

**Planteamiento de Alternativas Operacionales y Tecnológicas de Tratamiento del Gas con
Alto Contenido de CO₂ en un Campo de Producción de Hidrocarburos**

Leonardo Franco Sandoval

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

**Planteamiento de Alternativas Operacionales y Tecnológicas de Tratamiento del Gas con
Alto Contenido de CO₂ en un Campo de Producción de Hidrocarburos**

Leonardo Franco Sandoval

Trabajo para optar al título de Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director

Manuel Enrique Cabarcas Simanca

Magíster en Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A Dios, por la Vida y las Bendiciones

A mi Familia, por su amor y acompañamiento, solo tengo palabras de agradecimientos.

“Dad gracias en todo, porque esta es la voluntad de Dios para con vosotros en Cristo Jesús”

Primera de Tesalonicenses 5:18

“«Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber»”

«La mente es como un paracaídas... solo funciona si la tenemos abierta»

Albert Einstein.

Agradecimientos

El autor se permite expresar sus agradecimientos a las siguientes personas y entidades:

A la Universidad Industrial de Santander al incorporar nuevos Programas para el desarrollo en la Industria del Petróleo

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander: Por liderar el aumento del potencial de conocimiento, que permiten el crecimiento y proyecciones de los profesionales y de la industria petrolera de Colombia.

A los docentes de la Especialización en Producción de Hidrocarburos: Por su aporte a profesionales clase mundo “Conocimiento, Experiencia, Innovación y Trabajo en Equipo”.

Al director de Tesis: Manuel Enrique Cabarcas Simanca, por el acompañamiento, orientación y ejemplo al proceso durante las clases y elaboración de este trabajo.

Al Coordinador del Programa: Emiliano Ariza León, Olga Patricia Ortiz Cancino por el aporte al logro al desarrollo del programa de Maestría.

A los Soportes Administrativos Tatiana, ejemplos de atención.

A Ecopetrol S.A. Por el espacio, oportunidades y proyecciones generadas para el desarrollo profesional y personal representadas en su Misión y Visión Empresarial.

Contenido

	Pág.
Glosario.....	15
Introducción	22
1. Descripción del Problema.....	24
2. Objetivos.....	26
2.1 Objetivo General.....	26
2.2 Objetivos Específicos	26
3. Marco Teórico.....	27
3.1 Calidad del Gas Natural.....	28
3.1.1 Cromatografía del Gas	30
3.1.2 Número de Wobbe (Índice de Wobbe).....	31
3.2 Indicadores de grados de Corrosión del Acero al Carbón	32
3.2.1 Presión Parcial del CO ₂	34
3.2.2 Nomograma Velocidad de Corrosión del Acero Dulce por % Dióxido de Carbono.....	35
3.2.3 Criterios de Clasificación Grado de Corrosión.....	37
3.3 Tratamiento Químico CO ₂ _ Inhibidores de Corrosión	38
3.4 Inspección en Línea - Ili	39
3.5 Tratamiento del Gas Natural.....	40
3.6 Tecnologías de Endulzamiento del Gas.....	40
3.6.1 Procesos de Absorción.....	41
3.6.2 Adsorción Física (superficie solida -lecho seco)	43
3.6.3 Fraccionamiento Criogénico.....	43

TRATAMIENTO DEL GAS CON ALTO CONTENIDO DE CO ₂	6
3.6.4 Permeación (Membrana).....	44
3.7 Guía de selección de Tecnologías de Endulzamiento del Gas Acido (Remoción CO ₂).....	45
3.8 Estrategias de Manejo de Gas en Campo.....	51
3.8.1 Válvulas Eductoras	51
3.8.2 Red de Tuberías de Gas de Anular	53
3.8.3 Compresores Viga.....	54
3.8.4 Compresores Patín	55
4. Diagnóstico	57
4.1 Descripción del Proceso de Producción.....	57
4.2 Cromatografía	60
4.3 Análisis de Riesgos	63
4.3.1 HAZOP Planta Compresora.....	64
4.3.2 ¿Que Pasa SÍ? - Línea de Transferencia de gas	66
4.3.3 BOW TIE – Línea de transferencia de gas	70
4.4 Línea Base de Diseño	71
4.5 Evaluación de Líneas Presión Parcial CO ₂	73
4.6 Determinación de la velocidad de corrosión del acero dulce por porcentaje de dióxido de carbono.....	75
4.7 Selección de Tecnología de Tratamiento de Gas ácido	76
4.7.1 Operación a baja presión (sistema de recolección de líneas y equipos)	76
4.7.2 Operación a alta presión (sistema de compresión de gas y línea de transferencia a Planta de Proceso).....	77
4.8 Matriz de alternativa de la selección de la tecnología de Endulzamiento	78

TRATAMIENTO DEL GAS CON ALTO CONTENIDO DE CO ₂	7
4.9 Simulación de Tratamiento con CO ₂ con Amina.....	83
4.10 Análisis de Resultados	89
5. Evaluación Técnico - Económica	93
5.1 Presupuesto	93
5.2 Análisis Económico	94
6. Conclusiones	98
7. Recomendaciones	100
Referencias Bibliográficas	101
Apéndices.....	105

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Columna Estratigráfica y Registro Tipo de Referencia de Ubicación de Formaciones Mugrosa, Esmeralda y Lisama.....	24
Figura 2. Índices de Corrosión del Acero al Carbón Expuesto a Concentraciones O ₂ , CO ₂ o H ₂ S.....	33
Figura 3 Nomograma estimación velocidad de corrosión del acero dulce por Presión parcial del CO ₂ y temperatura del fluido.	36
Figura 4 Guía de Selección de Tecnologías de Remoción de CO ₂ (Contenido ppm).	49
Figura 5 Guía de Selección de Tecnologías de Remoción de CO ₂ (Presión Parcial), remoción CO ₂ y no H ₂ S	49
Figura 6 Selección de Procesos para Eliminación Simultánea de H ₂ S y CO ₂	50
Figura 7 Eductor de gas. Referencia Tulsa Oilfield Equipment	52
Figura 8 Típico de Cabeza de Pozo con Línea Independiente de Gas de Anular	53
Figura 9 Fotografía compresor viga_ Beam gas compressor, manufactured by Permian Production Equipment, Inc. in Midland, Texas since 1979.....	54
Figura 10 Compresor Montado sobre Patín. Referencia de Firma Comercial Adicomp Srl	55
Figura 11 Fotografía compresor viga hidráulica _ Beam gas compressor, manufactured by Permian Production Equipment, Inc. in Midland, Texas since 1979.....	56
Figura 12 Esquema del proceso de Producción de Hidrocarburos en Campo.....	59
Figura 13 Análisis de cromatografía de gas de pozos (% molar Composición y poder calorífico BTU/ft ³).	60

Figura 14 Análisis de cromatografía de gas de pozos (% molar CO ₂ y poder calorífico BTU/ft ³).	61
Figura 15 Análisis de cromatografía de gas de pozos (% molar Composición y Riqueza GPM/KPC).....	62
Figura 16 Análisis de cromatografía de gas de pozos (% molar CO ₂ y Riqueza del gas GPM/KPC).....	62
Figura 17 Índice de Wobbe y % molar CO ₂	63
Figura 18 Análisis BOW-TIE de la línea de transferencia de gas a alta presión.....	70
Figura 19 Presión parcial en sistemas de recolección de pozos a baja presión (líneas de producción, redes de anulares, transferencia de gas a succión de compresión) y grado de corrosión.	73
Figura 20 Presión parcial de líneas a alta presión (Cabezales de descarga de compresión, línea de transferencia de gas a alta presión) y grado de corrosión	74
Figura 21 Estimación de la velocidad de corrosión del acero dulce para una presión parcial de CO ₂ (13,5 %CO ₂ molar y Presión operativa de 920 psig).....	75
Figura 22 Guía de Selección de Tecnologías de Remoción de CO ₂ (Contenido ppm).....	77
Figura 23 Guía de Selección de Tecnologías de Remoción de CO ₂ (Presión parcial)	78
Figura 24 Representación de la simulación del proceso de endulzamiento de gas ácido con MDEA realizado con el simulador Hysys V12.....	86
Figura 25 Nomograma estimación velocidad de corrosión del acero dulce por Presión parcial del CO ₂ y temperatura del fluido para una presión parcial de 4,95 psia (0,337 bar).....	92
Figura 26 Comportamiento del precio de gas por MMBTU en un periodo de 4 años	94

Figura 27 Comportamiento del porcentaje anual de inflación de Colombia en un periodo de 4 años (2018-2022) 95

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Especificaciones de Calidad del Gas Natural CREG-017	29
Tabla 2 Rango de Aplicación del Análisis de Cromatografía del Gas GPA 2261-19	31
Tabla 3 Criterios de Clasificación según Degradación Material Promedio Año según NACE SP0775 – 13	34
Tabla 4 Niveles de Severidad de Corrosión	34
Tabla 5 Grado de Corrosión Relacionada con la Presión Parcial del CO ₂	35
Tabla 6 Rango de Grado de Corrosión en Tubería de Acero al Carbón según Criterio de Velocidad de Corrosión referenciado en la Norma NACE 00775-13	37
Tabla 7 Rango de Grado de Corrosión en Tubería de Acero al Carbón según Criterio de %BSW, Concentración CO ₂ y H ₂ S referenciado en la Norma NACE MR-0176-06	37
Tabla 8 Rango de Grado de Corrosión en Tubería de Acero al Carbón según Criterio de Concentración O ₂ Disuelto y Cloruros	38
Tabla 9 Rango de Grado de Corrosión en Tubería de Acero al Carbón según Criterio de Presión Parcial de CO ₂ y H ₂ S.	38
Tabla 10 Clasificación de Tecnologías de Endulzamiento del Gas para Remoción de CO ₂	41
Tabla 11 Características de los Proceso de Endulzamiento del Gas parte 1 (Amina, Membranas, Carbonato de Potasio).	45
Tabla 12 Cracterísticas de los Procesos de Endulzamiento de Gas parte 2 (Solvente fisico, solvente fisico/químico, adsorción fisica y solventes no regenerativos)	47
Tabla 13 Nodo 1- Gas de entrada: Desde salida de la Estación incluye líneas y separador de entrada a compresión. Desviación 1 del nodo 1	64

Tabla 14 Nodo 1- Gas de entrada: Desde salida de la Estación incluye líneas y separador de entrada a compresión. Desviación 2 del nodo 1	65
Tabla 15 Nodo 2 _ Compresores y colector de descarga: Compresores desde la 1era Etapa hasta la 3etapa de Compresión incluyendo colector de descarga. Desviación 1 del nodo 2.	65
Tabla 16 Análisis de riesgo (parte 1) a la línea de transferencia de gas a alta presión, ¿Que pasa Sí?	67
Tabla 17 Análisis de riesgo (parte 2) a la línea de transferencia de gas a alta presión, ¿Que pasa Sí?	68
Tabla 18 Análisis de riesgo (parte 3) a la línea de transferencia de gas a alta presión, ¿Qué pasa sí?	69
Tabla 19 Cromatografía mezcla de la producción del gas de los 35 pozos	72
Tabla 20 Factores, variables y ponderación cuantitativa para la conformación de la Matriz de alternativa en la selección tecnológica de endulzamiento para un volumen de 5000 kpcd, presión operativa entre 920 Psig - 850 Psig y 13,5 % contenido de CO ₂ (cromatografía tabla 19).....	80
Tabla 21 Valoración cuantitativa de los parámetros relacionados con las tecnologías endulzamiento del gas para un volumen de 5000 kpcd, presión operativa entre 920 Psig - 850 Psig y 13,5 % contenido de CO ₂ (cromatografía tabla 19).....	81
Tabla 22 Resultados de la valoración de la Matriz de alternativas para la selección tecnológica del tratamiento de gas natural con contenido 13,5%CO ₂ (endulzamiento)	83
Tabla 23 Criterios de Manual “Gas Sweetening and Processing Field” , Maurice Stewart and Ken E. Arnold	84
Tabla 24 Resultados de las corrientes principales de materia de la simulación del proceso de Endulzamiento con amina MDEA realizado con el software Hysys V12	87

Tabla 25 Resultados de la composición de las corrientes de flujo de la simulación del proceso de Endulzamiento con amina MDEA relaizado con el software Hysys V12 – Gas Entrada.....	88
Tabla 26 Resultados de la composición de las corrientes de flujo de la simulación del proceso de Endulzamiento con amina MDEA relaizado con el software Hysys V12 – Gas CO ₂	89
Tabla 27 Cromatografía del gas tratado del proceso de endulzamiento con MDEA.....	90
Tabla 28 Resultados de las especificaciones de calidad del gas tratado del proceso de endulzamiento con MDEA	91
Tabla 29 Resultado del rango de grado de corrosión de la tubería de transferencia de gas a alta presión (tubería de acero al carbón) según criterio presión parcial Norma NACE: SP0106-2018.	91
Tabla 30 Resultado del rango de velocidad de corrosión de la tubería de transferencia de gas a alta presión (tubería de acero al carbón) según criterio presión parcial Norma NACE SP0775 – 13.....	92
Tabla 31 Flujo de caja para la evaluación del valor presente neto VPN - PROD	96
Tabla 32 Flujo de caja para la evaluación del valor presente neto VPN - INV	96

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A Datos de cromatografía de gas de anulares de pozos.....	105
Apéndice B Matriz de selección de alternativa de la selección tecnológica de endulzamiento de gas natural para un volumen de 5000 kpcd, presión operativa entre 920 Psig - 850 Psig y 13,5 % contenido de CO ₂ (cromatografía tabla 20).	110

Glosario

CCUS: La Tecnología de CCUS (Carbon Capture, Use and Storage, por sus siglas en inglés) es un conjunto de procesos tecnológicos que aporta a la de reducción de las emisiones de carbono existente en la atmósfera, capturando el CO₂ para su transporte y almacenamiento en el subsuelo de manera segura. Esta tecnología es considerada en el proceso de transición energética mientras se desarrolla las tecnologías de generación de energías limpias y bajas en carbono.

Diferida de Producción: Es el volumen de petróleo y gas de un campo Productor que por diferentes causas (fallas eléctricas, restricciones en facilidades, falla del sistema extracción, mantenimientos de infraestructura) no se produce de acuerdo al potencial proyectado en un determinado tiempo.

Dióxido de Carbono (CO₂): El dióxido de carbono (CO₂) es un gas inodoro e incoloro presente a concentraciones variables en el gas natural, el CO₂ es soluble en agua y en presencia de agua forma el ácido carbónico.

Gas Ácido: Gas ácido es un gas natural que contiene mezclas de gases con porcentajes significativos de sulfuro de hidrógeno (H₂S), dióxido de carbono (CO₂) y otros componentes ácidos (COS, CS, mercaptanos, etc.) razón por la cual se vuelve corrosivo en presencia de agua libre (Wikipedia, 2020).

Gas Dulce: Es un gas natural que contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno (H₂S) menores a 4 ppm(v), la GPSA establece como calidad de un gas para ser transportado si tiene un contenido menor de 4 ppm(v) de H₂S, 3% CO₂ y 7 lb de H₂O/MMPCS

Gravedad Específica del Gas Natural: La gravedad específica de un gas (γ_g) se define como la relación entre el peso molecular aparente de un gas natural y el del aire, donde el peso

molecular aparente del gas se calcula con las fracciones molares de los componentes del gas que son determinados con pruebas de laboratorio. El peso molecular del aire de referencia es de 28,97 (compuesto por 79% nitrógeno y 21% oxígeno).

Intercambiabilidad de gases (IG): Es la medida del grado en que las características de combustión de un gas son compatibles con las de otro gas. Se dice que dos gases son intercambiables cuando un gas puede ser sustituido por otro gas sin interferir con la operación de equipos o artefactos de combustión (CREG 050, 2018).

MAOP: Máxima presión operación permisible, representa un valor dado por integridad del material.

Poder Calorífico del Gas Natural: El término general describe la cantidad de calor generado durante la combustión del gas natural, es el contenido de energía en el gas. La cantidad de energía entregada se calcula multiplicando la cantidad entregada del gas por el poder calorífico (JBR/JBR, 2021).

Poder Calorífico Neto (Inferior -PCI). Mide el calor aprovechable; el poder calorífico neto describe la cantidad de calor generado, cuando la temperatura del aire de combustión y del gas natural antes de la combustión es de 25°C, cuando los productos de la combustión (gases de combustión) se enfrían a 25°C, y cuando el agua producida durante la combustión está presente en forma de vapor.

Poder Calorífico Bruto (Superior - PCS). Mide el calor producido en la combustión; el poder calorífico bruto describe la cantidad de calor desarrollado por la combustión de un metro cúbico de gas a presión constante cuando el gas y el aire para la combustión tienen una temperatura de 25°C, llevándose los productos de la combustión a esa temperatura y el agua formada por la combustión está presente en estado líquido.

Punto Cricondentermico: Es el punto de temperatura por encima de la cual no se presenta condensación, independientemente de la presión y de los hidrocarburos pesados que pueda haber en el gas natural. Es el punto de máxima temperatura donde existe un equilibrio entre la fase líquida y la fase gaseosa.

Punto de Rocío de Hidrocarburos: El punto de rocío de hidrocarburos es la temperatura a la cual empieza a aparecer líquido condensado de hidrocarburos. No hay condensación a temperaturas superiores al punto de rocío. Cuando la temperatura cae por debajo del punto de rocío, cada vez se forma más líquido condensado. Los puntos de rocío de hidrocarburos dependen de la composición del gas natural y de la presión a la cual esté sometido dicho gas. El punto de rocío de hidrocarburos para cualquier presión no deberá superar el valor de 45°F (7.2°C) (CREG-054, 2007).

RUT - Reglamento único de transporte de gas natural: Conjunto de normas de carácter general expedidas por la CREG, que reglamentan la actividad de las empresas que prestan el servicio de transporte de gas natural y su interrelación con los demás agentes.

Resumen

Título: Planteamiento de Alternativas Operacionales y Tecnológicas de Tratamiento del Gas con Alto Contenido de CO₂ en un Campo de Producción de Hidrocarburos*

Autor: Leonardo Franco Sandoval**

Palabras claves: calidad del gas natural, presión parcial y velocidad de corrosión por CO₂, tecnologías de endulzamiento del gas natural, guía y matriz de alternativas de selección de tecnología de endulzamiento de gas.

Descripción: El presente trabajo tiene como objetivo evaluar un esquema operacional a baja y alta presión para el manejo del gas natural extraído de los Yacimientos de petróleo y gas con un contenido de dióxido de carbono (CO₂) mayor al 2%, seleccionar una tecnología de tratamiento y simular el proceso de endulzamiento del gas natural con el software Hysys, como una propuesta de solución al impacto que genera un alto porcentaje contenido de dióxido de carbono (CO₂) presente en la corriente de gas natural. Los impactos del CO₂ en la corriente de gas natural en el proceso de producción están relacionados con la integridad de tuberías y equipos (fenómenos de corrosión en materiales) y la calidad del gas natural (poder calorífico, índice de Wobbe) que podría limitar la incorporación de producción de hidrocarburos y hacer los proyectos no viables por el incremento en los costos de inversión (metalurgia, nuevos procesos), disminución de la capacidad operativa en las facilidades de superficie, generación de riesgos por la pérdida de contención con sus afectaciones al entorno (medio ambiente y comunidades) así como la generación de pérdidas económicas representadas en diferidas de producción de petróleo y gas y un aumento

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simanca, Magíster en Ingeniería de Petróleos

del costo operativo (mantenimiento de las infraestructura) de los campos de producción de hidrocarburos.

El desarrollo del estudio permitirá analizar de forma integral para un contenido de CO₂ en la corriente de gas natural de 13,5% molar los conceptos técnicos relacionado con la calidad del gas natural, presión parcial y velocidad de corrosión por CO₂, los criterios de selección de las tecnologías de endulzamiento de gas natural para la remoción del CO₂, simulación en el software Hysys, los riesgos asociados a la pérdida de contención en facilidades de superficie y evaluación de resultados teniendo presente variables como la presión, caudal, composición del gas natural y costos.

Una alta eficiencia en el proceso de remoción de CO₂ en la corriente de gas natural tendrá un aporte complementario al proceso de transición energética en la meta de cero emisiones netas al año 2050 de gases efecto invernadero en Colombia (CCUS, por sus siglas en inglés), al viabilizar en los campos de petróleo y gas con baja presión de yacimiento ser candidatos para la implementación de procesos de captura de dióxido de carbono, almacenamiento de CO₂ y uso de dióxido de carbono en el proceso de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Abstract

Title: Proposal of Operational and Technological Alternatives for the Treatment of Gas with High CO₂ Content in a Hydrocarbon Production Field*

Author: Leonardo Franco Sandoval**

Keywords: Natural Gas Quality, Partial Pressure and Rate of Corrosion by CO₂, Natural Gas Sweetening Technologies, Guide and matrix of selection alternatives for gas sweetening technology.

Description: The objective of this work is to evaluate an operational scheme at low and high pressure for the management of natural gas extracted from oil and gas fields with a carbon dioxide (CO₂) content greater than 2%, select a treatment technology and simulate the natural gas sweetening process with Hysys software, as a proposed solution to the impact that generates a high percentage of carbon dioxide (CO₂) content present in the natural gas stream. The impacts of CO₂ in the flow of natural gas in the production process are related to the integrity of pipes and equipment (corrosion phenomena in materials) and the quality of natural gas (calorific value, Wobbe index) that could limit the incorporation of production and make the projects unfeasible due to the increase in investment costs (metallurgy, new processes), decrease in operating capacity in surface facilities, generation of risks due to loss of containment with its effects on the environment (environment and communities) as well as the generation of economic losses represented in deferred oil and gas production and increased operating cost (maintenance of infrastructures) of hydrocarbon production fields.

* Degree work

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simanca, Máster in Petroleum Engineering

The development of the study will make it possible to comprehensively analyze for a CO₂ content in the natural gas stream of 13,5% molar technical concepts related to the quality of natural gas, partial pressure and rate of corrosion by CO₂, selection criteria for natural gas sweetening technologies for CO₂ removal, simulation in the Hysys software, the risks associated with the loss of containment in surface facilities and evaluation of results taking into account variables such as pressure, flow, natural gas composition and costs.

A high efficiency in the CO₂ removal process in the natural gas flow will have a complementary contribution to the energy transition process in the goal of zero net emissions by 2050 of greenhouse gases in Colombia (CCUS, for its acronym in english), by enabling oil and gas fields with low reservoir pressure to be candidates for the implementation of carbon dioxide capture processes, CO₂ storage and use of carbon dioxide in the enhanced oil recovery process (EOR).

Introducción

En Colombia en el Valle Medio del Magdalena hay campos de producción de petróleo con un bajo factor de recobro y una baja presión de Yacimiento que contienen un buen potencial de volúmenes de hidrocarburos en formaciones donde el gas natural contiene un mayor porcentaje de dióxido de carbono (CO₂), una alternativa operacional de manejo de gas en superficie junto a un esquema de tratamiento de endulzamiento viabilizaría las oportunidades de un desarrollo de incremento de producción de petróleo y gas por actividades de Workover, perforación infill y procesos de recobro mejorado (EOR) que aportarían a las metas volumétricas de producción de los Campos.

Un alto porcentaje de dióxido de carbono (CO₂) en la corriente de gas natural genera un impacto en costos en la operación teniendo presente los parámetros de calidad del gas de venta, integridad de tuberías, tecnologías requeridas y cambios en la valoración de los riesgos lo que exige un planteamiento de alternativas tecnológicas y operacionales que aporten a la solución de la problemática identificada.

El gas es uno de los recursos energéticos fundamentales en el proceso de transición energética que compartirá la matriz energética con fuentes de energía renovables no convencionales (hidrógeno, eólica y fotovoltaica), en Colombia el gas natural sirve de respaldo al sistema eléctrico (NATURGAS, 2021) y por otra parte el CO₂ recuperado aportaría en el aumento del factor de recobro de hidrocarburos aplicado al proceso de recuperación mejorada (EOR); lograr una alta eficiencia de remoción de del dióxido de carbono en el proceso de tratamiento del gas natural facilita el proceso de captura y representa una alternativa a la reducción de gases de efecto invernadero.

