

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

FACULTAD DE INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA PETROLERA



PROYECTO DE GRADO

**ANÁLISIS DE LAS VARIABLES OPERATIVAS PARA EL CONTROL
DE CORROSIÓN POR CONTENIDO DE CO₂ EN LA PLANTA LA
VERTIENTE**

POSTULANTE: UNIV. FABIOLA ROCIO VARGAS MONZÓN

TUTOR: MSc. ING. PEDRO REYNALDO MARÍN DOMÍNGUEZ

LA PAZ - BOLIVIA

2022



**UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS
FACULTAD DE INGENIERIA**



LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS AUTORIZA EL USO DE LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN ESTE DOCUMENTO SI LOS PROPÓSITOS SON ESTRICTAMENTE ACADÉMICOS.

LICENCIA DE USO

El usuario está autorizado a:

- a) Visualizar el documento mediante el uso de un ordenador o dispositivo móvil.
- b) Copiar, almacenar o imprimir si ha de ser de uso exclusivamente personal y privado.
- c) Copiar textualmente parte(s) de su contenido mencionando la fuente y/o haciendo la cita o referencia correspondiente en apego a las normas de redacción e investigación.

El usuario no puede publicar, distribuir o realizar emisión o exhibición alguna de este material, sin la autorización correspondiente.

TODOS LOS DERECHOS RESERVADOS. EL USO NO AUTORIZADO DE LOS CONTENIDOS PUBLICADOS EN ESTE SITIO DERIVARA EN EL INICIO DE ACCIONES LEGALES CONTEMPLADAS EN LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR.

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme llegar a esta instancia y por estar conmigo en todo momento.
A mi Madre y a mi Padre, pilares fundamentales por su amor sincero, por todo su apoyo y por sus consejos en cada uno de los pasos que sigo.

A mi abuelita hasta el cielo, a quien siempre llevaré en el corazón.

A mis hermanas, por siempre estar para apoyarme y aconsejarme.

A mis sobrinitos, por la alegría que me transmiten en todo momento.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios, por acompañarme y ser la guía en cada paso que doy en mi vida.

A mis amados padres, por todo su apoyo, por los valores inculcados y por todas sus enseñanzas.

A la Universidad Mayor de San Andrés y a la Facultad de Ingeniería, por la formación académica e integral.

A la Carrera de Ingeniería Petrolera. A todos y cada uno de los docentes, por transmitirme sus conocimientos y enseñanzas. Al personal administrativo, por todo su apoyo. A todos mis amigos y amigas que me acompañaron en este camino de mi carrera universitaria.

A mi tutor el MSc. Ing. Pedro Reynaldo Marín Domínguez, por el tiempo dedicado y por guiarme en la realización del presente proyecto.

A los integrantes del Tribunal de Grado, por todos los consejos para aplicar en mi proyecto.

A la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, a sus direcciones la Dirección de Exploración y Explotación DEE y la Dirección de Refinación e Industrialización DRI, por todo el apoyo y guía en mi proyecto.

Al Ing. Franco Castañares Yapur y al Ing. Auster Chávez Ortiz, por todo el apoyo brindado y por los consejos para mi camino profesional.

RESUMEN EJECUTIVO

La corrosión es la reacción química que se genera entre un material de metal o una aleación y su entorno circundante, lo que produce un deterioro del material y de sus propiedades. La denominada “corrosión dulce” es la corrosión interna a causa del contenido de CO₂ en el gas natural. La corrosión es un problema que afecta de gran manera a la industria del petróleo y del gas natural, debido a la gran cantidad de materiales de base metálica utilizados en las diferentes áreas de la industria.

El presente proyecto se ha elaborado con el fin de realizar un análisis de las variables operativas para el control de corrosión por contenido de CO₂ en la Planta La Vertiente, un tema de bastante repercusión en las plantas procesadoras de gas natural es precisamente la corrosión, especialmente la corrosión causada por el CO₂, contaminante del gas natural.

Las líneas y equipos de las plantas procesadoras de gas natural están en constante riesgo de sufrir corrosión por contenido de CO₂, ya que reciben gas de diferentes campos, por lo general el gas producido en los campos presenta contaminantes como ser CO₂, N₂, H₂S y H₂O los cuales deben ser removidos en las plantas.

El dióxido de carbono (CO₂) está presente a niveles variables en el gas natural, es un gas inodoro e incoloro, que a temperaturas moderadas no representa un riesgo de corrosión al acero si está seco, sin embargo, cuando hay presencia de humedad o de humedades relativas de 60 – 70 % si resulta bastante corrosivo.

La Planta La Vertiente es una planta que se encuentra ubicada en el sureste de Bolivia, municipio de Villamontes del departamento de Tarija, esta planta recibe gas de dos campos, el Taiguati y el Caigua, este último es un campo con un alto contenido de CO₂ en la composición del gas que produce, por lo que es muy probable que se presente corrosión por este contaminante, dañando líneas y equipos de la planta.

Los objetivos del presente trabajo se enfocan en proponer un control de la corrosión por contenido de CO₂, conociendo la influencia de variables de operación que se manejan en planta como ser la temperatura, el contenido de CO₂ y la presión, y de esta manera tener un control predictivo, preventivo de dicha corrosión.

El control de corrosión por contenido de CO₂ en las plantas debe realizarse a lo largo del trayecto en el que se puede generar la “corrosión dulce”, es decir, desde que el gas ingresa a la planta, hasta que este gas pasa a la unidad de endulzamiento, en dicha unidad es donde se

realiza la remoción de CO₂ y por lo tanto se reduce significativamente el riesgo de corrosión causado por este contaminante, ya que el gas que sale de esta unidad es un gas tratado con bajo contenido de CO₂.

Se realizó un análisis a la planta, a sus variables de operación tanto antes de ingresar a la unidad de endulzamiento como en la unidad misma, pudiendo comprobarse la influencia de dichas variables en las velocidades de corrosión.

Para un control de corrosión orientado en la prevención, se plantea la implementación de un programa para el cálculo de las velocidades de corrosión exclusivamente por contenido de CO₂, como una alternativa para la estimación aproximada de dichas tasas de corrosión. Así mismo, se plantea la implementación de una planilla de supervisión para el control de corrosión por contenido de CO₂ en plantas de gas natural para un óptimo control enfocado en la predicción y prevención, de esta manera evitar futuros daños en las líneas y/o equipos en la planta.

Se evidenció que es de gran importancia conocer la influencia de las variables operativas para un óptimo control predictivo, preventivo de corrosión, con el fin de evitar posteriores problemas en el deterioro de líneas y equipos por corrosión por contenido de CO₂.

Palabras clave

Corrosión, dióxido de carbono, corrosión dulce, variables operativas, prevención, control

INDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....	i
AGRADECIMIENTOS.....	ii
RESUMEN EJECUTIVO	iii
INDICE DE CONTENIDO	v
INDICE DE FIGURAS	xii
INDICE DE TABLAS.....	xiv
GLOSARIO	xv
SIMBOLOGIA.....	xvii
ACRONIMOS	xviii
CAPITULO I.....	1
GENERALIDADES.....	1
Introducción.....	1
1.1 Antecedentes.....	2
1.1.1 Corrosión por contenido de CO ₂	2
1.1.2 Proceso de endulzamiento	3
1.1.3 Planta La Vertiente	5
1.2 Planteamiento del problema	6
1.2.1 Identificación del problema.....	7
1.2.2 Formulación del problema.....	7
1.3 Objetivos.....	7
1.3.1 Objetivo General.....	7
1.3.2 Objetivos Específicos	8
1.4 Justificación.....	8

1.4.1 Justificación Técnica	8
1.4.2 Justificación Económica	9
1.4.3 Justificación Social	9
1.4.4 Justificación Ambiental	10
1.5 Alcance	10
1.5.1 Alcance Geográfico	10
CAPITULO II.....	11
MARCO TEORICO	11
2.1 Gas Natural	11
2.2 Clasificación del gas natural.....	11
2.2.1 Según su origen.....	11
2.2.2 Según su composición	11
2.3 Tratamiento del gas natural	12
2.4 Endulzamiento del gas natural.....	13
2.4.1 Tipos de procesos para el endulzamiento	14
2.4.2 Criterios para la selección del tipo de proceso de endulzamiento	14
2.4.3 Proceso de remoción de CO ₂ por absorción química con aminas	15
2.4.3.1 Descripción del proceso de remoción de CO ₂ por absorción química.	15
2.4.3.2 Equipos del proceso de remoción de CO ₂ por absorción química.	16
2.4.3.2.1 Separador o depurador de entrada.	16
2.4.3.2.2 Torre contactora o absorbedora.	16
2.4.3.2.3 Tanque flash o de venteo.	17
2.4.3.2.4 Intercambiador de calor amina rica-amina pobre.	17
2.4.3.2.5 Torre regeneradora.	18
2.4.3.2.6 Rehervidor.	18

2.4.3.2.7 Condensador de reflujo.....	19
2.4.3.2.8 Acumulador de reflujo.....	19
2.4.3.2.9 Tanque de abastecimiento.....	19
2.4.3.2.10 Bomba de amina pobre.....	19
2.4.3.2.11 Filtros.....	19
2.4.3.2.12 Enfriador de la amina pobre.....	19
2.4.3.2.13 Concentrador o recuperador de la amina.....	20
2.4.3.3 Aminas utilizadas en el proceso de remoción de CO ₂ por absorción química.....	20
2.4.3.3.1 MEA.....	20
2.4.3.3.2 DEA.....	20
2.4.3.3.3 MDEA.....	20
2.5 Corrosión.....	21
2.5.1 Mecanismo de corrosión.....	22
2.5.2 Factores que influyen en la corrosión.....	23
2.5.2.1 Influencia de la temperatura en la corrosión.....	24
2.5.2.2 Influencia de la presión en la corrosión.....	26
2.5.2.3 Influencia del CO ₂ en la corrosión.....	26
2.5.3 Formas de Corrosión.....	27
2.5.3.1 Corrosión uniforme.....	27
2.5.3.2 Corrosión localizada.....	28
2.5.3.2.1 Corrosión por picaduras (pitting).....	28
2.5.3.2.2 Corrosión por hendidura.....	29
2.5.3.2.3 Corrosión galvánica.....	30
2.5.3.2.4 Corrosión por cavitación.....	31
2.6 Corrosión en el proceso de remoción de CO ₂ por absorción química con aminas.....	31

2.6.1 Material de las líneas y equipos en el proceso de remoción de CO ₂	32
2.6.1.1 Especificaciones de los materiales.	32
2.6.1.1.1 API.....	33
2.6.1.1.2 AISI.	33
2.6.1.1.3 ASTM Internacional.....	33
2.6.1.1.4 ASME.....	34
2.6.1.1.5 NACE.....	34
2.7 Control de corrosión.....	35
2.7.1 Control del entorno.....	36
2.7.2 Inhibidores de corrosión.....	36
2.8 Modelo de Waard & Milliams.....	37
2.8.1 Inhibidores de corrosión en el modelo de Waard & Milliams.....	38
CAPITULO III.....	40
MARCO METODOLOGICO.....	40
3.1 Tipo de investigación.....	40
3.2 Diseño de la investigación.....	40
3.3 Población.....	41
3.4 Recolección de datos (técnica e instrumento).....	41
CAPITULO IV.....	43
ANALISIS Y RESULTADOS (MARCO PRACTICO).....	43
4.1 Análisis del proceso de endulzamiento en la Planta La Vertiente.....	43
4.1.1 Ubicación de la Planta LVT.....	43
4.1.2 Tipo de Planta.....	44
4.1.3 Capacidad de la Planta LVT.....	45
4.1.4 Campos que proveen gas a la Planta LVT.....	45

4.1.4.1 Descripción del proceso de la interconexión campo Caigua con la Planta LVT.	46
4.1.5 Unidad de endulzamiento de la Planta LVT.....	48
4.1.5.1 Cromatografía del gas de la planta LVT.	48
4.1.5.2 Descripción del proceso de endulzamiento.	49
4.1.5.2.1 Condiciones de entrada del gas ácido a la unidad de amina.....	49
4.5.5.2.2 Condiciones en la torre contactora.	50
4.5.5.2.3 Salida del gas dulce.	51
4.5.5.2.4 Salida de la amina rica.....	51
4.5.5.2.5 Condiciones en la torre regeneradora.	53
4.1.5.3 Especificaciones del gas de salida.	55
4.1.5.4 Análisis de la unidad de endulzamiento.....	56
4.2 Descripción de las variables operativas en el proceso de remoción de CO ₂	57
4.2.1 Simulación del proceso de remoción de CO ₂ del gas natural.....	58
4.2.1.1 Variables de operación de entrada.....	60
4.3 Cálculo de la velocidad de corrosión.....	65
4.3.1 Cálculo de la velocidad de corrosión en la línea de ingreso a la unidad de endulzamiento de la Planta La Vertiente según el Manual de Operación.....	66
4.3.1.1 Composición del gas de entrada en verano	66
4.3.1.2 Composición del gas de entrada en invierno.....	68
4.3.1.3 Cálculo de la velocidad de corrosión en la línea de ingreso a la unidad de endulzamiento de la Planta La Vertiente según el reporte del mes de mayo del 2021.	69
4.3.2 Análisis de los resultados de velocidad de corrosión obtenidos.....	70
4.3.3 Influencia del inhibidor en la reducción de la corrosión	71
4.3.4 Análisis de la influencia de la variable temperatura en la velocidad de corrosión.....	71
4.3.5 Análisis de la influencia de la variable presión parcial del CO ₂	72

4.3.6 Programa en Python para el cálculo de las velocidades de corrosión por contenido de CO ₂	74
4.3.6.1 Interfaz de usuario de programa	74
4.4 Planilla supervisión para el control de corrosión por contenido de CO ₂	79
4.4.1 Primera sección.....	80
4.4.2 Segunda sección	81
4.4.3 Tercera sección	83
4.5 Consideraciones ambientales.....	85
4.6 Impactos ambientales	85
4.6.1 Medidas de mitigación	85
4.7 Seguridad industrial.....	86
CAPITULO V	87
ANALISIS COSTO-BENEFICIO.....	87
5.1 Costo del desarrollo del programa planteado	87
5.1.1 Modelo Cocomo Básico	88
5.1.1.1 Modo orgánico.....	88
5.2 Costo de la licencia del programa.....	90
5.3 Costo total.....	90
5.4 Beneficio.....	90
CAPITULO VI	93
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
6.1 Conclusiones.....	93
6.2 Recomendaciones	95
CAPITULO VII.....	96
BIBLIOGRAFIA	96

ANEXOS.....	98
ANEXO A	99
ANEXO B	104
ANEXO C	108
ANEXO D	112
ANEXO E.....	123

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Planta Dew Point LVT.....	5
Figura 2.1: Esquema de varios procesos en una planta de gas natural.....	13
Figura 2.2: Proceso de endulzamiento por absorción química con aminas.....	16
Figura 2.3: Torre contactora.....	17
Figura 2.4: Esquema de un rehervidor.....	18
Figura 2.5: Ruptura de gasoducto corroído.....	22
Figura 2.6: Reacción reducción-oxidación en el proceso de corrosión en medio ácido.....	23
Figura 2.7: Corrosión interna por picaduras.....	24
Figura 2.8: Corrosión uniforme.....	28
Figura 2.9: Corrosion por picadura en un tubería de acero al carbono.....	29
Figura 2.10: Sección transversal de una bandeja de acero al carbono en una unidad de endulzamiento con amina.....	32
Figura 2.11: Tipos de materiales usados en el proceso de remoción de CO ₂	35
Figura 3.1: Diagrama de flujo del desarrollo del proyecto.....	42
Figura 4.1: Ubicación del municipio de Villamontes, Tarija.....	43
Figura 4.2: Ubicación de la Planta LVT.....	44
Figura 4.3: Separador HP-6 de la Planta LVT.....	47
Figura 4.4: Simulación del proceso de remoción de CO ₂ del gas natural.....	59
Figura 4.5: Introducción de las condiciones de ingreso del gas ácido a la torre T-203.....	60
Figura 4.6: Introducción de los componentes del gas que ingresa a la torre T-203.....	61
Figura 4.7: Elección del paquete de fluidos gas ácido-solventes químicos.....	62
Figura 4.8: Condiciones de ingreso de la amina pobre a la torre T-203.....	62
Figura 4.9: Torre contactora en la simulación.....	63
Figura 4.10: Composición del gas de salida, gas dulce.....	64
Figura 4.11: Incremento de la velocidad de corrosión respecto al aumento de la temperatura.....	72
Figura 4.12: Incremento de la velocidad de corrosión respecto al incremento de la presión parcial de CO ₂	73
Figura 4.13: Entrada al programa de estimación de tasas de corrosión por contenido de CO ₂	75
Figura 4.14: Ingreso de datos de seguridad del programa.....	76

Figura 4.15: Interfaz de usuario si los datos de seguridad introducidos son incorrectos	77
Figura 4.16: Interfaz de usuario si los datos de seguridad son introducidos correctamente	78
Figura 4.17: Introducción de las variables en el programa.....	79
Figura 4.18: Datos generales de la planta.....	80
Figura 4.19: Gas que ingresa a la planta.....	81
Figura 4.20: Control antes del ingreso a la unidad de remoción de CO ₂	82
Figura 4.21: Control antes del ingreso a la unidad de remocion de CO ₂	83
Figura 4.22: Control en la unidad de remoción de CO ₂	83
Figura 4.23: Control en la unidad de remoción de CO ₂	84
Figura 4.24: Control en la unidad de remoción de CO ₂	84

INDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Comparación de los campos que alimenta a la Planta LVT	46
Tabla 4.2: Cromatografía del gas que ingresa a la unidad de endulzamiento de la Planta LVT ...	49
Tabla 4.3: Análisis de la importancia de la unidad de endulzamiento en plantas de procesamiento de gas natural.....	56
Tabla 4.4: Descripción de las variables operativas de la entrada de amina pobre a la torre T-203	58
Tabla 4.5: Porcentaje de CO ₂ removido	64
Tabla 4.6: Cromatografía del gas de alimentación a la planta en verano	66
Tabla 4.7: Cromatografía del gas de alimentación a la planta en invierno	68
Tabla 4.8: Análisis de la influencia de la temperatura en la velocidad de corrosión	71
Tabla 4.9: Análisis de la influencia de la presión parcial de CO ₂	73

GLOSARIO

Aminas: Son compuestos químicos orgánicos derivados del amoníaco, resultantes de la sustitución de los hidrógenos que componen el amoníaco por sus grupos alquilo.

Biocidas: Son aditivos que reducen la corrosión inducida por bacterias.

Corrosión: Deterioro de un metal o una aleación causada por la reacción química o electroquímica de dicho material con el ambiente que lo rodea.

Control correctivo: Control enfocado en reparar daños generados.

Corrosión dulce: Es la corrosión de un metal a causa del contacto con CO₂ o agentes corrosivos similares.

Corrosión generalizada: Corrosión de tipo uniforme que está presente en toda la superficie de la instalación.

Corrosión localizada: Corrosión que afecta áreas discretas o específicas del metal.

Control predictivo: Control enfocado en la estimación de futuros daños y/o pérdidas de insumos.

Control preventivo: Corrosión enfocada en la supervisión y regulación de recursos o insumos para verificar que cumplan las normas requeridas para evitar daños posteriores.

Gas ácido: Gas que todavía no ha sido tratado, gas con cantidades significativas de contaminantes ácidos en su composición, es decir con CO₂ y H₂S.

Gas dulce: Gas que ya ha pasado por el proceso de tratamiento para la eliminación de CO₂ y H₂S, gas con bajas cantidades de estos contaminantes en su composición.

Inhibidor de corrosión: Es un aditivo químico que se utiliza para impedir e interrumpir el avance de la corrosión. Disminuye la velocidad de corrosión.

Oxidación: Es el proceso previo a la corrosión, se produce cuando un metal entra en contacto con el oxígeno, transformándose en óxidos complejos, es una reacción superficial que genera una capa de manchas de color marrón.

