece un desempeño intermedio y menor corrosión.
- MDEA es selectiva para H_2S , permitiendo removerlo incluso en presencia de CO_2 moderado o alto.

Las aminas operan típicamente en rangos de 1–20% de CO_2 , 10 ppm–3% de H_2S , y presiones parciales entre 10–100 psia. Son ampliamente utilizadas en gasoductos y plantas medianas debido a su robustez y flexibilidad operativa (Kohl & Nielsen, 1997; GPSA, 2014).

Membranas. Las membranas separan CO_2 mediante permeación selectiva, donde los componentes más solubles y difusivos atraviesan la membrana más rápido que el metano. Son

adecuadas para corrientes con 5–50% CO₂, bajo contenido de H₂S (<500 ppm) y caudales pequeños (<20 MMSCFD).

Sus ventajas incluyen modularidad, bajo consumo energético y rápida instalación. Sin embargo, requieren gas libre de líquidos y no toleran BTEX ni H₂S elevado (Kidnay et al., 2019; Mokhatab et al., 2019).

PSA (Pressure Swing Adsorption). Los procesos PSA/TSA remueven gases ácidos mediante adsorción física en materiales como zeolitas o carbón activado. Son adecuados para:

- CO₂ < 5%
- H₂S en trazas
- Caudales pequeños (<10 MMSCFD)

Se utilizan como pulido final, no como tecnología primaria. Requieren gas seco y no deben emplearse si H₂S supera 10 ppm (GPSA, 2014).

Carbonato de Potasio (Hot Potassium Carbonate, K₂CO₃). El proceso de carbonato caliente utiliza absorción química basada en la reacción del CO₂ con soluciones de carbonato de potasio a temperaturas elevadas (90–120 °C). Es adecuado para corrientes con CO₂ alto (>5%) y bajo contenido de H₂S (<1%).

Sus ventajas incluyen bajo consumo energético y alta estabilidad térmica. Sin embargo, no es adecuado para corrientes con H₂S elevado, debido a la baja reactividad del carbonato con este gas (Mokhatab et al., 2019; GPSA, 2014).

Procesos criogénicos. Separan CO₂ por solidificación o licuefacción. Son viables cuando el CO₂ supera el 20% y especialmente recomendados por encima del 50% (GPSA, 2014; Honeywell UOP, 2019).

2.13.2 Remoción de H₂S y tecnologías aplicables

El H₂S es altamente tóxico y corrosivo, por lo que su remoción es prioritaria. Las tecnologías se seleccionan según concentración y caudal:

Scavengers (Trampas Químicas). Los Scavengers reaccionan químicamente con el H₂S para formar compuestos estables. Son simples y de bajo costo de capital, pero presentan alto costo operativo y no son aptos para CO₂ ni para H₂S elevado (Stewart & Arnold, 2011). Son adecuados para:

- H₂S < 50 ppm
- Caudales pequeños (<5 MMSCFD)

LO-CAT. Estos procesos remueven H₂S mediante oxidación catalítica húmeda, convirtiéndolo en azufre elemental regenerable. Operan en rangos de 300–5000 ppm de H₂S y son adecuados para caudales pequeños y medianos.

Requieren control estricto de pH y no remueven CO₂. Son ampliamente utilizados en plantas donde se busca una solución regenerativa sin necesidad de una planta Claus (Mokhatab et al., 2019).

Aminas y Claus. Este sistema híbrido combina absorción química (aminas) con recuperación de azufre mediante el proceso Claus. Es el estándar industrial para corrientes con H₂S alto (>1000 ppm) y caudales medianos y grandes.

El proceso Claus convierte el H₂S en azufre elemental mediante combustión parcial y reacción catalítica. No es adecuado para corrientes con CO₂ alto sin solventes selectivos (Kohl & Nielsen, 1997; Mokhatab et al., 2019).

2.13.3 Remoción de CO₂ y H₂S

Solventes Físicos (Selexol, Rectisol). Los solventes físicos remueven CO₂ y H₂S mediante disolución física, sin reacción química. Su eficiencia aumenta con la presión, por lo que son ideales para corrientes con CO₂ muy alto (20–70%) y presiones parciales superiores a 100 psia.

- Selexol opera a temperaturas moderadas.
- Rectisol opera a temperaturas criogénicas (–40 a –60 °C), logrando alta pureza.

Son adecuados para plantas criogénicas, gas ácido de alta presión y procesos de captura de CO₂. No son recomendables para pozos pequeños debido a su alto costo de capital (Mokhatab et al., 2019; Kidnay et al., 2019).

Solventes Mixtos (Sulfinol, MDEA+PZ). Los solventes mixtos combinan absorción física y química, permitiendo remover simultáneamente CO₂ y H₂S. El sistema Sulfinol (DIPA + sulfolano) es uno de los más utilizados:

- Sulfinol-D es más eficiente para CO₂ alto.
- Sulfinol-M es más selectivo para H₂S.

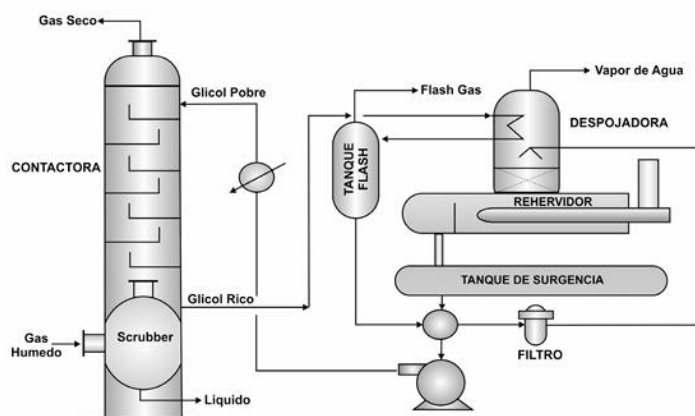
Operan en rangos de 1–20% CO₂, 100 ppm–3% H₂S, y presiones parciales entre 10–150 psia. Son adecuados para gasoductos, plantas medianas y corrientes con gases ácidos mixtos (Kohl & Nielsen, 1997).

2.14 Deshidratación

La deshidratación es el proceso mediante el cual se reduce el contenido de agua en el gas natural para evitar formación de hidratos, corrosión y condensación en líneas. Las tecnologías más utilizadas incluyen condensación por refrigeración, absorción con glicoles (principalmente TEG), adsorción con sólidos regenerables (alúmina, sílica gel), tamices moleculares (TSA), PSA y cloruro de calcio.

Figura 6

Planta de deshidratación de gas natural



Nota. Esquema de una planta de deshidratación con glicol. Tomado de Ribón et al. (2010).

La selección de la tecnología de deshidratación depende directamente del punto de rocío del agua requerido y del nivel de secado que cada proceso puede alcanzar. La figura comparativa de rangos operativos muestra que los métodos basados en condensación solo permiten alcanzar puntos de rocío entre 0 °C y 60 °C, siendo adecuados para pretratamientos o aplicaciones donde no se exige un secado profundo.

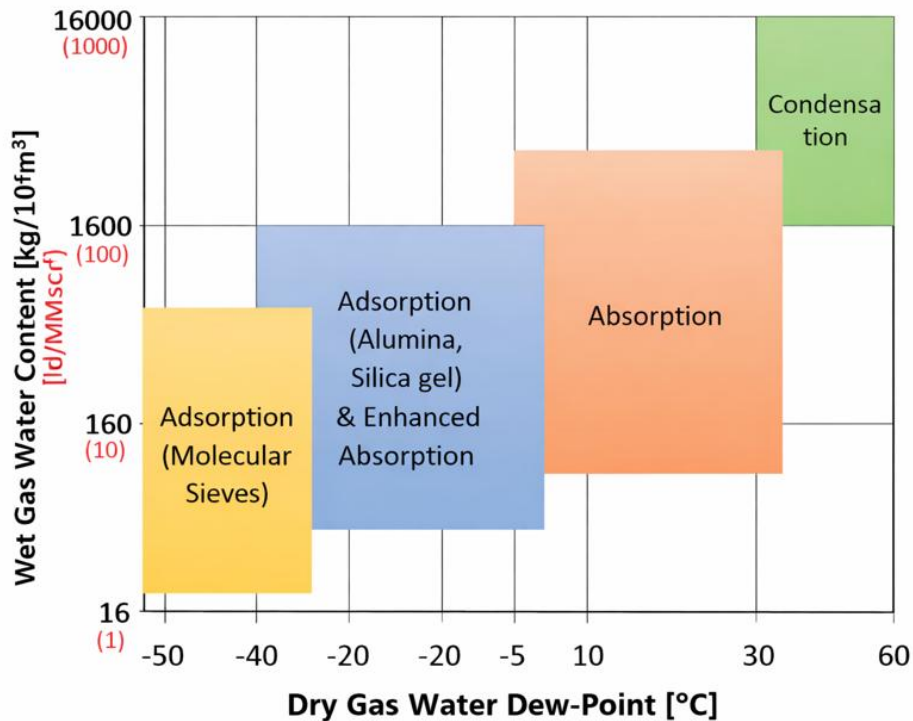
Los procesos de absorción con glicoles, especialmente TEG, permiten obtener puntos de rocío entre -20 °C y 30 °C, lo que los convierte en la tecnología más utilizada en sistemas de transporte de gas natural debido a su capacidad para cumplir especificaciones típicas de gasoducto.

Cuando se requieren niveles de humedad aún menores, se emplean procesos de adsorción con alúmina activada o sílica gel, capaces de alcanzar puntos de rocío entre -40 °C y 0 °C. Finalmente, los tamices moleculares representan la tecnología de secado más profunda, logrando puntos de rocío tan bajos como -50 °C, indispensables en aplicaciones criogénicas, recuperación de líquidos del gas natural (NGL) y producción de GNL.

Estos rangos operativos están ampliamente documentados en la literatura especializada y constituyen la base para la selección tecnológica en función de los requisitos operativos y normativos del sistema de transporte (Mokhatab et al., 2019; Stewart & Arnold, 2011; GPSA, 2014).

Figura 7

Aplicación de tecnologías de acuerdo con el punto de rocío del gas



Nota. La figura ilustra los rangos operativos de las principales tecnologías de deshidratación de gas natural en función del punto de rocío. Adaptado de Stewart y Arnold (2011), GPSA (2014) y Mokhatab et al. (2019).