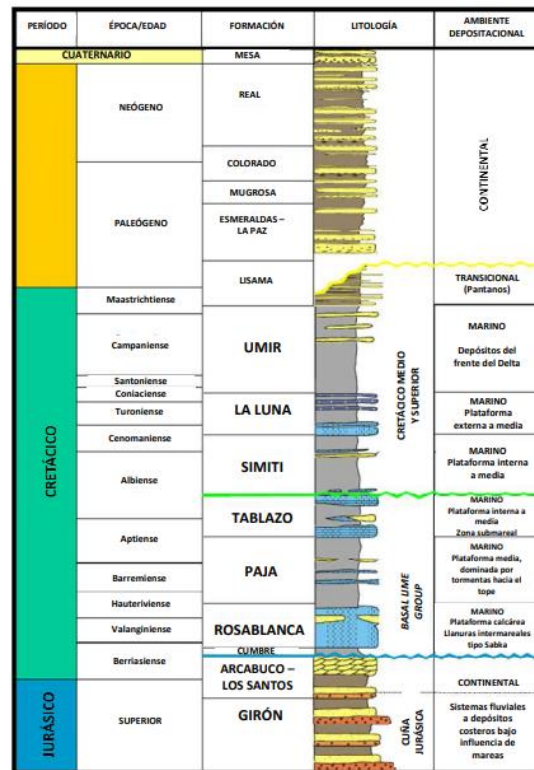
El presente trabajo proyecta definir una alternativa de manejo operacional y tratamiento del gas natural con un mayor porcentaje de contenido de CO₂, estableciendo la oportunidad de incrementar la producción de hidrocarburos con generación de valor en un entorno de desarrollo sostenible, una operación eficiente, segura y amigable con el medio ambiente.

1. Descripción del Problema

Algunos campos de Producción de hidrocarburos ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Santander producen de las formaciones Lisama, Esmeraldas y Mugrosa, en el desarrollo de la reciente campaña de perforación de pozos productores de hidrocarburos realizada entre los años 2015 y 2021 se ha registrado un incremento significativo en el porcentaje de contenido de dióxido de carbono (CO₂) en la corriente de gas natural gas al contactar la formación Lisama en un rango entre el 15% y el 20% molar, en la figura 1 se observa la ubicación de la formación Lisama en la Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.

Figura 1

Ubicación de las Formaciones Mugrosa, Esmeralda y Lisama en la Columna Estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Nota: Informe de Interpretación Sísmica Componente Horizontal y Vertical – programa ANH Línea Regional Transandina 4 A; PetroSeis- ANH, 30 septiembre de 2011.

En el esquema de producción en un Campo Petrolero, el gas que se extrae de las formaciones productoras de hidrocarburos de un Yacimiento es recolectado, separado del petróleo y direccionado a un sistema de compresión para su disposición a través de una línea de transferencia de gas y/o gasoducto para entrega a una planta de tratamiento y/o procesamiento de gas, la tubería instalada en su trazado puede tener un entorno de asentamiento cercanos de comunidades segregadas a lo largo del trazado.

El gas natural con un alto contenido de CO₂ genera afectaciones a la calidad del gas por tener un menor poder calorífico, con la presencia de humedad de agua en la corriente de gas en el proceso de compresión y transferencia a las máximas presiones operativas de 1200 Psig (CREG - 017) favorece a la formación de fenómenos corrosivos, generando un deterioro temprano en la infraestructura de transporte y Proceso, lo que implica en la tubería y equipos una disminución en la máxima presión operativa (MAOP) y su afectación en la incorporación de nuevos volúmenes de Producción por la disminución de las capacidades de las facilidades de superficie al tener que realizar ajustes a un menor valor en los parámetros de las ventanas operativas de presión y caudal en los procesos, mayores costos de operación por mantenimiento así como un cambio en la valoración de los riesgos por la probabilidad de pérdida de contención del gas (fuga de gas) que podría generar peligros de incendio y explosión con afectación a personas e infraestructura, contaminación del medio ambiente, pérdidas económicas y daño en la imagen de la Empresa.

Los procesos de tratamiento químico con inhibidores de corrosión por CO₂ tienen una aplicabilidad a presiones parciales de CO₂ bajas (<15 psi), por lo que un proceso de endulzamiento del gas aportaría integralmente a las soluciones de manejo de gas con alto contenido de CO₂

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Evaluar alternativas operacionales y tecnologías utilizadas para el manejo y tratamiento del gas natural con alto contenido de CO₂ en un campo de producción de hidrocarburos.

2.2 Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico del proceso de manejo del gas natural con alto contenido de CO₂ de un campo de producción de hidrocarburos relacionado con la cuantificación en la variación del poder calorífico, valoración de los indicadores de integridad, análisis de riesgos asociados e impactos ambientales.
- Proponer escenarios operacionales y tecnologías de tratamiento del gas natural con alto contenido de CO₂ para uso y transferencia en ductos a alta presión.
- Realizar una evaluación técnico - económica del escenario seleccionado de la aplicación de la matriz de selección de alternativas de tratamiento del gas con alto contenido de CO₂.
- Analizar el desempeño del escenario seleccionado de tratamiento del gas con alto contenido de CO₂ en un simulador comercial de procesos (Hysys – Ecopetrol S.A).

3. Marco Teórico

El trabajo de investigación realizado por Kermany y Harrop indica que los fenómenos de corrosión han representado un 33% del total de las fallas en las tuberías de proceso en las operaciones de la industria del gas y del petróleo, el porcentaje de frecuencia de falla asociada al contenido de CO₂ fueron de un 28% y del 18% por H₂S, a nivel mundial el 63 % de las fallas en las tuberías de transporte de gas natural y/o petróleo tienen una causa de corrosión (50 % corrosión interna, 13 % corrosión externa), el costo estimado por año asociados a los fenómenos de corrosión en la industria de producción de petróleo y gas es de USD \$1372 billones (USD \$589 millones instalaciones y tuberías de superficie, USD \$463 millones tubería de fondo de pozo y USD \$320 millones otros gastos, Simons 2008).

Los fenómenos corrosivos generados aguas abajo del punto de extracción del gas natural al interior de líneas y equipos por presencia de CO₂ y agua causan una afectación en la integridad del material (metalurgia) con la disminución de la máxima presión operativa (MAOP) por disminución de espesores en materiales lo que conlleva a una disminución en la capacidad y un cambio en la valoración de la condición de riesgos; la norma NACE SP0106 -2018 establece una denominación de corrosión como leve, moderada y severa en relación a un rango de valores de presión parcial del CO₂.

Un alto contenido de CO₂ en la corriente de gas natural afecta los parámetros de calidad del gas establecidos en la resolución CREG-071-1999, la implementación de un proceso de tratamiento de los gases ácidos (endulzamiento del gas) genera una reducción o remoción de los contaminantes como CO₂ y H₂S aportando al aumento del poder calorífico del gas natural, disminución de los fenómenos corrosivos en la metalurgia de las tuberías, equipos y aporta a la disminución en la contaminación ambiental en los procesos de combustión.

La mayoría de los campos productores de hidrocarburos ubicados en el departamento de Santander del Sur han presentado en los últimos diez años valores bajos en el porcentaje de contenido molar de CO₂ en la corriente de gas natural, estos valores han estado en el rango del 0,229% al 1,2% (valores promedio de campo), solo hay un campo que ha mostrado un aumento considerable en el porcentaje de contenido molar de CO₂ pasando de valores de 2,962% a 13,5% (valores promedios de campo).

Para lograr una especificación en la calidad del gas natural existe en la literatura diferentes tecnologías para el tratamiento de gas ácido donde se utilizan procesos químicos y/o físicos para la remoción o disminución del contenido de contaminantes presentes en la composición del gas natural como el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno.

3.1 Calidad del Gas Natural

La Comisión de Regulación de Energía y gas adoptó el Reglamento Único de Transporte de gas natural (RUT) en Resolución CREG- 071 de 1999, donde en la sección 6.3 se establecen las especificaciones de calidad del gas natural venta para entrega al sistema de transporte Nacional, en la Tabla 1 se especifica la calidad establecida en el RUT (CREG-071, 1999).

La resolución CREG indica que la exigencia de especificaciones mínimas de calidad del gas inyectado a un Sistema de Transporte tiene dos objetivos principales:

- Proteger la integridad del Sistema de Transporte de gas y de las instalaciones del proceso, por lo que se controla:
 - El contenido de CO₂ y agua para evitar corrosión interna en las tuberías.
 - La formación de líquidos hidrocarburos que tiene un efecto de pérdida de eficiencia en los sistemas de transporte.

- Permitir el intercambio de gases de tal forma que no se afecte la combustión en los quemadores diseñados para la segunda familia de combustibles gaseosos.

Tabla 1*Especificaciones de Calidad del Gas Natural CREG-071*

Especificaciones	Notas	Sistema	Sistema
		Internacional	Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	Todos los datos referidos a metro cúbico de gas se refieren a condiciones estándar	42,8 MJ/m ³	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	Todos los datos referidos a metro cúbico de gas se refieren a condiciones estándar	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido	El gas natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del sistema de transporte. La característica para medir la calidad será la “Cricodontérmico” el cuál será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Cont. total de H ₂ S	Máxima	6 mg/m ³	0,25grano/100PC
Cont. total de azufre	Máximo	23 mg/m ³	1 grano/100PC
Contenido de CO ₂	Máximo % volumen	2	2
Contenido de N ₂	Máximo % volumen	3	3
Contenido de inertes	Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO ₂ , nitrógeno y oxígeno	5	5
Contenido de Oxígeno	Máximo % volumen	0,1	0,1
Contenido de agua	Máximo	97 mg/m ³	7 lb/MPCDS
Temp. de entrega	Máximo	49 °C	120 °F
Temp. de entrega	Mínimo	4,5 °C	40 °F
Cont. máximo de polvos y material en suspensión	El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones	1,6 mg/m ³	0,7grano/1000PC
Número de Wobbe	Calculado con el poder calorífico superior en base volumétrica a condiciones estándar definidas en la presente resolución y con la densidad relativa real a las mismas condiciones estándar	Entre 46,6 MJ/m ³ y 52,7 MJ/m ³	Entre 1250 BTU/ft ³ y 1414 BTU/ft ³

Las especificaciones de calidad establecidas en el RUT indican que el gas deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquido, a las condiciones críticas de operación del sistema de transporte. Así mismo, se establece que la característica para medir la calidad será el “Cricodontérmico” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las zonas donde sea utilizado el gas. La medición de la composición del gas se utiliza para analizar y calcular el poder calorífico, el índice de Wobbe y otros parámetros de calidad del gas natural.

3.1.1 Cromatografía del Gas

La cromatografía de gases es una de las técnicas más utilizadas para el análisis de los componentes del gas natural en un amplio rango de detección que va desde niveles de ppm hasta el 100 por ciento con una buena repetibilidad de las medidas (GPA 2261, 2019). Este método cubre la determinación de la composición química de gas natural y mezclas gaseosas similares dentro los intervalos enumerados en la Tabla 2; si la corriente de gas natural presenta componentes como el helio, sulfuro de hidrógeno, agua, monóxido de carbono, hidrógeno, estos se determinan por aparte.

Tabla 2*Rango de Aplicación del Análisis de Cromatografía del Gas GPA 2261-19*

Componente	Rango bajo %Molar	Rango común	Rango Alto
		% Molar	% Molar
Nitrógeno	0,01 - 0,1	0,1 – 30	> 30
Metano	0,01 - 40	40 – 100	N/A
Dióxido de Carbono	0,01 - 0,1	0,1 - 30	> 30
Etano	0,01 - 0,1	0,1 – 10	> 10
Propano	0,01 - 0,25	0,1 – 10	> 10
Isobutano	0,01 - 0,25	0,25 – 4	> 4
N- butano	0,01 - 0,12	0,25 – 4	> 4
Isopentano	0,01 - 0,12	0,12 - 1,5	> 1,5
n pentano	0,01 - 0,1	0,12 - 1,5	> 1,5
*Hexano +	0,01 - 0,1	0,12 - 1,5	> 1,5
*Heptano +	0,01 - 0,9	0,1 - 1,5	> 1,5

Nota: La incertidumbre en el rango bajo puede ser diez veces mayor y en el rango alto de dos a tres veces mayor que el dato de la columna central.

3.1.2 Número de Wobbe (Índice de Wobbe)

El índice de Wobbe es el de mayor aplicación en la industria a nivel mundial para medir la intercambiabilidad del gas (IG) y fue desarrollado por el físico italiano Goffredo Wobbe en 1927. Los gases combustibles se han caracterizado en tres familias (Gases manufacturados, gases naturales y gases licuados) donde el gas natural pertenece a la segunda familia la cual se subdivide en grupos H, L y E con un índice de Wobbe entre 39,1 MJ/m³ y 54,8 MJ/m³; para cada grupo se define su propio rango del índice de Wobbe, para el grupo H el rango es de 45,7 MJ/m³ y 54,7 MJ/m³ (1 MegaJoule/m³ = 26,839191993505 BTU/ft³).

El número de Wobbe puede especificarse como superior o inferior, dependiendo del poder calorífico con el que se calcule, cuando se hace mención del término “número de Wobbe” sin ningún calificativo adicional, se hace referencia al número de Wobbe superior, el cual se determina con el máximo poder calorífico bruto del gas y es el más usado en la industria.

El índice de Wobbe es la relación entre el poder calorífico (máximo o inferior) de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia, las unidades del índice de Wobbe son las mismas que las de poder calorífico y es expresado matemáticamente como (CREG-062, 2008):

$$W_{sup \text{ o } Inf} = \frac{PC_{sup \text{ o } Inf}}{\sqrt{GE}} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

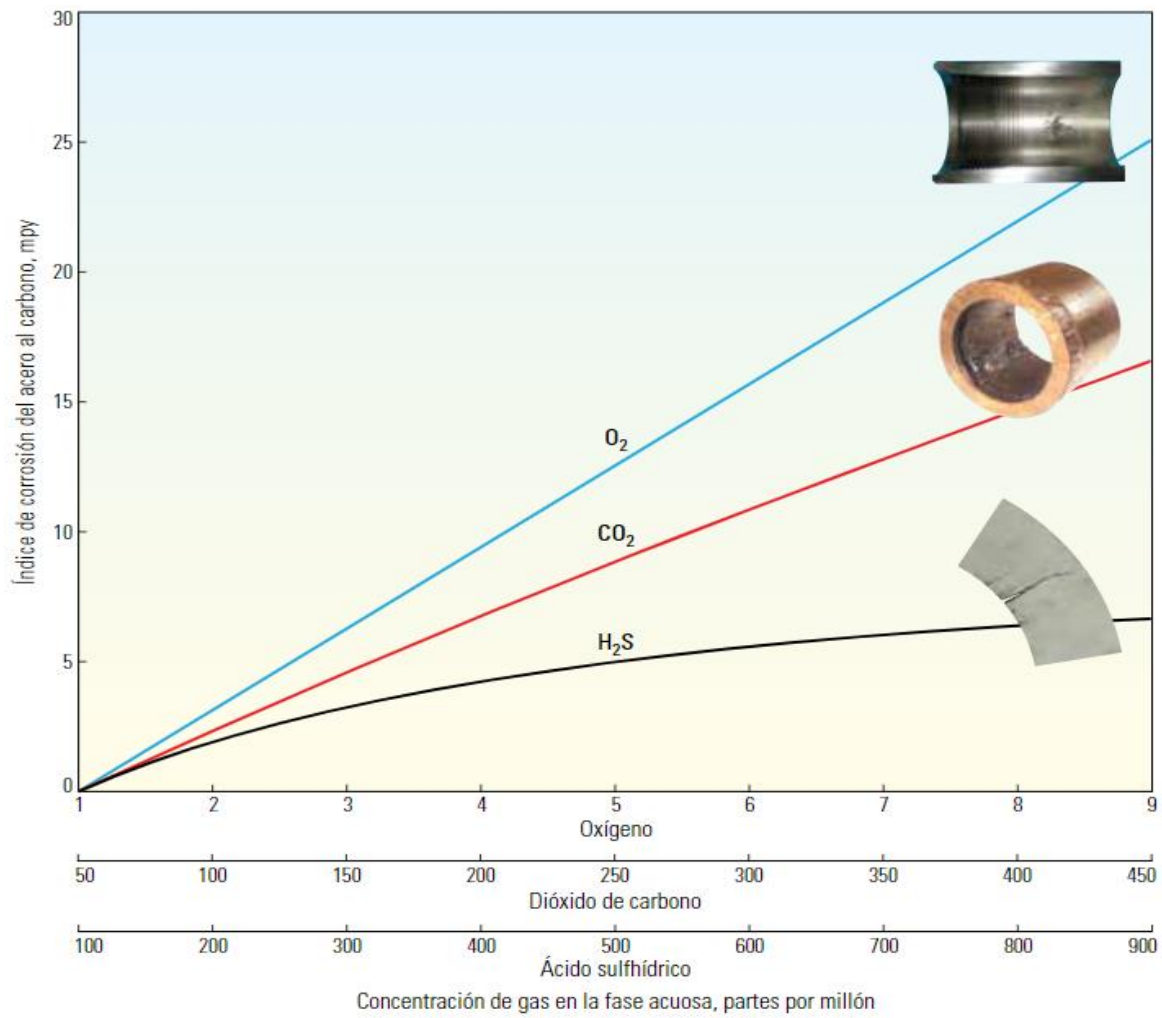
- $W_{sup \text{ o } Inf}$: es el Índice de Wobbe superior o Inferior.
- $PC_{sup \text{ o } Inf}$: es el poder calorífico superior o Inferior.
- GE : es la densidad relativa del gas.

3.2 Indicadores de grados de Corrosión del Acero al Carbón

Los índices de corrosión relativos en mili pulgadas/año (mpy) del acero al carbono muestran diferencias pronunciadas cuando el acero al carbono se expone a concentraciones variables de O₂, CO₂ y H₂S (Oilfield Review, 2016), en la figura 2 se muestra una comparación de la velocidad de corrosión del acero al carbón expuesto a diferentes concentraciones de oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrogeno en una corriente de gas con contenido de agua.

Figura 2.

Índices de Corrosión del Acero al Carbón Expuesto a Concentraciones O₂, CO₂ o H₂S.



En la tabla 3 se establecen los criterios indicados por la norma NACE SPO775-13 de clasificación de la velocidad de corrosión por disminución del espesor del material al evaluar los insertos de cupones de corrosión implementados en las tuberías.

Tabla 3

Criterios de Clasificación según Degradación Material Promedio Año según NACE SP0775 –

13

Clasificaciones de la Tasa de Corrosión Promedio				
Clasificación	Tasa de Corrosión Promedio		Tasa de Picaduras Promedio	
	mpy	µm/a	mils/año	µm/a
Bajo	1.0	25	12	305
Moderado	1.0 - 4.9	25 - 125	12 - 24	305 - 610
Severo	5.0 - 10	126 - 254	25 - 96	635 - 2438
Muy severo	> 10	> 254	> 96	> 2438

Nota. mpy = milésima de pulgada por año y µm/a = micrómetros por año (milésima de milímetro por año)

En la tabla 4 se relaciona una guía de referencia para la determinación del nivel de severidad de la corrosión interna en los procesos en la industria de los hidrocarburos, al evaluar la velocidad de corrosión por disminución del espesor del material en milímetros por año de material

Tabla 4

Niveles de Severidad de Corrosión

Clasificación	Tasa de corrosión (mm/año)			
1			<	0.01
2		0.01	a	0.1
3		0.1	a	1
4		1	a	10
5			>	10

Nota: IFE/KR/E, 2009/003, "Guidelines for prediction of CO₂ corrosion in oil and gas production systems" Institute for Energy Technology, <https://ife.braze.unit.no>

3.2.1 Presión Parcial del CO₂

La determinación de la presión parcial de CO₂ representa una medida de afectación al acero al carbón que se determina analizando el contenido de una muestra de gas, una vez que se

mide el % de mol del gas de CO₂ gas en relación a la muestra completa del gas, ese mol se multiplica por la presión total para calcular la presión parcial del CO₂ (NACE International, 2011), el cálculo de la presión parcial CO₂ puede ser determinado con la ecuación 2, el estándar NACE (2018) establece unos rangos de grado de corrosión asociada a la presión parcial del CO₂ en el gas que se indican en la Tabla 5.

$$\text{Presión parcial CO}_2 = \frac{\% \text{ CO}_2 * P_t}{100} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde:

- Presión total (psia) = [presión (psig) + presión atmosférica (14.7 psi)]

Tabla 5

Grados de Corrosión en la Tubería en Acero al Carbón Relacionada con la Presión Parcial del CO₂

Presión parcial CO ₂ Psi	Grado de corrosividad
0 a 7	Baja
7 a 30	Moderada
mayor de 30	Alta Mayor

3.2.2 Nomograma para determinar la Velocidad de Corrosión del Acero al Carbón por % Dióxido de Carbono

En la industria existen nomogramas, correlaciones y utilización de cupones de corrosión para determinar los niveles de severidad de la corrosión que están dados por la pérdida en milímetros o pulgadas de material por año, la velocidad de corrosión puede ser estimada con algunas correlaciones existentes en la industria como son la correlación de DeWaard-Milliams (1975), la correlación DeWaard-Lotz-Milliams (1991) y el modelo de Norsok M-506, para el caso de los cupones de corrosión la velocidad de corrosión puede ser estimada con la ecuación 3.

$$V_{corro} = 22270 * (W_i - W_f) / (A_c * \rho * t) \quad \text{(Ecuación 3)}$$

Dónde:

V corro = Velocidad de corrosión, mpy

W_i = Peso inicial cupón de corrosión, gr

W_f = Peso final cupón de corrosión, gr

A_c = Área del cupón, cm²

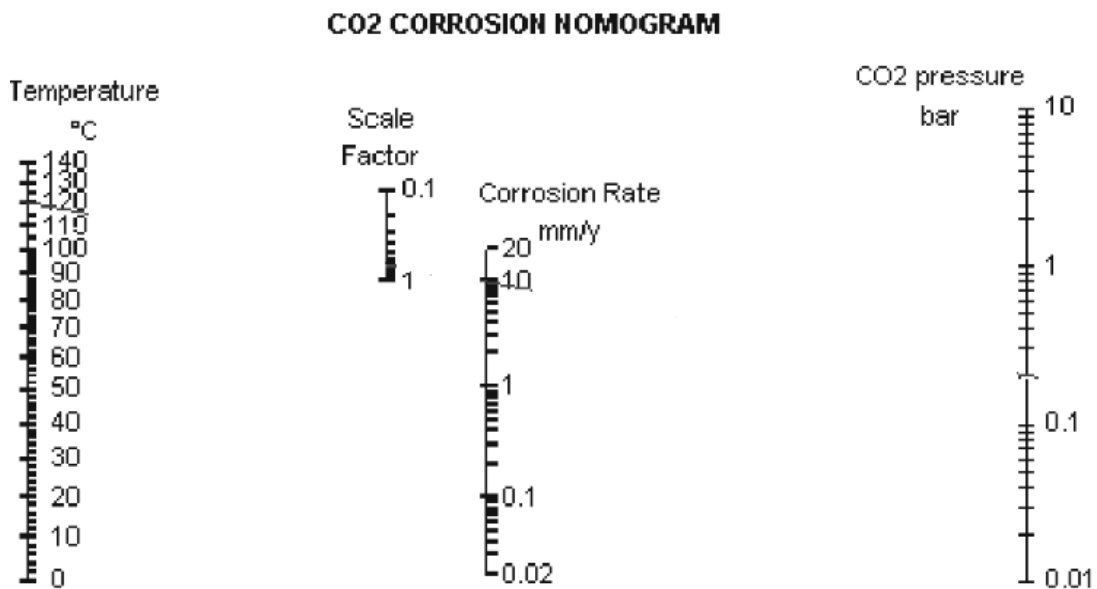
ρ = densidad del material, gr/cm³

t. = Tiempo en exposición, días (recomendado norma NACE de 30 días)

El nomograma de DeWaard-Milliams indicado en la figura 3 nos permite estimar los mpy del acero al carbón conociendo la presión parcial y la temperatura del fluido.

Figura 3

Nomograma DeWaard-Milliams para la estimación de la velocidad de corrosión del acero al carbón por Presión parcial del CO₂ y temperatura del fluido.