Picadura: Corrosión localizada confinada a un punto o área pequeña, que tiene forma de cavidad.

Velocidad de corrosión: Relación de deterioro del material con respecto al tiempo, medida en mm/año o mpy.

SIMBOLOGIA

CO₂: Dióxido de Carbono

H₂CO₃: Acido carbónico

mm/año: milímetros por año

mpy: milésimas de pulgada por año (millimeter per year)

MMcf: Millón de pies cúbicos de gas

MMSCFD: Millones de pies cúbicos estándar por día

MPC: Miles de pies cúbicos

P_{Total}: Presión total

P_{CO₂}: Presión parcial del dióxido de carbono

scf: pies cúbicos estándar, volumen de gas a temperatura y presión estándar

T: Temperatura

V_{corrosión}: Velocidad de corrosión

y_{CO₂}: Fracción molar del CO₂ en la mezcla de gas

%: Porcentaje

ACRONIMOS

AISI: Instituto Americano de Hierro y Acero

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos

API: Instituto Americano del Petróleo

ASME: Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos

ASTM: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales

DEA: Dietanolamina

DGA: Diglicolamina

DIPA: Diisopropanolamina

LVT: La Vertiente

MDEA: Metildietanolamina

MEA: Monoetanolamina

NACE: Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión

YPFB: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

CAPITULO I

GENERALIDADES

INTRODUCCION

La corrosión es un problema que afecta de gran manera a la industria de petróleo y de gas, causando daños a mediano y largo plazo. Es una preocupación constante para los operadores de plantas, a causa de la corrosión se pueden presentar fallas en el funcionamiento de la planta e incluso se puede llegar a parar operaciones en determinados procesos.

La corrosión es un problema latente que puede presentarse tanto en la producción, tratamiento, almacenamiento, transporte y distribución por redes del gas natural, el presente proyecto se enfoca en el tratamiento del gas natural, la corrosión por contenido de CO₂ en plantas de gas natural, específicamente en la Planta La Vertiente.

La corrosión por contenido de CO₂ es la denominada “corrosión dulce” que afecta de gran manera a las plantas que reciben gas de campos que producen gas con alto contenido de CO₂ en su composición. En las plantas de procesamiento de gas natural, el CO₂ puede ser el mayor causante de corrosión, desde que el gas se encuentra en la línea de recolección de los pozos de campos que proveen gas a la planta, pasando por los respectivos separadores, hasta la llegada del gas al proceso de endulzamiento para la remoción de este contaminante, a lo largo de ese trayecto existe un alto riesgo de sufrir daños por corrosión. Si la planta recibe gas con alto contenido de CO₂ en su composición es muy importante que la planta realice el proceso de remoción de este contaminante para evitar daños por corrosión en los siguientes procesos del gas en la planta. Para el proceso de remoción de CO₂ de una planta de gas natural se utiliza diferentes tecnologías, por ejemplo, la absorción química con aminas, las aminas también son uno de los factores que pueden contribuir a la generación de corrosión en dicho proceso.

La finalidad del presente proyecto es analizar la influencia de las variables operativas para el control de corrosión por contenido de CO₂ en la planta La Vertiente, enfatizando la importancia necesaria en la prevención de la corrosión a través de un control predictivo, preventivo teniendo en cuenta las variables operativas que se manejan en las líneas de la planta, estas variables son presión, temperatura, y principalmente del porcentaje de CO₂, en el

trayecto en el que exista el mayor riesgo de corrosión por este contaminante, es decir desde que el gas ingresa a planta hasta que llega al proceso de remoción de CO₂. La estimación del deterioro que se podría generar en los materiales de los que están constituidos las líneas y equipos de la planta es la herramienta para un oportuno control y a través de dicho control evitar muchos problemas por corrosión a futuro, contribuyendo a la reducción de costos extras considerables por mantenimiento o cambios de tuberías y/o equipos por corrosión de CO₂.

1.1 ANTECEDENTES

1.1.1 Corrosión por contenido de CO₂

La corrosión es el deterioro de un material, o de las propiedades de la misma a causa de una reacción con el ambiente que lo rodea.

La corrosión puede ser causada por diferentes factores, uno de ellos es el dióxido de carbono (CO₂), en las plantas de procesamiento de gas natural es bastante común que se presente corrosión por CO₂ principalmente en plantas que reciben gas de campos que tienen altos contenidos de CO₂ en la composición del gas que producen, debido a esto en estas plantas se debe realizar el proceso de remoción de este contaminante con el fin de evitar problemas en posteriores procesos de la planta.

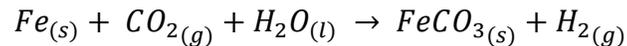
El dióxido de carbono (CO₂) está presente en niveles variables en el gas natural, es un gas inodoro e incoloro, que a temperaturas moderadas no es corrosivo al acero si está seco. Sin embargo, cuando hay presencia de humedad o de humedades relativas de 60 – 70 % si puede resultar bastante corrosivo. Cuando el CO₂ se disuelve en agua se forma ácido carbónico (H₂CO₃) que es corrosivo al acero al carbono.

El CO₂ seco es un gas oxidante pero no tanto como el aire (oxígeno), en contacto con acero al carbono forma principalmente magnetita (Fe₃O₄) y ocasionalmente hematita (Fe₂O₃).

También es altamente soluble en agua, en sistemas de agua suave, la proporción de corrosión por CO₂ se incrementa cuando la presión parcial del CO₂ aumenta, formando un ácido débilmente ionizado, el ácido carbónico (H₂CO₃) como se muestra a continuación:



Este se combina con el hierro (ferroso) y forma siderita (FeCO_3) que es, tanto un producto de corrosión como una incrustación. Igualmente, cuando se forma el ácido carbónico, el pH del agua en el sistema disminuye (se crean condiciones ácidas y aumenta la concentración de H^+) y se incrementa la tasa de corrosión.



Además, si existe presencia de agua dura, el CO_2 puede formar carbonatos (CO_3)⁻ y/o bicarbonatos (HCO_3)⁻ que forman una incrustación protectora en la forma de sales como el calcio o el carbonato de magnesio y el bicarbonato de calcio. Actuando como agente buffer, los bicarbonatos consumen ácidos (H^+) y no permiten disminuir el pH y volverse corrosivos. Sin embargo, el efecto buffer se contrarresta ligeramente por el efecto del bicarbonato como reactivo catódico.

1.1.2 Proceso de endulzamiento

El proceso de endulzamiento de gas natural se refiere a la purificación del gas, eliminando especialmente el sulfuro de hidrogeno H_2S y el dióxido de carbono CO_2 .

En Bolivia el gas natural que se produce es libre de sulfuro de hidrogeno en su composición, sin embargo, si contiene dióxido de carbono, es por esta razón que en el proceso de endulzamiento el enfoque está en la remoción de este contaminante.

Se remueve el CO_2 del gas natural para evitar futuros problemas de corrosión por CO_2 y también principalmente debido a dos razones: la primera razón es porque el CO_2 disminuye el poder calorífico del gas natural, la segunda razón es para cumplir las especificaciones para el transporte del gas natural.

Existen varias tecnologías para realizar el proceso de remoción de CO_2 en una planta de gas natural. La tecnología analizada es la de absorción química con aminas.

En un proceso de remoción de CO_2 con aminas de gas natural la corrosión se genera principalmente por:

- a) Por la corrosión húmeda del mismo dióxido de carbono (CO_2), “corrosión dulce”

La corrosión por CO₂ también se conoce como “corrosión dulce” debido a la ausencia del efecto del gas ácido (sulfuro de hidrógeno) y se presenta cuando el CO₂ se encuentra a una presión parcial suficiente en presencia de agua (dependiendo de la química del agua), produciéndose así corrosión interna en las tuberías y componentes de acero al carbón.

Existen algunos factores que determinan la solubilidad del CO₂ como son: la presión, la temperatura y la composición del agua. Sobre todo, cuando la presión parcial del CO₂ aumenta este se solubiliza en el agua, formando un ácido débil, lo cual propicia un ambiente agresivo para las instalaciones industriales.

b) Por la degradación de las soluciones de aminas utilizadas

Degradación de la amina por O₂.

El O₂ degrada la amina cuando entra al sistema principalmente cuando se carga la amina a planta y forma como producto de degradación a la bicina y las STEA.

Degradación de la amina por CO₂.

Los productos secundarios de naturaleza corrosiva se forman debido a la degradación térmica de la amina con CO₂.

c) Por el material del que están constituidos los equipos utilizados en el proceso

Para los materiales lo ideal para controlar la corrosión es encontrar un material con velocidades de corrosión tolerantes. La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE) considera que para la selección de material se debe dar prioridad a la seguridad, después a los costos y después a la corrosión. Los problemas de corrosión pueden causar daños a los equipos y ser un riesgo para la seguridad en los procesos, de ahí la importancia de su elección.

Por otra parte, las plantas también se presentan daños severos de corrosión en los materiales de los que está constituido el proceso, a causa de que la degradación de las aminas resulta muy corrosiva en el acero al carbono, material muy usado en el proceso.

1.1.3 Planta La Vertiente

Para el análisis puntual a una planta boliviana de gas natural, la Planta La Vertiente se constituye en el enfoque de la investigación por el alto riesgo de sufrir de corrosión por contenido de CO₂, al ser una planta que recibe gas con alto contenido de CO₂ en su cromatografía, dicho riesgo se presenta desde que el gas ingresa a planta y recorre las líneas hasta que llega al proceso de su eliminación del CO₂ en la unidad endulzamiento.

La Planta La Vertiente es una planta tipo Dew Point que se encuentra ubicada al sureste de Bolivia, más o menos a unos siete kilómetros de la ciudad de Villamontes, en la provincia Gran Chaco de Tarija.

FIGURA 1.1: PLANTA DEW POINT LVT



Nota. Vista de la Planta La Vertiente operada por YPFB Chaco (2021).

La Planta La Vertiente se alimenta de dos campos, el campo Taiguati y el campo Caigua, este último es un campo con alto contenido de CO₂ en la composición del gas natural que produce, es por esta razón que la planta actualmente cuenta con la unidad de endulzamiento para la remoción de este contaminante del gas que procesa. Debido a que la

planta acondiciona el gas para llevarlo a transporte se requiere que el gas este en las especificaciones óptimas para su transporte.

Por ser una planta que procesa gas con alto contenido de CO₂ existe alto potencial de que exista corrosión interna tanto en las líneas como en los equipos de la planta desde que el gas ingresa a planta hasta que pasa al proceso de eliminación de este contaminante.

Para el proceso de remoción de CO₂ de una planta de gas natural se cuenta con diversas tecnologías, la Planta La Vertiente realiza este proceso mediante la de absorción química con aminas como solventes. Los procesos de absorción de contaminantes del gas natural que utilizan soluciones acuosas de aminas fueron desarrollados en 1930, las aminas que se emplean son: monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), metildietanolamina (MDEA), diglicolamina (DGA), diisopropanolamina (DIPA) o incluso mezclas de varias aminas. En la actualidad en las plantas de procesamiento de gas natural el proceso de remoción de CO₂ de gas natural desempeña un papel fundamental en las industrias del gas natural.

La planta utiliza MDEA como solvente en dicho proceso, estudios realizados indican que la degradación de este solvente genera corrosión, esta degradación se debe a la contaminación de la amina por O₂, el resultado de la degradación de la amina es la formación de bicina y sales termo estables STEA (o HSAS, sigla en inglés), también existe degradación de la amina por CO₂ que da como resultado formación de productos secundarios de naturaleza corrosiva.

Actualmente la planta cuenta con la inyección de inhibidores de corrosión y el monitoreo de la corrosión por cupones, el método de monitoreo de corrosión por cupones es un método que demora más o menos de tres a cuatro meses, ambas actividades están a cargo de una empresa de servicios.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La corrosión por contenido de CO₂ representa un problema latente en las plantas de gas natural. Específicamente la Planta La Vertiente es un potencial riesgo de presentar problemas de corrosión interna por CO₂ debido a que el gas que ingresa a la planta proveniente del campo Caigua tiene un alto contenido de CO₂ en su composición. Como

consecuencia de la corrosión interna por contenido de CO₂ las líneas y equipos de la planta están en riesgo de deteriorarse anticipadamente, reduciendo su vida útil. Por lo general en las plantas se cuenta más que todo con un control de corrosión correctivo y no tanto con un control predictivo, preventivo de la corrosión por contenido de CO₂. Ante esta problemática surge la necesidad de implementar un control de corrosión por contenido de CO₂ orientado más en la prevención, para evitar llegar a casos extremos que sean difíciles de solucionar, como el reemplazo anticipado de tuberías y/o equipos de la planta.

A través del presente proyecto se pretende analizar la influencia de las variables operativas para el control de la corrosión por contenido de CO₂ en la Planta La Vertiente mediante la estimación del daño por corrosión de este contaminante que se puede presentar en las líneas de la planta, de esta manera llevar un control preventivo evitando consecuencias extremas por corrosión lo que generaría pérdidas económicas a las plantas de gas natural.

1.2.1 Identificación del problema

El problema principal es el riesgo de daños causados por la corrosión por contenido de CO₂ en la Planta La Vertiente, esta corrosión se puede dar por las siguientes causas:

- a) Por la corrosión húmeda del mismo gas ácido, el dióxido de carbono (CO₂).
- b) Por la degradación de las soluciones de aminas utilizadas.
- c) Por el material del que están constituidos los equipos utilizados en el proceso.

Para un oportuno control se debe dar seguimiento a cada uno de estos factores causantes de corrosión de manera preventiva, para lo cual es necesario una estimación con la velocidad de corrosión, con las variables operativas que se tiene en planta.

1.2.2 Formulación del problema

¿Cuál es la influencia de las variables operativas para el control de la corrosión por contenido de CO₂ en la Planta La Vertiente?

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Analizar la influencia de las variables operativas para el control de corrosión por contenido de CO₂ en la planta La Vertiente.

1.3.2 *Objetivos Específicos*

- Realizar un análisis del proceso de endulzamiento en la Planta La Vertiente.
- Describir las variables de operación en el proceso de remoción de CO₂ de la planta a través de la simulación del proceso.
- Calcular las velocidades de corrosión por contenido de CO₂ en las líneas de la planta utilizando el modelo de Waard & Milliams mediante un programa en Python.
- Analizar el costo-beneficio del control de corrosión.
- Proponer la implementación de una planilla de supervisión para el control de corrosión por contenido de CO₂.

1.4 JUSTIFICACION

1.4.1 *Justificación Técnica*

La corrosión por contenido de CO₂ constituye un problema constante en las plantas de procesamiento de gas natural que se alimentan de campos con altos contenidos de este contaminante.

La Planta La Vertiente es una planta que actualmente se alimenta de dos campos, uno de ellos es el campo Caigua el cual produce gas con alto contenido de CO₂, por lo que existe un alto riesgo de sufrir corrosión debido a este contaminante. La corriente de gas con alto contenido de CO₂ ingresa a planta poniendo en riesgo líneas y los equipos desde su ingreso hasta que pasa a la unidad de endulzamiento, donde se reduce considerablemente el porcentaje de CO₂ por lo que el riesgo de corrosión por este contaminante disminuye, el posible riesgo de corrosión por otros factores seguirá presente en la planta, sin embargo, el CO₂ ya no será causante de dicha corrosión.

Un constante y adecuado control de la corrosión es de gran importancia para evitar futuras complicaciones que puedan acarrear en la generación de problemas en el correcto funcionamiento de las plantas. A través del presente proyecto se pretende analizar la influencia de las variables de operación para calcular las tasas de corrosión con el fin de poder estimar el deterioro de las líneas y equipos que se utilizan en plantas que procesan gas con altos contenidos de CO₂.

Con las estimaciones de deterioro por corrosión, para la etapa de mitigación y corrección se puede determinar de mejor manera las medidas mitigadoras y correctivas de corrosión a ser aplicadas, ya sea mantener las medidas mitigadoras que tiene la planta, mejorarlas o reemplazarlas por otras más eficaces si fuera necesario.

1.4.2 Justificación Económica

La corrosión puede llegar a afectar económicamente a las plantas de gas, con los mantenimientos no programados o incluso el cambio anticipado de tuberías y/o equipos de la planta. El presente proyecto se enfoca en un control de la corrosión interna por CO₂ predictivo, preventivo, a través de la estimación de las tasas de corrosión con las variables de operación que se tienen en planta y con una planilla de supervisión para el control de dicha corrosión, de esta manera llevar un control preventivo de la corrosión, y evitar en un futuro costos mayores cuando la corrosión se encuentre en una etapa muy avanzada y se haga difícil y costoso de controlar.

Por otra parte, al presentarse problemas por corrosión también se puede afectar el normal abastecimiento de gas natural para la exportación del gas, los incumplimientos generarían multas económicas.

1.4.3 Justificación Social

La corrosión es un problema que involucra a todo el personal de trabajo de la planta de gas natural, ya que puede interferir en el normal funcionamiento de las operaciones que tiene la planta. Los problemas por corrosión pueden causar incluso que la planta detenga sus operaciones lo que significaría un riesgo para el abastecimiento del gas natural, ya sea para el consumo interno o para su exportación. Un constante y oportuno control permitiría asegurar que la corrosión por contenido de CO₂ no sea motivo de un desabastecimiento del gas natural lo que afectaría considerablemente al normal abastecimiento del gas natural a la población y/o incumplimiento de contratos para la exportación del gas natural.

Por otra parte, los problemas de corrosión por contenido de CO₂ pueden afectar a la seguridad del personal de la planta, ya que al presentarse por ejemplo picaduras por corrosión de CO₂, habría fuga de gas o líquidos y pueden producirse explosiones o incendios.

1.4.4 Justificación Ambiental

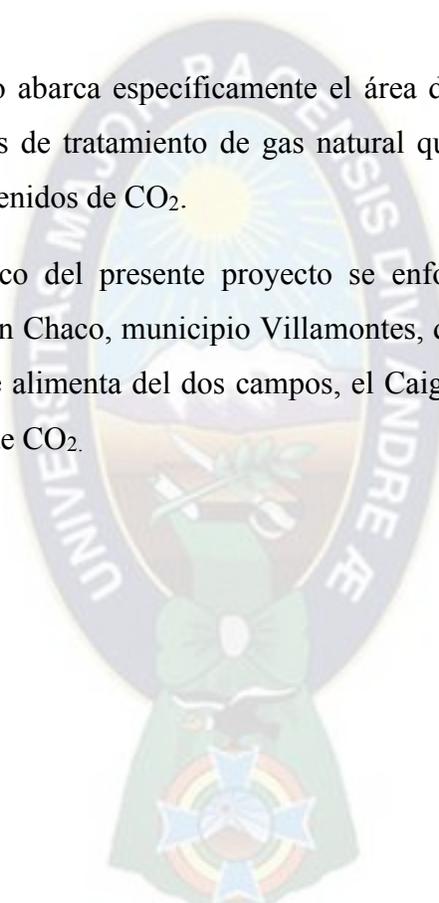
El problema ambiental que genera la corrosión ya sea en producción, tratamiento, transporte, almacenamiento o distribución del gas natural, es que se puede presentar picaduras por corrosión en el material de líneas y equipos de dichas etapas y estas pueden dar lugar a fugas de líquidos y/o gases tóxicos que son liberados a la atmósfera, al agua o a la tierra, causando daño al medio ambiente.

1.5 ALCANCE

1.5.1 Alcance Geográfico

El presente proyecto abarca específicamente el área de la industria del gas natural y principalmente a las plantas de tratamiento de gas natural que se alimentan de campos que producen gas con altos contenidos de CO₂.

El alcance geográfico del presente proyecto se enfoca en la Planta La Vertiente, ubicada en la provincia Gran Chaco, municipio Villamontes, departamento de Tarija, Bolivia, la cual es una planta que se alimenta de los dos campos, el Caigua y Taiguati, el primero es un campo con alto porcentaje de CO₂.



CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 GAS NATURAL

Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que tiene como componente principal el metano (CH_4) (GPSA Engineering Data Book, 2004). Aunque su composición varía según su procedencia, predomina los hidrocarburos livianos desde el metano hasta el butano y en cantidades menores los pentanos e hidrocarburos más pesados, además el gas natural contiene impurezas como el dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), nitrógeno (N_2) y agua (H_2O).

El gas natural se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles, no asociado (solo), disuelto o asociado (acompañado de petróleo) o en depósitos de carbón (Kidnay & Parrish, 2006).

2.2 CLASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

2.2.1 *Según su origen*

- **Gas asociado:** Es aquel que se extrae junto con el petróleo y contiene cantidades importantes de etano, propano, butano y naftas (Kidnay & Parrish, 2006).
- **Gas no asociado:** Es aquel que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo crudo (Kidnay & Parrish, 2006).

2.2.2 *Según su composición*

- **Gas rico (húmedo):** Es aquel del cual se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos como propanos, butanos, pentanos y productos más pesados.

Cuanto más líquidos en el gas, más “rico” es el gas. La extracción de estos líquidos genera un producto que puede tener un valor de venta más alto que el gas natural (Kidnay & Parrish, 2006). Estos componentes son de gran utilidad en la petroquímica y en la elaboración de gasolina natural.

El contenido de estos componentes que son recuperables o recuperados como productos líquidos se lo cuantifica a través de GPM ó Gal / Mcf (galones por mil pies cúbicos) (GPSA Engineering Data Book, 2004).

- **Gas pobre (seco):** Gas sin procesar que contiene poco o ningún líquido de gas natural recuperable (GPSA Engineering Data Book, 2004). Está compuesto mayormente por metano (aproximadamente 85%-90%).
- **Gas ácido:** Es aquel con cantidades indeseables de impurezas como el sulfuro de hidrógeno H_2S y dióxido de carbono CO_2 . Es la corriente de alimentación del proceso de endulzamiento del gas natural (GPSA Engineering Data Book, 2004).
- **Gas dulce:** Es aquel libre de H_2S y CO_2 , es el resultado del proceso de endulzamiento para la remoción de estas impurezas (GPSA Engineering Data Book, 2004).

2.3 TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL

La composición del gas natural es distinta dependiendo de su procedencia, existe variaciones en el contenido de sus impurezas es por eso que al ingresar a planta pasa por un tratamiento que consiste principalmente en el endulzamiento (remoción del CO_2 y H_2S) y la deshidratación (remoción del H_2O), esto con el fin de evitar problemas en los procesos posteriores.

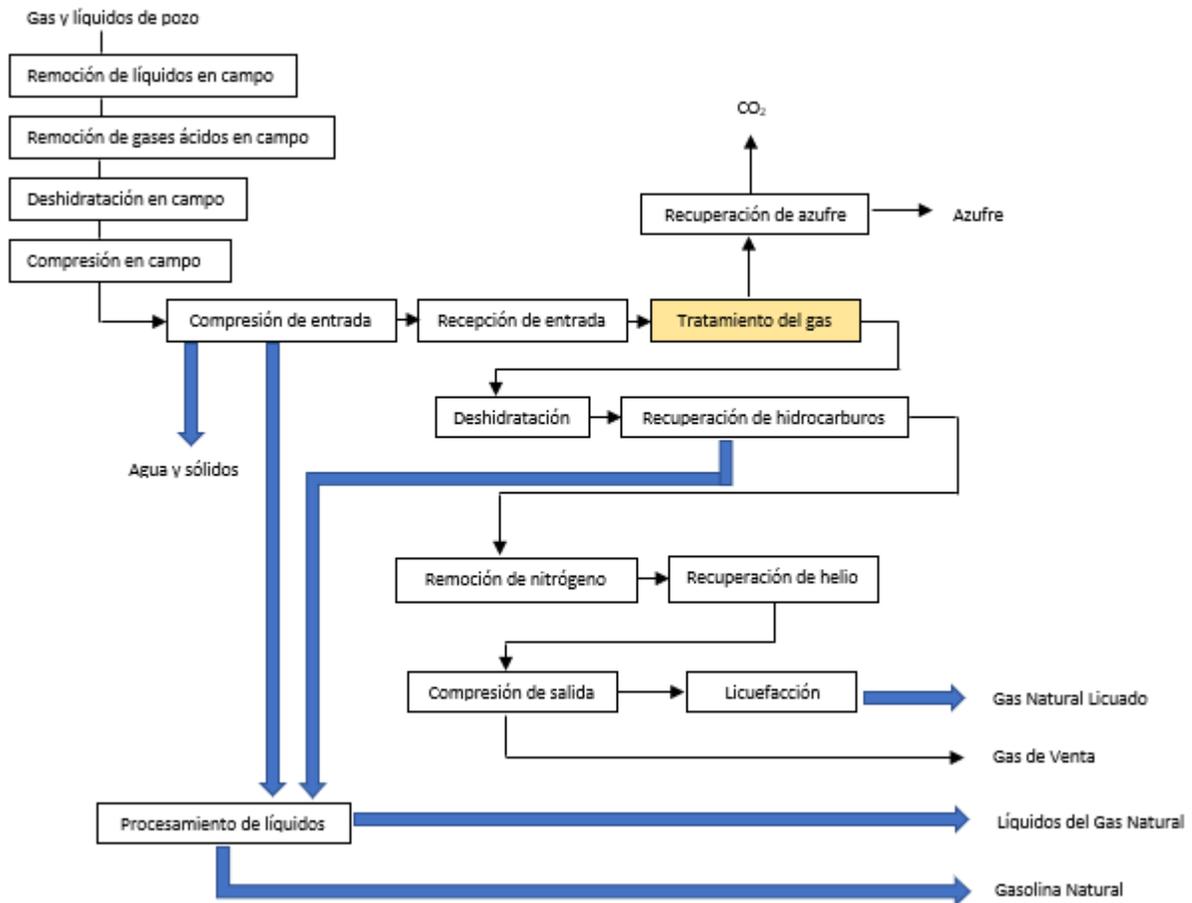
Las especificaciones de los productos comercializables resultantes del procesamiento del gas generalmente se basan en los criterios de composición y rendimiento. Para el gas natural, estos criterios incluyen el número de Wobbe y el poder calorífico (relacionados con las características de combustión), el contenido inerte total, agua, oxígeno y el contenido de azufre (proporcionan protección contra la obstrucción y corrosión de tuberías) (Kidnay & Parrish, 2006).

Los contaminantes del gas natural deben mantenerse dentro del rango de valores permisibles.

Para las especificaciones de calidad para el gas natural, se tiene los siguientes valores (GPSA Engineering Data Book, 2004):

- Para el contenido de CO_2 , máximo 2% en volumen.
- Para el contenido de H_2O , entre 6-7 lb H_2O /MMcf.
- Para el contenido de H_2S , entre 0,25-0,3 gr/100scf.

FIGURA 2.1: ESQUEMA DE VARIOS PROCESOS EN UNA PLANTA DE GAS NATURAL



Fuente: Adaptado de Kidnay & Parrish (2006).

2.4 ENDULZAMIENTO DEL GAS NATURAL

El endulzamiento del gas natural se refiere al proceso de eliminación de los componentes ácidos de la corriente del gas natural, CO_2 y H_2S (Martínez, 2005).

La remoción de estos ácidos se lo hace con el fin de evitar problemas en posteriores procesos, además para cumplir con las especificaciones contractuales del gas natural ya sea para consumo interno o para la comercialización por contrato a países del exterior (Kohl & Nielsen, 1997).

Es importante mencionar que en Bolivia el gas natural está exento de sulfuro de hidrógeno H_2S , sin embargo, en su composición si cuenta con dióxido de carbono CO_2 , por lo

cual el enfoque en el proceso de endulzamiento del gas natural en Bolivia está en la remoción del CO₂.

2.4.1 Tipos de procesos para el endulzamiento

En el proceso de endulzamiento existen varios tipos que se pueden aplicar, clasificándolos en los siguientes:

- Procesos por absorción
- Procesos por adsorción
- Procesos por conversión directa
- Procesos por mallas moleculares
- Procesos por remoción con membranas

A su vez el proceso por absorción se lo divide en: absorción con solventes químicos, absorción con solventes físicos y absorción con solventes híbridos o mixtos.

2.4.2 Criterios para la selección del tipo de proceso de endulzamiento

Para una adecuada elección del proceso de endulzamiento que se utilizará para la remoción de gases ácidos es necesario tener en cuenta los siguientes criterios (Bahadori, 2014):

- Volumen del gas a tratar.
- Tipo y cantidad de CO₂ y H₂S del gas ácido a remover.
- Composición y presión del gas a tratar.
- Especificaciones del gas residual (gas dulce).
- Costos de la planta y de operación.
- Confiabilidad del proceso.

En el desarrollo del presente proyecto el enfoque será en el proceso de absorción con solventes químicos, que es un proceso muy conocido y utilizado en las plantas de gas natural de Bolivia por los buenos resultados que genera.

2.4.3 Proceso de remoción de CO₂ por absorción química con aminas

La remoción de CO₂ por absorción química es uno de los procesos más empleados por las plantas de gas natural para la eliminación de este componente, por ser de los más eficaces.

La aplicación de las aminas para la remoción de gases ácidos comenzó por 1930. En el proceso se utiliza como solventes soluciones acuosas de aminas, como ser monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), metildietanolamina (MDEA), diglicolamina (DGA), diisopropanolamina (DIPA) o incluso mezclas de varias aminas (Mokhatab, Poe, & Mak, 2015).

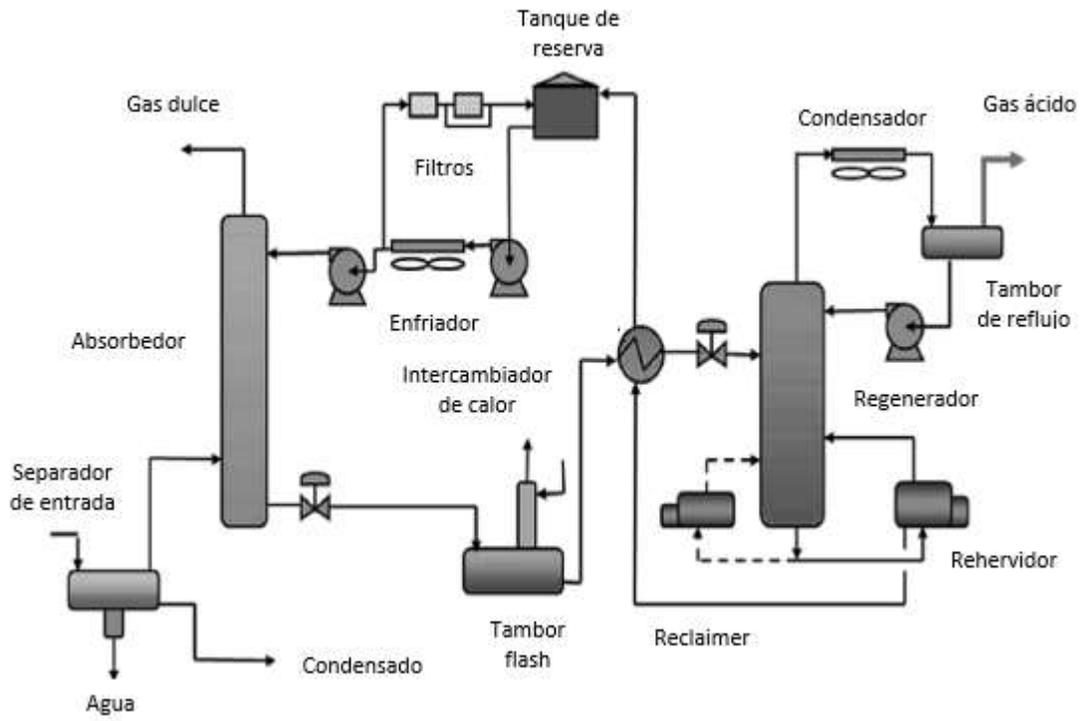
Las principales desventajas de este proceso son: la demanda de energía, la naturaleza corrosiva de las soluciones y la limitada carga de gas ácido en la solución, debido a la estequiometría de las reacciones (Martínez, 2005).

2.4.3.1 Descripción del proceso de remoción de CO₂ por absorción química.

La unidad de endulzamiento por absorción química con aminas tiene un esquema básico que no cambia a lo largo de los años. Esta unidad requiere vapor para la regeneración del solvente, consume bastante vapor de la planta (Mokhatab, Poe, & Mak, 2015).

El gas ácido primero pasa por un separador de entrada que filtra líquidos y escamas de tubería. El gas que sale del separador alimenta a la torre contactora para encontrarse en contracorriente con la solución de amina pobre, esta amina debe ser previamente enfriada antes de entrar en la torre contactora. El gas ácido hace contacto con la amina pobre, y los componentes ácidos reaccionan con esta para formar un complejo que es soluble en la fase líquida. El gas dulce sale por el tope de la torre y la amina rica sale por el fondo de la torre para ingresar al tanque de vaporización, donde se le aplica calor y/o reducción de la presión de operación para liberar los gases ácidos y regenerarla (Martínez, 2005).

FIGURA 2.2: PROCESO DE ENDULZAMIENTO POR ABSORCION QUIMICA CON AMINAS



Fuente: Adaptado de Bahadori (2014).

2.4.3.2 Equipos del proceso de remoción de CO₂ por absorción química.

2.4.3.2.1 Separador o depurador de entrada.

Es un recipiente que se encarga de la eliminación de partículas sólidas, hidrocarburos líquidos o agua de la corriente de gas natural ácido, para evitar problemas posteriores como la degradación del solvente, formación de espuma y la corrosión (Martínez, 2005).

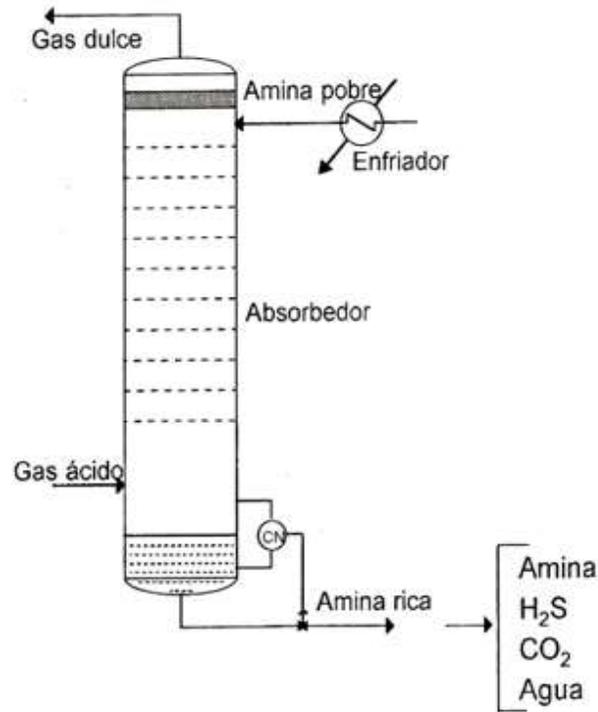
2.4.3.2.2 Torre contactora o absorbidora.

El gas ácido que sale del separador de entrada, ingresa a la torre contactora por el fondo de la torre y circula en contracorriente con la solución de amina pobre (amina sin CO₂) que baja desde el tope de la torre. Al entrar en contacto el gas ácido y la amina pobre, el gas ácido es removido de la corriente gaseosa y transferido a la solución de amina que pasaría a ser solución de amina rica (amina con CO₂). El gas tratado, con bajos porcentajes de CO₂ sale

por el tope de la torre y la amina rica sale de la torre por el fondo para dirigirse al proceso de regeneración (Martínez, 2005).

La torre contactora o absorbedora opera a altas presiones y bajas temperaturas.

FIGURA 2.3: TORRE CONTACTORA



Fuente: Tomado de Martínez (2005).

2.4.3.2.3 Tanque flash o de venteo.

Se lo emplea para recuperar los hidrocarburos disueltos en solución, ya que provocan formación de espuma en el siguiente equipo. Este equipo trabaja a bajas presiones, esta disminución de presión es para que los hidrocarburos disueltos se vaporicen y arrastren una pequeña cantidad del CO₂ (Martínez, 2005).

2.4.3.2.4 Intercambiador de calor amina rica-amina pobre.

El intercambiador de calor aprovecha parte de la energía de la amina pobre que sale del regenerador. Este calor es más o menos el 50% del calor necesario en el rehervidor de la torre de regeneración (Martínez, 2005).

El intercambiador trabaja a una presión menor que la del tanque flash, esto genera que a medida que se calienta la amina rica libere gases ácidos, tal situación se debe evitar ya que el

sistema se vuelve muy corrosivo. Para disminuir este efecto se puede colocar una válvula de control que regule el flujo de salida del intercambiador para que este opere a la misma presión que el tanque flash.

2.4.3.2.5 Torre regeneradora.

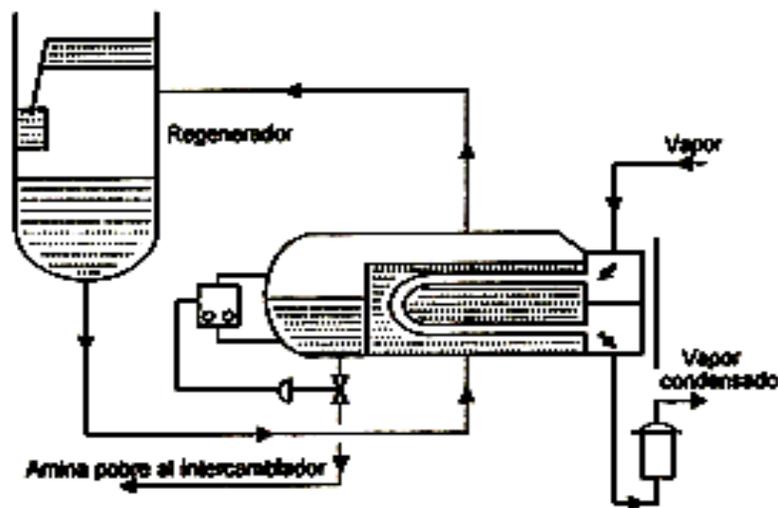
Tiene la función de remover el gas ácido de la solución de amina rica para utilizarla nuevamente. Esta torre cuenta con aproximadamente 18 y 24 platos, numerados de arriba hacia abajo. Al igual que la torre contactora trabaja a contracorriente, mientras que la amina rica descende, entra en contacto con los vapores del rehervidor que suben hacia el tope de la torre, a medida que aumenta la cantidad de vapor aumenta también la cantidad de CO₂ despojado. El vapor burbujea en la solución, en cada plato, remueve los gases ácidos de la solución para transportarlos hacia el tope de la torre (Martínez, 2005).

La torre regeneradora trabaja a altas temperaturas y bajas presiones.

2.4.3.2.6 Rehervidor.

Es el equipo encargado de producir el calor necesario para vaporizar la amina que regresa al regenerador, este calentamiento se logra a través de vapor saturado a baja presión, aceite caliente y fuego directo.

FIGURA 2.4: ESQUEMA DE UN REHERVIDOR



Fuente: Tomado de Martínez (2005).

2.4.3.2.7 Condensador de reflujo.

La mezcla de vapor de agua y gases ácidos que sale del condensador se dirige al acumulador de reflujo. Al pasar por el condensador, el vapor de agua se condensa y los gases ácidos (gases de cola) salen de la planta.

2.4.3.2.8 Acumulador de reflujo.

Es un separador gas-líquido. Los gases que fueron removidos por del regenerador, salen por el tope del recipiente por una válvula de control de presión. Pasan a un incinerador, a una línea de venteo o a una planta recuperadora de azufre. El agua que cae en el acumulador se bombea como reflujo, hacia el tope del regenerador y se regula con un controlador de nivel colocado en el acumulador, el cual activa una válvula de control que esta después de la bomba de reflujo.