La Tabla 3 presenta una comparación detallada de las tecnologías de deshidratación de gas natural, incluyendo sus principios de operación, rangos de aplicación de acuerdo con la Figura 7, limitaciones y criterios estrictos de selección. Los valores mostrados se fundamentan en fuentes

técnicas reconocidas como GPSA (2014), Campbell (2014), Kidnay et al., (2019) y Honeywell UOP (2019) lo que garantiza la validez y confiabilidad de los rangos operativos utilizados.

Tabla 3*Tecnologías de deshidratación de gas natural y criterios de selección*

Tecnología	Principios de operación	Rango de dew point alcanzable	Contenido de agua aplicable (kg/ 10⁶ m³)	Caudal típico (MMSCF D)	Presión (Psig)	Típico CO₂/H₂S	Ventajas	Criterio adicional
Condensación (Refrigeración)	Enfriamiento para condensar agua	30°C a 5°C	1600 - 16000	10-500	300-2000	< 100 ppm H ₂ S	Control de BTEX simple	Requiere $\Delta T \geq 20$ °C entre gas y refrigerante para ser eficiente - Concentración de TEG $\geq 98.5\%$ para dew point bajo.
Absorción (TEG)	Absorción química de agua	-10°C a 30°C	160-16000	10-200	300-1000	< 300 ppm H ₂ S	Tecnología estándar continua	- Temperatura del reboiler ≤ 204 °C (límite de degradación). - Relación L/G recomendada: 2–4 gal TEG/MMscf
Adsorción mejorada (Alúmina, Sílica gel)	Adsorción física	-30°C a 10°C	16-1600	1-300	50-3000	Trazas	Dew point más bajo que el del TEG.	No usar si H ₂ S > 10 ppm (desactivación del adsorbente)

Tamices Moleculares (TSA)	Adsorción física profunda	-50 °C a -10°C	16-160	>160	>600	Trazas	Dew point muy bajo, alta pureza	- Temperatura de regeneración: 450–550 °F (Honeywell UOP). - Ciclo TSA típico: 8–24 h. - No usar si CO ₂ > 2% (riesgo de coadsorción y sobrecalentamiento)
PSA	Adsorción por cambio de presión	-10°C a 40°C	16-160	<10	<300	hasta 35% CO ₂	Baja energía, modular	No usar si H ₂ S > 50 ppm (destrucción del adsorbente) - No regenerable → alto costo operativo a largo plazo.
Cloruro de calcio (CaCl ₂)	Absorción química no regenerable	10 a 5°C	112-240	<10	0 - 3000	Cualquiera	Simple, bajo costo, no requiere energía	- No usar si temperatura > 65 °C (degradación del lecho)
Criogénica	Enfriamiento extremo	<-50°C	1-16	20-1000	300-1500	Cualquiera	Dew point extremo, LGN	

Nota. Elaboración propia, basado en Kohl & Nielsen (1997), Kidnay et al., (2019), Stewart (2018) y Bergel & Tierno (2009). La selección depende de la concentración de gases ácidos, presión parcial y caudal de gas.

Los criterios presentados en la Tabla 3 permiten establecer límites claros para la selección tecnológica en función del punto de rocío requerido, la presencia de contaminantes, la presión de operación y el caudal del sistema. La integración de estos parámetros en la herramienta digital de selección, garantiza la toma de decisiones coherentes teniendo en cuenta la literatura técnica y las exigencias normativas del RUT.

2.14.1 Condensación (Refrigeración)

La deshidratación por condensación consiste en enfriar el gas natural hasta que su temperatura cae por debajo del punto de rocío del agua, provocando la condensación del vapor presente. Este método permite alcanzar puntos de rocío entre 5 °C y 30 °C, siendo adecuado para pretratamientos o para aplicaciones donde no se requiere un secado profundo. Su eficiencia depende de mantener una diferencia mínima de temperatura entre el gas y el refrigerante, y es ampliamente utilizada en sistemas de remoción simultánea de líquidos pesados y BTEX (GPSA, 2014; Mokhatab et al., 2019).

2.14.2 Absorción con Trietilenglicol (TEG)

La absorción con TEG es la tecnología más empleada en la industria debido a su operación continua y su capacidad para alcanzar puntos de rocío entre -10 °C y 30 °C. El glicol absorbe agua en una torre de contacto y posteriormente se regenera mediante calentamiento. Para lograr un secado profundo, se requieren concentraciones de TEG superiores al 98.5%, temperaturas de regeneración menores a 204 °C y relaciones L/G adecuadas (Stewart & Arnold, 2011). Esta tecnología es la estándar para cumplir especificaciones de gasoducto (GPSA, 2014).

2.14.3 Adsorción Mejorada (Alúmina Activada, Sílica Gel)

Los procesos de adsorción física con alúmina activada o sílica gel permiten alcanzar puntos de rocío entre -30 °C y 10 °C, superiores a los obtenidos con TEG. Estos materiales poseen alta

superficie específica y afinidad por el agua, pero son susceptibles a la desactivación en presencia de H_2S , por lo que no deben emplearse cuando su concentración supera 10 ppm (Kidnay et al., 2019). Son adecuados para gas de exportación y aplicaciones donde se requiere un secado intermedio.

2.14.4 Tamices Moleculares (TSA)

Los tamices moleculares representan la tecnología de deshidratación más profunda, alcanzando puntos de rocío entre $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Su estructura cristalina permite adsorber agua hasta niveles extremadamente bajos, siendo indispensables en plantas criogénicas, recuperación de NGL y producción de GNL. Operan mediante ciclos TSA con regeneración térmica entre $450\text{--}550\text{ }^{\circ}\text{F}$, y presentan limitaciones en presencia de CO_2 ($>2\%$), debido al riesgo de coadsorción y sobrecalentamiento (Honeywell UOP, 2019; Mokhatab et al., 2019).

2.14.5 PSA (Pressure Swing Adsorption)

El proceso PSA utiliza adsorbentes que capturan agua a alta presión y la liberan al reducirla. Permite alcanzar puntos de rocío entre $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $40\text{ }^{\circ}\text{C}$, siendo adecuado para caudales pequeños y aplicaciones modulares. Sin embargo, no debe emplearse cuando el gas contiene más de 50 ppm de H_2S , debido al deterioro del adsorbente (Kidnay et al., 2019). Es una alternativa de bajo consumo energético para sistemas compactos.

2.14.6 Cloruro de calcio

El CaCl_2 es un agente higroscópico no regenerable que absorbe agua de manera irreversible, permitiendo alcanzar puntos de rocío entre $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Es una tecnología simple y de bajo costo de capital, adecuada para caudales pequeños y zonas remotas. Sin embargo, su uso implica costos operativos elevados por reposición del material y limitaciones térmicas (Stewart & Arnold, 2011).

2.14.7 Deshidratación Criogénica

La deshidratación criogénica utiliza enfriamiento extremo para remover agua y otros componentes pesados mediante condensación profunda. Permite alcanzar puntos de rocío inferiores a $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, siendo indispensable en procesos de licuefacción, turbo expansión y separación criogénica de N_2 . Aunque es la tecnología más costosa, también es la más efectiva para secado extremo (Mokhatab et al., 2019; Kidnay et al., 2019).

2.15 Control del punto de rocío de hidrocarburos

El punto de rocío de hidrocarburos es la temperatura a la cual los componentes pesados del gas natural (C_5^+) comienzan a condensarse a una presión dada. Su control es fundamental para garantizar la integridad de los gasoductos, evitar formación de líquidos en líneas y cumplir con las especificaciones comerciales de transporte. Según la norma ISO 23874, el HCDP debe mantenerse por debajo de la temperatura mínima de operación del sistema para evitar condensación en condiciones de transporte.

En la industria, un HCDP mayor a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ se considera un indicador crítico que requiere la aplicación de tecnologías de control de punto de rocío. Dependiendo del caudal, composición y disponibilidad de presión diferencial, se emplean tecnologías como refrigeración mecánica, turbo expansión JT, absorción con aceite lean (lean oil) o procesos criogénicos. Cada una presenta ventajas y limitaciones operativas que deben evaluarse en función del comportamiento termodinámico del gas

La Tabla 4 presenta las tecnologías aplicables para el control del punto de rocío de hidrocarburos, junto con sus criterios de selección y limitaciones operativas, basadas en ISO 23874, GPSA (2014) y Campbell (2014).

Tabla 4*Tecnologías para control del punto de rocío de hidrocarburos y criterios de selección*

Tecnología	Criterio técnico validado	Aplicabilidad	Limitaciones
Refrigeración mecánica	Reduce HCDP a -10°C a -30°C	Gasoductos, plantas medianas	No remueve agua; requiere deshidratación previa (TEG/TSA)
Turbo expansión JT	Requiere $\Delta P \geq 8\text{--}10$ bar	Gas rico en C_2^{+}	Enfriamiento JT $\approx 0.45^{\circ}\text{C}/\text{bar}$; no funciona si ΔP insuficiente
Lean oil absorption	Alta eficiencia con C_3^{+}	Flujos grandes	No apto para gas pobre; requiere solvente regenerable
Criogénico	HCDP $< -40^{\circ}\text{C}$	LNG, NGL recovery	Requiere gas seco y $\text{CO}_2 < 2\%$ para evitar congelación

Nota. Elaboración propia. Los parámetros de presión, temperatura y caudal condicionan la selección de membranas, PSA y sistemas centrífugos.

Los criterios de la Tabla 4 se fundamentan en los principios termodinámicos del comportamiento de fases del gas natural y en las recomendaciones operativas establecidas por ISO 23874, GPSA (2014) y Campbell (2014), lo que permite definir umbrales estrictos para la selección tecnológica.

2.16 Remoción de N_2

El nitrógeno es un componente inerte que reduce el poder calorífico del gas natural y afecta su intercambiabilidad. Cuando el contenido de N_2 supera el 3% molar, o cuando los inertes totales superan el 4%, se requiere evaluar tecnologías de remoción. La separación criogénica es la única tecnología industrialmente robusta para remover N_2 a gran escala, mientras que los sistemas PSA con zeolitas se limitan a caudales pequeños (< 2 MMSCFD). Alternativamente, el blending puede emplearse cuando existe disponibilidad de gas rico.