3.2.3 Criterios de Clasificación Grado de Corrosión

Las Normas NACE 00775-13, NACE MR-0176-06, NACE: SP0106-2018 y NACE MR 0175-88 establecen unos criterios de velocidad de corrosión para determinar el grado de corrosión (baja, media, alta o severa) para tuberías de acero al carbón con criterios como velocidad de corrosión, % BSW, contenido de dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, oxígeno disuelto, cloruros y valor de presión parcial, los cuales se indican en las Tablas 6, 7, 8 y 9.

Tabla 6

Rango de Grado de Corrosión en Tubería de Acero al Carbón según Criterio de Velocidad de Corrosión referenciado en la Norma NACE 00775-13

Parámetro	Grado de corrosividad				Referencia
	Baja	Moderada	Alta	Severa	
Velocidad de corrosión general mpy	< 1,0	1,0 -4,9	5,0 - 10	> 10	Norma NACE 00775-13: Criterios de clasificación para corrosividad de fluidos. Table 2: Qualitative categorization of carbon steel corrosion rates for oil production systems
Máxima velocidad de corrosión por picado - mpy	< 5,0	5,0 - 7,9	8,0 - 15	> 15	

Tabla 7

Rango de Grado de Corrosión en Tubería de Acero al Carbón según Criterio de %BSW, Concentración CO₂ y H₂S referenciado en la Norma NACE MR-0176-06

Parámetro	Grado de corrosividad				Referencia
	Baja	Moderada	Alta	Severa	
%BSW	< 25%	25% - 75%		> 75%	Norma NACE MR-0176-06: Criterios de clasificación para corrosividad del agua. Table 1: Classification of metal-loss corrosion for sucker -rod pumps
H ₂ S	< 10 ppm	10 - 100 ppm		> 100 ppm	
CO ₂	< 250 ppm	250 - 1500 ppm		> 1500 ppm	

Tabla 8

Rango de Grado de Corrosión en Tubería de Acero al Carbón según Criterio de Concentración O₂ Disuelto y Cloruros

Parámetro	Grado de corrosividad				Referencia
	Baja	Moderada	Alta	Severa	
Concentración O ₂ disuelto	0 - 20 ppb	20 - 40 ppb	40 - 100 ppb	> 100 ppb	Paper 03160 Corrosion 2003. Risk Based corrosion management system for oilfield production installations - development, methodology and application Carlos Palacios - Pecom Venezuela
Concentración Cloruros	0 - 0,02 ppb	0,02 - 0,04 ppb	0,4 - 0,1 ppb	> 0,1 ppm	

Tabla 9

Rango de Grado de Corrosión en Tubería de Acero al Carbón según Criterio de Presión Parcial de CO₂ y H₂S.

Parámetro	Grado de corrosividad			Referencia
	Baja	Moderada	Alta Mayor	
Presión parcial CO ₂ - psia	0 - 7	7 - 30	> 30	Norma NACE: SP0106-2018, Control de la corrosión interna en tuberías de acero y sistemas de tuberías
Presión parcial H ₂ S - psia	< 0,05			NACE MR 0175-88, Standard Materials Requirements, "Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment"

3.3 Tratamiento Químico CO₂ _ Inhibidores de Corrosión

Los inhibidores de corrosión son productos químicos que en un medio corrosivo disminuyen la velocidad de corrosión generando una protección a la tubería mediante la formación por

adsorción de una película sobre la superficie interna de la tubería y formación de precipitados protectores sobre la superficie del metal por modificación del medio (Fernández G., julio 2011).

Los criterios para la selección y la dosificación de los inhibidores a tener presentes están relacionados con las variables del sistema como presión, temperatura, régimen de flujo, velocidad del fluido, composición del fluido y otros factores como la compatibilidad de productos químicos, eficiencia, tiempo de acción y costos.

Los inhibidores de corrosión se clasifican según el mecanismo de acción (Inhibidor anódico, catódico, mixtos y de adsorción), la composición química (Inhibidores sintético-orgánicos como alcoholes acetilénicos, amidas, aromáticos, aminas y sintético inorgánicos como arseniatos, cromatos, fosfatos, molibdatos) y la fase de aplicación (Fase vapor, soluciones alcalinas, agua enfriamiento, agua de caldera, hidrocarburos, aceites y grasas lubricantes).

3.4 Inspección en Línea - Ili

Se denomina Ili la evaluación de la condición o estado interior de una tubería utilizando una herramienta de inspección en línea llamado “pigs inteligente”, este dispositivo utiliza una técnica (ondas de ultrasonido o campos magnéticos) no destructiva que permite detectar y dimensionar irregularidades o daños internos de la tubería como corrosión, grietas y deformaciones (NACE Standard RP-0102, 2002). Las normas API 1163 y NACE Standard RP-0102 hacen referencia a lineamientos de una correcta selección, ejecución, inspección, análisis y validación de resultados a tener presente en las inspecciones con herramientas inteligentes.

Las herramientas de detección de fuga de flujo magnético (Bake & Raymond R., November 2008) (MFL) pueden ser de baja o alta resolución, estas generan un campo magnético en la pared de la tubería, que en deterioro del material (espesor, agrietamiento u otro) permite la fuga de flujo magnético que es detectado por los sensores. La orientación del campo magnético en

la dirección axial de la tubería permite detectar picaduras y/o grietas circunferenciales, la orientación radial del campo magnético permite detectar grietas a lo largo de la tubería.

Las herramientas ultrasónicas son más sensibles en la detección de imperfecciones de la tubería que utiliza una onda de sonido de alta frecuencia que se refleja en presencia de discontinuidades en la pared de la tubería y requieren de un gel para transmitir la señal entre la herramienta y la tubería, para detectar señales ultrasónicas a través de un gas se ha desarrollado una herramienta (EMAT) que utiliza transductores acústicos electromagnético.

3.5 Tratamiento del Gas Natural

El procesamiento de gas requiere una de etapa previa de tratamiento y ajuste del punto de Rocío, el tratamiento del gas involucra los procesos de separación, compresión, endulzamiento y deshidratación. El proceso de endulzamiento es un proceso común aplicado en el proceso de tratamiento del gas natural, por lo que su diseño se encuentra documentado en varios libros de autores y asociaciones como GPSA, Kidnay, A. J., Parrish, W. R., & McCartney, Arnold, K. y Stewart, M. Campbell, J. M., & Maddox, R. N; este proceso se refiere a la remoción de los componentes ácidos (CO₂ y/o H₂S) presentes en la corriente de gas natural según los requerimientos establecidos por las Normas a nivel nacional y/o internacional para el transporte y comercialización.

3.6 Tecnologías de Endulzamiento del Gas Natural

En la industria de los hidrocarburos existen diferentes tratamientos para reducir total o parcialmente el contaminante (CO₂ o H₂S) por criterios de seguridad, integridad y calidad (Bergel & Tierno, 2009), (Nadyah Faizip, 2002). El proceso de Endulzamiento del gas se puede dar por los siguientes mecanismos de remoción (Asociación de Proveedores de Procesadores de Gas, 2004), (Arnold & Stewart, 1999):

- Procesos de absorción (absorción química y física)

- Proceso de adsorción (superficie sólida)
- Solución híbrida (solvente mixto físico y químico)
- Separación física (membrana, separación criogénica)

En la tabla 10 se relaciona una clasificación de tecnologías de endulzamiento del gas natural para la remoción de CO₂

Tabla 10

Clasificación de Tecnologías de Endulzamiento del Gas para Remoción de CO₂.

Método de Remoción CO ₂	Tipo de Proceso	Tecnología
Absorción Química	Regenerativo /continuo	Amina
	No regenerativo / continuo	Carbonato de Potasio
Absorción Física	Regenerativo /continuo	Solvente físico
Absorción física/química	Regenerativo /continuo	Solventes físicos/químicos
Adsorción física	regenerativo /continuo secuencia adsorción desorción	Tamices moleculares
Permeación física	Saturación / Continuo	Membranas

3.6.1 Procesos de Absorción

El proceso de absorción se realiza a través de solventes químicos, físicos y físico químico (mixto) que reaccionan químicamente con los componentes ácidos del gas natural, esta reacción genera inestabilidad que favorece el proceso de separación de los gases ácidos por estar acompañada de un incremento en la temperatura y/o disminución. El proceso realizado con carbonato de potasio y amina se basan en una reacción química para eliminar el componente ácido gas natural.

3.6.1.1 Absorción Química. Los solventes químicos utilizados en el proceso de endulzamiento de gas natural son soluciones acuosas y por lo general son a base de productos de alcanolamina (20% al 70% en peso de amina en agua), hay aminas primarias, secundarias y terciarias, las principales etanolaminas que se utilizan en el proceso de remoción de gases ácidos son Monoetanolamina (MEA), Diglicolamina (DGA), Di etanolamina (DEA), Diisopropanolamina (DIPA) y Metildietanolamina.

Los equipos utilizados en un proceso de endulzamiento con amina son el contactor de absorción de alta presión, separador de baja presión, bombas de alta presión, intercambiadores de calor, rehervidor y recuperador de aminas.

3.6.1.2 Absorción Física. La absorción física se realiza con el contacto físico entre el gas a tratar y un solvente puro (sin agua) que depende de la presión parcial del gas ácido de la corriente de gas natural en el punto de entrada al proceso, el solvente utilizado para el endulzamiento del gas natural presenta afinidad con el agua estableciéndose el proceso de remoción de gases ácidos y retiro de agua, para retirar el agua absorbida del solvente se requiere de un recipiente decantador de agua. La absorción física en el proceso de endulzamiento del gas natural se lleva a bajas temperaturas debido a que la eficiencia de la absorción física aumenta cuando la presión de operación aumenta y/o la temperatura de operación disminuye, la implementación de un ciclo de refrigeración mecánica externa (ciclo de propano) favorece al proceso.

Las principales características del solvente en el proceso de absorción física son:

- Mínimas pérdidas de solvente por la baja presión de vapor a la temperatura de operación
- Los componentes del gas presentan baja solubilidad en el solvente.
- El solvente no presenta degradación a las condiciones de operación.

- Por ser un proceso físico no se genera una reacción química entre el solvente y los componentes del gas.

- El solvente no genera fenómenos de corrosión en la metalurgia de los equipos.

La regeneración del solvente se alcanza con la evaporación a una presión menor que en la Absorción y menor requerimiento de temperatura.

3.6.1.3 Absorción Físicoquímica. El principio de este proceso tiene como objetivo combinar el alto potencial de absorción de la alcanolamina (absorción química) y el bajo requerimiento de energía de regeneración del solvente físico (absorción física).

3.6.2 Adsorción Física (*superficie sólida -lecho seco*)

La adsorción física se relaciona con el uso de tamices moleculares, las esponjas de hierro, Sulfatreat y el óxido de zinc. Los lechos sólidos o secos son productos (mallas moleculares, sílica, alúmina) utilizados para la eliminación de gases ácidos. Este proceso no es recomendado en la remoción de altos contenidos de gases ácidos, el proceso es similar al proceso de secado de gases con ciclos de adsorción/regeneración (8 a 12 horas por ciclo). Las zeolitas son utilizadas selectivamente en los tamices moleculares para capturar CO₂ y presentan una baja tasa de adsorción.

La regeneración de los lechos de tamices utiliza una corriente lateral de gas tratado para la eliminación de compuestos ácidos y alinear a un nuevo ciclo de adsorción. La adsorción por oscilación de presión (PSA) o vacío (VSA) son métodos recomendados para la regeneración del tamiz molecular.

3.6.3 Fraccionamiento Criogénico

El fraccionamiento criogénico (Ryan Holmes) es un proceso para la eliminación de CO₂ del Gas Natural, el fraccionamiento criogénico no elimina el H₂S del gas natural, la eliminación tendría que realizarse aguas arriba del fraccionamiento criogénico, este fraccionamiento requiere

bajas temperaturas, su mejor aprovechamiento es la fabricación de GNL. Los procesos criogénicos derivados que trabajan a temperaturas por encima del punto de solidificación del CO₂ sean implementado para la remoción masiva de CO₂ del gas natural.

Fraccionamiento Criogénico (SPREX) es un proceso en desarrollo por TFE e IFP, es un proceso recomendado a gases ácidos con un contenido de H₂S del 40 %. El proceso emplea una columna de destilación cuyo reflujo está asegurado típicamente a -30°C por una unidad de refrigeración y emplea un rehervidor. La mezcla H₂S/CO₂ se produce en el fondo de la columna en fase líquida, esta mezcla se bombea a una alta presión para ser dispuesta en formaciones a través de los pozos inyectoros. El gas que sale de la columna por la parte superior tiene una composición de un 10 % de H₂S que se alinea aun proceso de amina (MDEA).

3.6.4 Permeación (Membrana)

El uso de una membrana polimérica es una tecnología implementada en la separación de gases, esta membrana no contiene orificios ni poros, el fenómeno de permeación de da en cuatro etapas la adsorción del CO₂ por la superficie activa de la membrana (alta presión), la disolución del CO₂ en la membrana, la difusión del CO₂ a través de la membrana y la desorción del CO₂ de la membrana (a baja presión).

El proceso de adsorción del CO₂ es mayor a alta presión (altas presiones parciales de CO₂), no se recomienda a bajas presiones. Los componentes del gas en el proceso de separación a través del material polimérico se disuelven y difunden a unas velocidades diferentes, por lo que se habla de gases rápidos y lentos. El dióxido de carbono, hidrógeno, helio, hidrógeno el sulfuro y el vapor de agua son muy permeables (gases rápidos); el nitrógeno, el metano y los compuestos de parafina más pesados son menos permeables (gases lentos).

La membrana polimérica se recomienda para eliminar grandes concentraciones de CO₂ y mínimas concentraciones de H₂S del gas natural (alto % molar genera daño de la membrana). En la industria se identifican dos tipos de membranas, la membrana enrollada en espiral y la membrana de fibra hueca.

La combinación de un sistema de amina y un sistema de membrana se considera aun un proceso optimo, debido a que los procesos con membrana para llegar a las especificaciones de gas de venta de 2% de CO₂, requiere un gasto energético mayor de compresión al reprocesar el gas.

3.7 Guía de selección de Tecnologías de Endulzamiento del Gas Acido (Remoción CO₂)

En la selección del proceso de endulzamiento depende de la calidad y cantidad de contaminantes y se deben tener presente varias variables como son la presión parcial de los componentes ácidos, porcentaje de concentración de impurezas, temperatura, presión, volumen y otros, los procesos que se podrían dar serian (Bergel & Tierno, 2009) cuando el CO₂ o el H₂S sean los únicos contaminantes, cuando el CO₂ y H₂S estén simultáneamente o cuando se requiera una remoción selectiva de H₂S cuando tanto CO₂ como H₂S están presentes en el gas. En las Tabla 11 y 12 se relacionan las características principales de las tecnologías de endulzamiento del gas natural indicadas en las referencias de Bergel&Tierno, 2009 y Nadiyah Faizip Gas Sweetening Processes, 2002.

Tabla 11

Características de los Proceso de Endulzamiento del Gas parte I (Amina, Membranas, Carbonato de Potasio).

		Amina	Membranas	Carbonato De Potasio
Especificación	% Vol	< 70	< 90	5 a 50
entrada	PCO ₂ (psia)			> 20
	PCO ₂ (psia) < 15 sin	DEA - MDEA		
	H ₂ S			
	PCO ₂ (psia) +/- 100	X		X

	PCO ₂ (psia) > 100			
	Granel CO ₂		X	
Especificación salida	% Vol	< 2	100%	> 1,5 etapa simple, > 0,1 esquema 2 etapas
	Bajo PPM		Evitarse (CO ₂ corriente venta 90 ppm V)	Evitarse
Rango de flujo	MMPCD	>350<	>350<	<247,1

Tabla 11 Continuación

		Amina	Membranas	Carbonato De Potasio
Presión operativa	Psig	Absorción: 72,5 a 1740 psia Regeneración: 21,75 psia	391,5 - 1470 psia	Absorción: 1000 psia Regeneración: 21,75 psia
Temperatura Operativa	°F	30 - 60°C (absorción)	< 60°C	110 a 120 °C
Perdida de hidrocarburo	%	< 1	1 etapa: 8 – 15 2 etapa: 2 Especialmente metano concentración corriente permeada 10% molar	Muy bajo
Turndown Ratio = maximum flow / minimum flow	%	30	20	30
Equipos Principales		Contactador, regenerador, drum de expansión, intercambiador de calor de amina pobre/rica, enfriador de amina pobre, bombas de circulación	Pretratamiento de entrada (filtro coalescente, carbón activado). patín de membrana, compresor de reciclo y enfriadores	Contactador, sistema de regeneración, intercambiador de calor gas, bombas de circulación, enfriador de solución pobre (para un esquema de proceso en 2 etapas)
Operación	Compleja	Alta	Baja	Muy alta
Inversión	Costo	Alta	Medio	Alta

Operación	Costo	Medio	1 etapa: bajo 2 etapa: Medio	Bajo
Notas		Gas saturado con agua, MEA por consumo de vapor y problemas de corrosión, de menor uso	Gas deshidratado, vida membrana 3 - 4 años	Gas saturado con agua, reacción H ₂ S cuando cantidades de CO ₂ esté presente

Tabla 12

Cracterísticas de los Procesos de Endulzamiento de Gas parte 2 (Solvente fisico, solvente fisico/químico, adsorción fisica y solventes no regenerativos)

		Solvente Físico	Solvente Físico/Químico	Adsorción Física	Solventes No Regenerativo
Especificación entrada	% Vol PCO ₂ (psia) PCO ₂ (psia) < 15 sin H ₂ S PCO ₂ (psia) +/- 100 PCO ₂ (psia) > 100 Granel CO ₂	> 46,4	> 110,2	0,1 a 2	< 0,1
Especificación salida	% Vol Bajo PPM	100%	< 0,5	50 ppm	5 a 300 ppm
Rango de flujo	MMPCD	105,9 - 388,3	>350>		< 105,9
Presión operativa	Psig	Absorción: 1000 psia	Absorción: 1000 psia Regeneración: 43,5 psia	Adsorción: 203 -1000 psia	Según necesidad
Temperatura Operativa	°F	(-) 1,8°C a Temp Amb	Temp Amb a 60°C (absorción)	Adsorción: 30 a 60°C Regeneración: 350 °C	Temp Ambiente

Perdida de hidrocarburo	%	Absorción de hidrocarburos pesados, estos presentan afinidad con los solventes físicos (alta solubilidad).	Absorción de hidrocarburos pesados, estos presentan afinidad con los solventes físicos (alta solubilidad).	No	No
--------------------------------	---	--	--	----	----

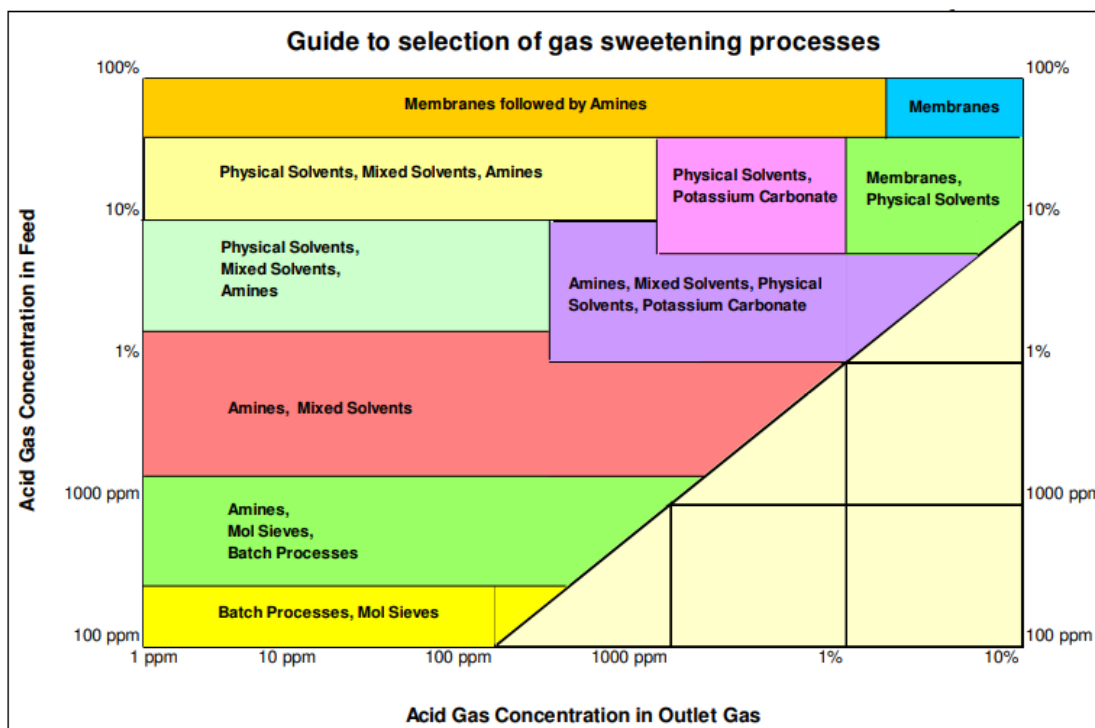
Tabla 12 Continuación

		Solvente Físico	Solvente Físico/Químico	Adsorción Física	Solventes No Regenerativo
Turndown Ratio = maximum flow / minimum flow	%	30	30	Bajo (ciclos extendidos de adsorción/enfriamiento)	No limitado
Equipos Principales		Contactor, Tambor de expansión de reciclo de CO ₂ , bombas de solvente pobre, bombas de solvente rico, bomba de vacío, compresor reciclo (opcional), chiller (opcional)	Contactor, regenerador, drum de expansión, intercambiador de calor de solvente pobre/rica, enfriador de solvente pobre, bombas de circulación	Recipientes de tamiz molecular, calentador de gas de regeneración	Torres de eliminación de líquidos
Operación	Compleja	Alta	Alta	Medio	Baja
Inversión	Costo	Medio	Alta	Medio	Baja
Operación	Costo	Bajo	Medio	Bajo	Alta
Notas		Gas deshidratado, concentración baja de hidrocarburos pesados.	Solvente costoso, Gas saturado con agua	Gas deshidratado	Gas saturado con agua, desecho peligroso

En las Figuras 4, 5 y 6 se establece una guía grafica de referencia para la selección de tecnologías de tratamiento de gas ácido. Para determinar los PPM de CO₂ de una corriente de gas natural se multiplica el porcentaje molar por diez mil. Para pasar de PPM de H₂S a mg/m³ de H₂S de una corriente de gas natural se multiplica los PPM por el peso molecular del H₂S y por la constante 0,0409

Figura 4

Guía de Selección de Tecnologías de Remoción de CO₂ (Contenido ppm).

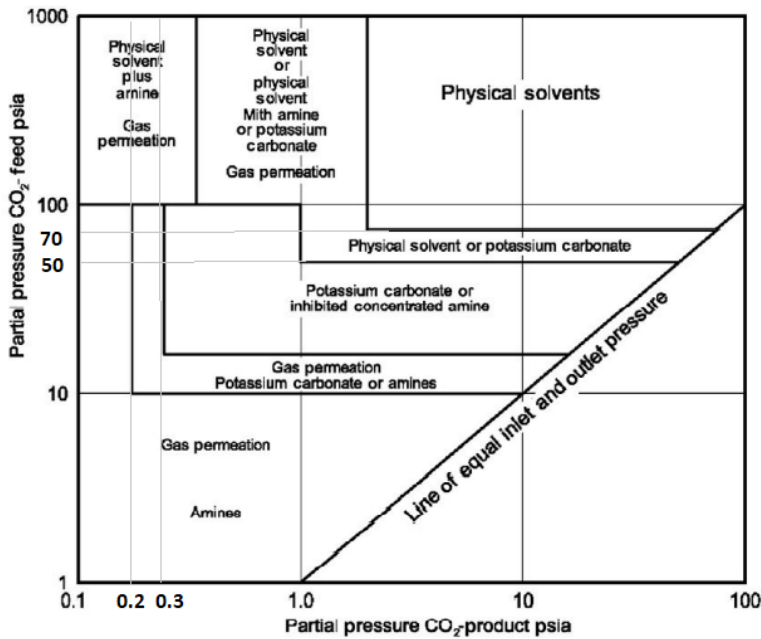


Nota: Bergel, M., & Tierno, I. (2009). Sweetening technologies-A look at the whole picture. In 24th World Gas Conference

Figura 5

Guía de Selección de Tecnologías de Remoción de CO₂ (Presión Parcial), remoción CO₂ y no

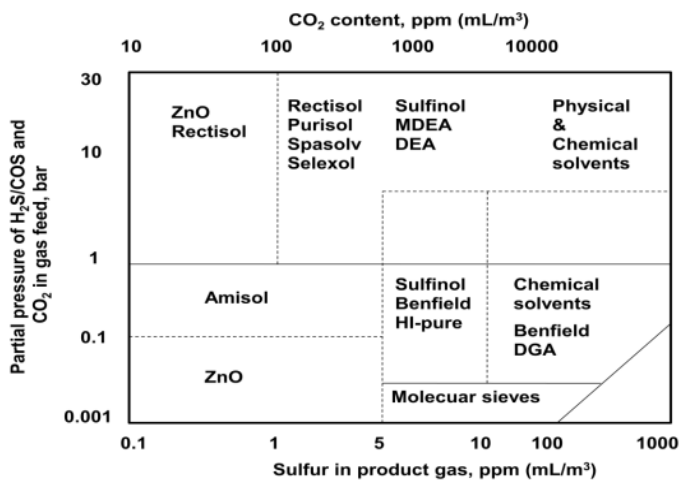
H₂S



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

Figura 6

Selección de Procesos para Eliminación Simultánea de H₂S y CO₂



Nota. Kidnay, A.J., W.R. (2011). Parrish and D. G. McCartney

3.8 Estrategias de Manejo de Gas en Campo

En los campos de producción de hidrocarburos el manejo en superficie del gas natural con alto contenido de CO₂ se puede dar a baja y/o alta presión operacional, el proceso de baja presión ocurre en el proceso de recolección y el de alta presión en el proceso de transferencia.