2.4.3.2.9 Tanque de abastecimiento.

Este equipo se lo utiliza para almacenar la amina pobre recuperada, y se reponen las pequeñas perdidas que se pueden haber generado durante el proceso. La cantidad agregada debe mantener la proporción amina/agua, ya que la planta puede trabajar de manera ineficiente.

La amina en el tanque no debe entrar en contacto con el aire pues puede perder su propiedad de absorción (Martínez, 2005).

2.4.3.2.10 Bomba de amina pobre.

El líquido del tanque de abastecimiento pasa a la bomba, la cual aumenta la presión de la solución pobre para que pueda entrar a la torre contactora, esta bomba es generalmente de desplazamiento positivo (Martínez, 2005).

2.4.3.2.11 Filtros.

Antes de que la amina vuelva al proceso se la circula por filtros para remover partículas sólidas contaminantes producto de la corrosión. La saturación de un filtro se puede notar por la caída de presión, por ello se debe hacer constantes limpiezas (Martínez, 2005).

2.4.3.2.12 Enfriador de la amina pobre.

Como la torre de regeneración trabaja a altas temperaturas, la amina pobre saldrá caliente, y en ese estado no puede ingresar a la torre contactora, ya que disminuiría su

capacidad de retención de componentes ácidos. Por esta razón se utiliza un intercambiador de calor adicional, en el cual la solución fluye a través de los tubos (Martínez, 2005).

2.4.3.2.13 Concentrador o recuperador de la amina.

La amina que circula en el sistema, es calentada continuamente en el rehervidor y enfriada en los intercambiadores. Este constante calentamiento y enfriamiento genera que la solución pierda su capacidad de absorción. Los productos de la degradación pueden ser removidos en el recuperador (reclaimer).

Esta unidad en realidad es un regenerador en el cual la amina es separada del material deteriorado. La amina se vaporiza y pasa al tope de la unidad. Los productos de la degradación quedan en el recuperador, de donde se drenan constantemente.

2.4.3.3 Aminas utilizadas en el proceso de remoción de CO₂ por absorción química.

2.4.3.3.1 MEA.

La MEA es una amina primaria de alta reactividad, es útil en aplicaciones donde la presión parcial de gas ácido en la corriente de ingreso, es baja. Operacionalmente la MEA puede generar problemas de corrosión y formación de espuma. El porcentaje de peso de MEA en la solución se limita al 15%. Debido a esto requiere cantidades considerables de calor de solución en el sistema, lo que hace que se requiera mayor demanda calorífica. Mayor tasa de circulación de amina para la remoción (Martínez, 2005).

Para conservar la corrosión baja, la concentración de la solución y la carga del gas ácido en la solución deben mantenerse bajas (Martínez, 2005).

2.4.3.3.2 DEA.

La DEA es una amina secundaria, es mucho menos corrosiva que la MEA. Se determinó que la DEA no es corrosiva en niveles mayores al 35% (Martínez, 2005).

2.4.3.3.3 MDEA.

La MDEA es una amina terciaria de reacción lenta con el CO₂, por lo que para lograr su remoción se requiere mayor número de etapas de equilibrio en la absorción. Su mejor aplicación es en la remoción selectiva del H₂S cuando ambos gases ácidos están presentes CO₂ y H₂S (Martínez, 2005).

2.5 CORROSIÓN

La corrosión se la puede definir como una reacción química o electroquímica entre un material (metales y aleaciones) y el entorno que lo rodea, lo que genera un ataque destructivo del material y de sus propiedades (Burt, 2015).

Los metales se corroen debido a una fuerza impulsora como consecuencia natural de su existencia temporal en forma metálica. Es necesario suministrar una cierta cantidad de energía para producir metales a partir de minerales y menas naturales. En consecuencia, es natural que cuando estos metales se expongan a sus entornos, vuelvan a su estado original en el que se encontraron (Roberge P. R., Corrosion Engineering Principles and Practice, 2008).

Las graves consecuencias del proceso de corrosión se han convertido en un problema de importancia mundial. En la industria del petróleo y del gas, la corrosión es un problema constante, causante de varios problemas en los diferentes procesos, problemas como ser: paradas no programadas de planta, desperdicio de valiosos recursos, pérdida o contaminación del producto, reducción de la eficiencia, contaminación ambiental, el mantenimiento costoso y el sobre diseño costoso; también pone en peligro la seguridad e impide el progreso tecnológico. El control de la corrosión se logra mediante el reconocimiento y la comprensión de los mecanismos de corrosión, utilizando materiales y diseños resistentes a la corrosión, y utilizando sistemas de protección, dispositivos y tratamientos. Los problemas por corrosión deben tratarse de manera seria para no afectar posteriormente a las plantas que pueden sufrir daños bastantes serios (Roberge P. R., Handbook of Corrosion Engineering, 2000).

Por lo general el control de corrosión se enfoca principalmente en la etapa de diseño y en la fase operativa. De acuerdo a la susceptibilidad a la corrosión en los diferentes procesos de operación varía el nivel de mantenimiento requerido, existen procesos y equipos que requieren mayor control que otros debido a que tienen mayores posibilidades de sufrir corrosión por las condiciones en las que opera (Roberge P. , 2007).

FIGURA 2.5: RUPTURA DE GASODUCTO CORROIDO



Fuente: Tomado de Heidersbach (2011).

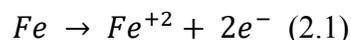
2.5.1 Mecanismo de corrosión

La mayor parte de la corrosión implica la oxidación de un metal que se acompaña de reacciones de reducción equivalentes que consumen los electrones asociados con la reacción de corrosión (Heidersbach, 2011).

Para las soluciones acuosas el mecanismo de corrosión implica aspectos de la teoría electroquímica. En estas soluciones existe flujo de electricidad de ciertas áreas de la superficie del metal a otras áreas del mismo. Este flujo se da mediante soluciones con la propiedad de conducir electricidad.

Los procesos de corrosión en su mayoría involucran reacciones electroquímicas, es decir reacciones de reducción-oxidación (Heidersbach, 2011).

Para las reacciones de oxidación, se da una donación de electrones de la superficie del metal hacia el medio:



Para las reacciones de reducción se aceptan electrones de la superficie del metal al medio, este tipo de reacciones se da en medios ácidos o básicos.

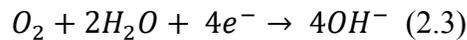
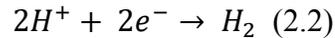
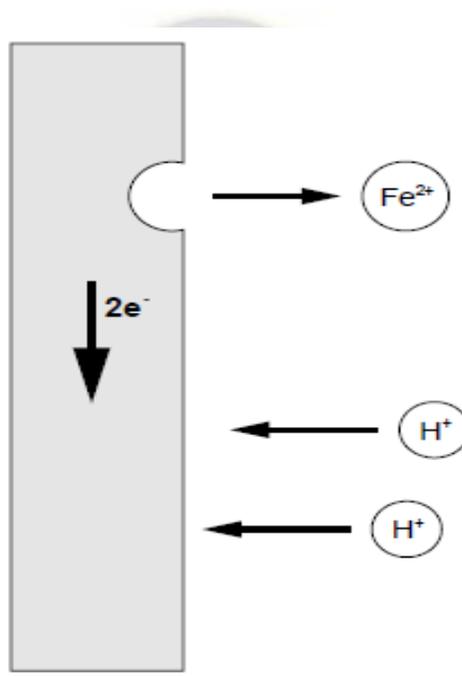


FIGURA 2.6: REACCION REDUCCION-OXIDACION EN EL PROCESO DE CORROSION EN MEDIO ACIDO



Fuente: Tomado de Roberge P. R., Handbook of Corrosion Engineering (2000).

2.5.2 Factores que influyen en la corrosión

El entorno en el que los materiales están expuestos es de vital importancia para la predicción del deterioro que podrían sufrir. La variabilidad del ambiente que rodea a los metales dificulta esta predicción, ya que en muchas zonas y procesos existen cambios en estos ambientes ya sea interno y/o externo (Roberge P. , 2007).

La velocidad a la que se produce la corrosión depende de varios factores ambientales, incluidos el flujo, la presión, la temperatura, componentes como el CO₂ o H₂S, los sólidos, los microbios y el mercurio (Papavinasam, 2014).

En la corrosión interna los factores que influyen en la corrosión son el agua y los contaminantes del gas como el CO₂, H₂S o cloruros. La naturaleza y el alcance del daño por corrosión están en función de la concentración de varios componentes corrosivos dentro de la tubería, así como de las condiciones de operación de la tubería. Por ejemplo, la velocidad y la temperatura del gas en la tubería son importantes en la determinación del daño por corrosión y su ubicación. En otras palabras, una composición de gas particular puede causar corrosión bajo algunas condiciones de operación, pero no bajo otras condiciones (Javaherdashti, Nwaoha, & Tan, 2013).

FIGURA 2.7: CORROSION INTERNA POR PICADURAS



Nota. Hoyos profundos, redondos y alargados en la superficie interna de una tubería. Fuente: Saji & Umoren (2020).

2.5.2.1 Influencia de la temperatura en la corrosión.

La velocidad de deterioro por corrosión de un metal suele aumentar a una temperatura elevada, siendo el factor que más influye en la corrosión por oxidación. Para líneas o equipos que operan a varias temperaturas, especialmente a altas temperaturas, existen muchos mecanismos diferentes de daños por corrosión, algunos de los cuales son interactivos.

Además, la tasa de acumulación del daño no siempre es fácil de predecir, especialmente cuando las altas temperaturas juegan un papel en el proceso de corrosión (Speight, 2014).

Cuando el metal se expone a un gas oxidante a temperatura elevada, la corrosión puede ocurrir por reacción directa con el gas sin necesidad de la presencia de una fase líquida (electrolito). A este tipo de corrosión se conoce como oxidación, incrustación o deslustre a alta temperatura y aumenta sustancialmente con la temperatura. En el escenario de una refinería o de una planta de procesamiento de gas, la velocidad de la mayoría de las reacciones que conducen a la corrosión, como ocurre con la velocidad de las reacciones químicas en general, aumenta con el incremento de temperatura. Esto se aproxima a una duplicación de la velocidad de reacción por cada aumento de temperatura de 10°C (18°F), ya sea que el proceso de corrosión implique disolución, lo que lleva a un ataque general, o una forma más localizada, como el agrietamiento. Por lo tanto, en general, las temperaturas más bajas son más beneficiosas, aunque pueden existir excepciones (Speight, 2014).

Como la mayoría de las reacciones químicas, la velocidad de corrosión, en general aumenta a medida que aumenta la temperatura. Sin embargo, la velocidad de corrosión del CO₂ sigue un comportamiento típico en el que la velocidad de corrosión aumenta hasta cierta temperatura, 80°C (176°F) y luego cae debido a la formación de una película protectora de productos de corrosión. El efecto de la temperatura puede mostrar un comportamiento diferente en el caso de sistemas abiertos donde la solubilidad del gas disuelto disminuirá con el aumento de la temperatura y la velocidad de corrosión puede no aumentar (Saji & Umoren, 2020).

En algunos casos, un aumento de temperatura disminuye la corrosión. El punto de rocío es la temperatura por debajo de la cual se condensa el agua. Cuando la temperatura está por encima del punto de rocío, el agua no se condensa. Debido a que se requiere agua para que se produzca la corrosión electroquímica, por encima del punto de rocío la tasa de corrosión disminuye. La mayoría de los pozos de gas y gasoductos operan por encima del punto de rocío para evitar la condensación del agua y, por lo tanto, evitar la corrosión (Papavinasam, 2014).

Por otro lado, en algunos casos, en los que una disminución de la temperatura disminuye la corrosión; esto normalmente ocurre cuando se forman sólidos como asfaltenos, ceras e hidratos. Sin embargo, la formación de estos sólidos provoca otras dificultades operativas y, por lo cual, esto se trata de evitar (Papavinasam, 2014).

2.5.2.2 Influencia de la presión en la corrosión.

La presión es la fuerza que mueve los hidrocarburos. Por lo tanto, una consideración importante al diseñar y operar la tubería y el oleoducto es estimar la cantidad de presión requerida para transportar los hidrocarburos. Muchas instalaciones de petróleo y gas funcionan a presión elevada. El efecto de la presión sobre la corrosión depende de las presiones parciales de los gases ácidos (CO_2 , H_2S), otras especies químicas (bicarbonato, acetato y calcita), el pH y la temperatura. Una presión más elevada (o presiones parciales de gases ácidos CO_2 y H_2S) puede aumentar la corrosión si aumenta la disolución de especies corrosivas en la solución o aumenta la disolución de la capa superficial de la superficie del metal. Por otro lado, una presión más alta puede disminuir la corrosión si facilita la formación de una capa superficial compacta (Papavinasam, 2014).

Las presiones elevadas aumentan las concentraciones de gases ácidos disueltos que incrementan la corrosividad del agua. En base a experiencias de campos con pozos dulces se desarrollaron las siguientes reglas generales basadas en las presiones de CO_2 (Saji & Umoren, 2020).

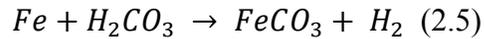
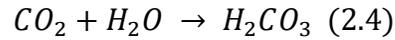
- $P_{\text{CO}_2} < 7$ psi considerado no corrosivo.
- P_{CO_2} ente 7 psi y 30 indica corrosión.
- $P_{\text{CO}_2} > 30$ psi indica corrosión severa.

2.5.2.3 Influencia del CO_2 en la corrosión.

El CO_2 tiene una considerable influencia en la corrosión. La corrosión causada por CO_2 se la conoce como “corrosión dulce”. El efecto de la corrosión dulce es acumulativo. Sin embargo, su agresividad depende de la cantidad de CO_2 disuelto en el medio. Este escenario de corrosión normalmente produce severas de picaduras de los materiales y, si se permite que continúe, en última instancia, puede resultar en una serie de fallas estructurales (Saji & Umoren, 2020).

El dióxido de carbono es soluble en la fase acuosa; las concentraciones de CO_2 incrementan con la disminución de la temperatura. Las concentraciones normales de CO_2 en solución están en el rango de 265 a 320 ppm a $80\text{ }^\circ\text{C}$ ($176\text{ }^\circ\text{F}$) y de 1125 a 1720 ppm a $20\text{ }^\circ\text{C}$ ($68\text{ }^\circ\text{F}$). El CO_2 disuelto en agua se hidrata para convertirse en ácido carbónico (H_2CO_3). La

corrosión general del acero al carbono en un entorno de CO₂ se expresa mediante (Papavinasam, 2014):



La intensidad de dicha corrosión, para un determinado entorno, se evalúa a través de la presión parcial del CO₂ (Saji & Umoren, 2020).

En presencia del CO₂, la velocidad de corrosión aumenta con el aumento de la presión parcial, que a su vez depende de la presión total del sistema y la fracción de volumen o fracción molar del CO₂ (Saji & Umoren, 2020).

2.5.3 Formas de Corrosión

La corrosión se puede manifestar en varias formas, en el sector del petróleo y del gas las diferentes formas de corrosión que representan los casos más frecuentes de daño por corrosión son la corrosión uniforme o general, la corrosión galvánica, corrosión por fisura, corrosión por picaduras, corrosión intergranular, corrosión por erosión, corrosión bajo depósito, y corrosión influenciada microbiológicamente (MIC). Muchas de estas formas no son únicas, sino que involucran mecanismos que tienen características superpuestas, como picaduras y grietas. La iniciación de algunos de los mecanismos de corrosión puede influir en la propagación de otros tipos de corrosión, como las picaduras que pueden acelerar la corrosión bajo tensión (Saji & Umoren, 2020).

2.5.3.1 Corrosión uniforme.

Llamada también corrosión general, es un tipo de corrosión en el que el ataque químico se produce de manera homogénea sobre toda la superficie expuesta del metal, lo que ocasiona a una reducción del espesor del metal afectado. Esta forma de corrosión no es de gran preocupación desde el punto de vista técnico, debido a que es de fácil detección y prevención, sin embargo, si no se trata a tiempo puede llegar a ser muy dañina (Speight, 2014).

Los procesos de corrosión uniforme incluyen muchos fenómenos de corrosión que se encuentran en la práctica de la ingeniería y la ciencia de la corrosión. La mayoría de esos fenómenos relacionados con la corrosión acuosa o gaseosa. Por tanto, esta forma de corrosión

se presenta en metales expuestos al oxígeno del aire, productos de combustión y smog presentes en la atmósfera, radiación solar y sobre todo agua proveniente de la condensación o lluvia (Burt, 2015).

FIGURA 2.8: CORROSION UNIFORME



Nota. Superficie de acero al carbono uniformemente corroída. Fuente: Saji & Umoren (2020).

2.5.3.2 Corrosión localizada.

La corrosión localizada implica la eliminación selectiva de una parte de metal (o partes) específica de la superficie metálica expuesta. Este puede provocar un adelgazamiento del metal en un punto específico (donde se produce la corrosión localizada) y, por lo tanto, puede causar un punto débil que a menudo es difícil de detectar en el equipo o la tubería. Los recipientes y tuberías a presión se ven especialmente perjudicados cuando se produce este tipo de corrosión. Este tipo de daño es más difícil de determinar que la corrosión uniforme debido a que el daño se manifiesta en zonas específicas del material. Los procesos de corrosión localizada más comunes son la corrosión por picaduras, la corrosión por hendiduras, la corrosión galvánica, la corrosión por fisura, la corrosión por cavitación y la corrosión microbiana (Speight, 2014).

2.5.3.2.1 Corrosión por picaduras (pitting).

La corrosión por picaduras es un ataque localizado sobre la superficie de un metal que produce hoyos, pequeños agujeros sobre la superficie del metal que está relativamente libre de

corrosión y por lo general cubierto de películas pasivas e incrustaciones, los agujeros que se producen pueden ser de difícil detección ya que pueden ser tapados por los productos de la corrosión o incluso pueden crecer hacia dentro lo suficiente como para perforar toda la pared del tubo. La causa de esta forma de corrosión está relacionada con el medio ambiente, composición del metal, temperatura y la superficie. Este tipo de corrosión es muy destructivo para las estructuras de ingeniería si provoca perforación del metal. Si el ataque comienza en una superficie abierta, se denomina corrosión por picaduras; en un sitio ocluido, se denomina corrosión por grietas. Estas formas están estrechamente relacionadas y pueden conducir a una falla acelerada en la estructura (Burt, 2015).

FIGURA 2.9: CORROSION POR PICADURA EN UN TUBERIA DE ACERO AL CARBONO



Fuente: Tomado de Heidersbach (2011).

2.5.3.2.2 Corrosión por hendidura.

Se presenta dentro de espacios confinados o hendiduras que se forman cuando los componentes están en contacto estrecho. Las hendiduras pueden existir en cualquier ensamble, pero para que se desarrolle la corrosión por hendiduras, la hendidura debe ser muy cerrada, con dimensiones menores a un milímetro.

Los depósitos que se acumulan en las hendiduras también son causantes de corrosión, por ejemplo, el polvo, arena u otros sólidos.

2.5.3.2.3 Corrosión galvánica.

La corrosión galvánica ocurre cuando metales o aleaciones diferentes están en contacto eléctrico entre sí y se sumergen en una solución conductora. De la serie galvánica (lista de metales y aleaciones ordenadas según su potencial de corrosión relativo en un determinado medio ambiente) es obvio que existe una diferencia de potencial entre dos metales diferentes en contacto entre sí en una solución. Cuanto más separados estén los metales entre sí en la serie galvánica, mayor será la corrosión galvánica. La corrosión del material menos resistente a la corrosión (lado activo) aumenta mientras que la del material más resistente a la corrosión (lado noble) disminuye; es decir, el material menos resistente a la corrosión se convierte en el ánodo y el material más resistente a la corrosión se convierte en el cátodo, lo que lleva a la corrosión galvánica (Papavinasam, 2014).