La Tabla 5 resume las tecnologías aplicables para la remoción de nitrógeno e inertes, con base en Kidnay et al., (2019), Mokhatab et al. (2019) y GPSA (2014).

Tabla 5

Tecnologías para remoción de N_2 e inertes

Tecnología	Criterio técnico validado	Aplicabilidad	Limitaciones
Criogénica (destilación)	Única tecnología industrial robusta	>10 MMSCFD	Requiere gas seco y CO_2 bajo
PSA con zeolitas	Selectivo para N_2	<2 MMSCFD	No apto para gas húmedo; no para CO_2 alto
Blending	Mezcla con gas rico	Donde exista disponibilidad	No es tratamiento; solo corrección comercial

Nota. Elaboración propia. Los criterios se sustentan en los principios de separación por volatilidad relativa y adsorción selectiva, documentados en Kidnay et al., (2019) y Mokhatab et al. (2019), lo que permite establecer límites operativos claros para la remoción de inertes.

2.17 Análisis de presiones: ΔP , ratio y Joule–Thomson

El análisis de presiones es esencial para determinar la necesidad de compresión, evaluar la severidad de la regulación y predecir el riesgo de condensación por efecto Joule–Thomson. El coeficiente JT para gas natural rico se aproxima a $0.45\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{bar}$, lo que permite estimar el enfriamiento asociado a una caída de presión significativa. Indicadores como el ratio (P_{in}/P_{out}) y el delta_pct (porcentaje de caída de presión) permiten diagnosticar condiciones operativas críticas.

La Tabla 6 presenta los criterios de diagnóstico basados en análisis de presiones, fundamentados en McCain (1990), Katz (1959) y Campbell (2014).

Tabla 6*Criterios de diagnóstico por análisis de presiones*

Tecnología	Rango	Diagnóstico	Justificación Técnica
ratio > 1.05	>5% caída	Compresión requerida	Mantener presión mínima de transporte
delta pct > 60%	>60% caída	Regulación severa	Riesgo de condensación y pérdida de energía
delta pct > 30%	30–60%	Regulación moderada	Cambios significativos en densidad
delta pct > 5%	5–30%	Normal	Variación típica de operación
delta pct > 20%		Riesgo Joule–	JT ≈ 0.45 °C/bar $\rightarrow$
AND $\Delta P > 5$ bar	-	Thomson	enfriamiento significativo

Nota. Elaboración propia. Los criterios técnicos validan la aplicabilidad de refrigeración

mecánica, turboexpansión JT, absorción con aceite y criogenia.

2.18 Compresión de gas natural

La compresión de gas natural es una operación unitaria fundamental dentro del procesamiento, transporte y acondicionamiento del gas. Su función principal es incrementar la presión del gas para permitir su movimiento a través de tuberías, mejorar la eficiencia de procesos de separación y garantizar condiciones adecuadas para tecnologías de tratamiento como aminas, membranas, PSA, criogenia y deshidratación.

Desde el punto de vista termodinámico, la compresión implica un aumento simultáneo de presión, temperatura y densidad, lo cual modifica el comportamiento del gas y afecta directamente la selección de tecnologías de tratamiento (Campbell, 2014; GPSA, 2014).

Fundamentos termodinámicos de la compresión. La compresión se basa en los siguientes principios:

- Ley de los gases reales: el comportamiento del gas se desvía del ideal a altas presiones, por lo que se requiere el uso del factor Z.
- Relación de compresión (ecuación 9):

$$r = \frac{\text{Presión de descarga}}{\text{Presión de succión}} \quad (9)$$

- Determina el número de etapas necesarias.
- Ecuación politrópica: describe el trabajo requerido para comprimir el gas.
- Efecto de la temperatura: la compresión incrementa la temperatura del gas, lo que puede afectar la eficiencia de absorción, adsorción y permeación.
- Requerimiento de enfriamiento inter-etapas: necesario para evitar degradación de equipos y mejorar la eficiencia energética.

Estos principios son esenciales para comprender cómo la compresión interactúa con los procesos de tratamiento.

Tipos de compresores utilizados en la industria del gas

Tabla 7

Tipos de compresores

Compresores reciprocantes (alternativos)	Compresores centrífugos	Compresores de tornillo (screw)	Compresores scroll o rotativos
Adecuados para caudales bajos y medianos.	Adecuados para caudales altos y relaciones de compresión moderadas.	- Adecuados para caudales medianos y gas húmedo. - Útiles en servicios de baja presión.	- Aplicaciones pequeñas o modulares - Cada tipo de compresor tiene un rango operativo que
Permiten relaciones de compresión.			

Comunes en pozos, estaciones de recolección y plantas pequeñas.	- Menor mantenimiento y operación continua.	influye en la selección de tecnologías de tratamiento.
- Sensibles a la presencia de líquidos.	- Comunes en plantas de procesamiento y transporte.	

Nota. Elaboración propia.

Relación entre compresión y tecnologías de tratamiento. La compresión no es un proceso aislado; interactúa directamente con las tecnologías de remoción de contaminantes:

Compresión y aminas. Las aminas requieren presiones moderadas para mejorar la solubilidad del CO₂ y H₂S. La compresión previa puede aumentar la eficiencia del contacto gas-líquido, sin embargo, las temperaturas altas reducen la capacidad de absorción, por lo que se requiere enfriamiento posterior.

Compresión y membranas. La permeación depende de la presión parcial, por lo que la compresión es esencial para aumentar la fuerza impulsora, reducir el área de membrana requerida, mejorar la selectividad. La mayoría de los sistemas de membranas requieren presiones de 300–1000 psig (Honeywell UOP, 2019; MTR, 2019).

Compresión y PSA. El PSA opera con ciclos de adsorción a alta presión y regeneración a baja presión, la compresión es indispensable para alcanzar la presión de adsorción. La eficiencia del PSA depende directamente de la presión de succión.

Compresión y criogenia. La compresión aumenta la densidad del gas y mejora la eficiencia del enfriamiento, es necesaria para alcanzar condiciones de licuefacción o expansión profunda.

Compresión y deshidratación. El TEG opera mejor a presiones moderadas, los tamices moleculares requieren gas comprimido y seco para evitar daños en el adsorbente.

Criterios de selección para compresión de gas. Los criterios que determinan la necesidad y el tipo de compresión se muestran en la tabla 8.

Tabla 8

Tabla integrada de criterios de compresión

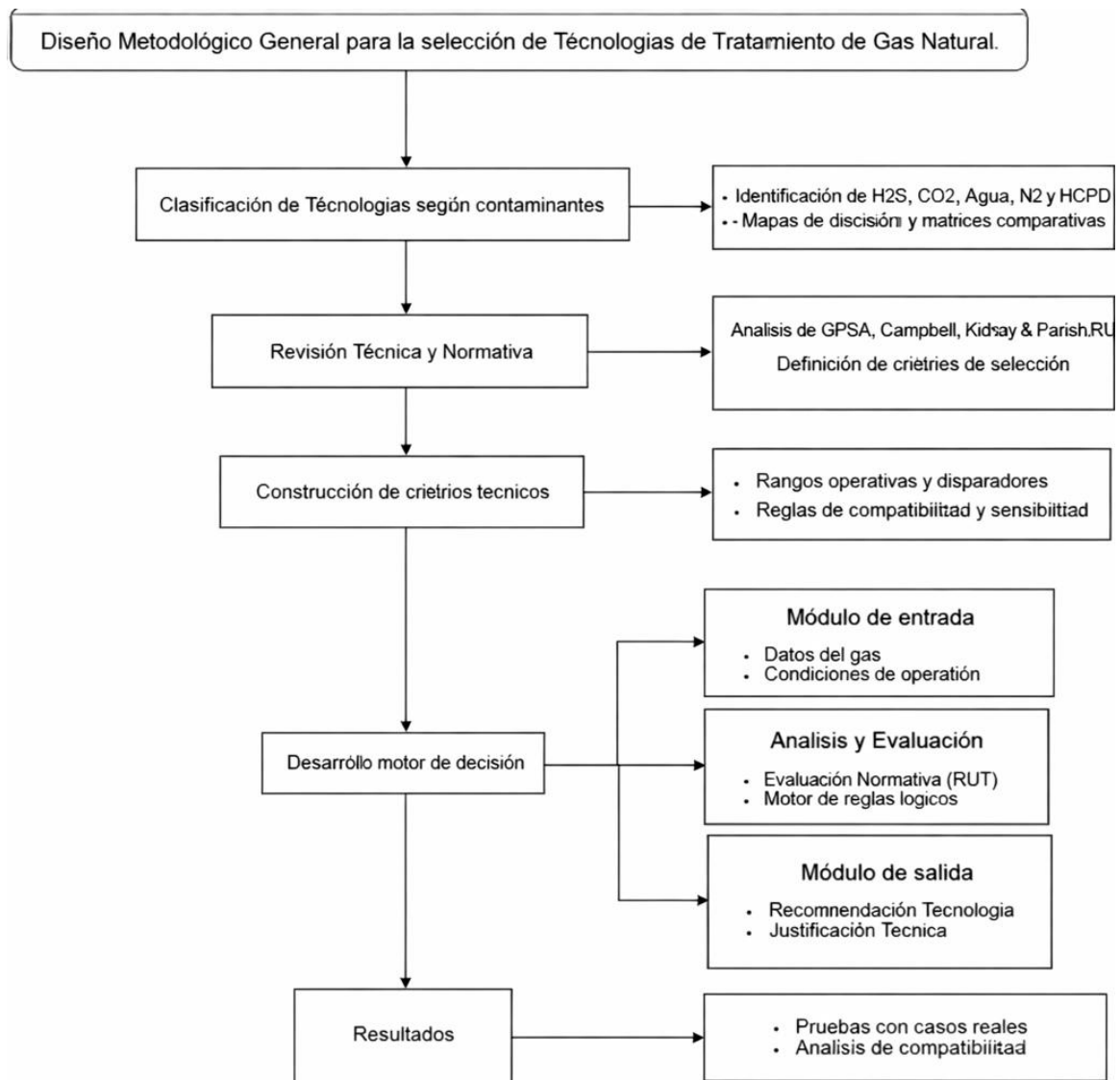
Parámetro	Criterio	Tecnología afectada
Presión mínima	>300 psig	Membranas
Presión de a adsorción	200–600 psig	PSA
Relación de compresión	$r > 3 \rightarrow$ multietapas	Todas
Temperatura de descarga	<150°C	Todas
Caudal	>20 MMSCFD $\rightarrow$ centrífugo	Todas
Gas húmedo	Evitar centrífugos	TEG, tamices

Nota. Elaboración propia.