En un sistema de levantamiento artificial con UBM, BES, ROTAFLEX y PCP el volumen de gas separado en fondo del pozo que fluye por el anular puede estar en el rango entre el 65% y el 80%, estos sistemas de levantamiento pueden permitir un manejo de gas en un valor de fracción volumétrica de gas (GFV) del 10% para lograr una mayor eficiencia del sistema de extracción y disminuir los efectos que genera el gas en el sistema de extracción como interferencias o bloqueos por gas.

En la industria existen tecnologías para el manejo del gas de los anulares de los pozos que se adaptan y tienen una mejor aplicación según el tipo de levantamiento y condiciones operativas y de entorno; estas tecnologías logran mantener una presión menor en el casing de los pozos (CHP) con relación a la presión del tubing de producción (THP). Para operar con una baja presión en casing y/o líneas de recolección de los pozos existen tecnologías como válvulas eductoras, redes de anulares, compresores viga y compresores portátiles (reciprocantes - tornillo, viga hidráulica).

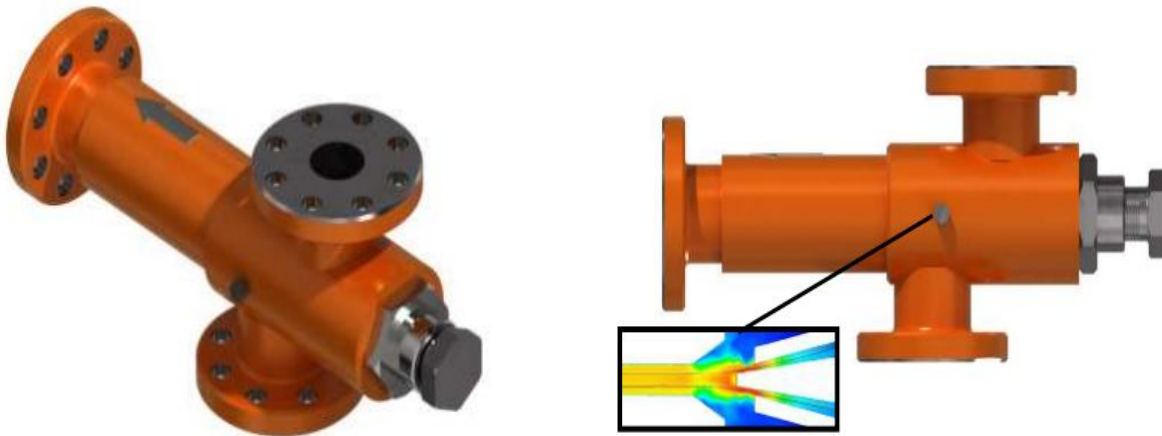
3.8.1 Válvulas Eductoras

Las válvulas eductoras es un equipo que permite una reducción de la presión del casing de los pozos (CHP) utilizando como fluido motor la producción de pozo que sale del Tubing de producción (THP), el principio de funcionamiento del eductor de gas funciona bajo el efecto Venturi donde la producción del pozo que sale por el Tubing se conecta con el eductor y alcanza la tobera convergente que en su interior presenta una disminución de sección forzando la aceleración del fluido para lograr una disminución de presión estática en el CHP, esta disminución de presión

genera una succión en la entrada de inferior del eductor induciendo el proceso de flujo del gas contenido en el casing el cual se mezcla al interior de la tobera con el fluido que sale del Tubing de producción. El incremento de presión requerido por el sistema de levantamiento artificial antes de entrar al eductor por la reducción de área presentada en la tobera convergente genera un consumo adicional de potencia del motor.

Figura 7

Eductor de gas. Referencia Tulsa Oilfield Equipment

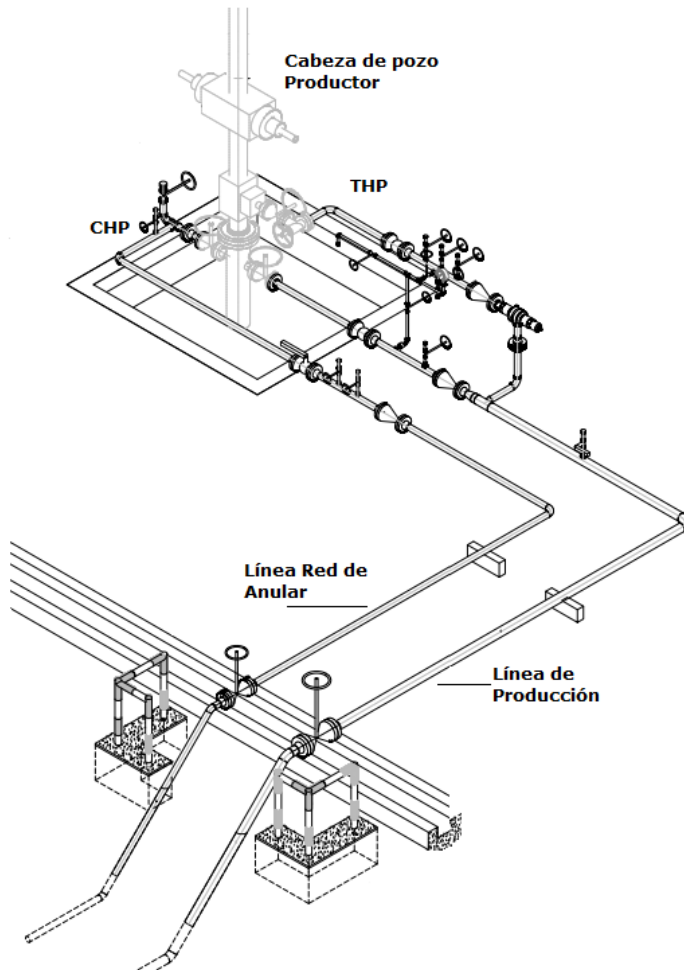


En el proceso de implementación de válvulas eductoras en cabeza de los pozos productores se debe tener presente el tipo de sistema de levantamiento artificial y el volumen de gas de producción del pozo que se segrega en el espacio anular del pozo versus el volumen máximo permitido por la tecnología (volúmenes bajos de gas).

3.8.2 Red de Tuberías de Gas de Anular

Figura 8

Típico de Cabeza de Pozo con Línea Independiente de Gas de Anular



La red de gas de anulares es una línea de producción independiente de la línea de producción del pozo que está conectada al anular de cada pozo y que conforma una red de recolección de gas por donde fluye entre el 70 % al 80% del volumen gas de los pozos, la presión del anular puede ser regulada mediante la implementación de válvulas de regulación de presión y la presión de ajuste estará determinada según el comportamiento de aporte de fluidos (petróleo, gas y agua) de la formación productora.

3.8.3 Compresores Viga

Figura 9

Fotografía compresor viga_ Beam gas compressor, manufactured by Permian Production Equipment, Inc. in Midland, Texas since 1979



Los compresores tipo viga son equipos que se instalan sobre las unidades de bombeo mecánico aprovechando la estructura de la unidad, su función es disminuir una alta presión sobre el casing de los pozos resultante de la hidráulica del sistema de recolección, el compresor viga se conecta con el casing de los pozos para succionar un volumen de gas, el cual será comprimido y descargado sobre la línea de producción del pozo y según el valor de esta presión el proceso de compresión genera un incremento en la temperatura de gas y requiere de una potencial adicional disponible en el sistema de extracción.

La implementación de los compresores viga en los pozos de bombeo mecánico es específica para cada tipo de unidad y debe evaluarse su ubicación y el dimensionamiento de los esfuerzos en relación al peso y configuración de los brazos de la unidad, según la composición del gas el sistema de compresor viga podría requerir de una lubricación del vástago de los cilindros para evitar el ruido en el proceso de compresión, por la variación del volumen de aporte de gas de los

pozos, la presión de ajuste requerida en el CHP y el ajuste de los parámetros de velocidad del sistema de extracción indicados en stroke por minuto de cada unidad podría requerir un sistema de recirculación. Su aplicación en clúster permite una conexión centralizada y en el caso de altos volúmenes de gas podría requerir de un arreglo en paralelo. La aplicación de la tecnología de compresores viga en pozos con alto GOR y de operación intermitente por un bajo caudal de petróleo y una alta capacidad del sistema de extracción la presión en el anular presentará oscilaciones.

3.8.4 Compresores Patín

Figura 10

Compresor Montado sobre Patín. Referencia de Firma Comercial Adicom Srl



Los compresores patín son equipos que aplica a todos los sistemas de levantamiento artificial que se conectan a los anulares de los pozos y pueden tener una configuración centralizada, su función es disminuir la presión que ejerce el gas sobre el casing de los pozos, el volumen succionado de gas es comprimido y descargado sobre la línea de gas de producción del pozo, hay tecnologías sobre patín que viene con un sistema de enfriamiento por lo que la temperatura del gas sería menor a un sistema sin enfriamiento.

Las tecnologías de mayor aplicación son los compresores tornillo y compresores hidráulico tipo viga. Los compresores de tornillo al operar con un aceite sintético aseguran una mayor confiabilidad del proceso de compresión. Los sistemas de compresores portátiles que estén montados sobre unidades rodantes presentan mayor exposición a temas de hurtos en relación a sus componentes.

Figura 11

Fotografía compresor viga hidráulica _ Beam gas compressor, manufactured by Permian Production Equipment, Inc. in Midland, Texas since 1979



Los compresores hidráulicos tipo viga son una variación de los compresores tipo viga montados sobre unidades de bombeo mecánico, estos compresores se instalan sobre un patín para una configuración centralizada fuera de un clúster de producción, los componentes que utiliza estos compresores son de menor riesgo a temas de hurto, también presenta una limitación en el dimensionamiento para capacidades altas y podría configurarse un arreglo en paralelo.

4. Diagnóstico

4.1 Descripción del Proceso de Producción

En los campos de producción de hidrocarburos que producen mediante sistemas de levantamiento artificial tipo unidades de bombeo mecánico (UBM), bombeo de cavidades progresivas (PCP), bombeo electro sumergible (BES), Rotaflex , bombeo Hidráulico presentan un arreglo o configuración de tubería en cabeza de pozo que están conectadas con el casing y tubing de producción de los pozos (ver figura 8), al unir estas conexiones en superficie se tendrá una sola línea de producción y las presiones de cabeza de pozo en el anular (CHP) y Tubing de producción (THP) se igualan, la opción de una conexión independientes de líneas que conectan con el casing y Tubing generan presiones de operación diferentes, lo cual favorece al proceso de aporte de fluidos (petróleo, gas y agua) desde el pozo.

El ajuste de la presión del anular (CHP) de los pozos cuando se implementan redes de anulares está relacionada con temas de presión del yacimiento según la etapa de producción (recobro primario o secundario), relación de movilidad de los fluidos con una variación en un rango de 30 – 70 Psig. La presión en el Tubing de producción de los pozos (THP) está relacionada con un análisis de frecuencia de falla del sistema de levantamiento para el establecimiento de indicadores según el tipo de levantamiento de extracción y producción del pozo, con una variación en un rango de 40 Psig a 120 Psig; adicionalmente el grado de interferencia de gas del sistema de extracción requerirá de la implementación de una válvula back pressure en cabeza de pozo para incrementar la THP y lograr el ajuste de la fracción volumétrica de gas en el punto de extracción.

Las líneas de producción que salen del Tubing de producción conforman sistemas de recolección centralizados (serpentinadas o manifold de pozos) y/o conexión al paso (colectores), por otra

parte, las líneas segregadas de los casing de producción pueden conformar sistemas de recolección al paso (redes de anular) los cuales son direccionados a las estaciones de Producción.

En las estaciones de Producción los fluidos (petróleo, gas y agua) proveniente de los colectores o serpentinas se direcciona al sistema de separación para completar el proceso de separación liquido/gas y la producción de gas que es recolectada de los sistemas de redes de anulares puede ser direcciona a un sistema de separación independiente (scrubber de gas). El esquema de redes de anulares permite maximizar la capacidad de los sistemas de separación liquido/gas al lograr una relación de GOR (SCF/STB) menor en referencia a la boquilla de entrada y sistema deflector.

En la estación de Producción el fluido liquido (petróleo y agua) es direccionado al sistema de separación petróleo/agua conformada por FWKO y/o tanque gun barrel, el petróleo separado con un bajo %BSW es almacenado, medido y transferido a una planta de deshidratación para el ajuste de calidad requerido en los puntos de medición oficial (PMO) que han sido establecidos previamente con el Ministerio de Minas y Energía de Colombia según resolución 41251 de diciembre 23 del 2016 y 40236 de 7 julio del 2022 del Ministerio de Minas y Energía.

El agua segregada en los separadores trifásicos y tanques proceso y almacenamiento son direccionados al sistema de separación primaria (Caja API y/o Skimmer Tank) para su transferencia a las plantas de tratamiento para los procesos complementarios de ajuste de calidad requerido en los procesos de inyección de agua de producción en el esquema de recobro secundario. El gas que sale del Scrubber de gas es direccionado al sistema de compresión para su transferencia a alta presión a las plantas de tratamiento y/o procesamiento de gas.

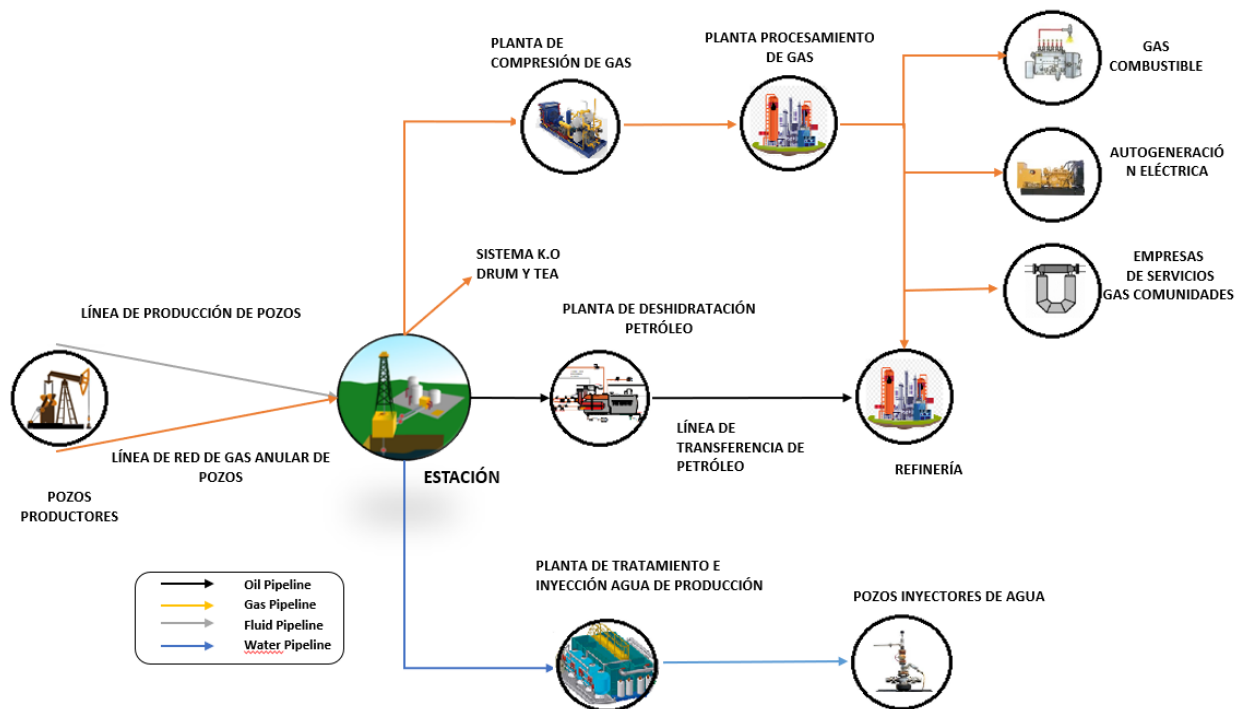
Para la determinación de la producción de cada pozo se orientan a los sistemas de separación de prueba (medida de producción) para determinar los volúmenes de petróleo, gas y agua,

este último determinado por análisis del contenido de agua (%BSW), el proceso de medición por pozo permite conformar la proyección de potenciales de producción por mes.

Los volúmenes de producción de petróleo, gas y agua por pozo deben ser medidos, el cual será referencia para la cuantificación de factor de Campo que corresponde a la diferencia entre el valor total de petróleo, gas y agua teórico o estimado (potencial de producción) de producción por pozo y el valor de producción fiscalizada total de petróleo, gas y agua recolectada en las estaciones de Producción donde se direccionan los fluidos hidrocarburos extraídos. El rango aceptable para los factores de campo (FC) indicado en la Resolución 41251 de diciembre 23 del 2016 es entre 0,95 y 1,05 (FC=Producción teórica del campo/Producción total corregida).

Figura 12

Esquema del proceso de Producción de Hidrocarburos en Campo

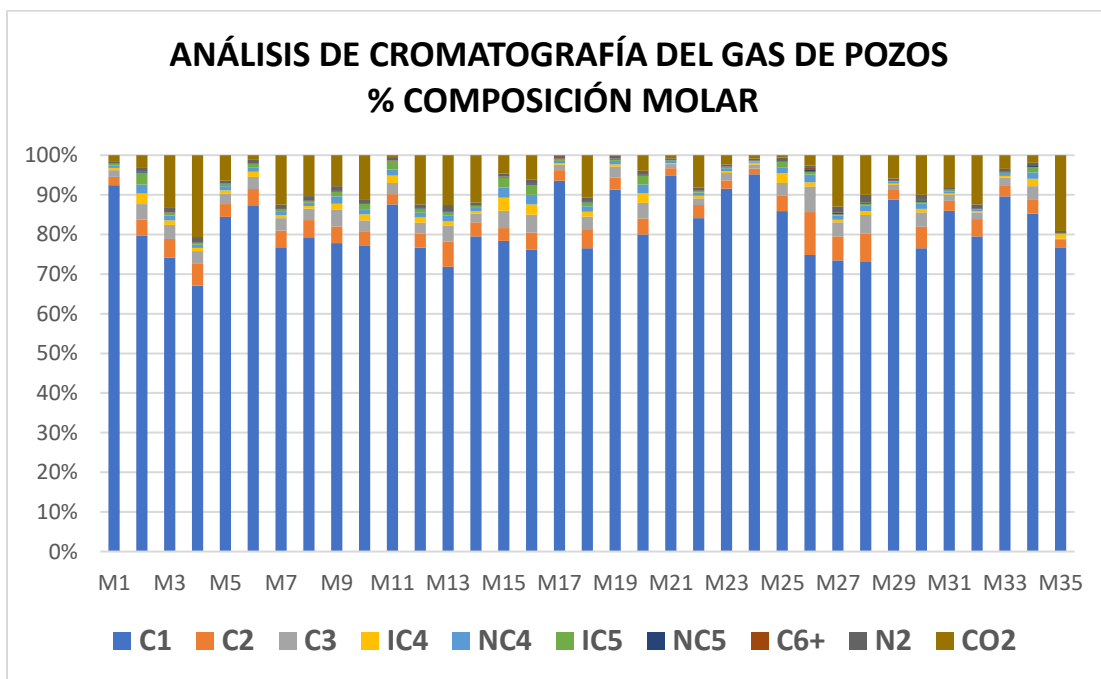


4.2 Cromatografía

En el apéndice A se relaciona como referencia un análisis de cromatografía realizado al gas de treinta cinco (35) pozos productores de un mismo campo, en la figura 13 se representa gráficamente el porcentaje composición de los elementos contenidos en la corriente de gas natural del resultado del análisis de cromatografía realizado a cada uno de los pozos productores (35 pozos).

Figura 13

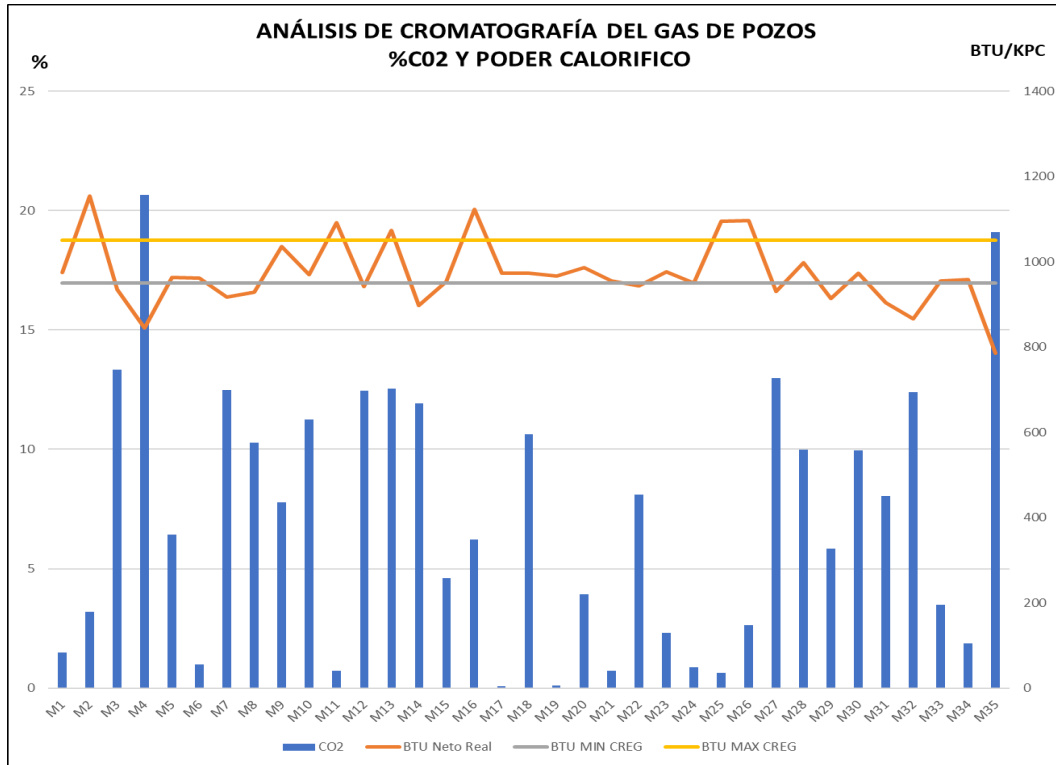
Análisis de cromatografía de gas de pozos (% molar Composición).



En la figura 14 se grafica en función del resultado del análisis de cromatografía realizado al gas de los pozos productores, la desviación por pozo del valor del poder calorífico del gas con los parámetros de referencia máxima y mínima indicada por la CREG en la resolución 071 y el porcentaje de contenido de CO₂ de cada pozo, donde se observa la disminución del poder calorífico del gas al incrementarse el porcentaje de contenido de CO₂.

Figura 14

Relación del contenido de % molar CO₂ por pozo y poder calorífico BTU/ft³.