El efecto galvánico de conectar metales diferentes es más alto en la unión entre ellos y disminuye progresivamente con la distancia. La magnitud de la disminución depende de la conductividad de la solución; cuanto mayor sea la conductividad, mayor será la distancia sobre la que se extiende el efecto galvánico. Por otro lado, en un electrolito no conductor, la corrosión galvánica ocurre en un área más pequeña alrededor de la unión entre los metales y se manifiesta como una ranura afilada (Papavinasam, 2014).

El área relativa del ánodo-cátodo afecta la corrosión galvánica; un cátodo grande que rodea un ánodo más pequeño crea las condiciones para una corrosión galvánica acelerada (Papavinasam, 2014).

Para minimizar la corrosión galvánica, se eligen metales cercanos entre sí en la serie galvánica. Además, en la mayor medida posible, se evitan efectos de área desfavorables, es decir, ánodo pequeño y cátodo grande. Los metales diferentes conectados eléctricamente están aislados del electrolito mediante un revestimiento. La estructura está diseñada de tal manera que las áreas anódicas pueden reemplazarse con relativa facilidad (Papavinasam, 2014).

2.5.3.2.4 Corrosión por cavitación.

La cavitación ocurre en la superficie de un metal donde el líquido fluye a gran velocidad y existen cambios de presión, como por ejemplo en impulsores de bomba. La corrosión por cavitación es el ataque que se produce en las superficies metálicas por la formación e implosión de burbujas de aire o cavidades llenas de vapor, provenientes de un líquido que se encuentra cerca de la superficie metálica, al impactar dichas burbujas con el metal generan una serie de picaduras en el material expuesto. Si las implosiones son numerosas puede causar daños importantes en la superficie del metal. Separando las películas superficiales y arrancando partículas de metal de la superficie, la cavitación puede incrementar la velocidad de corrosión y originar desgastes superficiales (Papavinasam, 2014).

2.6 CORROSION EN EL PROCESO DE REMOCION DE CO₂ POR ABSORCION QUIMICA CON AMINAS

El proceso de remoción de CO₂ por absorción química con aminas predomina entre otros debido a que no presenta muchas dificultades operativas. Sin embargo, el problema operativo más grave que presenta es la corrosión, causante de dificultades en el funcionamiento y causante de gastos considerables para las plantas de tratamiento de gas (Kohl & Nielsen, 1997).

Los sistemas de amina pueden sufrir corrosión por CO₂ y H₂S en la fase vapor, en la solución de amina, en el reflujo del regenerador, y por productos de degradación de amina en la solución de amina (Kohl & Nielsen, 1997).

La corrosión se constituye en un problema operativo en casi todas las instalaciones de endulzamiento. La combinación de CO₂ y H₂S con agua prácticamente asegura que existan condiciones corrosivas en porciones de la planta (GPSA Engineering Data Book, 2004).

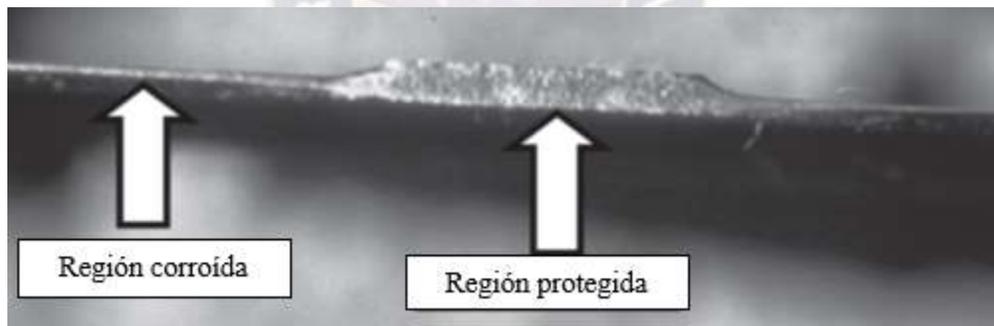
Debido a que la corrosión en las plantas endulzantes tiende a ser de naturaleza química, es en gran medida una función de la temperatura y la velocidad del líquido (GPSA Engineering Data Book, 2004).

En ausencia de inhibidores, el acero al carbono se corroe en las soluciones acuosas de aminas por mecanismo electroquímicos.

2.6.1 Material de las líneas y equipos en el proceso de remoción de CO₂

En el proceso de remoción de CO₂ los materiales que constituyen el mismo son en su mayoría de acero al carbono, tanto el sistema de tuberías, así como la torre de absorción y la de regeneración son de dicho material. El acero al carbón es una aleación de hierro, carbono, manganeso, fósforo y azufre, los cuales varían en proporción de acuerdo a su clasificación. Otro material que se usa, pero solo en algunas secciones es el acero inoxidable, en las torres de absorción y regeneración (domos y fondos), tubería del tanque de flasheo y del rehervidor, respectivamente. Hay algunas secciones en las que sería recomendable cambiar de acero al carbón a acero inoxidable u otro material resistente al proceso de corrosión. El uso de materiales más resistentes a la corrosión permite a las plantas trabajar con mayor concentración de las aminas y cargas de gas, lo que aumenta su eficiencia en el proceso (Kohl & Nielsen, 1997).

FIGURA 2.10: SECCION TRANSVERSAL DE UNA BANDEJA DE ACERO AL CARBONO EN UNA UNIDAD DE ENDULZAMIENTO CON AMINA



Fuente: Tomado de Heidersbach (2011).

2.6.1.1 Especificaciones de los materiales.

Existen muchos metales y aleaciones para los materiales utilizados en la industria del petróleo y el gas. Al menos el 80% de los componentes en la industria del petróleo y el gas son de acero al carbono, debido a que es económico, accesible y fácil de fabricar (Papavinasam, 2014). Los estándares para los materiales utilizados en la industria petrolera son emitidos por organizaciones específicas, a continuación, algunas de las organizaciones que emiten estándares o especificaciones seguidos por la industria mundial (Heidersbach, 2011).

2.6.1.1.1 API.

En el sistema API, los materiales se clasifican en función de sus aplicaciones. En el sistema API no se especifica requisitos químicos, solo requisitos mecánicos para aplicaciones específicas (Papavinasam, 2014).

Existen estándares de materiales de campo petrolero, estos productos se describieron en una API estándar, API 5, pero en los últimos años esto se ha subdividido en API 5D para tubería de perforación, API 5CT para revestimiento y tubería, y API 5L para tubería de línea (Heidersbach, 2011).

API también identifica varios "niveles de especificación de productos" (o grados) dentro de cada especificación. Por ejemplo, bajo API 5CT hay varios grados incluyendo H40, J55, K55, N80, R95, M65, L80, C90, T95, C110, P100 y Q125 y bajo API 5L hay varios grados "X" incluyendo X52, X60, X70 y X80. En muchos casos, los grados API se usan sin referencia a las especificaciones API (p. ej., X52, J55, etc.) (Papavinasam, 2014).

2.6.1.1.2 AISI.

Las especificaciones del acero ANSI se refieren a los rangos de composición química y los límites de los aceros. En AISI, se utiliza una designación de cuatro números para las aleaciones. Los dos primeros números representan los principales elementos de aleación, y los dos últimos números representan el porcentaje en peso nominal de carbono (en incrementos de 0,01%). Por ejemplo, AISI 1018 es la designación para acero al carbono que contiene 0,18% en peso de carbono (Papavinasam, 2014).

2.6.1.1.3 ASTM Internacional.

ASTM tiene una larga trayectoria en el suministro de estándares de certificación de aleaciones. Los estándares de metal están listados por el comité patrocinador (Heidersbach, 2011).

Las normas que comienzan con la letra A pertenecen a metales ferrosos, por ejemplo, A36, acero estructural al carbono. Los estándares que comienzan con la letra B pertenecen a metales no ferrosos, por ejemplo, B209, aluminio y aleaciones de aluminio. Se usan otras letras para materiales no metálicos, métodos de prueba, etc (Heidersbach, 2011).

2.6.1.1.4 ASME.

Las especificaciones de materiales ASME se derivan de las normas ASTM y tienen la letra S adicional en el prefijo. Por ejemplo, la norma ASTM A106 se convierte en la norma ASTM A106/ASME SA 106, tubería de acero al carbono sin soldadura para servicio de temperatura (Heidersbach, 2011).

ASME también estandariza un sistema de medidas de la presión que una tubería puede soportar sin deformarse o fallar. En general, una tubería más gruesa podría soportar presiones más altas. Por lo tanto, puede parecer sinónimo de espesor, pero no es una medida directa de espesor. En este sistema, el número 10 (S.10) hasta el número 160 (S.160) se utilizan para tuberías de acero (Papavinasam, 2014).

2.6.1.1.5 NACE.

La NACE realiza publicaciones referentes a las aleaciones de los materiales para el campo petrolero. Las aleaciones discutidas en las normas contemplan: aceros al carbono y fundiciones, aceros inoxidables y sus variaciones, aleaciones a base de cobalto, aleaciones de níquel, titanio, tantalio, cobre y aluminio (Heidersbach, 2011).

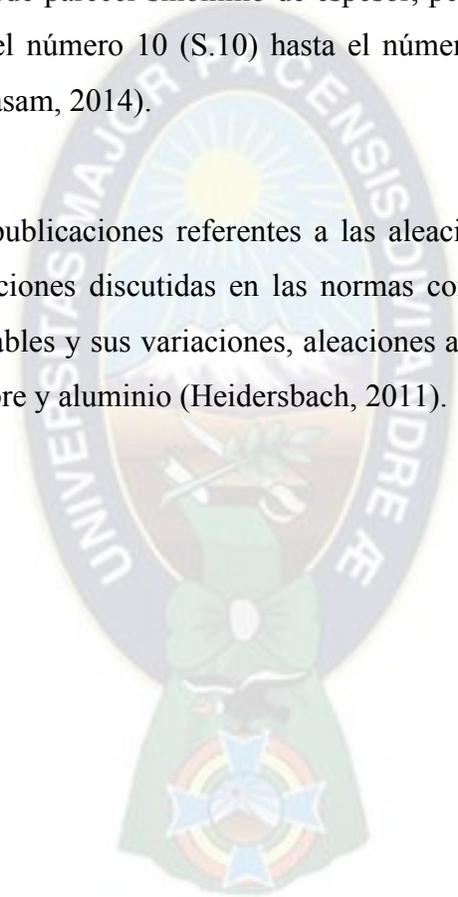
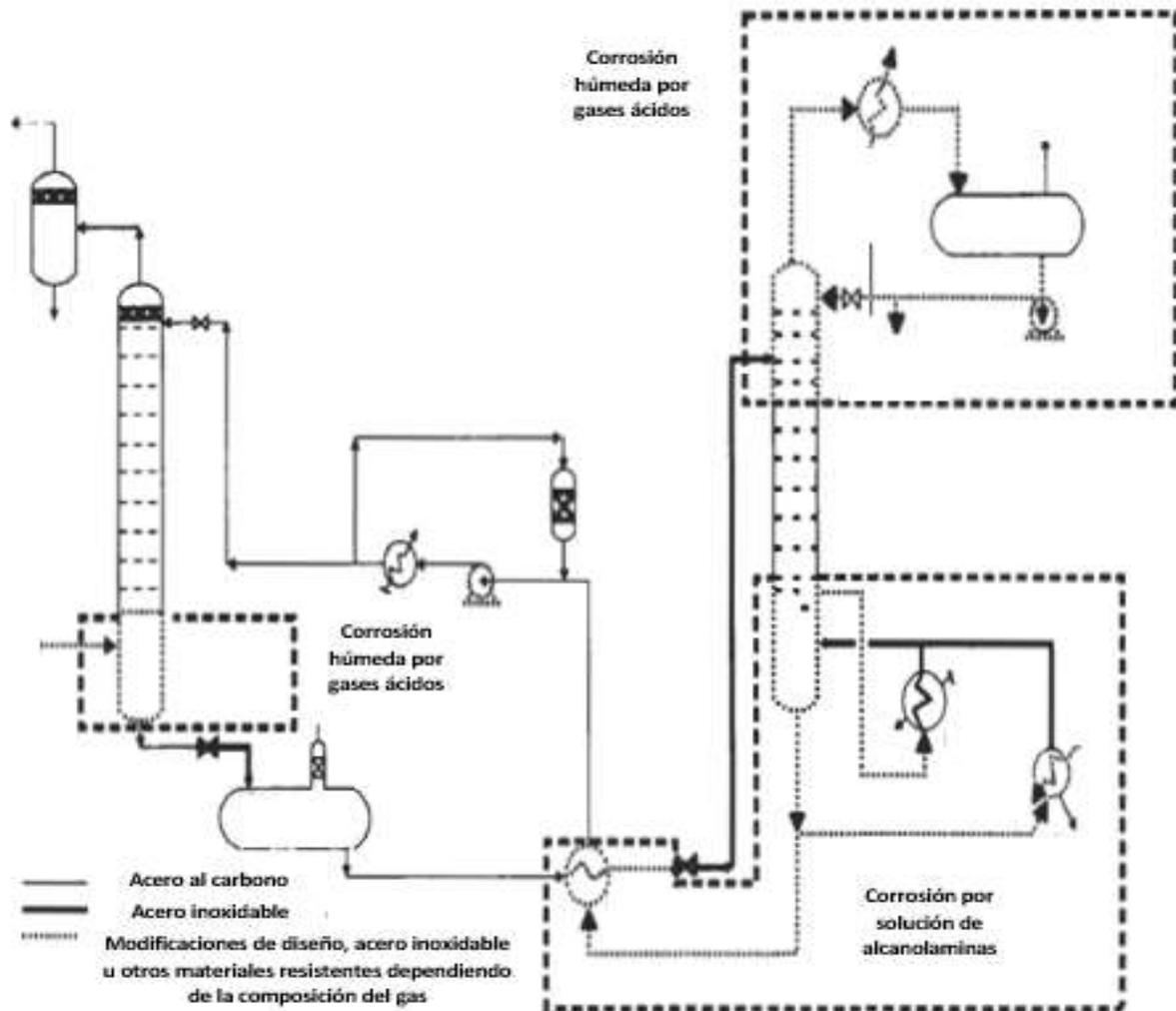


FIGURA 2.11: TIPOS DE MATERIALES USADOS EN EL PROCESO DE REMOCION DE CO₂



Fuente: Adaptado de Kohl & Nielsen (1997).

2.7 CONTROL DE CORROSION

En la industria del petróleo y gas se encuentra una amplia gama de entornos corrosivos. Los fundamentos de la corrosión se pueden utilizar para establecer las razones y dar una definición adecuada a los problemas de corrosión y, sobre esa base, se pueden diseñar medidas correctivas. El control de la corrosión se considera ampliamente en términos de corrosión externa e interna. El control de la corrosión externa se trata mediante pinturas,

recubrimientos, protección catódica y combinación de estas. Los siguientes métodos se utilizan para controlar la corrosión interna (Saji & Umoren, 2020):

- Control del entorno
- Tratamiento químico mediante los inhibidores de corrosión
- Diseño adecuado
- Selección de materiales

Aspectos como el diseño y la selección de los materiales de la planta, para controlar la corrosión interna, son complicados de modificar, debido a que ya se tienen establecidos dichos aspectos, bien sea porque la planta es antigua o en el caso que se quiera construir una nueva planta, ya se tiene una determinada inversión para el diseño y los materiales para la construcción de la planta que por lo general no varían mucho de los estándares en la industria.

Tanto el control del entorno como el tratamiento químico a través de inhibidores de corrosión, son aspectos que si se podrían considerar para el control de corrosión interna, debido a que estos aspectos pueden ser analizados, y dependiendo el caso pueden ser modificados o ajustados con el fin de evitar la generación o incremento de la corrosión interna en las plantas.

2.7.1 Control del entorno

El control del entorno es uno de los métodos más eficaces para controlar la corrosión interna. El entorno se puede controlar eliminando los agentes causantes de corrosión, como por ejemplo removiendo el CO₂ o modificando las condiciones de presión y temperatura (Saji & Umoren, 2020).

2.7.2 Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión forman una capa protectora in situ por reacción de la solución con la superficie corroída. Un compuesto inhibidor en cantidades pequeñas, pero críticas puede reducir la corrosividad del medio ambiente (Jones, 1996).

Son sustancias químicas que, cuando están presentes en un sistema en cantidades relativamente pequeñas, producen una reacción con la superficie metálica resultante en una reducción en la tasa o severidad del ataque corrosivo. Los inhibidores pueden interferir con las reacciones anódicas o catódicas, pueden formar una barrera protectora en la superficie del

metal contra agentes corrosivos, o pueden funcionar mediante una combinación de estas acciones (Burt, 2015).

La aplicación de inhibidores de corrosión y el tratamiento con biocidas son los dos principales programas de tratamiento químico para el control de la corrosión interna. Diferentes situaciones exigen diferentes formulaciones químicas para la inhibición de la corrosión. Existen variables físicas como velocidad de flujo, régimen de flujo, temperatura, presión, etc. y variables químicas como CO_2 , H_2S , pH, salinidad, etc. que definirán el diseño de la formulación del inhibidor de corrosión, su dosis y modo de aplicación (Saji & Umoren, 2020).

Muchos factores intervienen en la selección de inhibidores, que incluyen (Burt, 2015):

- Identificación del problema a resolver y requisitos de velocidad de corrosión objetivo.
- Corrosivos presentes en el entorno de producción (por ejemplo, cloruro, oxígeno, CO_2 , H_2S , azufre, ácidos).
- Tipo de sistema (offshore u onshore, petróleo u operaciones de gas o agua o multifase, etc.) que puede influir en el método de tratamiento.
- Presión y temperatura.
- Tasas de producción de petróleo, agua y/o gas.
- Tamaños de las tuberías.
- Composición de producción.

La presencia de corrosivos como CO_2 y el H_2S influye mucho en la elección de un inhibidor. Algunos inhibidores funcionan mejor en líquidos dulces, mientras que otros inhibidores funcionan mejor en líquidos ácidos. Incluso la concentración de cloruro de sodio (NaCl) influye en la elección de un inhibidor. Con el aumento del contenido de NaCl , algunos inhibidores se volverán insolubles (Burt, 2015).

2.8 MODELO DE WAARD & MILLIAMS

La corrosión por CO_2 ha tomado mayor importancia en los últimos años debido a que muchos pozos de gas caliente y pozos profundos contienen altas concentraciones de CO_2 en su composición (Heidersbach, 2011).

Waard & Milliams desarrollaron un modelo para estimar aproximadas tasas de corrosión en presencia de CO₂, una relación entre la presión parcial de CO₂, la temperatura y la velocidad de corrosión (Javaherdashti, Nwaoha, & Tan, 2013).

El modelo es exclusivamente para el cálculo de la corrosión interna causada por CO₂ y es el siguiente (Javaherdashti, Nwaoha, & Tan, 2013):

$$\log(V_{\text{corrosión}}) = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \log(P_{\text{CO}_2}) \text{ [mm/año]} \quad (2.6)$$

$$P_{\text{CO}_2} = P_{\text{Total}} * y_{\text{CO}_2} \quad (2.7)$$

Donde:

$V_{\text{corrosión}}$: Velocidad de corrosión [mm/año]

T : Temperatura [K]

P_{CO_2} : Presión parcial de CO₂ [bar]

y_{CO_2} : Fracción molar del CO₂ en la mezcla de gas

La ecuación de Waard & Milliams es considerada un hito en la estimación de las tasas de corrosión por CO₂ y es empleada ampliamente para juzgar la posible gravedad de la corrosión por CO₂.

Dicha ecuación toma en cuenta tanto a la temperatura como a la presión parcial del CO₂. Es mucho mejor que las viejas reglas empíricas basadas en solamente en la presión del CO₂ (Heidersbach, 2011).

2.8.1 Inhibidores de corrosión en el modelo de Waard & Milliams

El efecto de un inhibidor de corrosión se puede incluir en el modelo de Waard & Milliams, simplemente dividiendo las tasas de corrosión por un factor de eficiencia del inhibidor, por ejemplo, para un inhibidor con una eficiencia del 90%, la tasa de corrosión debe dividirse por 10.