Innovaciones y tendencias emergentes. La tendencia global y regional apunta hacia la integración de tecnologías híbridas (membrana+amina, PSA+membrana), la digitalización de la operación (instrumentación avanzada, control automático), y la minimización del impacto ambiental mediante la reducción de emisiones y la optimización energética.

3. Método

Se clasificaron las tecnologías de deshidratación y endulzamiento según su principio de operación, rangos de aplicación, condiciones operativas y contaminantes objetivo. Esta clasificación permitió determinar la selección tecnológica. La herramienta utiliza estas reglas para identificar, a partir de la composición del gas y las condiciones de operación, las tecnologías más adecuadas para su tratamiento.

Figura 8*Diseño metodológico desarrollo de la herramienta**Nota.* Elaboración propia

3.1 Desarrollo del motor de decisión

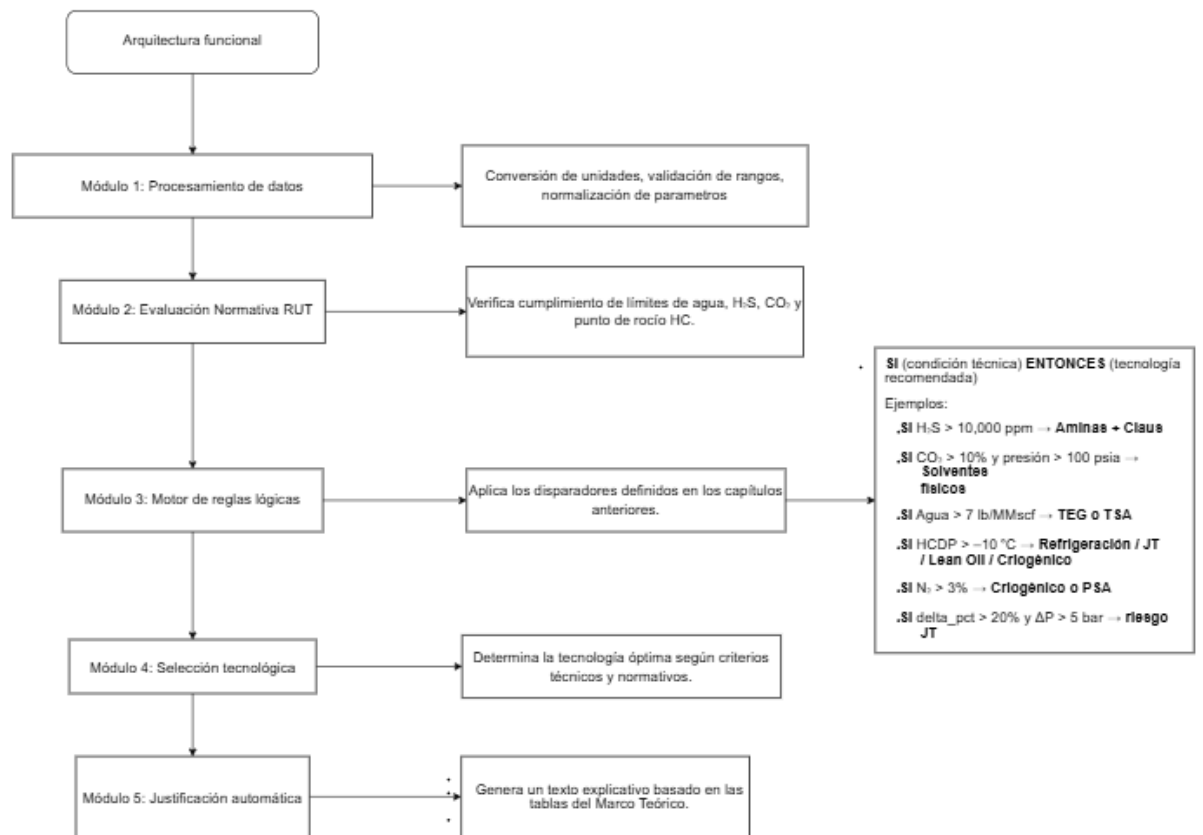
La herramienta digital desarrollada en este trabajo tiene como propósito integrar criterios técnicos, termodinámicos y normativos para recomendar tecnologías de tratamiento de gas natural.

Su diseño se basa en un motor de decisión secuencial, construido a partir de las tablas comparativas del Marco Teórico y de los disparadores técnicos definidos en la Metodología.

El sistema se estructura en tres componentes principales:

- **Módulo de entrada:** recibe composición, presión, caudal y parámetros críticos.
- **Módulo de análisis:** evalúa disparadores, rangos operativos y compatibilidad.
- **Módulo de salida:** entrega la tecnología recomendada y su justificación técnica.

En la figura 9 se presenta la arquitectura funcional de la herramienta, la cual muestra el funcionamiento lógico de acuerdo con los criterios determinados.

Figura 9*Arquitectura de la herramienta**Nota.* Elaboración propia

4. Resultado

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la implementación de la herramienta y de la evaluación de diferentes escenarios representativos de gas natural. Los resultados se organizan según los módulos del sistema: deshidratación, endulzamiento, control del punto de rocío de hidrocarburos, remoción de nitrógeno y análisis de presiones.

Los datos usados en la herramienta fueron extraídos de casos reales lo que permitió comparar las recomendaciones con la selección final después del desarrollo de las ingenierías.

4.1 CASO 1

Este caso es de un gas que será suministrado a la red de la costa para diferentes usuarios. Se ingresa la siguiente cromatografía:

Tabla 9

Cromatografía Caso 1

CASO 1		
Componente	Nombre	% mol
CH ₄	Metano (CH ₄)	98,3944
C ₂ H ₆	Etano (C ₂ H ₆)	0,7391
C ₃ H ₈	Propano (C ₃ H ₈)	0,0894
iC ₄ H ₁₀	i-Butano (iC ₄ H ₁₀)	0,0272
nC ₄ H ₁₀	n-Butano (nC ₄ H ₁₀)	0,0118
iC ₅ H ₁₂	i-Pentano (iC ₅ H ₁₂)	0,0019
nC ₅ H ₁₂	n-Pentano (nC ₅ H ₁₂)	0
C ₆ +	Hexano+ (C ₆ +)	0,0111
CO ₂	Dióxido de Carbono (CO ₂)	0,1418
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	0
N ₂	Nitrógeno (N ₂)	0,5776
H ₂ O	Agua (H ₂ O)	0
O ₂	Oxígeno (O ₂)	0

Nota. Cromatografía del gas del Caso 1

Figura 10

Composición del caso 1 en la herramienta

Composición del Gas (% mol)

Los valores no necesitan sumar exactamente 100% (se normalizan automáticamente).

Hidrocarburos

Metano (CH₄) %
98,39

Etano (C₂H₆) %
0,74

Propano (C₃H₈) %
0,09

i-Butano (iC₄) %
0,03

n-Butano (nC₄) %
0,01

i-Pentano (iC₅) %
0,00

n-Pentano (nC₅) %
0,00

Hexano+ (C₆+) %
0,01

Gases Ácidos

CO₂ %
0,14

H₂S %
0,0000

Inertes

Nitrógeno (N₂) %
0,58

Oxígeno (O₂) %
0,00

Agua

Agua (H₂O) %
0,0000

Resumen de entrada

TOTAL INGRESADO
99.99%
Se normaliza a 100%

FLUJO
17.400 MMSCFD
17.4000 MMSCFD | 402713 m³/d

P ENTREGA
267.0 psig
19.42 bara | 281.7 psia

Distribución de componentes

Componente	% mol
Metano (CH ₄)	98.3944
Etano (C ₂ H ₆)	0.7391
Nitrógeno (N ₂)	0.5776
Dióxido de Car	0.1418
Propano (C ₃ H ₈)	0.0894
i-Butano (iC ₄ H ₁₀)	0.0272

Analizar Composición

Nota. Cromatografía cargada de forma manual a la herramienta.

En la tabla 10 se muestran las condiciones de operación del caso 1

Tabla 10

Condiciones de operación del caso 1

Parámetro	Valor
Temperatura	95.0 °F
Presión operación	760.0 psig
Presión entrega	267.0 psig
Flujo	17.4 MMSCFD

Figura 11

Introducción de las condiciones de operación del caso 1 en la herramienta

Condiciones de Operación

Unidad T Temperatura (°F)
° 95,00 - +

Presión de operación

Unidad P Presión (psig)
p 760,00 - +

Presión de entrega (punto de medición)

Unidad Ent. P entrega (psig)
p 267,00 - +

Flujo del gas

Unidad Q Flujo (MMSCFD)
M 17,400 - +

Equivalencias calculadas

- T = 35.0 °C | 95.0 °F | 308.1 K
- P oper. = 53.41 bara | 774.7 psia | 5341 kPa
- P entrega = 19.42 bara | 281.7 psia
- Q = 17.4000 MMSCFD | 492713 m³/d

☒ Evaluar rocío en P de entrega ?