En la figuras 15 y 16 se grafica como referencia del análisis de cromatografía tomado al gas de los pozos el porcentaje la riqueza del gas (GPM) que representa el contenido de líquidos condensables del gas natural (no está relacionado con vapor de agua) que pueden ser recuperados en una planta de procesamiento de gas medidos en galones por cada 1000 pies cúbicos de gas a condiciones estándar, obtenido de los componentes más pesados del gas natural C₃+ (propano, butano, pentanos, hexanos, C₇+), donde se observa una tendencia de un menor valor de GPM del gas de los pozos de este campo que contienen un porcentaje alto de dióxido de carbono.

Figura 15

Relación del contenido % molar de la Cromatografía y Riqueza GPM/KPC por Pozo

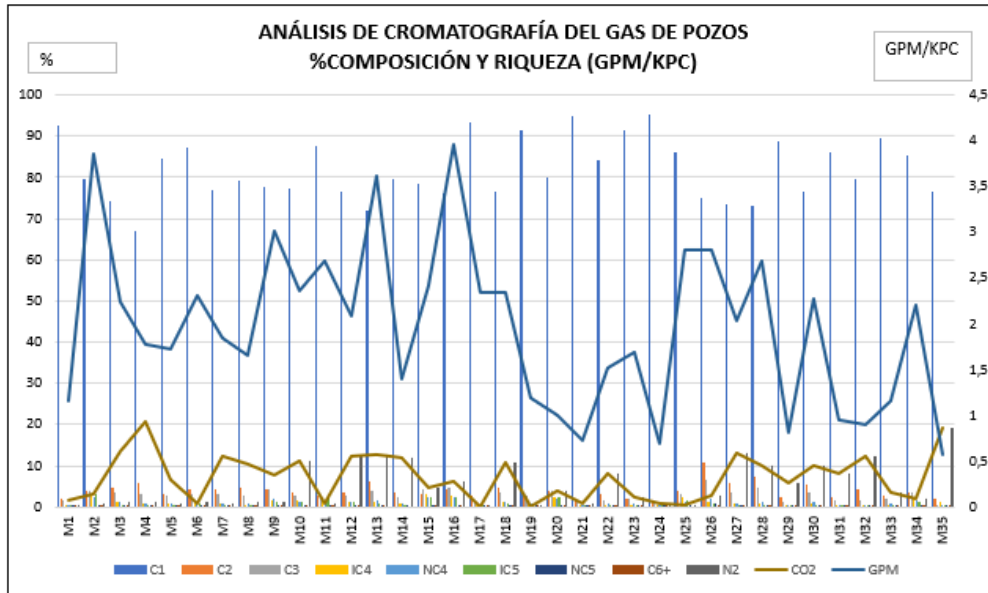
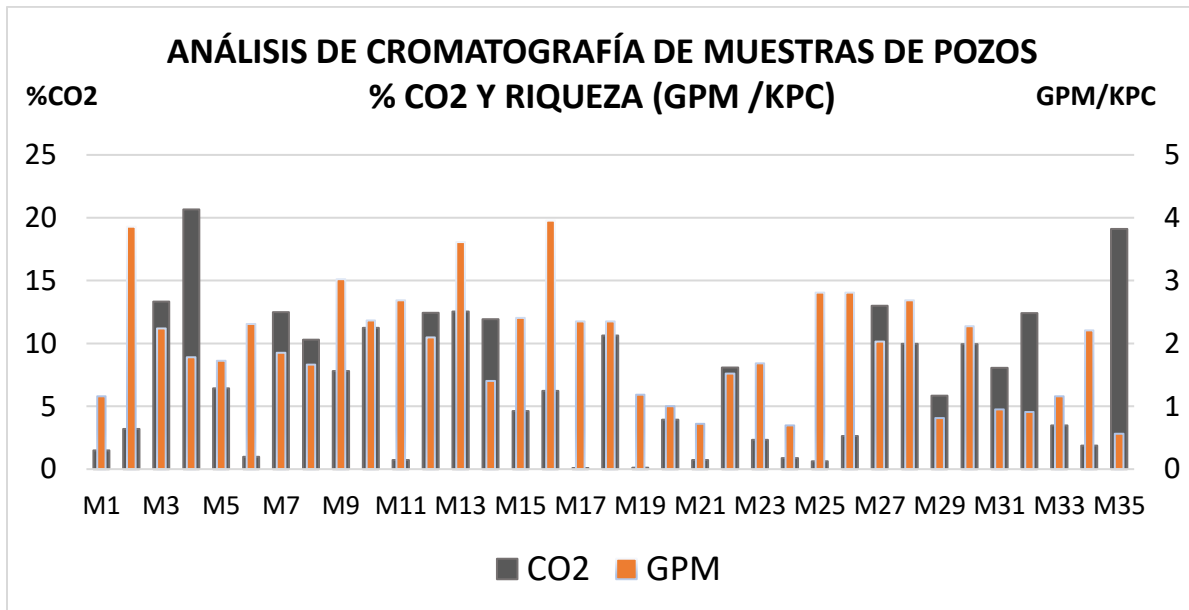


Figura 16

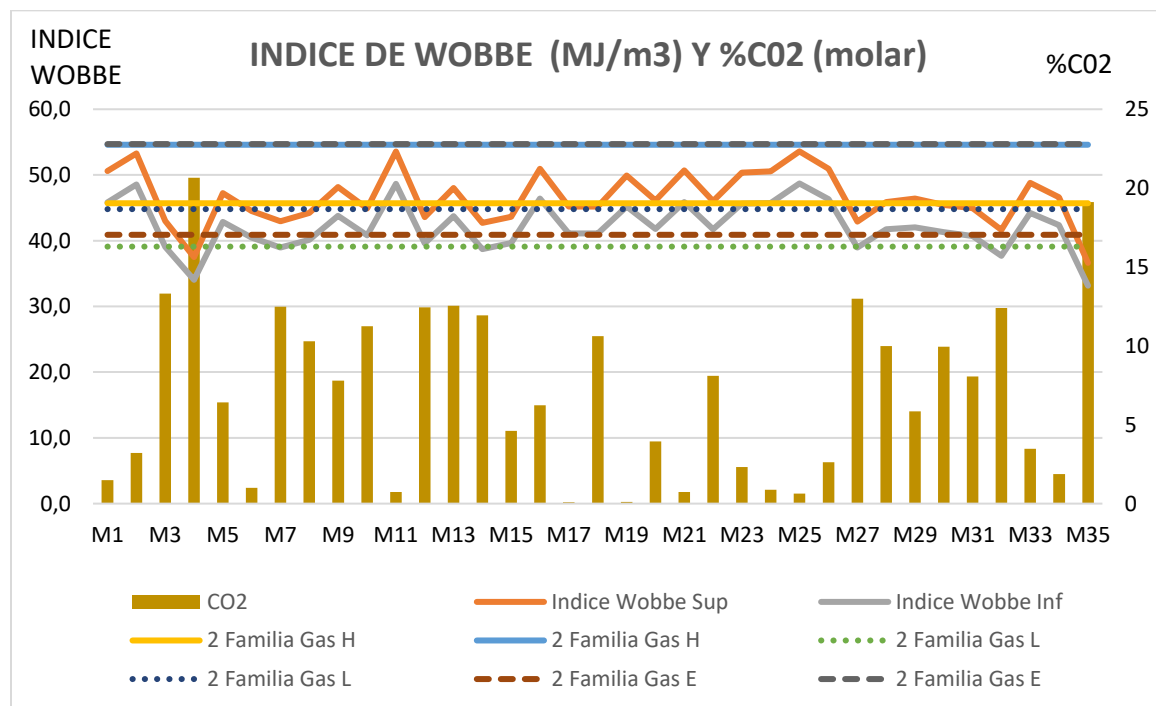
Relación del contenido % molar CO₂ y Riqueza del gas GPM/kpcd por Pozo.



El gas natural utilizado como combustible pertenece a la segunda familia y se subdivide en H, L y E, con la determinación del valor del índice de Wobbe se establece a que familia de gas podría estar clasificado (Tabla 2 de la Norma Técnica ICONTEC NTC-2832-1), en Colombia únicamente se comercializan gases de la segunda y tercera familia. En la figura 17 se observa por pozo el valor del índice de Wobbe y el rango del índice de Wobbe según la familia de gas combustible (H, L, E) y el % molar de contenido de CO₂, donde a mayores contenidos de CO₂ el gas natural no pertenece a la segunda familia de gases combustibles.

Figura 17

Indice de Wobbe y % molar CO₂



4.3 Análisis de Riesgos

La metodología Hazop es la técnica utilizada normalmente para identificar los riesgos en plantas y estaciones debido a la interrelación de un mayor número de equipos, variables y lazos

de control de la instrumentación existente, para líneas normalmente se utiliza la metodología ¿Qué pasa sí?

4.3.1 HAZOP Planta Compresora

Las desviaciones que se relacionarán serán las que se asocia con los temas de CO₂ como son la corrosión interior y la composición, los nodos a evaluar son:

- Nodo 1 - Gas de entrada: Gas de entrada desde la Estación incluye línea de transferencia y separador de entrada a compresión con un rango de operación entre 25 Psig a 30 Psig
- Nodo 2 - Compresores y colector de descarga: Gas comprimido en los Compresores desde la primera etapa hasta la tercera etapa de Compresión incluyendo colector de descarga a un rango de presión entre 920 Psig y 850 Psig.

Tabla 13

Nodo 1- Gas de entrada: Desde la salida de la Estación esto incluye líneas y separador de entrada a compresión. Desviación 1 del nodo 1

Desviación	Causa	Consecuencia	RAM	C	F	Riesgo natural	Salvaguardas	C	F	Riesgo actual	Recomendaciones	C	F	Riesgo residual	Responsable
Corrosión															
1.1.1	Corrosión interna en piernas muertas por presencia de fluidos estancados	Rotura en tubería (piernas muertas) de la línea de entrada de gas con pérdida de contención, atmósfera inflamable e incendio tipo jet fire con afectación a personas e infraestructura y equipos.	ECO	3	C	M		3	C	M	1. Crear en SAP del equipo y plan IPMP para equipos en la línea entrada 2. Inspeccionar el equipo Separador de gas de entrada y determinar la MAOP. 3. Crear grupos de tuberías y cargar plan IPMP para las líneas. 4. Incluir en el plan de desincorporación secciones de tubería denominadas perinas muertas no operativas.	3	B	L	Mantenimiento

Tabla 14

Nodo 1- Gas de entrada: Desde la salida de la Estación esto incluye líneas y separador de entrada a compresión. Desviación 2 del nodo 1

Composición															
1.2.1	CO ₂ mayor al 2%	Corrosión interna generalizada por deterioro del recubrimiento en tubería con pérdida de contención, atmósfera inflamable e incendio tipo jet fire con afectación a personas e infraestructura y equipos.	ECO	3	D	M	2. Monitoreo de la composición del gas mensual	3	C	M	5. Crear grupos de tuberías y cargar plan IPMP para las líneas	3	B	L	Mantenimiento
1.2.2	H ₂ S mayor a 6ppm (mínimo 0 ppm, medio 1,8 ppm, máximo 6 ppm)	Corrosión interna generalizada por deterioro del recubrimiento en tubería con pérdida de contención, atmósfera inflamable e incendio tipo jet fire con afectación a personas e infraestructura y equipos.	PER	3	C	M	2. Monitoreo de la composición del gas mensual	3	B	L					
1.2.3	Gas con contenido de humedad mayor a 6lb/MMSCFD	Corrosión interna generalizada por deterioro del recubrimiento en tubería con pérdida de contención, atmósfera inflamable e incendio tipo jet fire con afectación a personas e infraestructura y equipos.	PER	3	D	M	3. Tubería nueva con promedio de vida útil de 20 años	3	C	M	5. Crear grupos de tuberías y cargar plan IPMP para las líneas	3	B	L	Mantenimiento

Tabla 15

Nodo 2 - Compresores y colector de descarga: Compresores desde la 1era Etapa hasta la 3era etapa de Compresión incluyendo colector de descarga. Desviación 1 del nodo 2.

Desviación	Causa	Consecuencia	RAM	C	F	Riesgo natural	Salvaguardas	C	F	Riesgo actual	Recomendaciones	C	F	Riesgo residual	Responsable
Corrosión															
2.1.1	Corrosión por CO ₂ (Rango 4% - 16% CO ₂)	Corrosión interna por CO ₂ en tubería y equipos asociados al compresor ocasionando pérdida de contención con atmósfera inflamable con posible incendio tipo jet fire con afectación a la infraestructura y equipos adyacentes generando liberación de gas y productos blancos.	PER	4	D	H	2. Análisis Físicoquímicos y cromatografía de gas en la salida de la 3era Etapa de Compresión. 1. Planes IPMP de las vasijas asociadas al sistema de Compresión de gas 3. Inyección de químico inhibidor de corrosión	4	C	M	1. Crear grupos de tuberías y cargar plan IPMP para las líneas de la Planta Compresora. 2. Evaluar Proceso de endulzamiento del gas en Campo	4	B	M	Mantenimiento - Ingeniería
		Corrosión interna por CO ₂ en tubería y equipos asociados al compresor ocasionando pérdida de contención con atmósfera inflamable con posible incendio tipo jet fire con afectación a la infraestructura y equipos adyacentes generando liberación de gas y productos blancos.	ECO	3	D	M	4. Compresor Backup 2. Análisis Físicoquímicos y cromatografía de gas 3. Planes IPMP de las vasijas asociadas al sistema de Compresión de gas	3	C	M	1. Crear grupos de tuberías y cargar plan IPMP para las líneas de la Planta Compresora. 2. Evaluar Proceso de endulzamiento del gas en Campo	3	B	L	Mantenimiento - Ingeniería
2.1.2	Corrosión por H ₂ S (Rango 1.8ppm - 6 ppm)	Corrosión interna por H ₂ S en tubería y equipos asociados al compresor ocasionando pérdida de contención con atmósfera inflamable con posible incendio tipo jet fire con afectación a la infraestructura y equipos adyacentes generando liberación de gas y productos blancos.	PER	3	C	M	5. Monitoreo de la composición del gas mensual	3	B	L	1. Crear grupos de tuberías y cargar plan IPMP para las líneas de la Planta Compresora.				

4.3.2 ¿Que Pasa SÍ? - Línea de Transferencia de gas

En las tablas se indica el resultado del análisis de riesgo de la línea de transferencia de gas con lo relacionado a pérdida de integridad por corrosión *interna*

Tabla 16

Análisis de riesgo (parte 1) a la línea de transferencia de gas a alta presión, ¿Que pasa Sí?

¿QUE PASA SI?	CONSECUENCIA	Riesgo Actual			MEDIDAS DE SEGURIDAD EXISTENTES (Salvaguardas)	Riesgo con salvaguarda			RECOMENDACIÓN	Riesgo residual			Fecha de Cierre	RESPONSABLE
		C	F	VR		C	F	VP		C	F	VR		
Que pasa si el fluido transportado a través del gasoducto tiene CO ₂	Corrosión interna , incertidumbre respecto a la velocidad de corrosión y la integridad del gasoducto	4	D	H	Corrida de Ili cada 5 años y atención de recomendaciones del informe de inspección	4	D	H	1.Realizar inspección con flujo magnético o Scand A de los puntos críticos en función de los resultados del ILI y en las asentamientos humanos , calcular la velocidad y extrapolar los resultados de velocidad de corrosión compararlos con los resultados de anteriores ILI y determinar perdida de espesor y emitir la recomendación del plan de mantenimiento. 2. Implementar inyección de inhibidor de corrosión (Amina) para pasivar la acción del fluido con alto contenido de CO ₂ (>12%) y alto contenido de humedad (>80 LBH ₂ O/MMSCFD). 3. Evaluar alternativas para eliminar agentes corrosivos CO ₂ y/o agua y/o alta presión de operación (Endulzamiento de gas) 4. Realizar inspección con ILI, determinar velocidad de corrosión y diseñar plan de mantenimiento de la tubería de y transferencia de gas comparando resultados de corridas ILI. 5. Instalar puntos de monitoreo permanentes de corrosión en la línea de transferencia de gas (Probetas y/o cupones) 6. Complementar el plan de integridad donde se garantice el monitoreo de velocidad de corrosión, reposición de tramos, determinación de MAWP. 7. Activar en SAP el plan de integridad .	4	A	L		Mantenimiento
Que pasa si el fluido transportado a través del gasoducto tiene H ₂ S	Corrosión interna , incertidumbre respecto a la velocidad de corrosión y la integridad del gasoducto	4	D	H	Nace MR 0176 (Contenido de H ₂ S disuelto menor a 10 ppm)	4	D	H	1. Recomendación 1. 2. Recomendación 2. 3. Recomendación 3. 4. Recomendación 4. 5. Recomendación 5. 6. Recomendación 6. 7. Recomendación 7. 8. Hacer monitoreos mensuales de contenido de H ₂ S en el fluido transportado a través del gasoducto	0	C	N		Mantenimiento - Producción
Que pasa si el fluido transportado a través del gasoducto tiene cloruros	Corrosión interna por picado, perdidas de contención fuga escape, con probabilidad de afectación a personas.	0	C	N		0	C	N	9. Realizar caracterización del fluido acumulado en la línea de transferencia de gas . El parámetro según NACE MR 0176 < 50 ppm corrosión Leve. Criterio: Whig, H.H., and Revire R. W., 1985, Corrosión and Corrosión Control, John Wiley & Sons. New York	0	C	N		Mantenimiento
Que pasa si se identifica corrosión bajo depósito en el gasoducto	Corrosión interna por picado, perdidas de contención fuga escape, con probabilidad de afectación a personas.	0	C	N	Corridas de raspador semanal (Para evidenciar presencia de sólidos)	0	C	N		0	C	N		Mantenimiento
Que pasa si tenemos solidos a alta velocidad en el gasoducto	Erosión de la tubería , perdida de espesor, fuga de gas a 920 Psig con posibilidad de afectación a personas por viviendas ubicadas en servidumbre.	0	C	N	La velocidad del fluido oscila entre 7-11 ft/s (caudal entre 3 a 5 MMSCFD, tubería 4")	0	C	N		0	C	N		Mantenimiento

Tabla 17

Análisis de riesgo (parte 2) a la línea de transferencia de gas a alta presión, ¿Que pasa Sí?

¿QUE PASA SI?	CONSECUENCIA	Riesgo Actual			MEDIDAS DE SEGURIDAD EXISTENTES (Salvaguardas)	Riesgo con salvaguarda			RECOMENDACIÓN	Riesgo residual			Fecha de Cierre	RESPONSABLE
		C	F	VR		C	F	VR		C	F	VR		
Que pasa si tenemos acumulación de líquidos en el gasoducto	Aumento de presión, parada de compresores quemado de gas en el sistema de tea. Adicionalmente se puede producir corrosión por que el fluido caracterizado tienen tendencia corrosiva el gas tiene un contenido de CO ₂ 13% fracción de molar, se pueden producir fugas por corrosión interna con afectación a personas por viviendas en el límite del derecho de servidumbre .	4	D	H	Corridas de raspador semanal Monitoreo fisicoquímico de los fluidos recolectados durante las corridas de raspador	4	B	M	10. Mantener las corridas de raspador con poliuretano y los monitoreos fisicoquímicos de la línea de transferencia de gas 11. Actualizar análisis de consecuencias (PHA/ST), Señalización, socialización y validación del derecho de servidumbre	4	A	L		
Que pasa si tenemos bacterias en el fluido transportado a través del gasoducto	Corrosión interna, pérdida de contención fuga escape, con probabilidad de afectación a personas por viviendas en el límite del derecho de servidumbre .	4	D	H	Corridas de raspador semanal Monitoreo fisicoquímico de los fluidos recolectados durante las corridas de raspador (Los resultados de los fisicoquímicos realizados no arrojaron detección de bacterias)	4	B	M	11. Recomendación 11 12. Corridas de raspador semanal 13. Monitoreo fisicoquímico de los fluidos recolectados durante las corridas de raspador 14. Mantener las corridas de raspador con poliuretano y los monitoreos fisicoquímicos de la línea de transferencia de gas.	4	A	L		Mantenimiento
Que pasa si se supera la MAWP del gasoducto (1050 Psig)	Rotura catastrófica del gasoducto, Pérdida de contención de producto con probabilidad de afectación a personas por viviendas en el límite del derecho de servidumbre.	5	C	H	Switch de parada de compresor por alta presión de descarga	4	C	M	11. Recomendación 11 15. Actualizar el cálculo del MAWP de la línea de transferencia de gas y setear los sistemas de parada con referencia a esta presión	4	B	M		Mantenimiento

Tabla 18

Análisis de riesgo (parte 3) a la línea de transferencia de gas a alta presión, ¿Qué pasa si?.

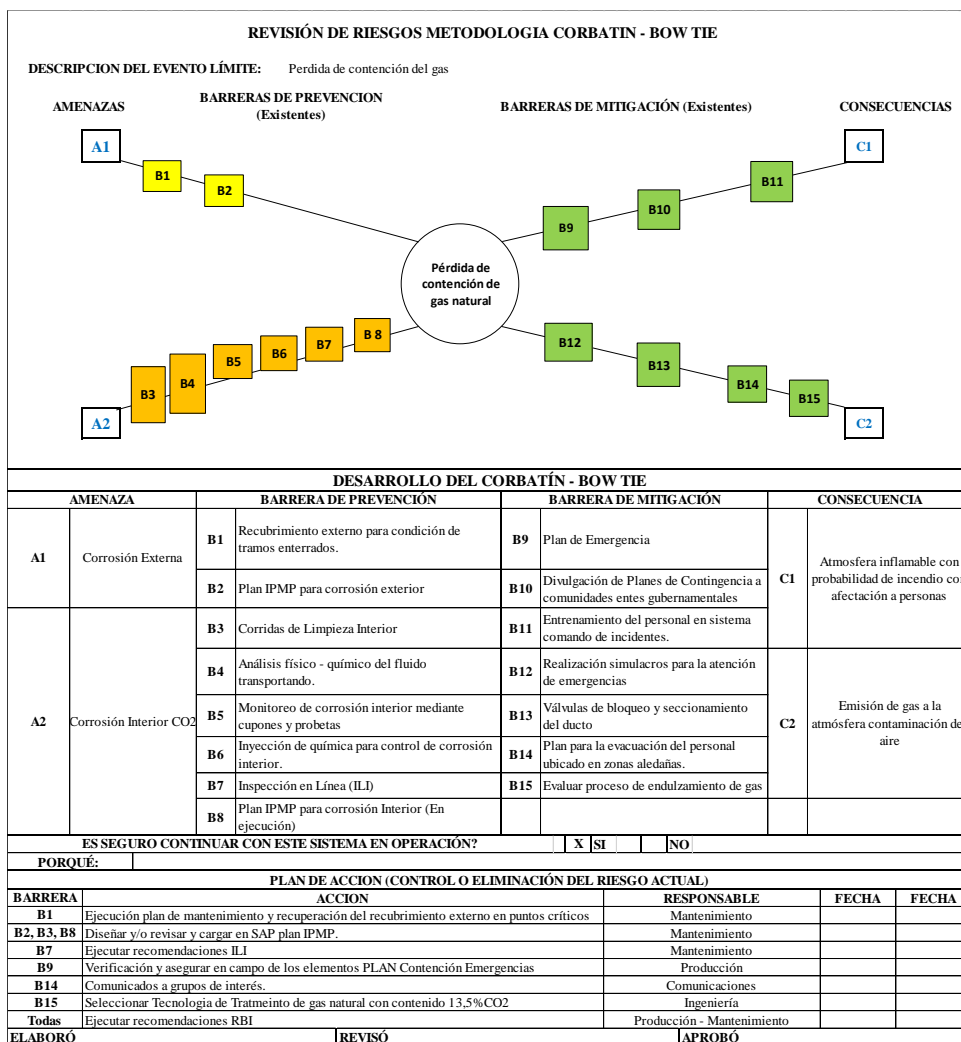
¿QUE PASA SI?	CONSECUENCIA	Riesgo Actual			MEDIDAS DE SEGURIDAD EXISTENTES (Salvaguardas)	Riesgo con salvaguarda			RECOMENDACIÓN	Riesgo residual			Fecha de Cierre	RESPONSABLE
		C	F	VR		C	F	VR		C	F	VR		
Que pasa si se supera la ventana operativa de velocidad de corrosión del gasoducto (3 MPY)	Perdidas prematuras de espesor que pueden ocasionar fugas de gas (Pitting), pérdida de contención de producto fuga de gas con probabilidad de afectación a personas por viviendas en el límite del derecho de servidumbre .	5	C	H	Análisis fisicoquímico de fluidos del gasoducto (Baja velocidad de corrosión < 1MPY)	4	C	M	1. Recomendación 1 . 4. Recomendación 4. 7. Recomendación 7.	4	B	M		Mantenimiento
Que pasa si no hago monitoreo de corrosión	Desconocimiento de la integridad del gasoducto que transportaría fluido con características corrosivas alto contenido de CO2 (>13%) , alto contenido de humedad (>80 LbH2O/MMSCFD) y altas presiones (920 Psig), lo cual puede ocasionar ruptura de gasoducto, pérdida de contención con fuga de gas y afectación a personas para daño catastrófico (Ruptura total de diámetro)	4	D	H		4	D	H	3. Recomendación 3. 4. Recomendación 4. 16. Instalar puntos de monitoreo permanentes en la línea de transferencia de gas (Probetas y/o cupones)	4	B	M		Mantenimiento
Que pasa si ocurre Stress corrosión cracking (Agrietamiento en la tubería por corrosión bajo esfuerzos)	Fugas de gas con probabilidad de afectación a personas por viviendas en el límite del derecho de servidumbre (presión parcial de H2S de 0,0017 Psia (1,8 PPM (2,5 mg/m3)- 950 Psig))	5	B	M		5	B	M	8. Recomendación 8. 11. Recomendación 11 17. Implementar una ventana de operación de presión parcial de H2S (0,05 Psig)	4	A	L		Mantenimiento - Producción

4.3.3 BOW TIE – Línea de transferencia de gas

El análisis Bow -Tie no es una metodología de identificación de riesgos, es una técnica que correlaciona esquemáticamente las causa raíz del riesgo crítico identificado y sus consecuencias definiendo barreras de prevención y mitigación. En la figura 18 se representa el análisis Bow -Tie realizado a la línea de transferencia de gas que opera a alta presión para el evento de riesgo de pérdida de contención de gas natural con las amenazas de corrosión interna y externa (relacionada como referencia)

Figura 18

Análisis BOW-TIE de la línea de transferencia de gas a alta presión



4.4 Línea Base de Diseño

Para el caso en estudio el proceso de deshidratación del gas se realiza en la Planta de tratamiento y procesamiento de gas que recibe gas de varios campos aledaños, en el esquema de Proceso de tratamiento de la planta no existe un proceso de endulzamiento para la remoción de contaminantes como el CO₂ debido al bajo contenido de dióxido de carbono presente en la corriente de gas que se direccionan a esta planta, en el desarrollo de producción con la campaña de perforación de pozos productores de hidrocarburos realizada entre los años 2015 y 2021 de uno de los Campos aledaños a esta Planta, mostró un incremento significativo en el porcentaje de dióxido de carbono en la corriente de gas producido, lo que ha motivado el análisis técnico -económico operativo y de tratamiento, así como una evaluación de los riesgos asociados a la disminución de la integridad de las facilidades de superficie y afectaciones en la calidad del gas natural. A continuación, se relacionan los datos tomados de referencia en el desarrollo del análisis como son los volúmenes de producción de petróleo y gas, caracterización de los fluidos, parámetros operativos y dimensionamiento de la línea de transferencia de gas que opera a alta presión.