Específicamente en la unidad de endulzamiento de la planta, el control de corrosión por contenido de CO₂ a través del uso de inhibidores de corrosión a veces puede ser no tan recomendable debido a que estos son la principal causa de formación de espuma de la amina

que se está utilizando en la unidad de endulzamiento. Sin embargo, los inhibidores de corrosión en líneas antes de ingresar a la unidad de endulzamiento si llegan a ser muy aplicadas ya que reducen considerablemente el avance en el deterioro del material.



CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

Para la realización del proyecto es necesario seguir un orden metodológico. La metodología son los procedimientos a seguir en el proceso investigativo hasta la culminación del mismo, para obtener resultados que expliquen el problema y respondan a los objetivos.

Identificado el problema y planteados los objetivos del proyecto es importante seguir una metodología, analizando el tipo de investigación, población y muestra y la recolección de datos que se utilizarán en la investigación.

En el desarrollo de la investigación es importante responder a las siguientes preguntas: ¿qué se hizo?, ¿cómo se hizo?, ¿con que se hizo?, de esta manera explicar el camino que se tomó para llevar a cabo dicha investigación.

3.1 TIPO DE INVESTIGACION

De acuerdo al nivel de la investigación, los tipos de investigaciones se los puede dividir en investigación exploratoria, investigación descriptiva e investigación explicativa (Arias, 2012).

Un estudio descriptivo "Busca especificar propiedades y características importantes de cualquier fenómeno que se analice. Describe tendencias de un grupo o población" (Hernández, 2014, pág. 92).

La necesidad de un control de corrosión por contenido de CO₂ presente en el gas natural constituye el escenario perfecto para abordar la presente investigación de tipo descriptivo, considerando que la investigación cuenta con un fundamento teórico suficiente y los datos recolectados son de un momento único.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACION

El diseño de un proyecto puede ser documental, de campo y experimental (Arias, 2012).

La investigación documental es un proceso que se basa en la búsqueda, recuperación, crítica e interpretación de datos obtenidos y registrados de fuentes documentales ya sea en físico, en digital o audiovisual (Arias, 2012).

El proyecto se encuentra dentro del diseño documental, debido a que la información utilizada fue obtenida de libros, artículos de tecnología, manuales técnicos operativos, investigaciones, etc. Adicionalmente a esto, el análisis de las variables operativas para el control de corrosión por contenido de CO₂ evalúa y amplía el conocimiento respecto al tema, puntualmente en la Planta La Vertiente.

3.3 POBLACION

Para el cumplimiento de los objetivos específicos planteados en el presente estudio de caso descriptivo se debe delimitar correctamente la población. La población o más puntualmente población objetivo es “un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio” (Arias, 2012).

Para el presente proyecto la población, objeto del estudio es la Planta de Gas Natural La Vertiente. El trayecto en el que está presente el constante riesgo de sufrir corrosión por contenido de CO₂ en la planta, es decir desde la entrada del gas a planta hasta la unidad de remoción del CO₂.

3.4 RECOLECCION DE DATOS (TECNICA E INSTRUMENTO)

“Se entenderá por técnica de investigación, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información” (Arias, 2012).

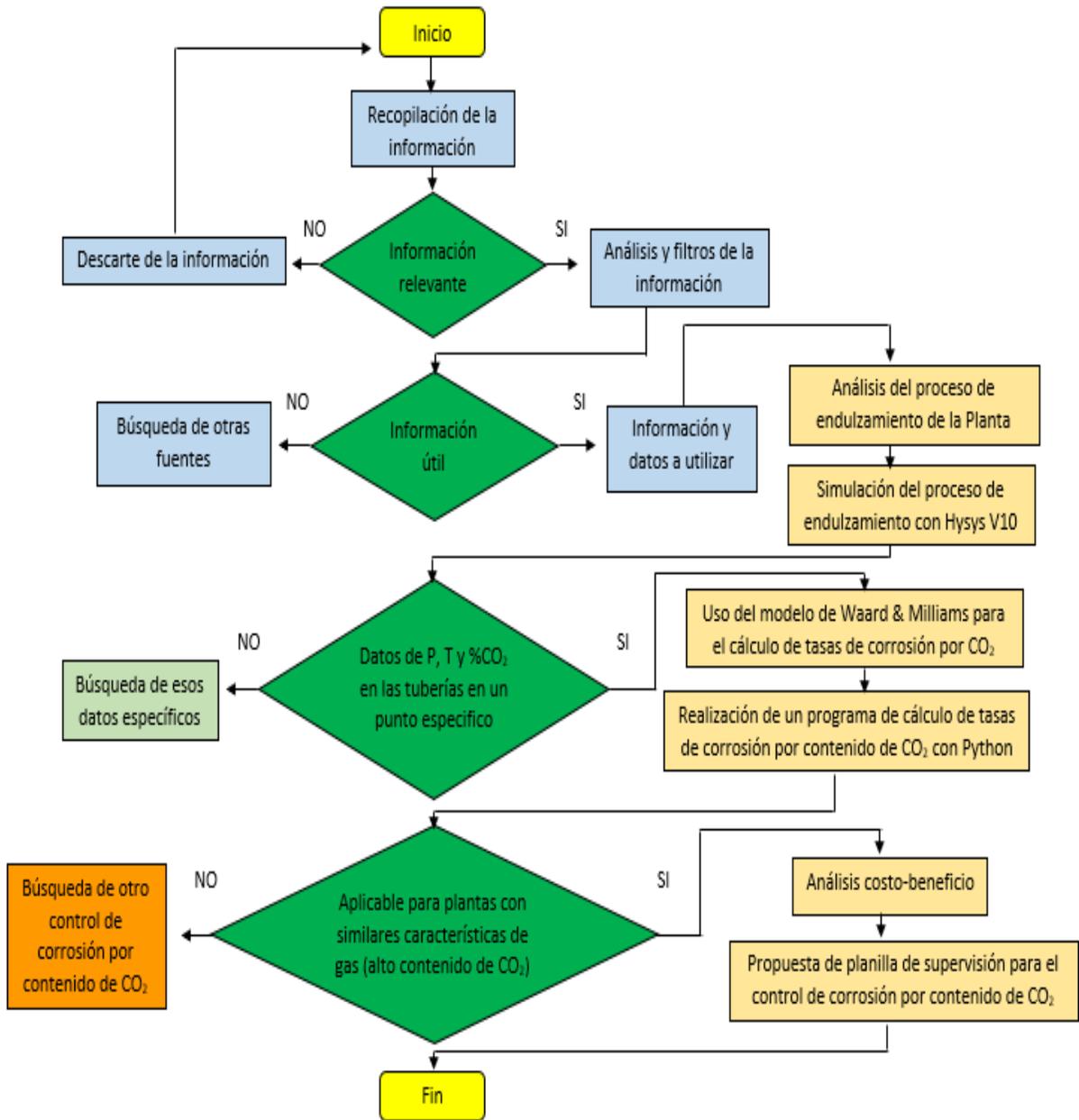
“Un instrumento de recolección de datos es cualquier recurso, dispositivo o formato (en papel o digital), que se utiliza para obtener, registrar o almacenar información” (Arias, 2012).

Para la recolección de datos para el cumplimiento de los objetivos del proyecto se utilizó la técnica documental, con información en físico y en digital proporcionada por la Dirección de Exploración y Explotación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos y YPFB Chaco.

La información que se obtuvo y que se utilizó de la Planta La Vertiente fue el Manual de Operación, donde se describe el proceso de remoción de CO₂ en la unidad de endulzamiento, también el PFD de la unidad de amina, P&ID de la planta, además se utilizó el

reporte mensual correspondiente al mes de mayo del 2021, donde se encuentra la cromatografía del gas que ingresa a la unidad de endulzamiento.

FIGURA 3.1: DIAGRAMA DE FLUJO DEL DESARROLLO DEL PROYECTO



Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO IV

ANALISIS Y RESULTADOS (MARCO PRACTICO)

4.1 ANALISIS DEL PROCESO DE ENDULZAMIENTO EN LA PLANTA LA VERTIENTE

4.1.1 Ubicación de la Planta LVT

La Planta de Gas La Vertiente se encuentra ubicada al sur de Bolivia, en el municipio de Villamontes perteneciente a la provincia Gran Chaco del departamento de Tarija, a 27 kilómetros de la ciudad de Villamontes sobre la carretera a Paraguay:

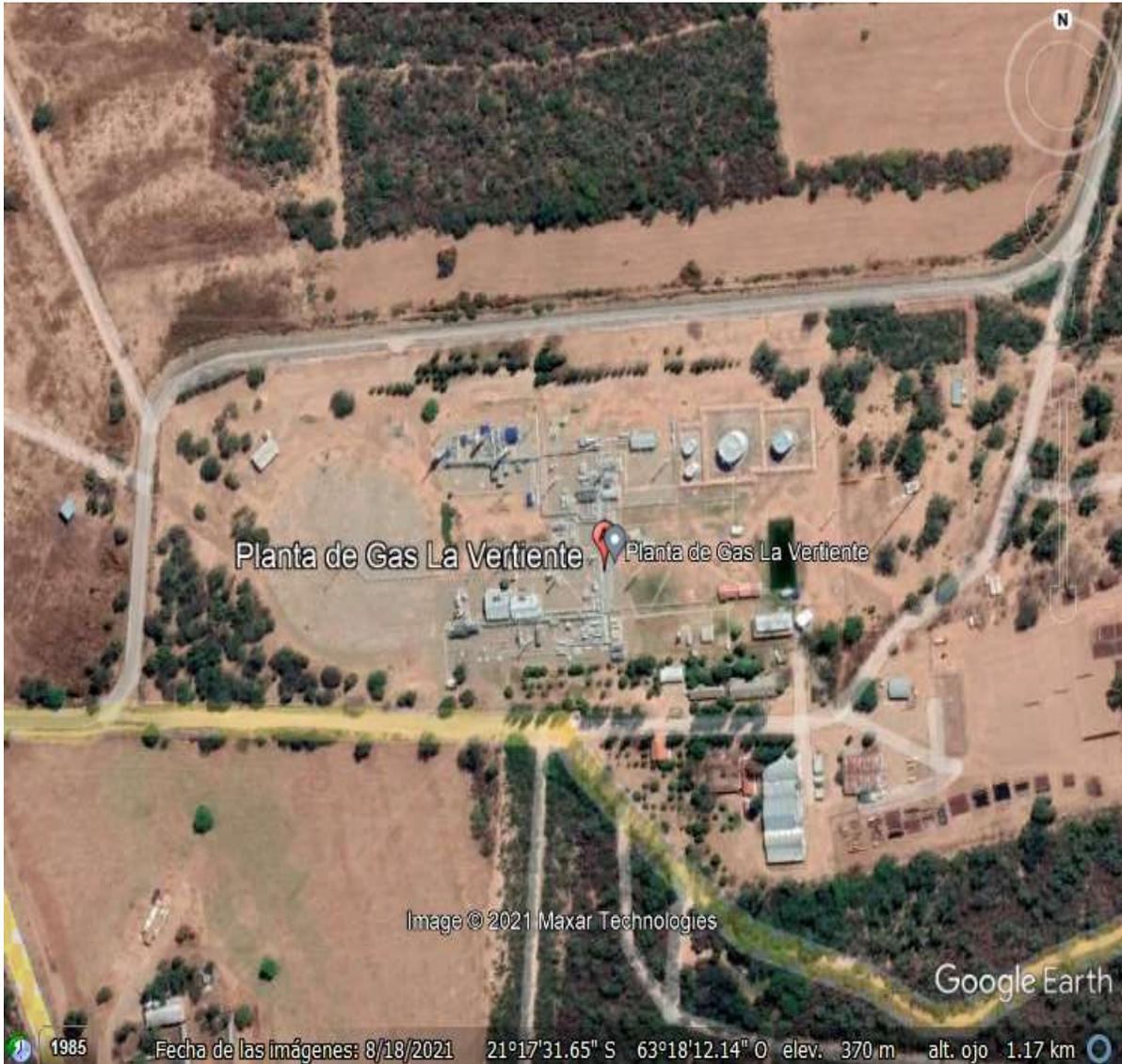
En el tramo Santa Cruz - Villamontes con una distancia de 460 km en camino pavimento asfaltado. En el tramo Villamontes - La Vertiente con una distancia de 27 km en camino pavimento asfaltado.

FIGURA 4.1: UBICACION DEL MUNICIPIO DE VILLAMONTES, TARIJA



Fuente: Google Maps.

FIGURA 4.2: UBICACION DE LA PLANTA LVT



Fuente: Google Earth.

4.1.2 Tipo de Planta

La Planta de Gas Natural La Vertiente es una planta de procesamiento tipo Dew Point, planta de ajuste del punto de rocío. El módulo Dew Point es un sistema de acondicionamiento del gas para obtener el punto de rocío para que no se formen líquidos en los sistemas de distribución del gas natural. Este procesamiento permite obtener el gas en sus especificaciones de temperatura y presión conforme a requerimiento del operador de transporte.

La Planta somete al gas a un conjunto de procesos con el objetivo de extraer los contaminantes y/o satisfacer las especificaciones de seguridad, del mercado o los procesos subsecuentes a los que el gas será sometido.

El punto de rocío de una mezcla de hidrocarburos depende de la composición del gas y también de la presión y temperatura a la cual los hidrocarburos empiezan a condensar pasando a la fase líquida. Para pasar el gas natural a líquido, el gas debe ser enfriado. El proceso de remoción de los hidrocarburos pesados, además de recuperar dichos hidrocarburos para la producción de GLP y gasolinas, también se lo realiza para evitar atascamientos aguas abajo y/o para cumplir con las especificaciones de gas de venta.

4.1.3 Capacidad de la Planta LVT

La Planta Dew Point tiene una capacidad de 90MMSCFD. La capacidad de procesamiento de la unidad de endulzamiento es de 55 MMSCFD (+/- 10%) (YPFB Chaco). Actualmente se encuentra operando con alrededor de 34 MMSCFD.

4.1.4 Campos que proveen gas a la Planta LVT

Actualmente la Planta LVT recibe gas proveniente del Campo Caigua y del Campo Taiguati.

El volumen recibido del campo Taiguati es mucho menos comparado con el volumen recibido del campo Caigua. El reporte correspondiente al 5 de mayo del 2021 indica que la producción del campo Caigua es de 34685 MPC mientras que la producción del campo Taiguati es de 775 MPC.

Respecto a la composición del gas de ambos campos, también existe una marcada diferencia en el contaminante de CO₂, según el reporte del 5 de mayo del 2021 el campo Caigua al ingresar a la planta y ser medido en su cromatografía tiene un valor de 3,1427 % molar de CO₂, mientras el campo Taiguati tiene un valor de 0,1511 % molar de CO₂.

Tabla 4.1: COMPARACION DE LOS CAMPOS QUE ALIMENTA A LA PLANTA LVT

Campo	Volumen de gas de producción	% molar CO ₂ en la composición del gas producido
Taiguati	775 MPC	0,1511
Caigua	34685 MPC	3,1427

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados del reporte de la Planta La Vertiente 27/05/2021, YPFB Chaco.

Por lo tanto, el gas proveniente del campo Caigua es el de mayor interés, ya que al ser un campo con alto contenido de CO₂ en la composición del gas que produce, existe bastante riesgo de que se genere corrosión interna tanto en las tuberías como es los equipos por donde pasa el gas con este contaminante. Además, que dicho campo es el que mayor volumen de gas aporta a la planta para ser procesado.

El campo Caigua actualmente provee gas a la Planta La Vertiente a través de una línea de 10 pulgadas y 18 kilómetros de longitud que transporta la producción del campo a la planta.

4.1.4.1 Descripción del proceso de la interconexión campo Caigua con la Planta LVT.

El Manual de Operación y Puesta en Marcha, Planta de Amina Caigua en la Planta La Vertiente, describe el proceso de interconexión campo Caigua con la Planta La Vertiente de la siguiente manera:

El volumen del gas que se proveniente del campo Caigua es recibido mediante los separadores HP-6 y S-101. En dichos equipos se realiza la separación primaria con el objeto de la captación y medición de la producción del campo Caigua, tanto en alta presión como en baja presión. La medición del gas proveniente del campo Caigua se lo realiza con el medidor tipo turbina FIT-1120 existente del equipo HP-6.

FIGURA 4.3: SEPARADOR HP-6 DE LA PLANTA LVT



Nota. Vista del separador HP-6 de la Planta LVT. Fuente: ANH.

Inicialmente el sistema podrá trabajar en alta presión (1050 psig) aprovechando la máxima energía de los pozos del campo Caigua, la cual podrá ingresar directamente de los separadores a la unidad de amina.

Luego de que el campo comience a bajar su producción, la operación normal del sistema será en baja presión, entonces los separadores S-101 y HP-6 recibirán el gas a baja presión (450 psig) para después pasar al scrubber del turbocompresor V-2901, turbocompresor K-2902 y su respectivo aerofriador A-2903 de la Planta La Vertiente y esta elevara su presión para el ingreso a la unidad de amina.

Será en este punto, a la descarga del turbocompresor K-2902, que se realizarán las interconexiones mecánicas para las derivaciones de entrada y de salida de la unidad de endulzamiento, y así continuar con el proceso normal del gas hacia la unidad de Dew Point dentro de la Planta La Vertiente.

El gas proveniente de los separadores de entrada o de la descarga del turbocompresor es enviado a la unidad a la unidad de amina. En el ingreso a la unidad de amina se encuentra un by pass para desviar una cantidad de flujo de gas a la salida de la unidad de amina recombinándose con el gas tratado.

El flujo de gas que ingresará a la unidad de amina debe ser medido por el medidor ultrasónico FIT-1120, además de constatar la presión del mismo mediante el PIT-1122 que

tiene un lazo de control con la válvula PV-1122, determinando si la presión del gas es lo suficiente para ingresar a la unidad de endulzamiento o debe ser enviada a los compresores previamente.

4.1.5 Unidad de endulzamiento de la Planta LVT

La planta de aminas de la Planta de Gas Natural La Vertiente tiene como objetivo la remoción del CO₂ en exceso del gas natural, el gas ingresa a la unidad de endulzamiento para que el CO₂ realice una reacción química al ponerse en contacto con la amina, la amina que se está utilizando actualmente en esta unidad es una amina terciaria MDEA. En esta unidad al remover el CO₂ del gas natural se reduce considerablemente el riesgo de sufrir corrosión por este contaminante, el gas que sale de esta unidad está libre de este contaminante. Las líneas y equipos que continúan después de la unidad de endulzamiento ya no están en riesgo de corrosión por contenido de CO₂, ya que el gas esta libre o con muy bajos contenidos de este contaminante.

4.1.5.1 Cromatografía del gas de la planta LVT.

La cromatografía es medida del volumen de gas de los dos campos que alimentan la planta, es decir del volumen tanto del campo Taiguati como del campo Caigua. La medición se lo realiza en el medidor FIT-1120, dicho volumen de gas es el que ingresara a la unidad de amina, dicha cromatografía se la puede apreciar en la siguiente tabla:

TABLA 4.2: CROMATOGRAFIA DEL GAS QUE INGRESA A LA UNIDAD DE ENDULZAMIENTO DE LA PLANTA LVT

Componente	% Molar	Fracción Molar
N ₂	0,8445	0,008445
CO ₂	3,1003	0,031003
C ₁	92,6890	0,92689
C ₂	2,3640	0,02364
C ₃	0,5394	0,005394
i-C ₄	0,1093	0,001093
n-C ₄	0,1209	0,001209
i-C ₅	0,0671	0,000671
n-C ₅	0,0337	0,000337
C ₆	0,0514	0,000514
C ₇ +	0,0313	0,000313
C ₈	0,0245	0,000245
C ₉ +	0,0246	0,000246
Total	100,0000	1,000000

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados del reporte de la Planta La Vertiente 27/05/2021, YPFB Chaco.