Nota. Elaboración propia

Se muestra la validación de datos que realiza la herramienta de acuerdo con las condiciones RUT que se deben cumplir para el transporte de gas natural en Colombia:

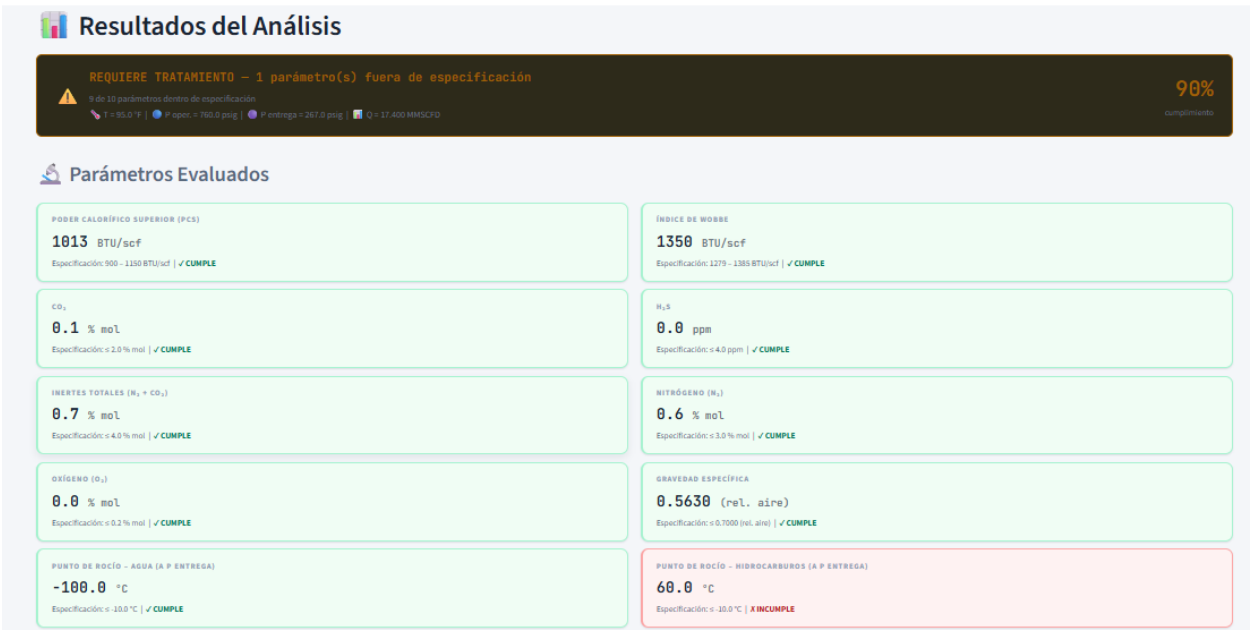
Tabla 11*Resultados obtenidos de la herramienta con respecto a la normativa RUT Caso 1*

Parámetro	Valor	Unidad	Especificación	Estado
RUT				
900 – 1150				
Poder Calorífico Superior (PCS)	1013	BTU/scf	BTU/scf	CUMPLE
1279 – 1385				
Índice de Wobbe	1350	BTU/scf	BTU/scf	CUMPLE
CO ₂	0.1	% mol	≤ 2.0 % mol	CUMPLE
H ₂ S	0.0	Ppm	≤ 4.0 ppm	CUMPLE
Inertes totales (N ₂ + CO ₂)	0.7	% mol	≤ 4.0 % mol	CUMPLE
Nitrógeno (N ₂)	0.6	% mol	≤ 3.0 % mol	CUMPLE
Oxígeno (O ₂)	0.0	% mol	≤ 0.2 % mol	CUMPLE
Gravedad Específica	0.5630	(rel aire)	≤ 0.7000 (rel. aire)	CUMPLE
Punto de Rocío – Agua (a P entrega)	-100.0	°C	≤ -10.0 °C	CUMPLE
Punto de Rocío – Hidrocarburos (a P entrega)	60.0	°C	≤ -10.0 °C	INCUMPLE

La figura 12 muestra los resultados del análisis de la herramienta con respecto a las variables RUT, por medio de un semáforo de colores, donde en verde se evidencia los parámetros que se cumplen y en rojo el que no se cumple. En este caso el que no se cumple es el punto de rocío- hidrocarburos:

Figura 12

Resultados del Análisis del gas obtenido de la herramienta Caso 1

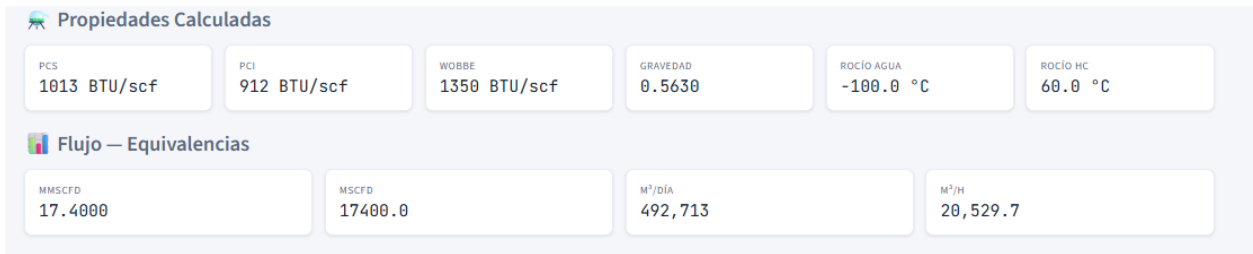


Nota. Resultados obtenidos del gas

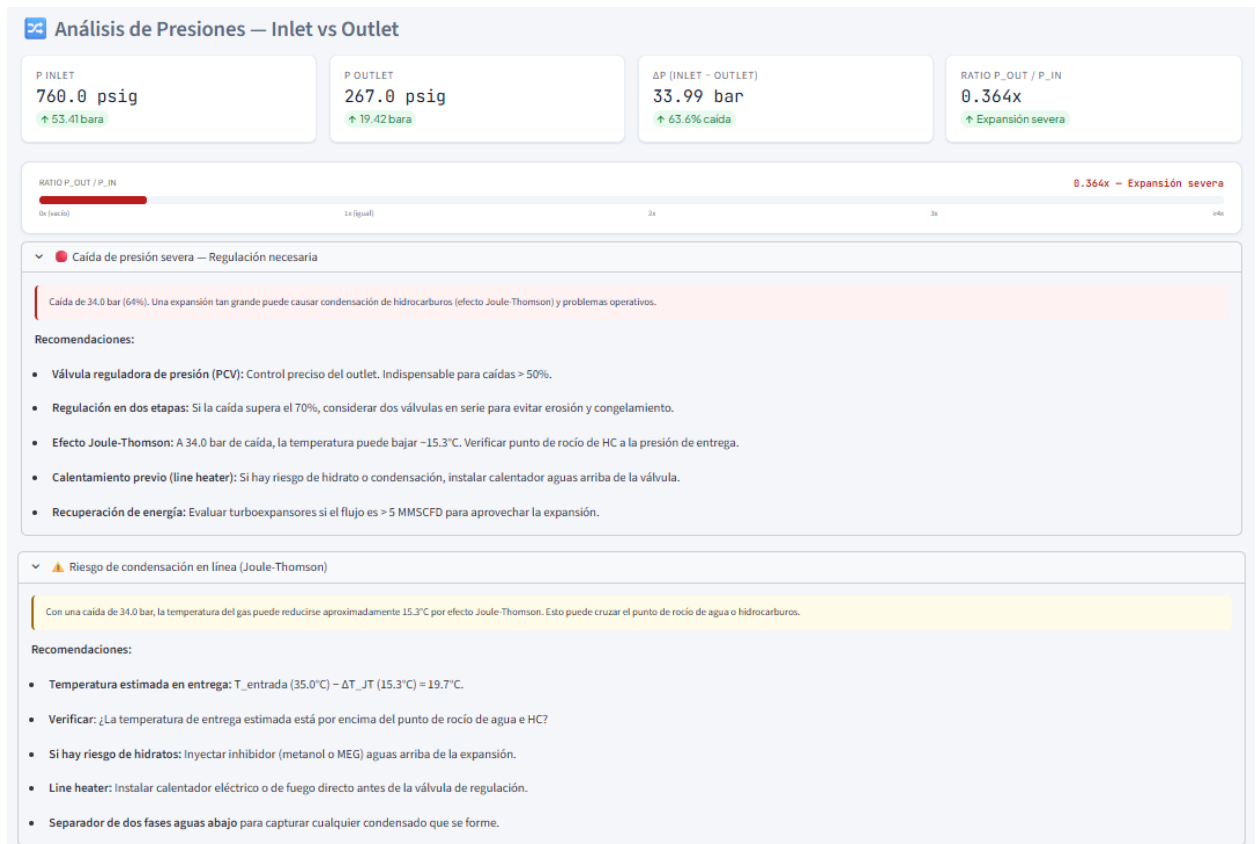
La herramienta calcula las propiedades del gas natural como se muestra en la figura 13:

Figura 13

Propiedades calculadas del gas en la herramienta Caso 1



Como se muestra en la figura 14 la herramienta realiza un análisis de presiones donde se generan algunas recomendaciones de acuerdo con los resultados obtenidos:

Figura 14*Análisis de presiones de la herramienta de entrada y salida*

Al final la herramienta siguiendo muestra las mejores alternativas usando colores:

Verde: Recomendada (Primera opción según las condiciones)

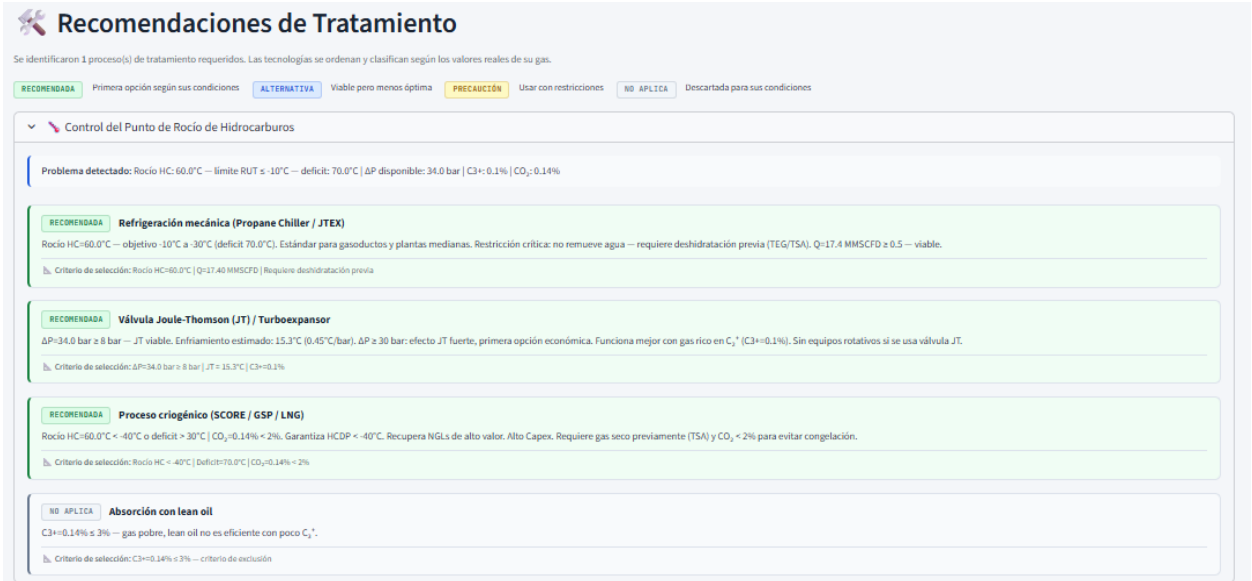
Azul: Alternativa (Viable pero menos optima)

Amarillo: Precaución (Usar con restricciones)

Gris: No aplica (Descartada)

Figura 15

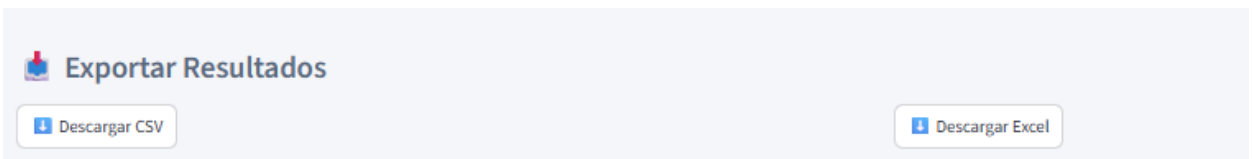
Recomendaciones de Tratamiento de gas según la herramienta



Los resultados del análisis de la herramienta pueden ser exportados en formato plano CSV o xlsx.