- Volumen de producción de petróleo de 2850 BOPD (Petróleo 23,2 °API, BSW del 26,5%, GOR de 1754)
- Volumen de producción de gas de 5 MMSCFD (Gravedad específica 0,806), con un porcentaje de declinación del 12%
- Todos los pozos con levantamiento artificial con conexión del anular a un sistema de red de anulares con presiones operativas en el rango de 34 a 40 Psig
- Direccionamiento del 30% del volumen de gas producido del campo al separador general de la estación (presión de operación de 35 Psig)

- Direccionamiento del 100% del volumen de gas producido del campo al scrubber de gas de la estación (70% del sistema de red de anulares y 30% del separador general)
- Bota de gas del tanque gun barrel conectado al sistema de KO drum de tea.
- Presión de operación del sistema de scrubber de gas ubicado a la entrada del sistema de compresión de 30 Psig
- Presión de descarga del sistema de compresión de gas de 920 Psig
- Presión mínima de recibo de gas en Planta de tratamiento y procesamiento de Gas de 850 Psig.
- El diámetro de la línea de transferencia de gas entre la planta compresora y la planta de gas en 4" (API 5L Gr B, Schedule 40) y longitud de 14,5 km (para el retiro de líquidos condensables en la línea de transferencia de gas de 4" se realiza una limpieza periódica con corrida de raspadores).
- Gas natural húmedo rico con un 13,5% de contenido de dióxido de carbono (resultado del análisis de cromatografía realizada a la mezcla de gas de los pozos tomada a la salida del separador general de producción). En la tabla 19 se relaciona el resultado del análisis de la cromatografía de mezcla de gas de los 35 pozos tomada a la salida de la línea de gas del separador general de la estación antes de ser direccionado al sistema de compresión de gas.

Tabla 19

Cromatografía de la mezcla de la producción de gas de 35 pozos tomado a la salida del separador general de la estación

Componente	% molar
C1	72,903
C2	5,293

C3	3,820
IC4	0,931
NC4	1,237
IC5	0,668
NC5	0,246
C6+	0,077
O2	0,000
N2	1,321
H2	0,000
CO	0,000
CO₂	13,503
H₂S	0,000
Total	99,999

Tabla 19 Continuación

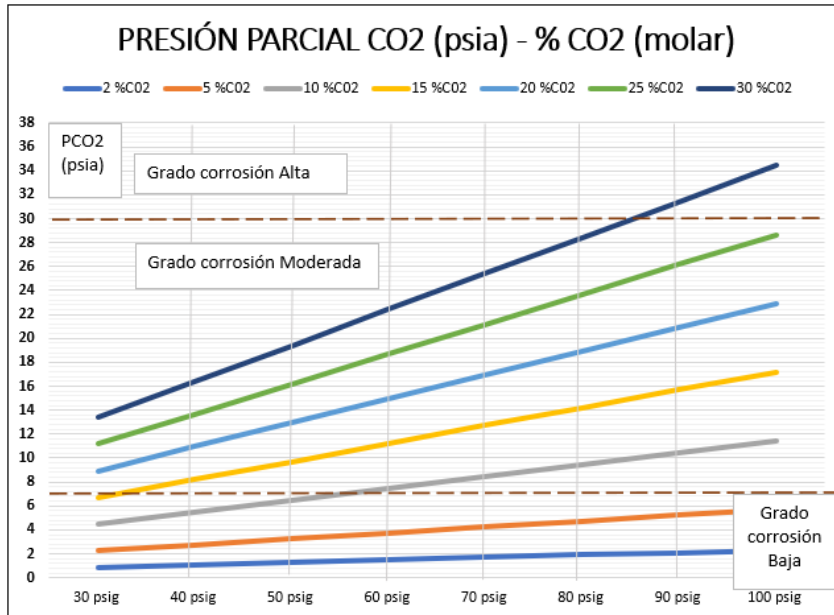
Componente	% molar
G ESPECIFICA	0,806
Densidad, Lb/ft³	4,423
Peso Molecular	23,271
GPM	2,338
BTU Neto Ideal BTU.ft-3	939,483
BTU Neto Real BTU.ft-3	942,749
BTU Bruto Ideal BTU.ft-3	1033,749
BTU Bruto Real BTU.ft-3	1037,342

4.5 Evaluación de Presión Parcial CO₂ en líneas de recolección y transferencia

La presión de operación del sistema de recolección de la producción en Campo desde los pozos a la Estación es de baja presión, en la figura 19 se representa para el sistema de líneas que operan a baja presión una sensibilización a varias presiones del cálculo de la presión parcial del CO₂, así mismo en la figura 20 se representa para la línea de transferencia de gas del sistema de compresión de gas que opera a una alta presión de descarga una sensibilización de la presión parcial del CO₂ en el rango de presión de 920 Psig a 850 psig.

Figura 19

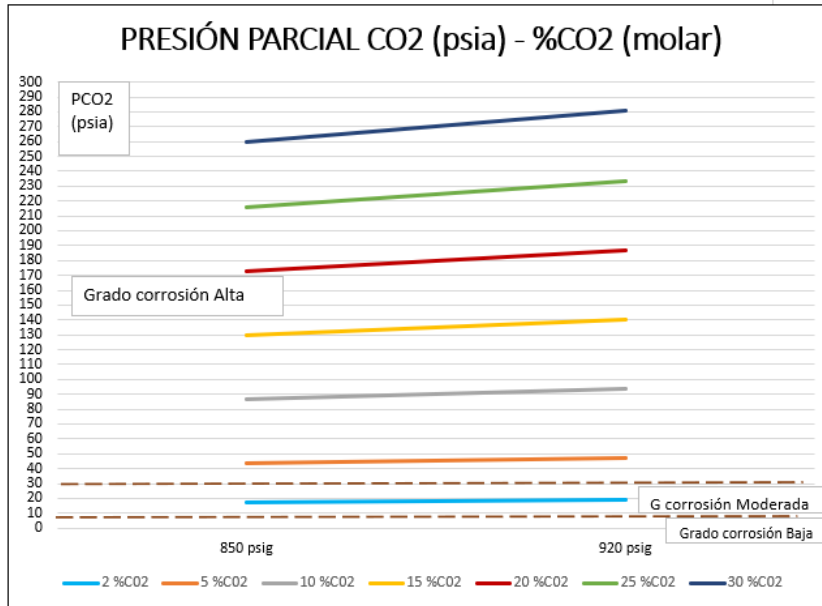
Presión parcial en sistemas de recolección de pozos a baja presión (líneas de producción, redes de anulares, transferencia de gas a succión de compresión) y grado de corrosión.



De la figura 19 se observa que los sistemas de recolección en campo hasta rangos 25% CO₂ tendrían un grado de corrosión por CO₂ moderado y bajo.

Figura 20

Presión parcial de líneas a alta presión (Cabezales de descarga de compresión, línea de transferencia de gas a alta presión) y grado de corrosión .



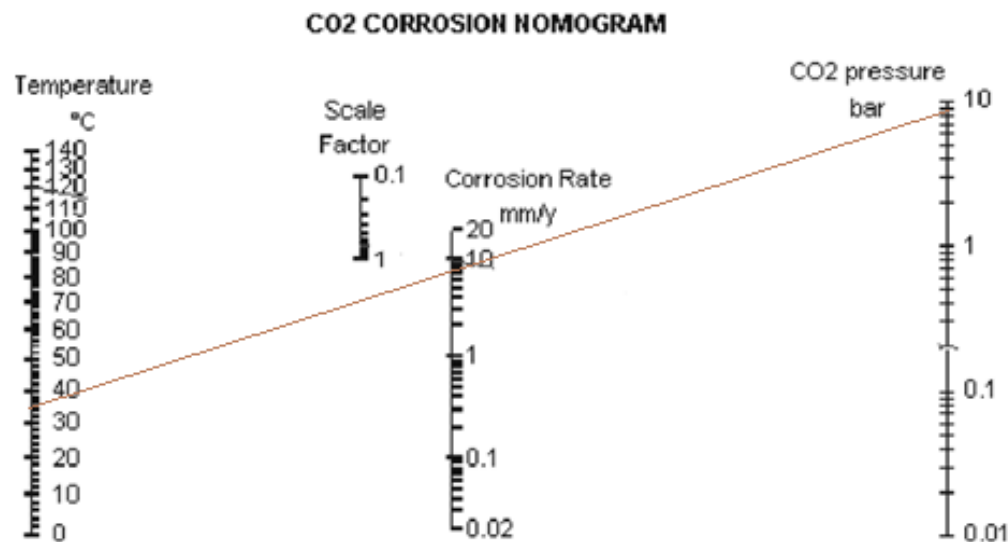
De la figura 20 se observa que los sistemas de líneas que operan a alta presión (920 Psig) para rangos superiores al 5% CO₂ tendrían un alto grado de corrosión.

4.6 Determinación de la velocidad de corrosión del acero al carbón por porcentaje de dióxido de carbono

En la figura 21 se realiza una estimación de la velocidad de corrosión del acero al carbón por la pérdida en milímetros por año de material para la línea de transferencia de 4” a la condición de máxima presión operacional de 920 psig utilizando el nomograma DeWaard-Milliams y la ecuación 2 para determinar el valor de presión parcial del CO₂ (8,58 bar) a la temperatura de 35°C.

Figura 21

Estimación de la velocidad de corrosión del acero al carbón para una presión parcial de CO₂ de 8.58 bar (13,5 %CO₂ molar y Presión operativa de 920 psig)



Nota. *Nomograma DeWaard-Milliams para la estimación de la velocidad de corrosión del acero al carbón por Presión parcial del CO₂ y temperatura del fluido*

Tomando de referencia la clasificación de velocidad de corrosión indicada en la Norma NACE 00775-13 (tabla 6) y los datos indicados de velocidad de corrosión entre 7 y 8 mpy en la figura 21 se establece que la tubería acero al carbón de 4" que transporta gas natural con un contenido de 13,5 % CO₂ a una presión de operación de 920 Psig @ 35°C presenta un proceso de corrosión alto.

4.7 Selección de Tecnología de Tratamiento de Gas ácido

4.7.1 Operación a baja presión (sistema de recolección de líneas y equipos)

En los procesos de recolección y transferencia de los fluidos (petróleo, agua y gas) extraídos de los pozos productores de hidrocarburos que operan a baja presión con presiones parciales de CO₂ menor a 15 psia aplica un esquema de tratamiento con un químico de inhibidor de corrosión, tomando de referencia el resultado graficado en la figura 19 donde se indica una valoración del grado de corrosión entre moderado y bajo para los sistemas de recolección en campo como colectores de redes de anulares que operan a presiones en el rango de 40 -70 Psig y de líneas de

producción que operan a presiones en el rango de 40 a 120 Psig que transportan gas con presiones operativas de 120 psig y un contenido de CO₂ menor al 25%.

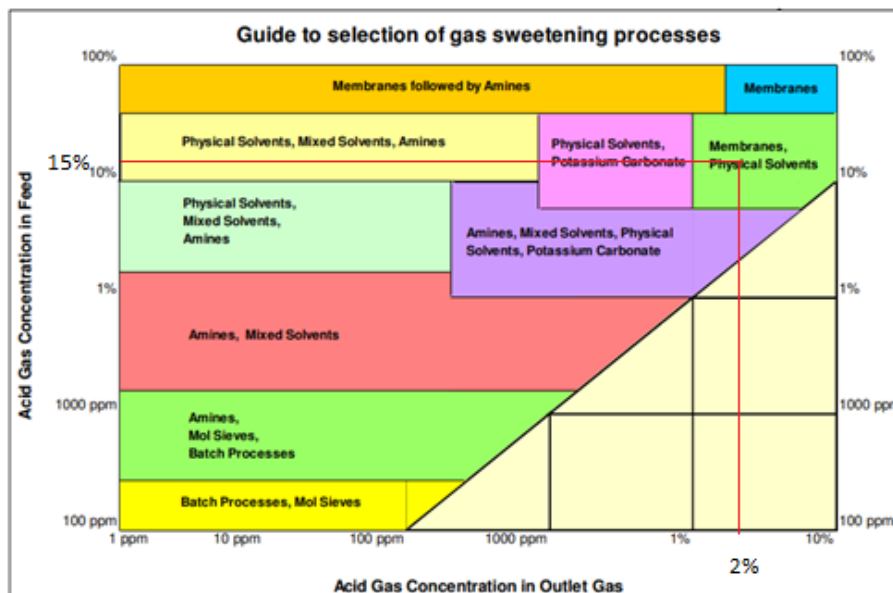
4.7.2 Operación a alta presión (sistema de compresión de gas y línea de transferencia a Planta de Proceso)

La figura 20 indica que se tendría un grado alto de corrosión en un sistema de transferencia de gas de un campo con un contenido de dióxido de carbono mayor al 5% CO₂ y presiones operativas mayores de 850 Psig.

La selección del método de tratamiento del gas utilizando la guía de selección de tecnologías de remoción de CO₂ indicada en la figura 22 con un contenido inicial del 13,5% y una disminución del contenido al 2% volumen de CO₂ relacionada varias tecnologías a contemplar en el análisis para la implementación de la solución tecnológica como son las Aminas, Solventes físicos, Solventes físicos con Amina (físico químico), Carbonato de potasio y Membranas.

Figura 22

Guía de Selección de Tecnologías de Remoción de CO₂ (Contenido ppm)

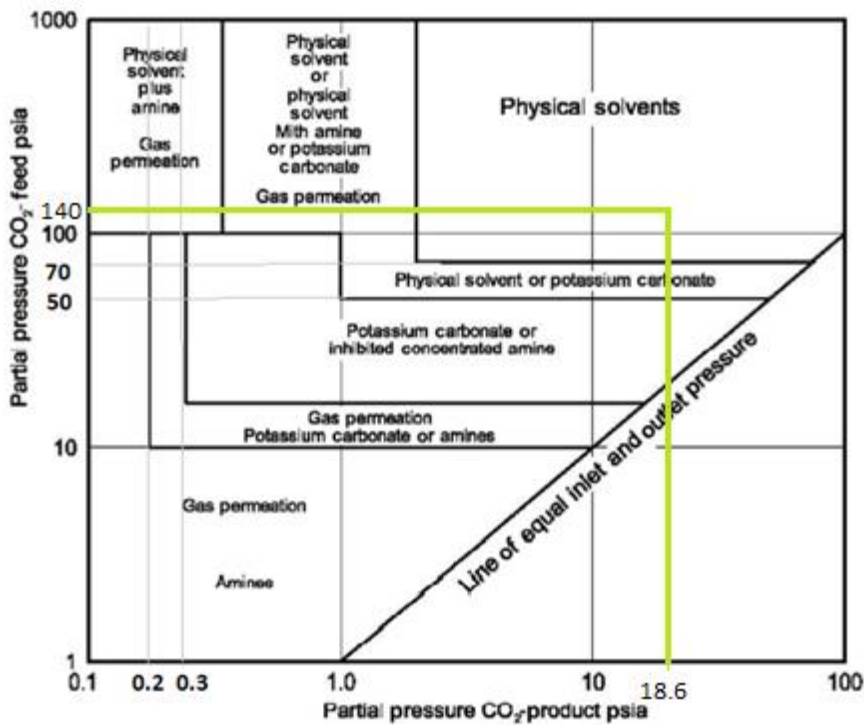


Nota: Bergel, M., & Tierno, I. (2009). Sweetening technologies-A look at the whole picture. In 24th World Gas Conference

La guía indicada en la figura 23 establece una preselección de tecnologías de endulzamiento en función de la presión parcial, para el caso de estudio con una presión parcial CO₂ de entrada 140 psia y salida de 18,6 psia, indica las tecnologías a contemplar en el análisis como son las Aminas, Solventes físicos, Solventes físicos con Amina, Carbonato de potasio y Membranas

Figura 23

Guía de Selección de Tecnologías de Remoción de CO₂ (Presión parcial)



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

4.8 Matriz de alternativa de la selección de la tecnología de Endulzamiento

La elaboración de una Matriz de selección de alternativas permitirá una valoración para la clasificación de las tecnología de endulzamiento del gas natural, este es un método de ponderación cuantitativa en función de factores o indicadores, variables y parámetros principales que permiten

valorar el cumplimiento de los objetivos planteados en lo técnico, financiero, operativo, ambiental, y mecánico.

Tomando como base de referencia para la selección de la tecnología de endulzamiento las premisas de presión y caudal de operación del sistema de compresión y línea de transferencia de gas, composición del gas natural, especificaciones de calidad del gas, costos de inversión (capex), costos de operación y mantenimiento (opex), los riesgos identificados, las políticas de cero emisiones, las guías criterios de selección de la tecnología de endulzamiento del gas según criterios de contenido de ppm de CO₂ (figura 22), presión parcial de CO₂ (figura 23) y las características de los procesos de endulzamiento (tabla 11), para la elaboración de la Matriz de alternativas se indican unos criterios de selección estableciendo un parámetro de valoración de Malo (0), Deficiente (0,3), Regular (0,6), Bueno (0,8) y Excelente (1).

Para la construcción de la matriz de alternativas se indican los factores o indicadores claves y se relaciona las variables asociadas a los factores, posteriormente se establece una ponderación cuantitativa (0-100 %) en función del impacto del factor en el desarrollo de la solución con lo cual se genera la distribución del peso porcentual de cada factor, seguidamente se relacionan los parámetros asociados a cada variable por cada factor establecido y vuelve a establecer una ponderación cuantitativa (0-100%) en función al cumplimiento del parámetro. Definidos los pesos porcentuales de los factores y parámetros se realizan para cada alternativa una valoración (Malo (0), Deficiente (0,3), Regular (0,6), Bueno (0,8) y Excelente (1)) de cada parámetro relacionado con el factor realizando una comparación de cumplimiento del parámetro entre alternativas.

Para la calificación total se inicia para cada factor una calificación de los parámetros de cada alternativa ponderando el peso del parámetro con la valoración de alternativa, posteriormente

se realiza para cada factor la calificación de la variable ponderando el peso del factor por el resultado de la calificación de cada alternativa y al final se suman los resultados de cada ponderación de las variables de todos los factores por cada alternativa; con el resultado se realiza una clasificación de las alternativas.

Tabla 20

Factores, variables y ponderación cuantitativa para la conformación de la Matriz de alternativa en la selección tecnológica de endulzamiento para un volumen de 5000 kpcd, presión operativa entre 920 Psig - 850 Psig y 13,5 % contenido de CO₂ (cromatografía tabla 19).

Factores	Variable	% Peso	Parámetro	% Peso
Medio Ambiente y aprovechamiento de recursos	Cumplimiento % de volumen quema con la ANH	20	Perdida de Hidrocarburo	50
	Cumplimientos ambientales		Emisiones GEI	50
	Presión Parcial CO ₂ entrada		130-140	25
Tecnológicos	% CO ₂ mol - entrada	25	15 %CO ₂	25
	% CO ₂ salida		2	50

Tabla 20 Continuación

Factores	Variable	% Peso	Parámetro	% Peso
Mecánico	Integridad	15	Fenómenos corrosivos	50
	Mantenimiento		Número de equipos del proceso	50
	Facilidad de manejo		Procesos	30

Operativo	Seguridad Proceso		Presiones y Temperaturas	40
	Conocimiento de la tecnología	15	Experiencia	30
Financiero	Costos de Inversión		Capex	40
	Costos operativos y de mantenimiento	25	Opex	60

Tabla 21

Valoración cuantitativa de los parámetros relacionados con las tecnologías endulzamiento del gas para un volumen de 5000 kpcd, presión operativa entre 920 Psig - 850 Psig y 13,5 % contenido de CO₂ (cromatografía tabla 19).