4.1.5.2 Descripción del proceso de endulzamiento.

El Manual de Operación y Puesta en Marcha, Planta de Amina Caigua en la Planta La Vertiente, describe el proceso en la unidad de endulzamiento de la siguiente manera:

4.1.5.2.1 Condiciones de entrada del gas ácido a la unidad de amina.

- La corriente de gas ácido de entrada a la unidad de amina es primeramente enfriado por el aerofriador AC-201 que mantiene las condiciones óptimas de temperatura del gas que ingresa a la unidad de amina, este enfriamiento se lo realiza a través de los ventiladores del equipo que encenderán cuando el TIT-201A genere una alarma alta de 100°F, adicionalmente este equipo cuenta con una entrada por la cual ingresa una línea de agua desmineralizada proveniente de la planta desmineralizada, en esta línea se

encuentra instalada una válvula solenoide SOV-201A que se activara cuando el transmisor de temperatura TIT-201 supere los 120°F.

- En el caso de no ser necesario el equipo se utilizará el by pass del mismo para continuar con el proceso, posteriormente el flujo de gas ingresará al filtro coalescedor de gas ácido de entrada F-210 siendo monitoreado con la señal del transmisor de flujo FIT-210. Este es un filtro coalescedor donde se remueven las pequeñas gotas de líquido arrastrado que forman aerosoles y nieblas y las partículas sólidas superiores a 1 micrón. Como el gas fluye a través de los elementos filtrantes, el líquido residual coalesce y forma gotas más grandes que caen hacia el fondo. El líquido que se acumula es enviado al separador flash de condensados V-4900. Para asegurar un determinado nivel de líquido en las dos cámaras, cada una cuenta con un controlador de nivel que actúa sobre las válvulas de salida de condensados hacia el separador flash de condensado V-4900. Estas válvulas son las LCV-210A y la LCV-210B y sus controladores de nivel LC-210A y LC-210B respectivamente.
- El filtro coalescedor de gas ácido de entrada F-210 cuenta con la válvula PSV-210 diseñadas por incendio y sateadas a 1352 psig y un transmisor de presión diferencial DPIT-210 que indica la saturación de los elementos filtrantes. Este filtro cuenta también con una conexión de by pass que permite continuar operando la planta durante el cambio de los elementos filtrantes.

4.5.5.2.2 Condiciones en la torre contactora.

- Dentro de la torre contactora de amina T-203 el gas fluye en dirección vertical ascendente a través de los platos en los que entra en contacto con la solución de amina que fluye en dirección contraria.
- Es necesario dar seguimiento al perfil de temperatura en la torre contactora de amina T-203 para poder detectar problemas rápidamente. Para ello se dispone de los transmisores de temperatura TIT-203, TIT-203B y TIT-203C ubicados a lo largo de la torre. Un cambio en el perfil de temperatura podría estar indicando la formación de espuma dentro de la torre contactora de amina T-203. Se debe controlar que ningún punto en el perfil sea mayor que 185°F ya que a esa temperatura se puede producir desorción de CO₂ y se obtendría el resultado contrario al esperado. También se debe

controlar que la temperatura no sea muy baja para evitar problemas en la cinética de la reacción.

- Para evitar la condensación de hidrocarburos dentro la torre, se requiere que la temperatura de la amina pobre que ingresa por el tope sea 9 o 10°F mayor que la temperatura del gas ácido que ingresa por el fondo. Esto se realiza mediante un lazo de control entre el TIT-209 y las válvulas de control de temperatura TCV-209A y TCV-209B correspondiente a los aerofriadores AC-209A y AC-209B, mientras que para el AC-209C se lo realiza con el lazo de control entre el TIT-209A y TCV-209C que controlan la apertura y cierre de las cortinas de cada enfriador.
- La torre contactora de amina T-203 cuenta también con un transmisor de presión diferencial DPI-203 que detecta problemas dentro de la misma, como formación de espuma e indicadores de temperatura en cada plato para establecer el perfil de temperatura dentro de ella.

4.5.5.2.3 Salida del gas dulce.

- Por el tope de la torre contactora de amina T-203 se obtiene el gas dulce o gas tratado que se encuentra saturado en agua por el contacto con la solución de amina. Esta corriente de gas y agua se envía al separador de agua dulce V-204 donde se separan el agua y pequeñas cantidades de solución de amina de la corriente de gas dulce.
- La descarga de esta unidad se controla mediante un lazo de control entre el FIT-203 ubicado aguas arriba de la torre contactora T-203, el cual modifica la apertura y cierre de la válvula FCV-203 ubicada aguas abajo del scrubber V-204.
- El líquido separado se dirige al separador flash V-208 a través de la válvula LCV-203 que esta activada por el controlador de nivel LIT-203 y que se cierra por muy bajo nivel. El separador de gas dulce V-204 se diseñó con una capacidad lo suficientemente grande como para recibir la amina de la torre T-203 en caso de formarse espuma en la misma.

4.5.5.2.4 Salida de la amina rica.

- Por el fondo de la torre contactora de amina T-203 se recoge la solución de amina rica en CO₂, y se envía al separador flash de amina V-208 mediante un lazo de control entre el transmisor de nivel LIT-203 y la válvula de control LCV-203, esta válvula

tiene una solenoide de seguridad SOV-203 que cerrara la válvula cortando el paso de aire de instrumentación, cuando la torre contactora T-203 tiene un nivel muy bajo de líquido detectado mediante la seña de switch de nivel muy bajo LSSL-203, en este punto se produce un gran salto de presión y un cambio de serie de #600 a #150. Aguas arriba de las LCV-203 se encuentra la SDV-208 donde se realiza el cambio de material de acero al carbono a acero inoxidable, debido al incremento del potencial de corrosión por la presencia de CO₂ libre.

- El separador flash de amina V-208 es un separador trifásico que permite la separación del gas de flash, de cualquier hidrocarburo líquido condensado en la torre contactora de aminas T-203 y de la amina rica.
- El gas de flash de baja presión asciende por el domo de donde se controla a través de la PVC-208 que actúa en función al transmisor de presión PIT-208 que actuará cuando la presión de operación de este supere los 80 psig. Para mantener la presión de operación del flash, se cuenta también con la válvula PSV-208 que alivia la sobrepresión del flash descargando directamente al sistema de venteos.
- Los líquidos acumulados en el separador flash de amina V-208 pueden ser drenados manualmente y enviados al sistema de drenaje abierto.
- El nivel de líquidos del separador flash de amina V-208 se controla con el transmisor de nivel LIT-208 que regula la apertura y cierre de la LCV-208 ubicada inmediatamente aguas arriba de la entrada de la amina rica a la torre regeneradora de amina T-206.
- La amina rica sale por el fondo del separador flash de amina V-208 y se envía al pre filtro de partículas de amina rica F-208, donde se remueven partículas sólidas de tamaño mayor a 5 micrones.
- Una vez filtrada la amina rica se la amina rica se precalienta en el intercambiador amina rica-amina pobre E-202 y se envía a la torre regeneradora de amina T-206 a la cual la amina rica ingresa por encima del primer plato. El intercambiador amina rica-amina pobre E-202 cuenta con transmisores de temperatura en las líneas de amina rica (TIT-202 A/B) y en las de amina pobre (TIT-202 C/D). También cuenta con válvulas de alivio en la línea aguas arriba de la válvula de control LCV-207 seteada a 52 psig.

4.5.5.2.5 Condiciones en la torre regeneradora.

- En la torre regeneradora de amina T-206 el CO₂ absorbido por la amina en la torre contactora de amina T-203 es desorbido de la solución de amina rica con el vapor de agua que se genera en el reboiler de la torre regeneradora de amina E-207. El caudal de aceite térmico del reboiler se controla con la válvula de control de caudal FCV-207 donde ésta es regulada por el transmisor de flujo FIT-207 conectada a medidor de flujo FE-207.
- La presión de operación de la torre regeneradora de amina T-206 se mantiene en 24 psig por medio de la válvula de control de presión PV-216 ubicada aguas abajo del acumulador de reflujo de la regeneradora de aminas V-216 que es controlada por el transmisor de presión PIT-216.
- Por el fondo de la torre regeneradora de amina T-206 sale la amina pobre regenerada y por el tope de la misma sale el CO₂ saturado en agua.
- La amina pobre que sale por el fondo de la torre regeneradora ingresa al reboiler, ya saliendo de este ingresa al intercambiador de amina rica-amina pobre E-202 a una temperatura de 250 °F. La amina pobre que abandona el intercambiador amina rica-amina pobre E-202 se almacena en el tanque TK-205.
- El tanque TK-205 se lleva al aerofriador AC-209 A/B/C a través de las bombas booster P-202 A/B/C el control de la temperatura de los aerofriadores AC-209 A/B/C, esto se realiza mediante el lazo de control entre el TIT-209 y las válvulas de control de temperatura TCV-209A y TCV-209B correspondiente a los aerofriadores AC-209A y AC-209B, mientras que para el AC-209C se lo realiza con el lazo de control entre el TIT-209A y la válvula TCV-209C que controlan la apertura y cierre de las cortinas de cada aerofriador.
- La amina pobre sale por el aerofriador AC-209 A/B/C y se envía al pre filtro de partículas de amina rica F-212, donde se remueven partículas sólidas de tamaño mayor a 5 micrones. Luego ingresa al filtro de carbón activado de amina pobre F-214 que es un filtro cuyo relleno de carbón activado permite remover los hidrocarburos pesados y las impurezas solubles y productos de degradación de la solución de amina a través de su superficie activa. Esto reduce la tendencia de la amina a la formación de espuma. Dentro de este filtro la amina rica es forzada a fluir hacia abajo a través de un lecho de

4 m de profundidad. Finalmente, la amina se filtra en el post filtro de partículas de amina pobre F-212 que es similar al pre filtro de partículas de amina pobre F-214. Todos estos filtros disponen de indicadores de presión diferencial (DPI-212 A/B y DPI-214) para tener un control visual de la saturación de los elementos filtrantes. Cuentan también la válvula PSV-214 diseñada por fuego y seteada a 200 psig.

- La corriente de vapor con CO₂ que abandona por el tope de la torre regeneradora de amina T-206 se envía al aerocondensador de la torre regeneradora de amina AC-215. Allí condensa la mayor parte del vapor de agua que contiene la corriente y se dirige al acumulador de reflujo de la regeneradora de amina V-216 la temperatura de entrada se monitorea con la señal del transmisor TIT-215, el enfriamiento se regula con las válvulas PCV-215A y PCV-215B que controlan la apertura y cierre de las cortinas del equipo, estas válvulas tienen un lazo de control neumático con el PIC-215. Se debe tratar de mantener la temperatura alrededor de los 120 °F. En este acumulador se separan el vapor, que se denomina “gas ácido” por su alto contenido de CO₂, y el líquido condensado.
- La corriente de gas ácido que abandona el acumulador de reflujo V-216 de la regeneradora de amina se envía al cabezal de venteo.
- El líquido condensado en el fondo del acumulador de reflujo V-216 de la regeneradora de amina. Este reflujo es bombeado a través de las bombas de reflujo de la torre regeneradora de amina P-217 A/B hacia el tope de la torre regeneradora de amina T-206, donde lava la amina que pudiera ser arrastrada con la corriente de vapor utilizando los dos primeros platos. El nivel de líquidos en el acumulador de reflujo de la regeneradora de amina V-216 se controla con el transmisor de nivel LIT-206 que actúa sobre la LCV-216 ubicada en la descarga de las bombas de reflujo de la torre regeneradora de amina P-217 A/B.
- La unidad de endulzamiento cuenta con un sistema de inyección de antiespumante. La inyección del producto se realiza con las bombas antiespumante P-JV141 A/B las cuales descargan en la línea de entrada de amina de la torre contactora T-203.
- El tanque de almacenamiento de amina TK-205 cuenta con válvulas de seguridad PRV-205 seteada a +2/0,25 psig, al mismo tiempo cuenta con un transmisor de nivel

LIT-205 que transmiten una alarma por muy bajo o muy alto para mantener operativo el tanque.

- Las bombas de amina pobre P-201 A/B, toman la amina pobre después de salir del proceso de filtración por los filtros F-212 A/B y F-214, la envían al tope de la torre contactora de amina T-203. Este caudal se mide en la placa FE-201, ubicada aguas debajo de las bombas de amina pobre P-201 A/B, ya que estas bombas son las encargadas de subir la presión de la amina pobre para que ingrese a la torre contactora de amina T-203, con este medidor se tienen 2 lazos de control que son el FT-201A y la reguladora FCV-201 que controlan la alimentación amina pobre de la torre contactora T-203, el segundo lazo de control es entre el FT-201B y la reguladora FCV-201B que envía el caudal restante de amina hacia el tanque de almacenamiento de amina TK-205. Las líneas de succión de estas bombas son dos líneas independientes que no deben tener bolsillos. El nivel en el tanque de amina no se controla, sino que simplemente se transmite al DCS con el transmisor de nivel LT-205. Este transmisor cuenta con alarmas y enclavamientos por muy alto y muy bajo nivel. El muy alto detiene las bobas booster de amina pobre P-202 A/B y el muy bajo nivel detiene las bombas de amina pobre P-201 A/B.
- El agua tratada es almacenada en el tanque TK-8201 desde la unidad de tratamiento de agua desmineralizada (ósmosis inversa). Para abastecer de agua desmineralizada al proceso en los siguientes puntos: Camisa de enfriamiento de las bombas de amina AC-201 C/D/E/F, Tanque de almacenamiento de amina TK-205 como agua de reposición, Aeroenfriador evaporítico de gas ácido AC-201.

4.1.5.3 Especificaciones del gas de salida.

El gas de salida de la unidad de endulzamiento debe tener determinadas especificaciones de volumen de CO₂, según los parámetros requeridos para el transporte de gas natural. De acuerdo a los Términos y Condiciones Generales del Servicio para el Transporte de Gas Natural en los Sistemas de YPFB Transporte S.A. (TCGS), el gas para ser transportado debe tener un 2% en volumen de CO₂ como valor máximo en la cromatografía.

La Planta La Vertiente actualmente con la implementación de la unidad de endulzamiento cumple con la especificación respecto al contenido de CO₂, debido a que

después del proceso de remoción de CO₂, el gas dulce sale con un porcentaje de alrededor de 0% de CO₂.

4.1.5.4 Análisis de la Unidad de Endulzamiento.

TABLA 4.3: ANALISIS DE LA IMPORTANCIA DE LA UNIDAD DE ENDULZAMIENTO EN PLANTAS DE PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

Finalidad	Justificación	Riesgo
Reducir riesgo de corrosión dulce	El CO ₂ al disolverse en agua forma una solución acida que resulta corrosiva.	Las líneas y los equipos de la planta están en riesgo de corrosión por contenido de CO ₂ del gas natural.
Calidad del gas natural	El campo Caigua, uno de los campos de los que recibe gas la planta, tiene en su composición un porcentaje superior al 3% de CO ₂ , por lo que se requiere la Unidad de Endulzamiento para la eliminación de este contaminante del gas natural.	<ul style="list-style-type: none"> • La presencia del CO₂ reduce el poder calorífico del gas. • Si se trata de una planta que realiza el proceso de licuefacción para el almacenamiento de gas natural, el CO₂ podría solidificarse y perjudicar al proceso criogénico.
Cumplimiento de especificaciones de gas para transporte	Los TCGS el gas para transporte no debe pasar el 2% en volumen de CO ₂ en su cromatografía.	La reducción del poder calorífico del gas natural también reduce su calidad, por lo que se incumpliría las especificaciones del gas de venta a los mercados y se aplicarían las penalidades correspondientes.

Fuente: Elaboración propia.

4.2 DESCRIPCION DE LAS VARIABLES OPERATIVAS EN EL PROCESO DE REMOCION DE CO₂

Para la descripción de las variables operativas en el proceso de remoción de CO₂ en la Planta La Vertiente, se considera:

- El gas que ingresa a la torre contactora.
- La amina pobre que ingresa a la torre contactora.

Se considera el volumen del gas proveniente de los campos Caigua y Taiguati, este gas que ingresará a la unidad de amina debe ser medido por el medidor ultrasónico FIT-1120. El volumen del gas pasa a la torre contactora T-203. Las variables operativas del gas de ingreso a la torre contactora T-203 detallada en siguiente tabla:

TABLA 4.3: DESCRIPCION DE LAS VARIABLES OPERATIVAS DEL GAS DE ENTRADA A LA TORRE T-203

Variable	Valor	Descripción
Caudal	34,663 MMSCFD	El caudal es determinante para la selección del tipo de proceso para la remoción del CO ₂ .
Presión	960 psig	La presión del gas ácido de entrada debe ser medida constatando que sea suficiente para el ingreso o si previamente debe pasar por un compresor.
Temperatura	73 °F	El gas ácido de entrada debe ser previamente enfriado para ingresar a la torre con la temperatura óptima.

Fuente: Elaboración propia.

Las variables de operación de la amina pobre que ingresa a la torre contactora están descritas en la siguiente tabla:

TABLA 4.4: DESCRIPCION DE LAS VARIABLES OPERATIVAS DE LA ENTRADA DE AMINA POBRE A LA TORRE T-203

Variable	Valor	Descripción
Concentración	45%	La concentración aceptada para la amina utilizada en la planta (amina terciaria MDEA) está entre 40 y 60 %, pero se debe tomar en cuenta que a mayor concentración de la amina pobre existe mayor riesgo de corrosión.
Presión	960 Psig	La presión de la amina pobre no debe ser muy diferente a la presión del gas de entrada.
Temperatura	83°F	La temperatura de la amina pobre debe ser 9 o 10 °F mayor que la temperatura del gas ácido de entrada.
Caudal de circulación	190 Usgpm	El rango del caudal de la amina pobre viene determinado según el tipo de amina.

Fuente: Elaboración propia.

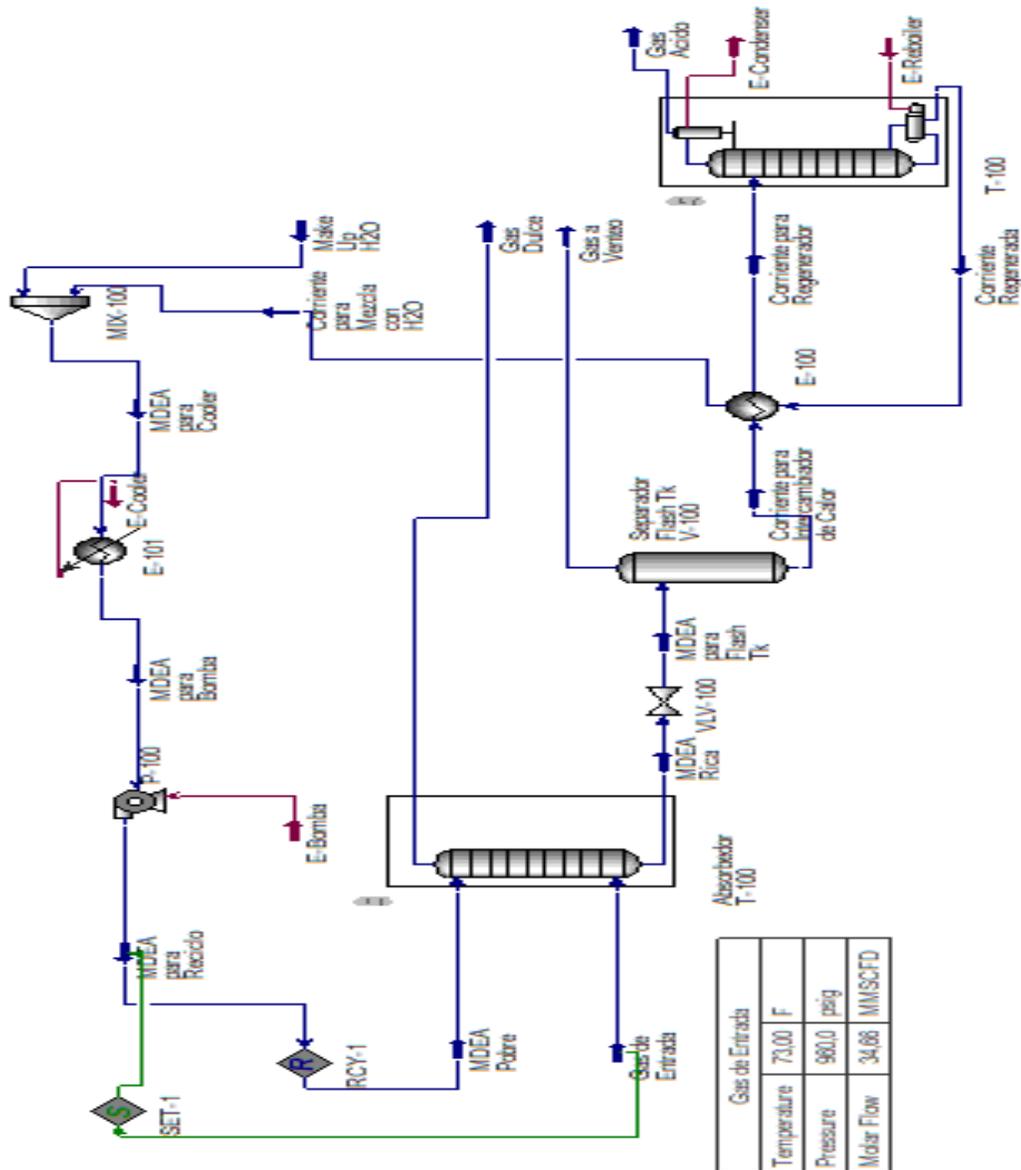
4.2.1 Simulación del proceso de remoción de CO₂ del gas natural

Para la evaluación del proceso se utilizó como herramienta el simulador de procesos ASPEN HYSYS V10.