Figura 16

Selección de exportación de resultados desde la herramienta



Como se puede evidenciar la herramienta muestra tres recomendaciones de tratamiento de gas:

- Refrigeración mecánica (Propane Chiller / JTEX) (Recomendada)
- Válvula Joule-Thomson (JT) Turboexpansor (Recomendada)

- Proceso criogénico (SCORE / GSP / LNG) (Recomendada)

Esta información que arroja la herramienta es coherente, ya que la tecnología seleccionada por los ingenieros de procesos en el desarrollo de la ingeniería es la implementación de un turbo expansor. Esta fue seleccionada ya que, en este caso, el gas llega a alta presión y debe ser despresurizado antes de la entrega logrando aprovechar esta caída de presión generada por la expansión del gas para la obtención de energía. logrando así algo que ni la refrigeración mecánica ni el proceso criogénico hacen.

4.2 CASO 2

En este caso se evalúa la condición de gas que va para un gasoducto ubicado en el norte de Colombia.

Se ingresa la siguiente cromatografía:

Tabla 12

Cromatografía caso 2

Cromatografía Caso 2		
Componente	Nombre	% mol
CH ₄	Metano (CH ₄)	98,988
C ₂ H ₆	Etano (C ₂ H ₆)	0,1711
C ₃ H ₈	Propano (C ₃ H ₈)	0,01808
iC ₄ H ₁₀	i-Butano (iC ₄ H ₁₀)	0,07491
nC ₄ H ₁₀	n-Butano (nC ₄ H ₁₀)	0,002996
iC ₅ H ₁₂	i-Pentano (iC ₅ H ₁₂)	2,997E-05
nC ₅ H ₁₂	n-Pentano (nC ₅ H ₁₂)	9,989E-06
C ₆ +	Hexano+ (C ₆ +)	7,492E-05
CO ₂	Dióxido de Carbono (CO ₂)	0,2664
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	0
N ₂	Nitrógeno (N ₂)	0,4243
H ₂ O	Agua (H ₂ O)	0,0010961
O ₂	Oxígeno (O ₂)	0

Figura 17

Composición del caso 2 en la herramienta

Composición del Gas (% mol)

Los valores no necesitan sumar exactamente 100% (se normalizan automáticamente).

Hidrocarburos

Metano (CH₄) %
98,99

Etano (C₂H₆) %
0,17

Propano (C₃H₈) %
0,02

i-Butano (iC₄) %
0,07

n-Butano (nC₄) %
0,00

i-Pentano (iC₅) %
0,00

n-Pentano (nC₅) %
0,00

Hexano+ (C₆+) %
0,00

Gases Ácidos

CO₂ %
0,27

H₂S %
0,0000

Inertes

Nitrógeno (N₂) %
0,42

Oxígeno (O₂) %
0,00

Agua

Agua (H₂O) %
0,0011

Resumen de entrada

TOTAL INGRESADO
99.95%
Se normaliza a 100%

FLUJO
400.000 MMSCFD
400.0000 MMSCFD | 11326738 m³/d

P ENTREGA
1200.0 psig
83.75 bara | 1234.7 psia

Distribución de componentes

Componente	% mol
i-Butano (iC ₄ H)	0.0749
Propano (C ₃ H ₈)	0.0181
n-Butano (nC ₄)	0.003
Agua (H ₂ O)	0.0011
Hexano+ (C ₆ +)	0.00007
i-Pentano (iC ₅)	0.00003

Analizar Composición

Nota. Cromatografía cargada de forma manual a la herramienta.

Se introduce las condiciones de operación:

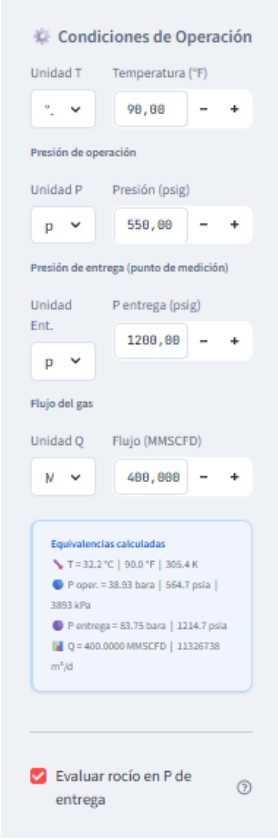
Tabla 13

Condiciones de operación del caso 2

Parámetro	Valor
Temperatura	90 °F
Presión operación	550 psig
Presión entrega	1200 psig
Flujo	400 MMSCFD

Figura 18

Condiciones de operación del caso 2 en la herramienta



Condiciones de Operación

Unidad T Temperatura (°F)
° - 90,00 - +

Presión de operación

Unidad P Presión (psig)
p - 550,00 - +

Presión de entrega (punto de medición)

Unidad Ent. P entrega (psig)
p - 1200,00 - +

Flujo del gas

Unidad Q Flujo (MMSCFD)
M - 400,000 - +

Equivalencias calculadas

- T = 32.2 °C | 90.0 °F | 305.4 K
- P oper. = 38.93 bara | 564.7 psia | 3893 kPa
- P entrega = 83.75 bara | 1214.7 psia
- Q = 400.0000 MMSCFD | 11326738 m³/d

☒ Evaluar rocío en P de entrega ?

Nota. Introducción de los datos de operación en la herramienta de selección de tecnología.

Se muestra el análisis que realiza la herramienta con respecto a las condiciones RUT que se deben cumplir para el transporte de gas natural en Colombia:

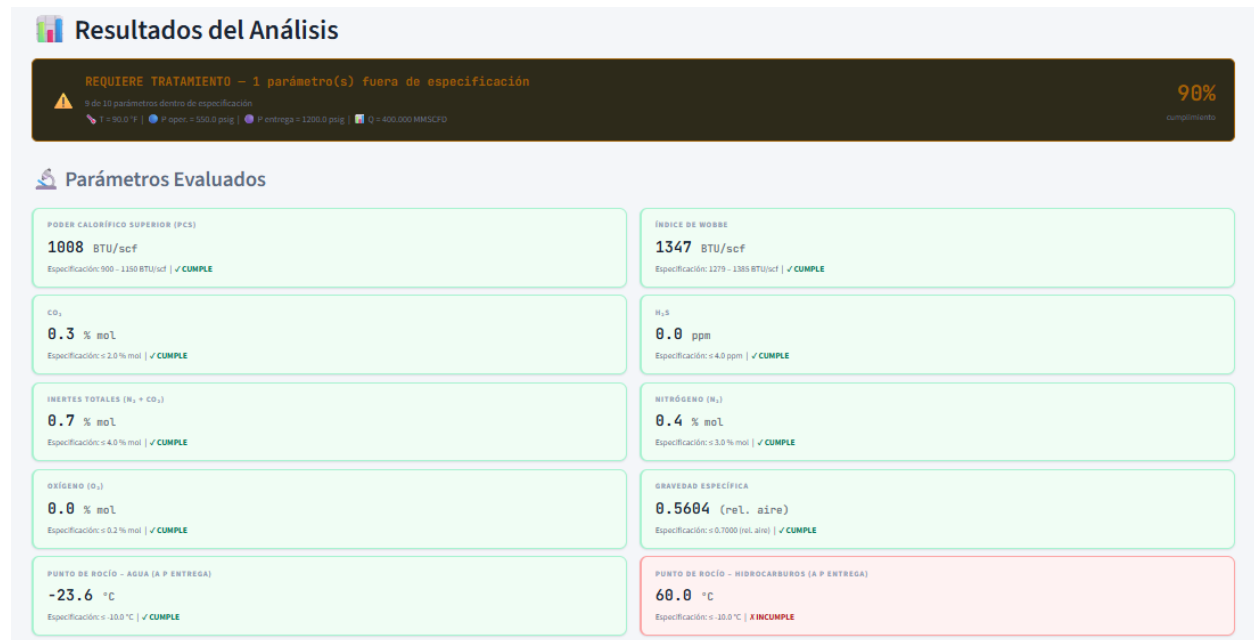
Tabla 14*Resultados obtenidos de la herramienta con respecto a la normativa RUT Caso 2*

Parámetro	Valor	Unidad	Especificación RUT	Estado
Poder Calorífico Superior (PCS)	1008	BTU/scf	900 – 1150 BTU/scf	CUMPLE
Índice de Wobbe	1347	BTU/scf	1279 – 1385 BTU/scf	CUMPLE
CO ₂	0.3	% mol	≤ 2.0 % mol	CUMPLE
H ₂ S	0.0	ppm	≤ 4.0 ppm	CUMPLE
Inertes totales (N ₂ + CO ₂)	0.7	% mol	≤ 4.0 % mol	CUMPLE
Nitrógeno (N ₂)	0.4	% mol	≤ 3.0 % mol	CUMPLE
Oxígeno (O ₂)	0.0	% mol	≤ 0.2 % mol	CUMPLE
Gravedad Específica	0.5604	(rel. aire)	≤ 0.7000 (rel. aire)	CUMPLE
Punto de Rocío – Agua (a P entrega)	-23.6	°C	≤ -10.0 °C	CUMPLE
Punto de Rocío – Hidrocarburos (a P entrega)	60.0	°C	≤ -10.0 °C	INCUMPLE

La figura 19 muestra los resultados del análisis de la herramienta con respecto a las variables RUT, los parámetros que se cumplen son mostrados en color verde y los que no se cumplen en color rojo simulando un semáforo. En este caso es el punto de rocío- hidrocarburos el que no se cumple.