Factores	Variable	Parámetro	Amina	Solvente Físico	Solvente Físico - Químico	Carbonato de potasio	Membranas
Medio Ambiente y aprovechamiento de recursos	Cumplimiento % de volumen quemado con la ANH	Perdida de Hidrocarburo	E 1	D 0,3	D 0,3	E 1	D 0,3
	Cumplimientos ambientales	Emisiones GEI	E 1	R 0,6	R 0,6	E 1	D 0,3

Tabla 21 Continuación

Factores	Variable	Parámetro	Amina	Solvente Físico	Solvente Físico - Químico	Carbonato de potasio	Membranas
	Presión Parcial CO ₂ entrada	130-140	B 0,8	E 1	E 1	B 0,8	B 0,8

Tecnológicos			E	1	B	0,6	E	1	B	0,8	D	0,3
	% CO ₂ mol - entrada	15 %CO ₂										
	% CO ₂ salida	2	E	1	E	1	E	1	B	0,8	R	0,6
	Integridad	Fenóme- nos corro- sivos	R	0,6	B	0,8	R	0,6	B	0,8	E	1
Mecánico												
	Mantenimiento	Número de equipos del proceso	R	0,6	B	0,8	R	0,6	R	0,6	E	1
	Facilidad de manejo	Procesos	R	0,6	R	0,6	R	0,6	D	0,3	E	1
Operativo												
	Seguridad Pro- ceso	Presiones y Tempera- turas	B	0,8	B	0,8	B	0,8	R	0,6	B	0,8
	Conocimiento de la tecnología	Experien- cia	E	1	B	0,8	B	0,8	B	0,8	E	1
	Costos de In- versión	Capex	R	0,6	B	0,8	R	0,6	R	0,6	B	0,8
Financiero												
	Costos operati- vos y de man- tenimiento	Opex	B	0,8	E	1	B	0,8	E	1	B	0,8

Tabla 22

Resultados de la valoración de la Matriz de alternativas para la selección tecnológica del tratamiento de gas natural con contenido 13,5%CO₂ (endulzamiento)

ALTERNATIVA/ FACTOR	Medio Ambiente y aprovecha- miento de recur- sos	Tecnológicos	Mecánico	Operativo	Financiero	TOTAL
FACTOR	20%	25%	15%	15%	25%	100%
Amina	1	0,95	0,6	0,8	0,72	82,75%
Solvente Físico	0,45	0,9	0,8	0,74	0,92	77,60%
Solvente Físico Químico	0,45	1	0,6	0,74	0,72	72,10%
Carbonato de Potasio	1	0,8	0,7	0,57	0,84	80,05%
Membranas	0,3	0,58	1	0,92	0,8	69,18%

Con los resultados indicados en la tabla 22 se establece una clasificación de aplicabilidad de la tecnología de endulzamiento del gas natural para un contenido del 13,5% (Amina con 82,75%, Carbonato de potasio con 80,05%, Solvente físico con 77,6%, Solvente físico/químico con 72,1% y Membranas: 69,18%), en el apéndice B del presente trabajo se relaciona una tabla generalizada de la matriz de alternativas.

4.9 Simulación de Tratamiento con CO₂ con Amina

Para la selección del tipo de Amina hay en la literatura varios criterios de aplicabilidad teniendo presente el porcentaje de contenido de gas ácido total (CO₂ + H₂S) donde la Amina Primaria tiene un mejor desempeño en valores de contenido de ácido del 12 % y las aminas Terciarias en un rango del 3% a 70%, en la tabla 23 se relacionan los criterios de aplicabilidad según el tipo

de Amina y que están referenciados en el Manual “Gas Sweetening and Processing Field” de Maurice Stewart and Ken E. Arnold.

Tabla 23

Crterios de Manual “Gas Sweetening and Processing Field” , Maurice Stewart and Ken E. Arnold

	MEA	DEA	DGA	MDEA
AMINA	Monoethanolamine	Diethanolamine	Diglycolamine	Methyldiethanolamine
Primaria	X		X	
Secundaria		X		
Terciaria				X
Concentración % peso en agua	15 - 20	25 - 35	50 - 70	30 - 50
SCF gas acido/Galón Amina	3,1 - 4,3	3,8 - 5	4,7 - 6,6	4,2
mol gas acido/ mol amina	0,3 - 0,4	0,3 - 0,65	0,3 - 0,6	0,2 -0,5
Corrosividad	Alta	< MEA	< DEA	Baja
Presión Parcial C02	Baja - Alta	Media Alta	Baja Alta	Baja Alta
Absorción Hidro-carbuos	media	media	Ata	Baja
Selectividad H2S	No	Uso en altos % H2S	No	Alta
Perdidas Amina	Alta, 1 - 3 lb/MMscf	< MEA (Pv DEA = Pv MEA/30)	Baja presión de vapor reduce la perdida de amina,	Baja presión de vapor reduce la perdida de amina
Punto Normal de ebullición °F	339	516		477
Peso molecular (g/mol)	61	105	105	119
Costos operación		alto		Menor
Costo amina				alto

Requerimiento energí	Alto	Baja	Bajo
Degradación	Resistente	En presencia CO ₂	Resistente

La simulación del proceso de endulzamiento del gas natural se realiza con el software Hysys con la selección del paquete termodinámico Acid Gas – Chemical Solvents y la Amina MDEA en una relación de fracción en peso inicial de 0,45 de MDEA y 0,55 de H₂O, a las condiciones de presión de 920 Psig y 13,5 % de CO₂, en la figura 23 se representa el esquema de proceso simulado con el software Hysys versión 12.1.

La estimación del caudal de circulación de la solución acuosa puede realizarse utilizando la ecuación

$$GPM = \frac{0,206 * MM * (\%CO_2 + \%H_2S) * MWT}{ML * WT} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde:

MM= Caudal de gas, MMSCFD, (5 MMSCFD)

Gas ácido para remover = % CO₂ + % H₂S (13.5%)

MWT= Peso molecular de la Amina, MDEA = 119,9

ML= Moles de carga, moles de gas ácido/mole de amina (0,2 a 0,4)

WT= Porcentaje peso solución amina circulada (40 a 50)

Realizando el cálculo para una relación de moles de gas ácido/mole de amina de 0,4 y porcentaje en peso de solución de Amina del 40, la estimación del caudal de circulación de solución de amina es de 104,2 GPM.

En la figura 24 se esquematiza la simulación en el programa Hysys Versión 12 del proceso de endulzamiento del gas con contenido de CO₂, en el proceso de tratamiento el gas natural con un contenido de CO₂ se realiza la mezcla con una Amina pobre (recirculada) en la torre de

absorción (alta presión y baja temperatura), al interior de la torre se genera una reacción ácido-base, donde el dióxido de carbono se integra con la Amina (Amina rica) que se direcciona a un regenerador (alta temperatura – baja presión), donde el incremento de temperatura separa la Amina del dióxido de carbono produciéndose la liberación y regeneración de la Amina para su ciclo.

Figura 24

Representación de la simulación del proceso de endulzamiento de gas ácido con MDEA realizado con el simulador Hysys V12

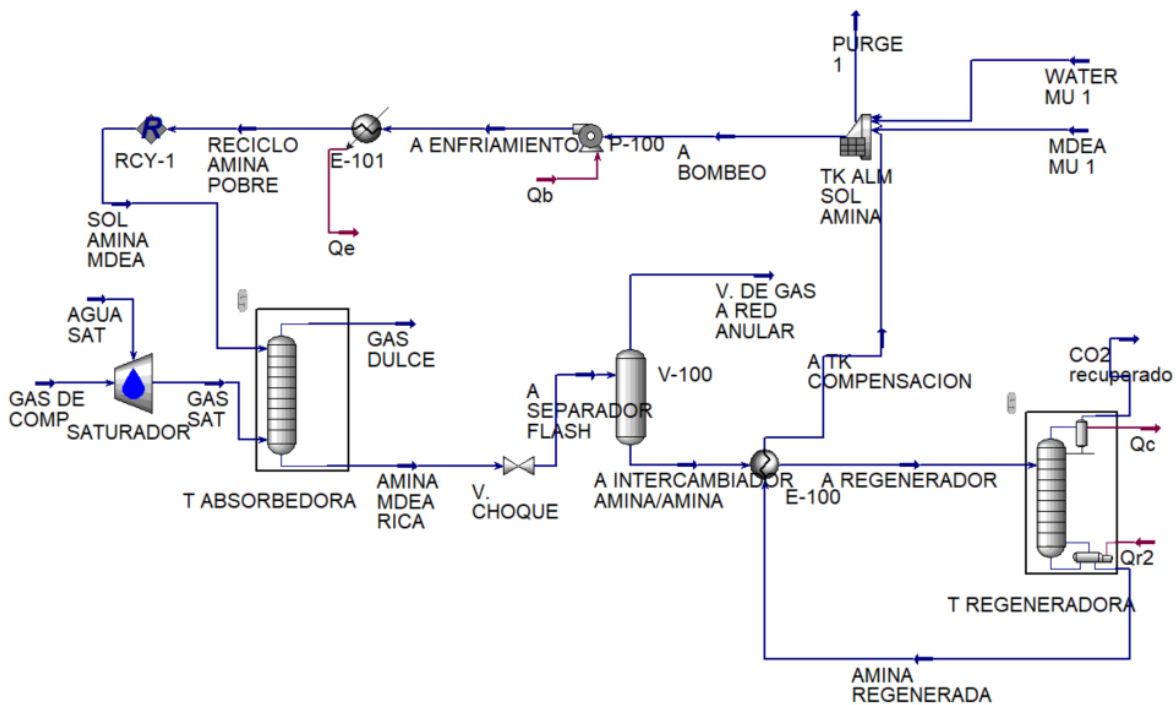


Tabla 24

Resultados de las corrientes principales de materia de la simulación del proceso de

Endulzamiento con amina MDEA realizado con el software Hysys V12

Corriente	Temp.	Presión	Flujo gas	Flujo líquido	Contenido CO ₂	Contenido de agua
	°F	PSIG	KPCD	GPM	% Molar	lb/MMscf
Gas de compresión	100	920	5000		13,5	
Gas saturado	100	920	5007	102,7		68,14
Solución de Amina entrada	110	920				
Gas Dulce	110,6	920	4329		0,5315	76,13
CO ₂ recuperado	190,6	12,5			64,66	
Sol Amina a Tk compensación	204,8	10,5		101,3		
Salida separador Flash	149,1	85	29			

Tabla 25

Resultados de la composición de las corrientes de flujo de la simulación del proceso de

Endulzamiento con amina MDEA relaizado con el software Hysys V12 – Gas Entrada

Componente	Gas Entrada	Sol Amina MDEA	Gas Saturado	Gas Dulce	Amina MDEA Rica	Amina Regene- rada	A TK de compen- sación
	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar
C1	0,7290	0,000	0,7280	0,8372	0,0012	0,000	0,000
C2	0,0529	0,000	0,0529	0,0606	0,0001	0,000	0,000
C3	0,0382	0,000	0,0381	0,0438	0,001	0,000	0,000
IC4	0,0093	0,000	0,0093	0,0106	0,000	0,000	0,000
NC4	0,0124	0,000	0,0124	0,0142	0,000	0,000	0,000
IC5	0,0067	0,000	0,0067	0,0077	0,000	0,000	0,000
NC5	0,0025	0,000	0,0025	0,0028	0,000	0,000	0,000
C6+	0,0008	0,000	0,0008	0,0009	0,000	0,000	0,000
N ₂	0,0132	0,000	0,0132	0,0152	0,000	0,000	0,000
CO ₂	0,1350	0,0003	0,1348	0,0053	0,0387	0,0003	0,0003
H ₂ O	0,000	0,8896	0,0014	0,0016	0,8540	0,8896	0,8896
MDEA	0,000	0,1101	0,000	0,000	0,1057	0,1101	0,1101
H ₂ S	0,000	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,0000	0,0000

Tabla 26

Resultados de la composición de las corrientes de flujo de la simulación del proceso de Endulzamiento con amina MDEA realizado con el software Hysys V12 – Gas CO₂

	Venteo	A Sep	Salida	Intercam-	Bombeo	Reciclo	
	Gas	TK com-	Flash	Sep	biador	Amina	
	CO ₂	pensación		Flash	Amina/ Amina	Pobre	
Componente	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar	Fracción Molar
C1	0,0016	0,000	0,0012	0,6518	0,0001	0,000	0,000
C2	0,0003	0,000	0,0001	0,0710	0,000	0,000	0,000
C3	0,0002	0,000	0,001	0,0418	0,000	0,000	0,000
IC4	0,0001	0,000	0,000	0,0136	0,000	0,000	0,000
NC4	0,0000	0,000	0,000	0,0115	0,000	0,000	0,000
IC5	0,0000	0,000	0,000	0,0049	0,000	0,000	0,000
NC5	0,0000	0,000	0,000	0,0023	0,000	0,000	0,000
C6+	0,0000	0,000	0,000	0,0007	0,000	0,000	0,000
N ₂	0,0000	0,000	0,000	0,0038	0,000	0,000	0,000
CO ₂	0,6466	0,000	0,0387	0,1632	0,0385	0,0003	0,0003
H ₂ O	0,3512	0,000	0,8540	0,0315	0,8555	0,8896	0,8896
MDEA	0,0000	1,000	0,1057	0,000	0,1059	0,1101	0,1101
H ₂ S	0,0000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,0000	0,0000

4.10 Análisis de Resultados

Los resultados de la cromatografía de la corriente de gas endulzado con amina MDEA se relacionan en la tabla 27.

Tabla 27*Cromatografía del gas tratado del proceso de endulzamiento con MDEA*

Componente	% Molar
C1	83,720
C2	6,060
C3	4,380
IC4	1,060
NC4	1,420
IC5	0,770
NC5	0,280
C6+	0,090
O ₂	0,000
N ₂	1,520
H ₂	0,000
CO	0,000
CO ₂	0,530
H ₂ S	0,000
Total	99,830
G ESPECIFICA	0,697
Densidad, Lb/ft ³	3,659
Peso Molecular	20,121
GPM	2,680
BTU Neto Ideal BTU.ft-3	1078,218
BTU Neto Real BTU.ft-3	1081,642
BTU Bruto Ideal BTU.ft-3	1186,413
BTU Bruto Real BTU.ft-3	1190,180

Los resultados del cumplimiento de especificaciones de Calidad del Gas Natural según la referencia CREG-071 se relaciona en la tabla 28.

Tabla 28

Resultados de las especificaciones de calidad del gas tratado del proceso de endulzamiento con MDEA

Especificación	Inicial	Final	Referencia CREG-017
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	942,7 Btu/ft ³	1081,64 Btu/ft ³	950 Btu/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	1037,37 Btu/ft ³	1190,18 Btu/ft ³	1150 Btu/ft ³
Número de Wobbe		1295,588 Btu/ft ³ - 1425,59 Btu/ft ³	1250 Btu/ft ³ - 1414,7 Btu/ft ³
Contenido de CO ₂	13,5 % volumen	0,53% volumen	2 % volumen

En las tablas 29 y 30 se indican los resultados de la determinación del grado de corrosión por presión parcial del CO₂ y la velocidad de corrosión del gas tratado del proceso de endulzamiento con amina MDEA para la línea de transferencia de gas natural a alta presión teniendo presente los criterios de clasificación establecidos por las normas NACE..

Tabla 29

Resultado del rango de grado de corrosión de la tubería de transferencia de gas a alta presión (tubería de acero al carbón) según criterio presión parcial Norma NACE: SP0106-2018.

Parámetro	Inicial	Final	Referencia NACE: SP0106-2018
Presión parcial CO ₂ - psia	130-140	4,5 – 4,87	0 – 7 (baja) 7 – 30 (media), > 30 (alta)

Con el nuevo valor calculado de presión parcial de CO₂ de 4,95 psia de la corriente endulzada con MDEA para el contenido residual de 0,53%CO₂ se estima una nueva velocidad de corrosión con el nomograma indicado en la figura 25.

Figura 25

Nomograma estimación velocidad de corrosión del acero dulce por Presión parcial del CO₂ y temperatura del fluido para una presión parcial de 4,95 psia (0,337 bar)

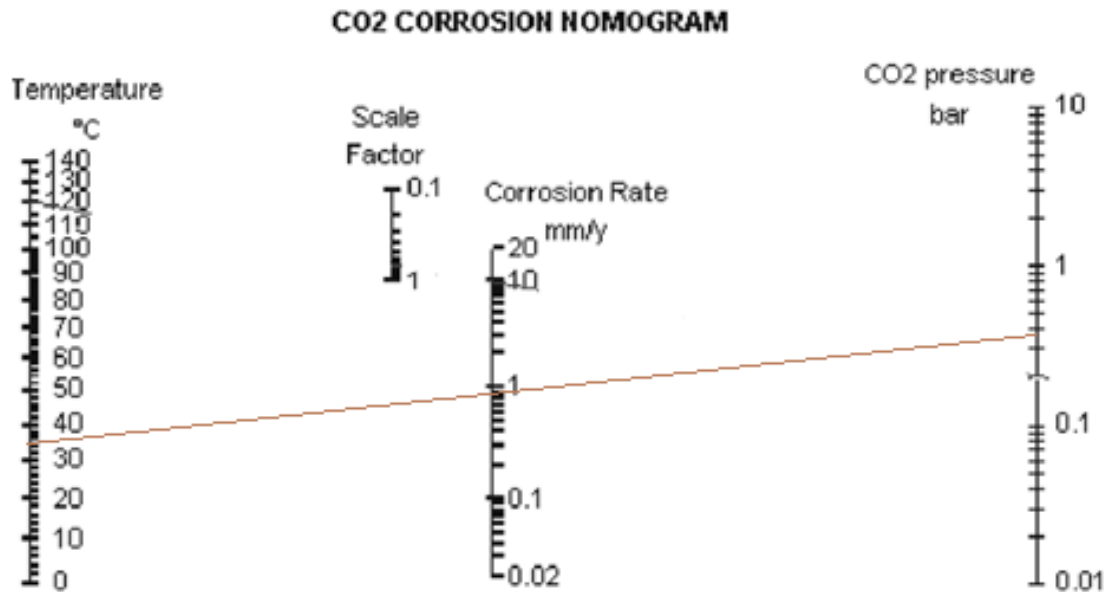


Tabla 30

Resultado del rango de velocidad de corrosión de la tubería de transferencia de gas a alta presión (tubería de acero al carbón) según criterio presión parcial Norma NACE SP0775 – 13.

Parámetro	Inicial	Final	Referencia NACE: SP0775 – 13
Velocidad de corrosión mpy	7 - 8	< 1,0	< 1,0 (baja), 1,0-4,9 (moderada), 5,0 – 10 (alta), > 10 (severa)

5. Evaluación Técnico - Económica

5.1 Presupuesto

En el desarrollo de la tesis se establecen unos valores de referencia para la evaluación técnico-económica como son:

Valor de una Planta de Amina: El costo de una planta de tratamiento de amina está en función del caudal de recirculación de amina con un valor de referencia de 2.2 millones de USD por cada 100 GMP de solución Amina y su costo está relacionado con el dimensionamiento de los equipos que lo componen como Torre de absorción, Torre regeneradora, Tanque Flash, Condensador, Rehervidor, intercambiador de calor y bombas.

Costo del servicio de tratamiento Endulzamiento: Se establece un precio de referencia para el servicio de endulzamiento de gas con Amina de un valor de 0,7 USD/MMBTU

Costo del servicio de deshidratación con Glicol: Se establece un precio de referencia para el servicio de deshidratación de gas con glicol de 0.35 USD/MMBTU

Valor de una planta de Glicol: El costo de una planta de Glicol para un caudal de 5 MMSCFD es de 400 mil USD.

Valor de la Tubería de 4" SCH 40 API 5L (MAWP de referencia 1480 Psig): El costo de reposición de la tubería sin costura es de 120.000 USD/km y puede variar en función del trazado, la reposición se realiza con la pérdida del 40% del espesor.

Precio de venta del gas tratado: Se toma un precio de referencia para el gas venta de 5,1 USD/MMBTU, en la figura 26 se grafica el comportamiento del precio del gas por MMBTU en un periodo de 4 años.

Figura 26

Comportamiento del precio de gas por MMBTU en un periodo de 4 años



Nota. FX Empire. (sf). Gas natural. <https://www.fxempire.es/commodities/natural-gas/chart>

5.2 Análisis Económico

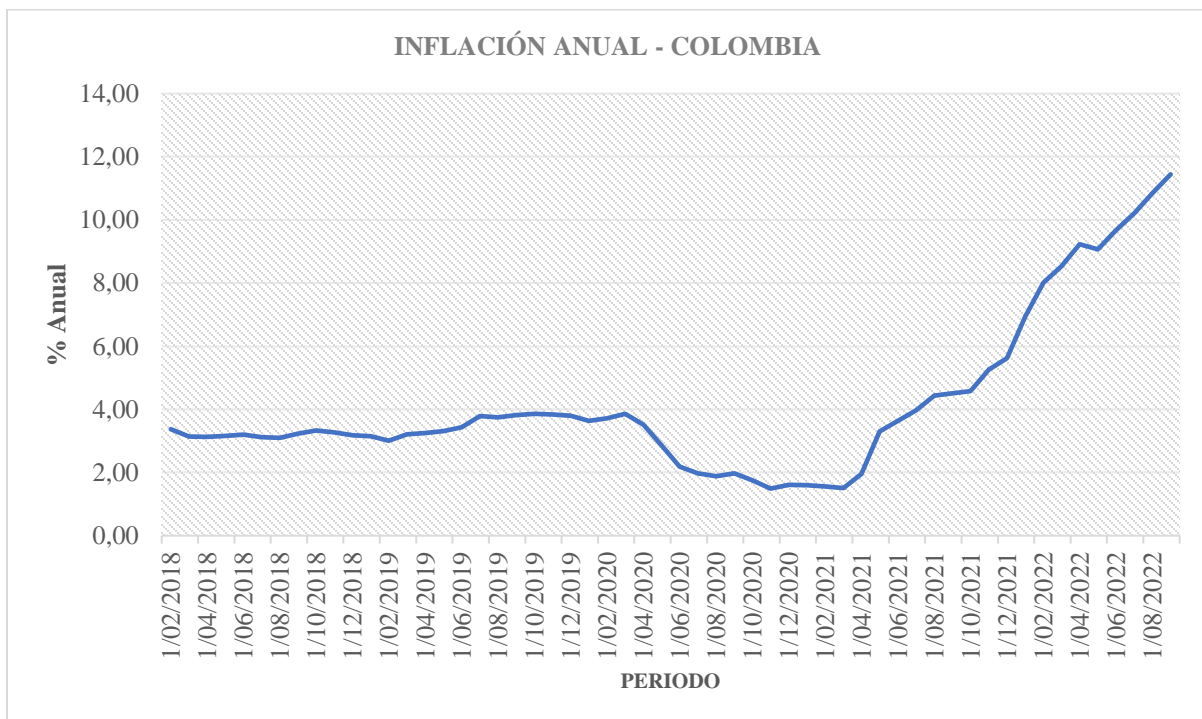
Para la sensibilización del análisis económico se tendrá en cuenta las siguientes premisas:

- Existe una infraestructura para manejo de gas con bajo contenido de CO₂, que comprende líneas, sistema de compresión de alta y planta de tratamiento (proceso de deshidratación) y procesamiento de gas.
- Hay una implementación de tratamiento de inhibidor de corrosión para presiones parciales menores de CO₂ menor de 15 psi
- Tasa de declinación de producción de gas del 12%
- Pago de sanción por no aprovechamiento del gas en función de las regalías del campo del 20%, descontando un volumen de gas de 5 kpcd que corresponde al permiso de quema representado en el sostenimiento del piloto tea (gas de purga y gas piloto).

- Para el ajuste de los valores de costos operativos operación propia se tomará como un valor base de referencia un 10%.
- TRM de evaluación 4500 pesos
- Tasa de interés anual en el rango del 12% al 18%
- Ajuste del servicio de tratamiento según IPC, los valores de referencia estarían en el rango del 8% al 10%.

Figura 27

Comportamiento del porcentaje anual de inflación de Colombia en un periodo de 4 años (2018-2022)



Nota: Wikipedia. (2022). Variación de la inflación de Colombia desde 1946.