Figura 19

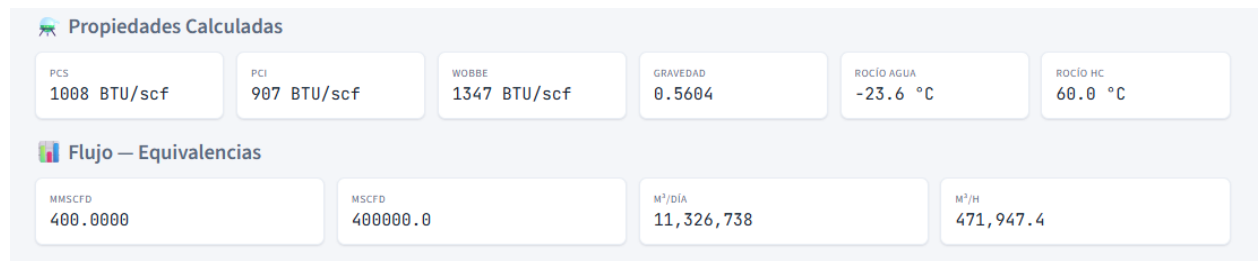
Resultados del Análisis del gas obtenido de la herramienta Caso 2



La herramienta calcula las propiedades del gas natural como se muestra en la figura 20.

Figura 20

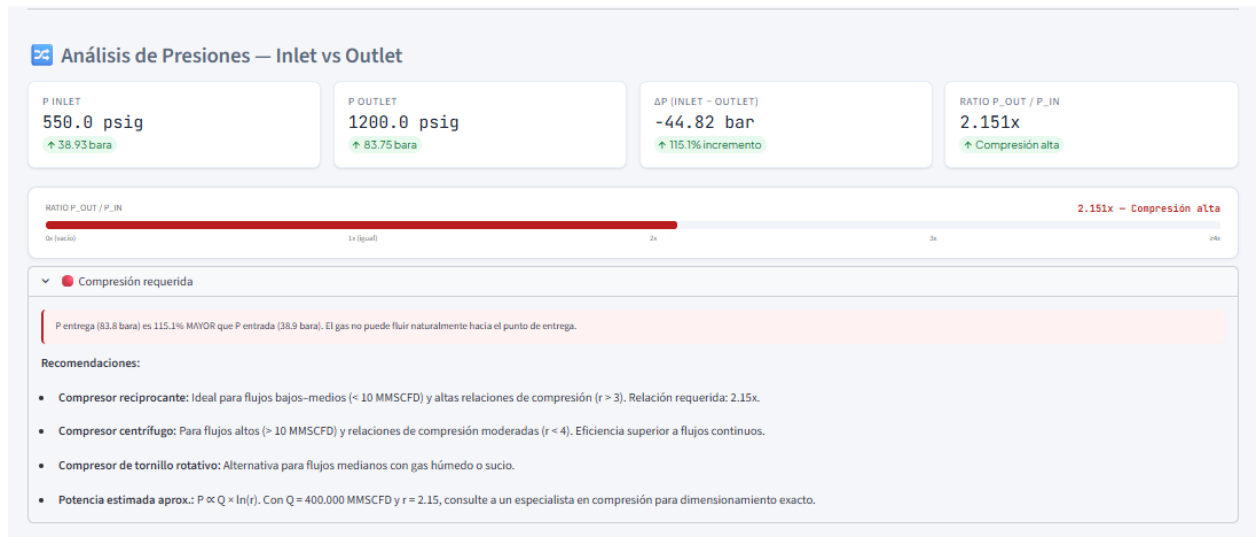
Propiedades calculadas del gas en la herramienta Caso 2



La herramienta realiza un análisis de presiones donde se generan algunas recomendaciones de acuerdo con los resultados obtenidos, estas recomendaciones se muestran en la figura 21.

Figura 21

Análisis de presiones de la herramienta de entrada y salida

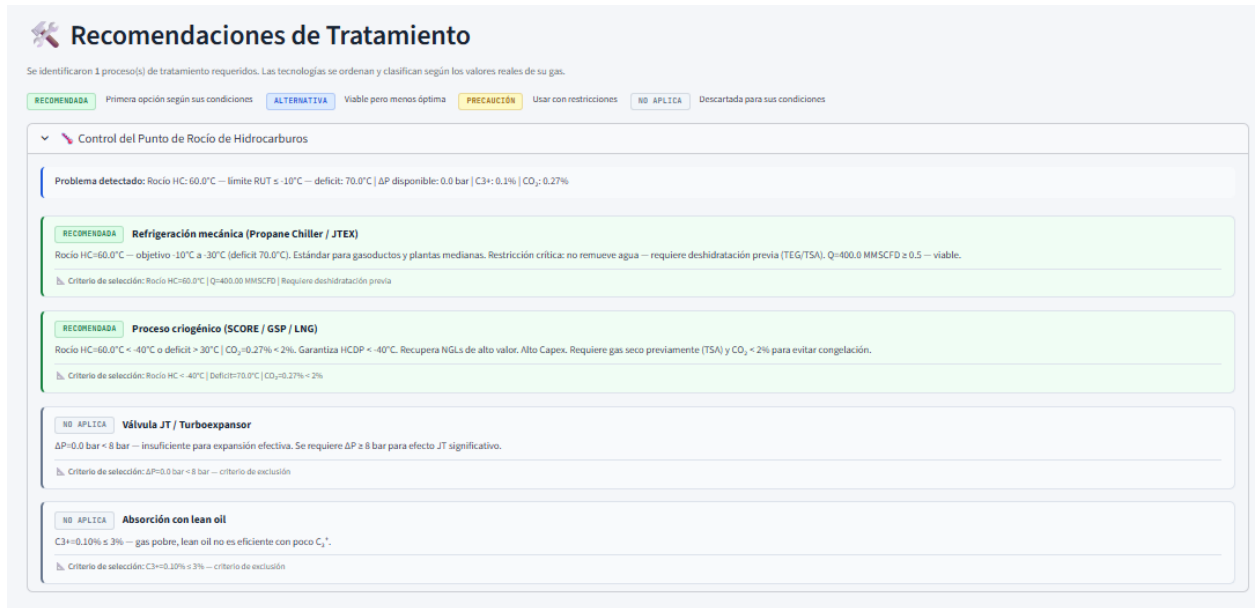


Se observa que la herramienta utiliza la misma forma de visualización de resultados utilizando colores:

Verde: Recomendada	(Primera opción según las condiciones)
Azul: Alternativa	(Viable pero menos optima)
Amarillo: Precaución	(Usar con restricciones)
Gris: No aplica	(Descartada)

Figura 22

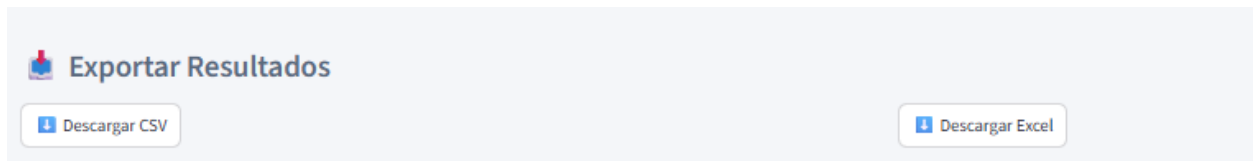
Recomendaciones de Tratamiento de gas según la herramienta



La herramienta permite exportar los resultados obtenidos ya sea en formato CSV o xlsx, tal como se muestra en la Figura 23

Figura 23

Condiciones de operación del caso 2



En este caso la herramienta sugiere el uso de:

- Refrigeración mecánica (Propane Chiller / JTEX) (Recomendada)
- Proceso criogénico (SCORE / GSP / LNG) (Recomendada)

Las sugerencias de tratamiento que arroja la herramienta coinciden con la selección hecha por los ingenieros de procesos a cargo de este caso, la cual es la implementación de refrigeración mecánica mediante compresores, debido a la necesidad de aumentar la presión y enfriar el gas

hasta una temperatura requerida. Por tal razón se comprueba la fiabilidad de la herramienta, el proceso de selección final se llevará a cabo por el equipo de ingenieros a cargo tomando en cuenta otros factores.

5. Conclusiones

El presente trabajo logró desarrollar satisfactoriamente una herramienta de cálculo implementada en Python con interfaz Streamlit, capaz de determinar de forma sistemática la tecnología de tratamiento de gas natural más adecuada para condiciones colombianas. La herramienta integra cinco módulos de evaluación: endulzamiento de CO_2 , endulzamiento de H_2S , deshidratación, control del punto de rocío de hidrocarburos y remoción de N_2 cubriendo un total de veinticinco tecnologías evaluadas bajo criterios técnicos y normativos, lo que da cumplimiento al objetivo general de la investigación.

La clasificación estructurada de tecnologías de tratamiento de gas constituyó el primer aporte fundamental del trabajo. A partir de bibliografía especializada (Kohl y Nielsen, 1997; Kidnay et al., 2019; Mokhatab et al., 2019) y de la normativa colombiana vigente el Reglamento Único de Transporte (RUT) y la Resolución 181495 de 2009, se construyeron matrices comparativas que articulan en un único marco conceptual los rangos de aplicación de cada tecnología según contaminante objetivo, presión parcial, caudal y composición del gas.

Antes de este trabajo, dicha integración no existía de manera sistematizada para el contexto colombiano. Como resultado, la herramienta puede diferenciar el nicho óptimo de cada proceso: aminas para contenido de CO_2 de bajo a moderado, solventes físicos para CO_2 a alta presión parcial, membranas para caudales pequeños, entre otros y filtrar automáticamente las

incompatibilidades críticas, como el uso de tamices moleculares en presencia de H_2S superior a 10 ppm o el empleo de procesos criogénicos cuando la concentración de CO_2 supera el 2 %. Estas matrices constituyen la base lógica de los algoritmos de selección tecnológica de la herramienta y representan un aporte original al estado del arte en tratamiento de gas para Colombia.