Tabla 31*Flujo de caja para la evaluación del valor presente neto VPN - PROD*

PE- RIODO	PROD GAS	PODER CAL NETO GAS	TOTAL PODER CAL NETO	COSTO EN- DULZA- MIENTO GAS	COSTO DESH GAS -GLICOL	PRECIO GAS
AÑO	KPCD	BTU/ft3	MMBTU/D	USD/ MMBTU	USD/ MMBTU	USD/ MMBTU
0		1081,64		0,700	0,350	5,15
1	5000	1081,64	5408	0,770	0,385	5,41
2	4400	1081,64	4759	0,847	0,424	5,68
3	3872	1081,64	4188	0,932	0,466	5,96
4	3407	1081,64	3686	1,025	0,512	6,26
5	2998	1081,64	3243	1,127	0,564	6,57
6	2639	1081,64	2854	1,240	0,620	6,90
7	2322	1081,64	2512	1,364	0,682	7,25
8	2043	1081,64	2210	1,501	0,750	7,61
9	1798	1081,64	1945	1,651	0,825	7,99
10	1582	1081,64	1712	1,816	0,908	8,39

Tabla 32*Flujo de caja para la evaluación del valor presente neto VPN - INV*

Pe- riodo	Inver- sión planta amina	Inversión planta de glicol	Costo oper y mtto	Valor venta gas	Valor serv trat endul- zamiento gas	Valor serv desh gas	Valor serv en- dulz y desh gas	Costo repo- sición tube- ría 4 “ 14 km
AÑO	USDM	USDM	USDM /año	USDM/año	USDM/año	USDM/ año	USDM/ año	USDM/ 14 KM
0	2.200 1.800	400 200						1.680
1			900	10.677	1.520	760	2.280	
2			990	9.866	1.472	736	2.207	
3			1.089	9.115	1.425	712	2.136	
4			1.198	8.423	1.379	690	2.068	
5			1.318	7.783	1.335	668	2.002	
6			1.450	7.191	1.292	646	1.938	
7			1.595	6.645	1.251	626	1.876	
8			1.754	6.140	1.211	604	1.816	
9			1.930	5.673	1.172	586	1.758	
10			2.122	5.242	1.134	567	1.702	4.357
TO- TAL	4.000	600	14.335	76.755	13.191	6.595	19.783	

Del análisis de los datos de la tabla 31 y 32 se realizó el cálculo del valor presente neto (VPN) tomando una referencia de tiempo de 5 años para el escenario de solo el servicio de endulzamiento de 5 años y de 8 años para el escenario conjunto de servicio de endulzamiento y deshidratación con los siguientes resultados

- Compra e instalación de planta con operación propia de endulzamiento: VPN operación propia de 5 años 25.776.676 USD
- Servicio de endulzamiento: VPN servicio contratado de 5 años de endulzamiento con Amina MDEA 33.349.877 USD.
- Compra e instalación de planta con operación propia de endulzamiento y deshidratación: VPN operación propia servicio de 8 años 32.741.150 USD.
- Servicio de endulzamiento y deshidratación: VPN servicio contratado de 8 años de endulzamiento con amina MDEA y deshidratación con Glicol 37.928.089 USD

Para producciones de gas menores de 2000 KPCD según el resultado de la evaluación técnico económica se podrían contemplar alternativas operacionales como:

- Realizar transferencia de gas a una menor presión de compresión y realizar mezclas de gas en el punto de tratamiento centralizado para disminuir la concentración de CO₂ en el punto de tratamiento.
- Hacer sinergias con campos aledaños para compartir facilidades de tratamiento de gas.
- Realizar sondeo de mercado de venta de gas natural en sitio.

6. Conclusiones

La alternativa de operación del uso de redes de anulares a bajas presiones con una presión parcial de CO₂ menor al 15 psia en los sistemas de levantamiento artificial como PCP, UBM, Rotaflex y BES para la protección da los fenómenos de corrosión en las tuberías acero al carbón aplica la inyección de químicos inhibidores de corrosión.

Para las condiciones operativas a altas presiones (920 Psig) en la transferencia de gas, los resultados obtenidos del proceso simulación del tratamiento de endulzamiento del gas con una solución de amina MDEA con un contenido CO₂ del 13,5% molar permitirá la disminución en el contenido del CO₂ a 0,53% molar.

El planteamiento de una planta de tratamiento de gas para eliminación y/o reducción del contenido de CO₂ con la tecnología de endulzamiento con Amina MDEA establece una mejor relación beneficio/costo dando cumplimiento a las especificaciones de calidad del gas natural indicadas por la resolución CREG -071, mejora los indicadores de corrosión indicados en la norma NACE SP0775 – 2013 al pasar de una valoración de velocidad de corrosión de severa a baja, la norma NACE SP0106-2018 (presión parcial) al pasar de una valoración del grado de corrosión de alto a bajo y disminuyendo la valoración de riesgo en el proceso de transferencia de gas a alta presión con la clasificación de un riesgo residual L (bajo) que aporta a la continuidad operativa del proceso de producción con el aprovechamiento de los recursos extraídos del Yacimiento y viabilizando proyectos de incrementos de producción.

El análisis económico realizado para un escenario de planta propia o contratada de endulzamiento del gas natural con Amina generó un VPN positivo con un mayor flujo de caja en una estrategia de contratación del servicio de tratamiento de endulzamiento con Amina MDEA en un periodo de tiempo de 4 años para volúmenes en el rango 5000 kpcd a 3400 kpcd y para la estrategia

de contratación del servicio de tratamiento de endulzamiento con Amina MDEA y deshidratación en un periodo de tiempo de 8 años en el rango 5000 kpcd a 2400 kpcd .

7. Recomendaciones

Se recomienda en el caso de solo realizar el proceso de endulzamiento del gas, continuar realizando las corridas de raspadores evaluando la frecuencia teniendo presente realizar una caracterización y cuantificación del volumen de líquidos recuperados.

En campos de producción de hidrocarburos con altos contenidos en %CO₂ se recomienda diseñar los sistemas de hidráulica de las líneas de recolección de producción desde los pozos con una presión de operación baja, que permita la aplicabilidad de los productos químicos inhibidores de corrosión.

Se recomienda en un proceso de contratación del servicio de endulzamiento de gas en la selección de las tecnologías existentes (solventes químicos (Aminas), solventes físicos, solventes físico químico (Amina), carbonato de potasio y membranas), tener presente la inclusión en el proceso de sondeo de mercado la Amina MDEA.

Se recomienda para la implementación de otras tecnologías evaluar en el pre tratamiento (recuperación de fracciones pesadas de hidrocarburos) un esquema de expansión Joule Thomson que implica una disminución de presión de 920 Psig a 500 Psig, para luego direccionarlo a la torres de-etanizadora y de-butanizadora, este proceso requiere otros equipos como sistema de refrigeración, rehervidor, bombas de trasiego, Separador y generador energía y luego una re compresión a 920 Psig para el proceso de entrega del gas a la planta. La implementación de tecnologías de Joule Thompson en el pretratamiento y glicol en el postratamiento implican costos a evaluar.

Se recomienda realizar en función del volumen menores de 2000 kpcd evaluar la hidráulica de la línea de 4" (14 kms) para una entrega a baja presión a otra estación para un proceso de re-compresión y mezclas, con lo que se lograría disminuir la presión parcial del CO₂ al operar a presiones entre 100 y 150 psig y evaluar el resultado de la composición en la mezcla de gases.

Referencias Bibliográficas

- ANLA. (2021). *Ley 2099; “Ley transición energética de Colombia”, 10 de julio 2021, parágrafo 1° de su artículo 22.*
- Arnold, K., & Stewart, M. (1999). *Operaciones de producción de superficie, vol. 2: Diseño de Sistemas e Instalaciones de Manejo de Gas.*
- Asociación de Proveedores de Procesadores de Gas. (2004). *Libro de datos de ingeniería GPSA. Asociación de Procesadores de Gas. Oklahoma.*
- Bake, M., & Raymond R., F. (November 2008). *Pipeline Corrosion FINAL REPORT Submitted to U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration Office of Pipeline Safety Integrity Management Program Under Delivery Order DTRS56-02-D-70036 Submitted by.*
- Bergel, M., & Tierno, I. (2009). *Sweetening technologies-A look at the whole picture. In 24th World Gas Conference.*
- Campbell, J.M., & Maddox, R.N. (1974). *Gas conditioning and processing. Vol. 121. Campbell Petroleum Series.*
- CORP-0171. (2022). *“Tipos de corrosión en materiales”, Swagelok Company. Obtenido de www.swagelok.com*
- CREG 050. (2018). *Se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas”.*
- CREG-017. (2007). *Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema de transporte.*
- CREG-054. (2007). *Se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999 1.*

CREG-062. (2008). “Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema nacional de transporte de gas- número de WOBBE”.

CREG-071. (1999). *Se establece el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT)”* (actualizada a 31 agosto de 2019, Consejo Nacional de Operación de Gas Natural – CON GAS).

Duncan, G. (1997). “Enhanced Recovery Engineering Including Design, Completion and Production Practices. Corrosion”, World Oil

Fernández G.M. (julio 2011). *Corrosión en la Industria Petrolera, métodos de control de corrosión*. Maracaibo: Universidad Zulia Facultad de Ingeniería Centro de estudios de corrosión.

GPA 2261. (2019). *Analysis of Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Gas Chromatography*.

Hausler, R.H. (1984). The Mechanism of CO sub 2 Corrosion of Steel in Hot, Deep Gas Wells. (Retroactive Coverage). *Advances in CO sub-2 Corrosión*, 1, 72-86.

Infocorrosión. (septiembre de 2016). “Efecto de las Variables Ambientales sobre la Corrosión”.
Obtenido de *Revista Digital*: <https://infocorrosion.com>

Jayakumar, K.; Rames, C., Panda, Ashoutosh, P. (2017). “A Review: State-of-the-Art LPG Sweetening Process,” *International Journal of Chemical Engineering Research*. ISSN 0975-6442 Volumen 9, Number 2, pp. 175-206 © Research India Publications. Obtenido de <http://www.ripublication.com>

JBR/JBR. (28 de julio de 2021). “How to measure gas quality”, *ENERGINET*. Obtenido de <https://en.energinet.dk>

Kermani, M., & Morshed, A. (2002). “*Carbon Dioxide Corrosion in Oil and Gas Production—A Compendium*”. The Journal of science and engineering Corrosion Vol 59, No 8.

Kidnay, A.J., Parrish, W.R., & McCartney, D.G. (2019). Fundamentals of natural gas processing. CRC press.

KLM Technology Group. (Abril 2011). “*Process design of gas treating units,*” Obtenido de www.klmtechgroup.com

Kohl A. y Nielsen, R. (1997). Gas Purification, 5a edition, 40-174. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, USA

MIPSA. (4 agosto 2021). *Inhibidores de la corrosión, funcionalidad y protección adicional*. Obtenido de www.mipsa.com.mx

NACE International. (2011). “*Internal Corrosion for pipelines- Advanced Course Manual*”.

NACE MR 0175-88. (sf). *Standard Materials Requirements*, “Sulfide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oilfield Equipment”

NACE MR 0176-06. (sf). *Table 1: Classification of metal-loss corrosion for sucker rod pumps*.

NACE SP0106. (2018). “*Control de la corrosión interna en tuberías de acero y sistemas de tuberías*.”

NACE SP0775-13. (sf). *Table 2: Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems*

NACE Standard RP-0102. (2002). *Standard Recommended Practice In-Line Inspection of Pipelines*.

Nadyyah Faizip. (2002). *Gas Sweetening Processe*.

Naturgas. (2021). “*Gas natural como fuente de energía*.” Obtenido de <https://naturgas.com.co>

Oilfield Review. (2016). “*Corrosión: La lucha más extensa*”. Copyright Schlumberger.

Palacios, C. (sf). *Risk based corrosion management system for oilfield*

Palma Pacheco, Yudy Alexandra. (2019). *Control de corrosión en un pozo con alta tendencia de daño por mecanismos combinados de daño interno*. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia Facultad de Ingeniería.

Permanent Steel Manufacturing (PMC). (2020). *“Investigación sobre la corrosión por CO₂ y H₂S en oleoductos y gasoductos”*. Obtenido de [https:// www.permanentsteel.com](https://www.permanentsteel.com)

Simons, M. (2008). *“Report of offshore technology conference (OTC) presentation”*. NACE International oil and gas production.

Sivalls, Richard. (sf). *Acid gas treating systems design manual by C., P.E.*

Stewart, M. VOL 2: Surface Production Operations,”Design of Gas-Handling Systems and Facilities”, 3rd Edition.

Wikipedia. (2020). *Gas Ácido*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Gas_%C3%A1cido

Wikipedia. (2022). Variación de la inflación de Colombia desde 1946. https://es.wikipedia.org/wiki/Anexo:Variaci%C3%B3n_de_la_inflaci%C3%B3n_de_Colombia_desde_1946

Apéndices

Apéndice A Datos de cromatografía de gas de anulares de pozos

Datos de cromatografía de gas de anulares de pozos 1

	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7
	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL
C1	92,46	79,69	74,20	67,09	84,47	87,17	76,75
C2	2,06	4,03	4,67	5,63	3,18	4,28	4,24
C3	1,72	3,98	3,58	3,11	2,66	3,11	3,10
IC4	0,57	2,67	1,12	0,80	0,84	1,30	0,74
NC4	0,64	2,20	1,19	0,81	1,02	1,07	1,04
IC5	0,44	3,04	0,63	0,45	0,52	0,89	0,48
NC5	0,10	0,19	0,13	0,09	0,10	0,13	0,12
C6+	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,02	0,02
O2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N2	0,50	0,96	1,13	1,37	0,77	1,04	1,03
H2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO2	1,48	3,21	13,32	20,66	6,42	0,99	12,49
H2S	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
G ESPECIFICA	0,63	0,78	0,80	0,85	0,70	0,78	0,77
Densidad, Lb/ft3	0,05	0,06	0,06	0,07	0,05	0,06	0,06
Peso Molecular g/mol	18,12	22,62	22,98	24,63	20,26	22,62	22,22
GPM	1,16	3,86	2,24	1,78	1,72	2,31	1,85
BTU Neto Ideal	971,62	1149,11	931,99	841,65	960,67	957,98	914,66
BTU Neto Real	974,04	1153,67	935,15	844,58	963,44	961,23	917,56
BTU Bruto Ideal	1072,63	1261,51	1025,88	926,67	1059,08	1054,31	1007,69
BTU Bruto Real	1075,30	1266,52	1029,35	929,91	1062,14	1057,89	1010,88
DENSIDAD DEL AIRE (@ S.C) =	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
C3+	3,50	12,11	6,68	5,26	5,15	6,52	5,49

Datos de cromatografía de gas de anulares de pozos parte 2

	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14
	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL
C1	79,08	77,82	77,25	87,58	76,67	71,85	79,56
C2	4,59	4,18	3,39	2,63	3,61	6,37	3,48
C3	2,85	4,24	2,92	2,81	2,74	4,03	2,23
IC4	0,65	1,49	1,57	1,87	1,26	1,05	0,67
NC4	0,84	1,91	1,28	1,51	1,19	1,52	0,76
IC5	0,46	1,22	1,38	2,08	1,09	0,73	0,52
NC5	0,11	0,27	0,13	0,13	0,11	0,25	0,03
C6+	0,01	0,03	0,01	0,02	0,01	0,04	0,00
O2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N2	1,12	1,05	0,83	0,64	0,87	1,62	0,84
H2	0,00	0,00	0	0	0	0	0
CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO2	10,29	7,79	11,24	0,74	12,45	12,55	11,92
H2S	0,00	0,00	0	0	0	0	0
Total	100,00	100,00	100	100	100	100	100
G ESPECIFICA	0,74	0,78	0,78	0,70	0,78	0,84	0,74
Densidad, Lb/ft3	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,06	0,06
Peso Molecular	21,45	22,41	22,64	20,16	22,62	24,14	21,50
GPM	1,66	3,02	2,37	2,69	2,09	3,61	1,40
BTU Neto Ideal	925,78	1032,26	966,95	1088,07	937,73	1069,29	894,39
BTU Neto Real	928,59	1035,93	970,25	1091,58	940,85	1073,67	897,04
BTU Bruto Ideal	1020,31	1134,99	1064,09	1197,28	1032,43	1173,76	986,31
BTU Bruto Real	1023,40	1139,04	1067,72	1201,14	1035,86	1178,57	989,23
DENSIDAD DEL AIRE (@ S.C) =	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
C3+	4,92	9,16	7,29	8,42	6,40	11,13	4,20

Datos de cromatografía de gas de anulares de pozos parte 3

	M15	M16	M17	M18	M19	M20	M21
	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL
C1	78,36	76,21	93,53	76,56	91,31	80,03	94,79
C2	3,28	4,28	2,66	4,59	3,08	3,97	1,89
C3	4,37	4,55	1,40	3,36	2,76	4,03	1,10
IC4	3,31	2,59	0,38	1,21	0,56	2,39	0,26
NC4	2,53	2,39	0,61	1,36	0,84	2,14	0,50
IC5	2,53	2,44	0,39	1,00	0,35	2,32	0,23
NC5	0,21	0,27	0,22	0,17	0,20	0,22	0,06
C6+	0,01	0,01	0,09	0,03	0,05	0,02	0,01
O2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N2	0,79	1,04	0,65	1,11	0,75	0,95	0,42
H2	0	0	0	0	0	0	0
CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO2	4,62	6,22	0,09	10,62	0,11	3,93	0,74
H2S	0	0	0	0	0	0	0
Total	100	100	100	100	100	100	100
G ESPECIFICA	0,80	0,81	0,78	0,78	0,63	0,77	0,60
Densidad, Lbs/ft3	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,06	0,05
Peso Molecular	23,12	23,41	22,49	22,49	18,30	22,29	17,37
GPM	2,41	3,95	2,35	2,35	1,18	1,00	0,72
BTU Neto Ideal	948,62	1118,04	969,96	969,96	963,32	981,70	952,43
BTU Neto Real	952,49	1122,59	973,25	973,25	965,84	985,42	954,62
BTU Bruto Ideal	1043,60	1227,22	1067,41	1067,41	1063,46	1083,83	1052,41
BTU Bruto Real	1047,86	1232,21	1071,03	1071,03	1066,24	1087,94	1054,84
DENSIDAD DEL AIRE (@ S.C) =	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
C3+	12,96	12,25	3,07	7,12	4,76	11,11	2,17

Datos de cromatografía de gas de anulares de pozos parte 4

	M22	M23	M24	M25	M26	M27	M28
	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL
C1	84,10	91,54	95,18	85,92	74,84	73,50	73,06
C2	3,31	2,09	1,46	3,84	10,82	5,99	7,19
C3	1,75	1,84	0,98	3,26	6,44	3,56	4,71
IC4	0,63	0,56	0,47	2,50	1,09	0,68	0,91
NC4	0,75	0,69	0,30	1,42	1,87	1,03	1,39
IC5	0,53	0,37	0,30	1,46	0,73	0,35	0,45
NC5	0,03	0,08	0,05	0,04	0,71	0,28	0,36
C6+	0,01	0,02	0,01	0,00	0,32	0,10	0,11
O2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N2	0,80	0,51	0,36	0,93	0,55	1,52	1,84
H2	0	0	0	0	0	0	0
CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO2	8,09	2,32	0,89	0,64	2,63	12,99	9,98
H2S	0	0	0	0	0	0	0
Total	100	100	100	100	100	100	100
G ESPECIFICA	0,71	0,63	0,60	0,70	0,78	0,79	0,79
Densidad, Lb/ft3	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,06	0,06
Peso Molecular	20,47	18,34	17,34	20,27	22,45	22,84	22,89
GPM	1,52	1,68	0,69	2,81	2,81	2,03	2,69
BTU Neto Ideal	940,13	974,03	948,53	1091,95	1091,95	926,89	994,04
BTU Neto Real	942,83	976,48	950,70	1095,49	1096,35	929,98	997,57
BTU Bruto Ideal	1036,64	1073,95	1048,22	1201,35	1201,35	1020,39	1093,09
BTU Bruto Real	1039,63	1076,65	1050,62	1205,25	1206,19	1023,80	1096,96
DENSIDAD DEL AIRE (@ S.C) =	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
C3+	3,70	3,54	2,11	8,67	11,16	6,00	7,94

Datos de cromatografía de gas de anulares de pozos parte 5

	M29	M30	M31	M32	M33	M34	M35
	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL	%MOL
C1	88,84	76,57	85,99	79,55	89,59	85,22	76,60
C2	2,35	5,35	2,52	4,33	2,83	3,49	2,02
C3	1,33	3,69	1,47	1,68	1,94	3,52	0,37
IC4	0,35	0,84	0,35	0,37	0,43	1,86	1,06
NC4	0,46	1,28	0,59	0,34	0,68	1,61	0,08
IC5	0,21	0,50	0,23	0,15	0,23	1,39	0,24
NC5	0,05	0,38	0,16	0,09	0,12	0,18	0,03
C6+	0,01	0,11	0,05	0,03	0,03	0,02	0,01
O2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
N2	0,54	1,32	0,59	1,05	0,67	0,84	0,48
H2	0	0	0	0	0	0	0
CO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO2	5,85	9,95	8,05	12,40	3,48	1,88	19,11
H2S	0	0	0	0	0	0	0
Total	100	100	100	100	100	100	100
G ESPECIFICA	0,66	0,77	0,68	0,73	0,65	0,71	0,78
Densidad, Lb/ft3	0,05	0,06	0,05	0,06	0,05	0,05	0,06
Peso Molecular	18,94	22,23	19,78	21,17	18,72	20,50	22,47
GPM	0,81	2,28	0,95	0,91	1,16	2,21	0,56
BTU Neto Ideal	911,32	969,56	901,72	864,13	952,92	954,79	782,77
BTU Neto Real	913,59	972,79	904,10	866,56	955,36	957,90	785,02
BTU Bruto Ideal	1006,64	1067,13	995,59	953,72	1051,88	1051,16	864,66
BTU Bruto Real	1009,15	1070,69	998,22	956,40	1054,57	1054,59	867,14
DENSIDAD DEL AIRE (@ S.C) =	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076	0,076
C3+	2,41	6,80	2,85	2,66	3,43	8,58	1,80

Apéndice B Matriz de selección de alternativa de la selección tecnológica de endulzamiento de gas natural para un volumen de 5000 kpcd, presión operativa entre 920 Psig - 850 Psig y 13,5 % contenido de CO₂ (cromatografía tabla 20).

Clasificación	Valoración
Malo	0
Deficiente	0,3
Regular	0,6
Bueno	0,8
Excelente	1

Factor	Variable	Peso	Parámetro	Peso	Amina		Solvente Físico		Solvente Físico químico		Carbonato de Potasio		Membranas	
					Clasificación	Valor	Clasificación	Valor	Clasificación	Valor	Clasificación	Valor	Clasificación	Valor
Medio Ambiente y Aprovechamiento de recursos	Cumplimiento de % de quema con la ANH	20%	Perdida Hidrocarburos	50%	Excelente	1,0	Deficiente	0,3	Deficiente	0,3	Excelente	1,0	Malo	0,3
			Emisiones GEI	50%	Excelente	1,0	Regular	0,6	Regular	0,6	Excelente	1,0	Malo	0,3
	Parámetro valor ponderado					1,00		0,45		0,45		1,00		0,30
	Variable valor ponderado					0,200		0,090		0,090		0,200		0,060
Tecnológicos	Presión Parcial CO2 entrada	25%	130-140	25%	Bueno	0,8	Excelente	1,0	Excelente	1,0	Bueno	0,8	Bueno	0,8
	% CO2 Vol. entrada		15 %CO2	25%	Excelente	1,0	Regular	0,6	Excelente	1,0	Bueno	0,8	Deficiente	0,3
	% CO2 Vol. salida		2	50%	Excelente	1,0	Excelente	1,0	Excelente	1,0	Bueno	0,8	Regular	0,6
	Parámetro valor ponderado					0,95		0,90		1,00		0,80		0,58
Variable valor ponderado					0,24		0,23		0,25		0,20		0,14	
Mecánico	Integridad	15%	Fenómenos Corrosivos Prod Químicos	50%	Regular	0,6	Bueno	0,8	Regular	0,6	Bueno	0,8	Excelente	1,0
	Mantenimiento		Numero de componentes que tiene el sistema para que funcione correctamente	50%	Regular	0,6	Bueno	0,8	Regular	0,6	Regular	0,6	Excelente	1,0
	Parámetro valor ponderado					0,60		0,80		0,60		0,70		1,00
	Variable valor ponderado					0,09		0,12		0,09		0,11		0,15
Operativo	Facilidad de manejo	15%	Procesos	30%	Regular	0,6	Regular	0,6	Regular	0,6	Deficiente	0,3	Excelente	1,0
	Seguridad Proceso		Presiones y Temperaturas	40%	Bueno	0,8	Bueno	0,8	Bueno	0,8	Regular	0,6	Bueno	0,8
	Conocimiento de la tecnología		Experiencia	30%	Excelente	1,0	Bueno	0,8	Bueno	0,8	Bueno	0,8	Excelente	1,0
	Parámetro valor ponderado					0,80		0,74		0,74		0,57		0,92
Variable valor ponderado					0,12		0,11		0,11		0,09		0,14	
Financiero	Capex	25%	Inversión	40%	Regular	0,6	Bueno	0,8	Regular	0,6	Regular	0,6	Bueno	0,8
	Opex		Costos Operativos	60%	Bueno	0,8	Excelente	1,0	Bueno	0,8	Excelente	1,0	Bueno	0,8
	Parámetro valor ponderado					0,72		0,92		0,72		0,84		0,80
	Variable valor ponderado					0,18		0,23		0,18		0,21		0,20
Peso del factor		100%			82,75		77,60		72,10		80,05		69,18	