El diseño de la herramienta tradujo los criterios técnicos y normativos identificados en reglas lógicas programables, organizadas en módulos de entrada, cálculo y recomendación. El aporte diferencial de este componente radica en que el sistema no se limita a identificar tecnologías, sino que también justifica automáticamente cada recomendación con referencia explícita a literatura técnica y a los umbrales normativos aplicables, lo que aporta transparencia y trazabilidad al proceso de selección.

Este enfoque permitió construir un sistema adaptable a diferentes escenarios operativos, variabilidad composicional alta, rangos de caudal desde menos de 0,5 hasta 1000 MMSCFD y presiones de entrega variables. Además, es capaz de diagnosticar condiciones especiales como el riesgo de efecto Joule-Thomson por expansión brusca o la necesidad de compresión aguas arriba del punto de entrega, cumpliendo con las especificaciones técnicas del RUT colombiano.

La implementación de la herramienta y su comparación con casos reales de la industria colombiana validaron su aplicabilidad práctica. Los resultados obtenidos en los casos de estudio mostraron que el sistema identifica correctamente las tecnologías aplicables, detecta incompatibilidades operativas y propone alternativas viables de acuerdo con las condiciones composicionales del gas analizado.

Esta validación confirma que la herramienta constituye un instrumento útil para la toma de decisiones técnicas en etapas conceptuales y de prefactibilidad, contribuyendo a reducir el riesgo

de selección tecnológica inadecuada y a optimizar los tiempos de elaboración de propuestas técnicas en proyectos de tratamiento de gas natural en Colombia.

Es importante reconocer las limitaciones del modelo desarrollado con el fin de precisar su alcance real. La herramienta ofrece resultados de diagnóstico preliminar y no reemplaza la simulación rigurosa de procesos mediante software especializado como Aspen HYSYS®, ProMax o UNISIM®. El punto de rocío de hidrocarburos se estima mediante correlaciones empíricas que no sustituyen un cálculo termodinámico con composición detallada C_{7+} . El coeficiente de Joule-Thomson utilizado (0,45 °C/bar) es una aproximación válida para gas natural típico, pero puede variar con la composición y las condiciones de operación.

Asimismo, la herramienta no evalúa costos de inversión (CAPEX) ni de operación (OPEX), por lo que las recomendaciones técnicas deben complementarse con análisis de viabilidad económica antes de proceder a etapas de ingeniería básica o detallada. Reconocer estas limitaciones no disminuye el valor del trabajo, sino que define con claridad el espacio en el que opera la herramienta y orienta las líneas de investigación futura.

En conjunto, los resultados obtenidos posicionan esta herramienta como un referente metodológico para la selección conceptual de tecnologías de tratamiento de gas en Colombia. Su capacidad de sistematizar decisiones complejas en un flujo lógico reproducible reduce los tiempos de análisis técnico, mejora la trazabilidad de las decisiones y facilita el cumplimiento normativo desde las etapas más tempranas de los proyectos.

A futuro, la herramienta tiene potencial de ampliación hacia la integración de análisis económico, la incorporación de campos de gas con composiciones no convencionales y la conexión con simuladores de procesos como Aspen HYSYS®, lo que permitiría escalar los

resultados conceptuales hacia ingeniería básica y detallada, consolidando así un aporte sostenido a la industria del gas natural en Colombia.

6. Recomendaciones

A partir de los resultados obtenidos y de las limitaciones identificadas durante el desarrollo de la herramienta, se formulan las siguientes recomendaciones para fortalecer y ampliar el alcance de esta investigación en trabajos futuros.

Validación con proyectos piloto en campo. Se recomienda llevar la herramienta a proyectos reales de tratamiento de gas en Colombia, en particular a campos con alta variabilidad composicional como los de la cuenca de los Llanos Orientales o la cuenca del Putumayo. Esta validación permitiría contrastar las recomendaciones generadas por el sistema con las decisiones adoptadas por ingenieros de proceso en condiciones operativas reales, identificar posibles sesgos en los criterios de selección y ajustar los umbrales de clasificación de tecnologías con base en evidencia empírica. Los datos obtenidos de estas pruebas de campo también fortalecerían la base de conocimiento de la herramienta y aumentarían su credibilidad ante la industria.

Incorporación de análisis tecno-económico. Una de las limitaciones más relevantes de la versión actual de la herramienta es la ausencia de evaluación de costos. Se recomienda incorporar módulos de estimación de CAPEX (costo de inversión) y OPEX (costo de operación) para cada tecnología evaluada, con base en correlaciones de orden de magnitud como las del GPSA Engineering Data Book o metodologías de estimación Clase 5 (AACE International).

La inclusión de estos módulos permitiría que las recomendaciones técnicas se complementen con criterios de viabilidad económica, lo que haría de la herramienta un

instrumento de mayor utilidad en etapas de prefactibilidad y en la elaboración de estudios de alternativas tecnológicas.

Integración con simuladores de procesos. Se recomienda explorar la conexión de la herramienta con plataformas de simulación rigurosa como Aspen HYSYS®, ProMax® o UNISIM®, de modo que los resultados conceptuales generados por el sistema puedan exportarse como punto de partida para la configuración de simulaciones detalladas. Esta integración elevaría el nivel de madurez tecnológica de la herramienta, reduciendo la brecha entre la selección conceptual y la ingeniería básica.

En una primera fase, podría implementarse mediante la exportación automatizada de los parámetros de diseño recomendados en formatos compatibles con dichos simuladores.

Ampliación de la cobertura tecnológica y de contaminantes. La herramienta actual cubre los cinco tipos de contaminantes más frecuentes en el gas natural colombiano. Sin embargo, existen escenarios operativos que requieren tratamientos adicionales no contemplados en la versión actual, como la remoción de mercurio (Hg), el control de compuestos orgánicos volátiles (COV) distintos del BTEX, o el tratamiento de gas de relleno sanitario y biogás.

Se recomienda ampliar la base de datos tecnológica para incluir estos contaminantes emergentes, así como tecnologías de reciente adopción industrial como las membranas de fibra hueca de nueva generación y los sistemas híbridos membrana-absorción. Esta ampliación dotaría a la herramienta de mayor versatilidad y la prepararía para responder a la transición energética en Colombia.

Adaptación para contextos normativos adicionales. Aunque la herramienta fue diseñada específicamente bajo el marco normativo colombiano (RUT y Resolución 181495 de 2009), su

arquitectura modular permite, en principio, su adaptación a los marcos regulatorios de otros países de la región con industrias de gas natural activas, como Venezuela, Ecuador, Perú o México.

Se recomienda desarrollar una capa de configuración normativa que permita al usuario seleccionar el estándar de referencia aplicable (por ejemplo, normas ANSI/ASME, ISO o regulaciones nacionales específicas), de modo que los umbrales de decisión y los criterios de cumplimiento se ajusten automáticamente. Esta adaptabilidad ampliaría significativamente el alcance y la utilidad de la herramienta en el contexto latinoamericano.

Referencias Bibliográficas

- Axens Group. (2017). HySWEET™ process for selective H₂S removal: Technical manual. Axens Group.
- Becerra, M., & Rodríguez, R. (2017). Selección de alternativas para el suministro de gas natural en Colombia empleando el proceso analítico jerárquico. *Ingeniería*, 22(2), 190-210.
- Bergel, M., & Tierno, R. (2009). Sweetening technologies: A look at the whole picture. En *Proceedings of the 24th World Gas Conference*. International Gas Union.
- Campbell, J. M. (2014). Gas conditioning and processing (Vols. 1–3). Campbell Petroleum Series.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2018). Resolución 050 de 2018: Reglamento Único de Transporte de gas natural (RUT).
- Gallego, C. (2015). Aprovechamiento del gas asociado mediante adsorción para generación eléctrica en campos marginales colombianos [Trabajo de grado]. Universidad Nacional de Colombia.
- Gas Processors Suppliers Association (GPSA). (2014). GPSA Engineering Data Book (14th ed.). Tulsa, Oklahoma: Gas Processors Suppliers Association.
- Holguín, A. (2023). Estudio del endulzamiento con aminas en plantas de gas natural. Universidad de Antioquia.
- Honeywell UOP. (2019). Ortloff NGL recovery. UOP Honeywell. Recuperado de <https://uop.honeywell.com/en/industry-solutions/gas-processing/ngl-lpg-recovery/ortloff-ngl-recovery>
- Katz, D. L. (1959). Handbook of natural gas engineering. McGraw-Hill.
- Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, D. G. (2019). Fundamentals of natural gas processing. CRC press.

- Kohl, A. L., & Nielsen, R. B. (1997). Gas purification (5th ed.). Gulf Publishing.
- Latta, R. (2021). Adsorción de gas para generación en turbinas. *Journal of Energy Engineering*, 147(3), 1–12.
- Manrique, J., & Guzmán, F. (2020). Optimización de plantas de gas mediante Aspen HYSYS. *Revista de Ingeniería Química*, 35(2), 45–58.
- McCain, W. D. (1990). The properties of petroleum fluids (2.^a ed.). PennWell Books.
- Membrane Technology and Research Inc. (MTR). (2019). Advanced Membrane Technology for Gas Separation. MTR Inc. Disponible en: <https://www.mtrinc.com>
- Ministerio de Minas y Energía. (2009). Resolución 181495 de 2009: Regulación sobre quema y desperdicio de gas.
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2019). Handbook of natural gas transmission and processing: Principles and practices (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
- Ribón, J., Pérez, M., & López, A. (2010). Métodos de deshidratación de gas natural [Diagrama de procesos de deshidratación de gas]. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 8(2), 55–64.
- Sanabria, D. (2017). Autogeneración con excedentes de gas en Colombia. Universidad de los Andes.
- Stewart, M. (2018). Gas processing: Principles and technology. CRC Press.
- Stewart, M., & Arnold, K. (2011). Gas dehydration field manual. Gulf Professional Publishing.
- Zambrano, C., Torres, M., & Rojas, L. (2023). Deshidratación química con glicoles en corrientes de gas natural. Universidad del Valle.

Apéndices

Los apéndices están disponibles en el Repositorio Institucional

Apéndice A. Manual de Usuario y Documentación Técnica: Analizador de Gas Natural

— Especificaciones RUT Colombia