Para la realización de la simulación del proceso se recopilaron datos del reporte de la Planta La Vertiente del mes de mayo del presente año, estos datos serán cargados al simulador.

El paquete de fluidos utilizado fue el de solventes químicos que es específico para simular las reacciones que se requieren en este proceso.

FIGURA 4.4: SIMULACION DEL PROCESO DE REMOCION DE CO₂ DEL GAS NATURAL



Fuente: Elaboración propia en Hysys V10.

4.2.1.1 Variables de operación de entrada.

Los siguientes datos de entrada pertenecen al reporte del mes de mayo del presente año proporcionado por YPFB chaco.

FIGURA 4.5: INTRODUCCION DE LAS CONDICIONES DE INGRESO DEL GAS ACIDO A LA TORRE T-203

Material Stream: Gas de Entrada

Worksheet	Attachments	Dynamics		
Worksheet	Stream Name	Gas de Entrada	Vapour Phase	
Conditions	Vapour / Phase Fraction	1,0000	1,0000	
Properties	Temperature [F]	73,00	73,00	
Composition	Pressure [psig]	960,0	960,0	
Oil & Gas Feed	Molar Flow [MMSCFD]	34,66	34,66	
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	3,066e+004	3,066e+004	
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	416,4	416,4	
Electrolytes	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-8,599e+004	-8,599e+004	
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-117,8	-117,8	
Notes	Heat Flow [kJ/h]	-1,485e+008	-1,485e+008	
Cost Parameters	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	243,1	243,1	
Normalized Yields	Fluid Package	Basis-1		
Acid Gas	Utility Type			

Fuente: Elaboración propia.



**FIGURA 4.6: INTRODUCCION DE LOS COMPONENTES DEL GAS QUE
INGRESA A LA TORRE T-203**

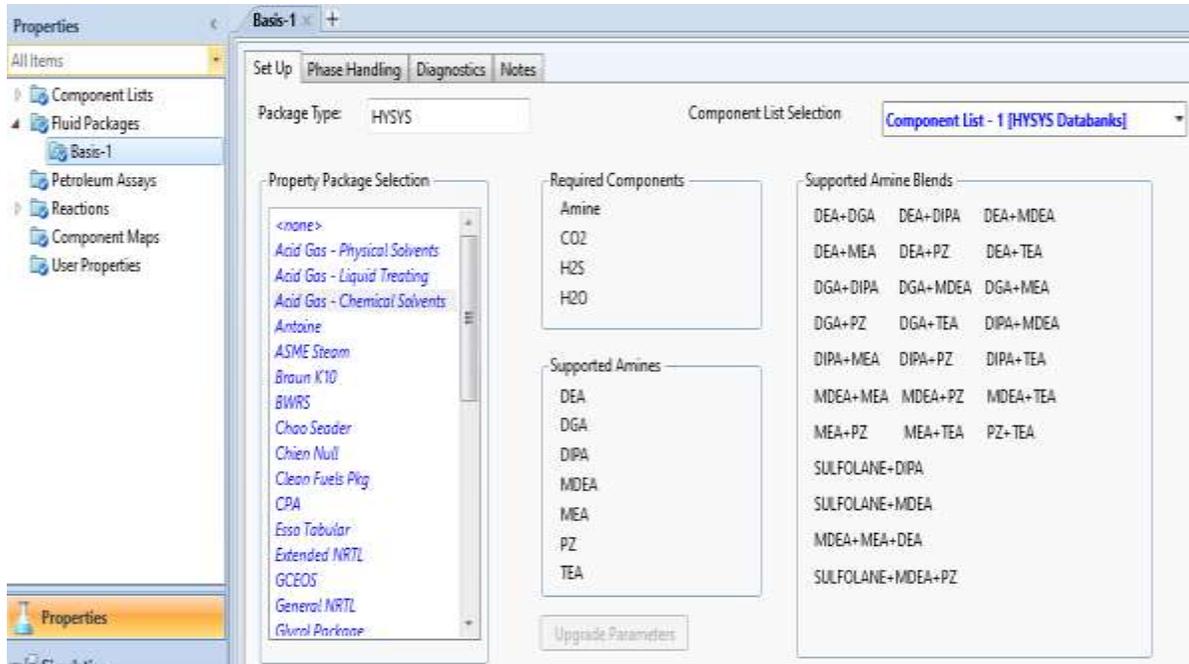
 Material Stream: Gas de Entrada

Worksheet Attachments Dynamics		
Worksheet		Mole Fractions
Conditions	Methane	0,9269
Properties	Ethane	0,0236
Composition	Propane	0,0054
Oil & Gas Feed	i-Butane	0,0011
Petroleum Assay	n-Butane	0,0012
K Value	i-Pentane	0,0007
Electrolytes	n-Pentane	0,0003
User Variables	n-Hexane	0,0005
Notes	n-Heptane	0,0003
Cost Parameters	n-Octane	0,0002
Normalized Yields	n-Nonane	0,0002
Acid Gas	Nitrogen	0,0084
	CO2	0,0310
	H2O	0,0000
	MDEAmine	0,0000
	H2S	0,0000

Fuente: Elaboración propia.



FIGURA 4.7: ELECCION DEL PAQUETE DE FLUIDOS GAS ACIDO-SOLVENTES QUIMICOS



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 4.8: CONDICIONES DE INGRESO DE LA AMINA POBRE A LA TORRE T-203

Material Stream: MDEA Pobre

Worksheet	Attachments	Dynamics	
Worksheet	Stream Name	MDEA Pobre	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [F]	83,00	83,00
Composition	Pressure [psig]	960,0	960,0
Oil & Gas Feed	Molar Flow [MMSCFD]	30,12	30,12
Petroleum Assay	Mass Flow [kg/h]	4,378e+004	4,378e+004
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	190,0	190,0
Electrolytes	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	-3,057e+005	-3,057e+005
User Variables	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-240,4	-240,4
Notes	Heat Flow [kJ/h]	-4,587e+008	-4,587e+008
Cost Parameters	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	41,95	41,95
Normalized Yields	Fluid Package	Basis-1	
Acid Gas	Utility Type		

Fuente: Elaboración propia.

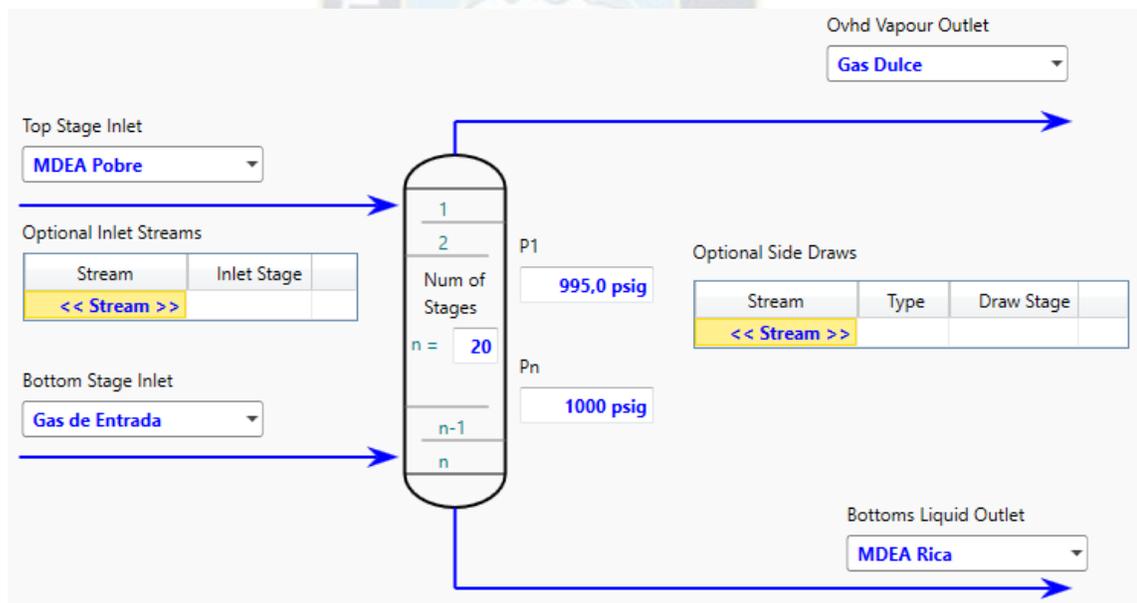
Torre absorbedora

Es uno de los equipos principales del proceso, en la Planta La Vertiente se utiliza una torre absorbedora que cuenta con 20 platos de intercambio gas-liquido en cada plato se lleva a cabo una reacción de equilibrio entre el gas ácido y la amina, con cuatro corrientes asociadas: gas de entrada, amina pobre, amina rica, gas dulce.

En la corriente de gas de entrada, la cromatografía del gas ácido fue tomado del reporte del mes de mayo del 2021 de la Planta La Vertiente, se comienza introduciendo los componentes en el ambiente de la simulación, después se elige el paquete de fluidos para solventes químicos.

Se introduce al entorno de simulación las cuatro corrientes con sus respectivas variables de operación para luego asociar las cuatro corrientes a la torre absorbedora.

FIGURA 4.9: TORRE CONTACTORA EN LA SIMULACION



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 4.10: COMPOSICION DEL GAS DE SALIDA, GAS DULCE

Material Stream: Gas Dulce

Worksheet Attachments Dynamics			
Worksheet		Mole Fractions	Vapour Phase
Conditions	Methane	0.9471	0.9471
Properties	Ethane	0.0241	0.0241
Composition	Propane	0.0055	0.0055
Oil & Gas Feed	i-Butane	0.0011	0.0011
Petroleum Assay	n-Butane	0.0012	0.0012
K Value	i-Pentane	0.0006	0.0006
Electrolytes	n-Pentane	0.0003	0.0003
User Variables	n-Hexane	0.0005	0.0005
Notes	n-Heptane	0.0003	0.0003
Cost Parameters	n-Octane	0.0003	0.0003
Normalized Yields	n-Nonane	0.0003	0.0003
Acid Gas	Nitrogen	0.0086	0.0086
	CO2	0.0093	0.0093
	H2O	0.0006	0.0006
	MDEAmine	0.0000	0.0000
	H2S	0.0000	0.0000

Fuente: Elaboración propia.

Realizada la simulación del proceso de remoción de CO₂ se pudo validar que el flujo de gas de venta que sale del proceso de remoción de CO₂ contine alrededor de 0% de CO₂ en su composición, dando cumplimiento a las especificaciones para el transporte de gas natural.

TABLA 4.5: PORCENTAJE DE CO₂ REMOVIDO

Caudal	CO ₂ entrada	CO ₂ salida
34,663 MMSCFD	3,1003%	0,9%

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en la anterior tabla, con las condiciones actuales con las que opera la unidad de remoción de CO₂, se logra reducir considerablemente el contenido de CO₂ del gas natural.

Al bajar el porcentaje de CO₂ en la unidad de endulzamiento, se reduce el riesgo de corrosión por CO₂ en las líneas y equipos del siguiente proceso que es el Dew Point.

4.3 CALCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSION

Para el cálculo de las velocidades de corrosión por contenido de CO₂ utilizando el modelo de Waard & Milliams en una determinada línea, se requiere especificar qué punto es el más vulnerable a sufrir corrosión por este contaminante para poder llevar un control adecuado en dicho punto.

La Planta La Vertiente al alimentarse de dos campos, de los cuales el que tiene más contenido de CO₂ es el campo Caigua, por lo cual el gas proveniente de este campo es al que se tiene que tomar mayor interés. Cuando se unen los caudales provenientes de ambos campos se tiene el gas del cual se tiene que tener sus características. El análisis se basará en el punto de ingreso a la unidad de remoción de CO₂, punto donde ya se encuentra el gas con una cromatografía final de ambos campos, y con la que se trabajará para la remoción del contaminante.

- La primera parte del análisis se centra en la línea de ingreso a planta, en esta parte el gas se encuentra con todos sus contaminantes, ya que es un gas que todavía no está tratado y su contenido de CO₂ representa la totalidad de este contaminante en el gas natural.
- El segundo punto de análisis es en el proceso de remoción de CO₂, en este punto el gas natural ácido ingresa para a una unidad que remueve el CO₂ mediante absorción química con aminas, por lo cual existe vulnerabilidad de corrosión debido a factores como las altas temperaturas que se manejan en este proceso, la degradación de las aminas.

Estos son dos puntos críticos de análisis de corrosión por contenido de CO₂, en el primero se analiza en el ingreso del gas ácido a planta, cuando se encuentra con todos sus contaminantes propios de campo, además es importante mencionar las partículas sólidas ya que si no son filtradas podrían ocasionar corrosión por erosión posteriormente. El segundo analiza el proceso en el cual se realiza la remoción del CO₂, donde existe altas probabilidades de sufrir corrosión en equipos específicos y en las líneas de proceso.

Después del proceso de remoción de CO₂ el gas tratado sale como gas libre de CO₂ o con porcentajes alrededor del 0%. Por lo cual ya no existe riesgo de que exista corrosión a causa del CO₂, la corrosión por otros factores como ser corrosión por agua, por partículas

sólidas, por erosión seguirá existiendo, sin embargo, la corrosión por CO₂ termina en la unidad de endulzamiento.

4.3.1 Cálculo de la velocidad de corrosión en la línea de ingreso a la unidad de endulzamiento de la Planta La Vertiente según el Manual de Operación

Se considera tres diferentes mediciones en dicha línea, pero en diferentes temporadas.

4.3.1.1 Composición del gas de entrada en verano

TABLA 4.6: CROMATOGRAFIA DEL GAS DE ALIMENTACION A LA PLANTA EN VERANO

Componente	% Molar	Fracción Molar
Nitrógeno	0,7361	0,007361
Dióxido de carbono	3,200	0,032
Metano	91,3100	0,9131
Etano	2,8813	0,028813
Propano	0,8344	0,008344
i-Butano	0,1667	0,001667
n-Butano	0,2212	0,002212
i-Pentano	0,0995	0,000995
n-Pentano	0,0587	0,000587
n-Hexano	0,0767	0,000767
n-Heptano	0,1072	0,001072
n-Octano	0,0029	0,000029
n-Nonano	0,0035	0,000035
Agua	0,3016	0,003016
Total	100,0000	1,000000

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados del Manual de Operación de y Puesta en Marcha, YPFB Chaco.

Datos:

$$T = 122 \text{ [}^\circ\text{F]} = 323 \text{ [K]}$$

$$y_{CO_2} = 0,032$$

$$P_{Total} = 68,95 \text{ [bar]}$$

Entonces con la ecuación 2.7:

$$P_{CO_2} = P_{Total} * y_{CO_2}$$

$$P_{CO_2} = 68,95 \text{ bar} * 0,032$$

$$P_{CO_2} = 2,21 \text{ [bar]}$$

Para la velocidad de corrosión, con la ecuación 2.8:

$$\log V_{corrosión} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \log(P_{CO_2})$$

Entonces, reemplazando los valores a la ecuación:

$$\log V_{corrosión} = 5,8 - \frac{1710}{323} + 0,67 \log(2,21)$$

$$V_{corrosión} = 5,45 \text{ [mm/año]} \text{ (sin inhibidor)}$$

Incluyendo al inhibidor de corrosión:

$$V_{corrosión \text{ con inhibidor}} = V_{corrosión \text{ sin inhibidor}} / (100 - \text{Eficiencia})$$

Tomando una eficiencia del inhibidor de 70%

$$V_{corrosión \text{ con inhibidor}} = 5,45 / (100 - 70)$$

$$V_{corrosión \text{ con inhibidor}} = 0,182 \text{ [mm/año]}$$

4.3.1.2 Composición del gas de entrada en invierno.

TABLA 4.7: CROMATOGRAFIA DEL GAS DE ALIMENTACION A LA PLANTA EN INVIERNO

Componente	% Molar	Fracción Molar
Nitrógeno	0,7372	0,007372
Dióxido de carbono	3,200	0,032
Metano	91,4442	0,914442
Etano	2,8856	0,028856
Propano	0,8357	0,008357
i-Butano	0,1669	0,001669
n-Butano	0,2216	0,002216
i-Pentano	0,0997	0,000667
n-Pentano	0,0588	0,000588
n-Hexano	0,0768	0,000768
n-Heptano	0,1073	0,001073
n-Octano	0,0029	0,000029
n-Nonano	0,0035	0,000035
Agua	0,1599	0,001599
Total	100, 0000	1,000000

Fuente: Elaboración propia.

Datos:

$$T = 88 \text{ [}^\circ\text{F]} = 304,11 \text{ [K]}$$

$$y_{CO_2} = 0,032$$

$$P_{Total} = 68,95 \text{ [bar]}$$

Entonces con la ecuación 2.7:

$$P_{CO_2} = P_{Total} * y_{CO_2}$$

$$P_{CO_2} = 68,95 \text{ bar} * 0,032$$

$$P_{CO_2} = 2,21 \text{ [bar]}$$

Para la velocidad de corrosión, con la ecuación 2.8:

$$\log V_{corrosión} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \log(P_{CO_2})$$

Entonces, reemplazando los valores a la ecuación:

$$\log V_{corrosión} = 5,8 - \frac{1710}{304} + 0,67 \log(2,21)$$

$$V_{corrosión} = 2,54 \text{ [mm/año]} \text{ (sin inhibidor)}$$

Incluyendo al inhibidor de corrosión:

$$V_{corrosión \text{ con inhibidor}} = V_{corrosión \text{ sin inhibidor}} / (100 - \text{Eficiencia})$$

Tomando una eficiencia del inhibidor de 70%

$$V_{corrosión \text{ con inhibidor}} = 2,54 / (100 - 70)$$

$$V_{corrosión \text{ con inhibidor}} = 0,085 \text{ [mm/año]}$$

4.3.1.3 Cálculo de la velocidad de corrosión en la línea de ingreso a la unidad de endulzamiento de la Planta La Vertiente según el reporte del mes de mayo del 2021.

Datos:

$$T = 73 \text{ [°F]} = 295,78 \text{ [K]}$$

$$y_{CO_2} = 0,031003$$

$$P_{Total} = 66,19 \text{ [bar]}$$

Entonces con la ecuación 2.7:

$$P_{CO_2} = P_{Total} * y_{CO_2}$$

$$P_{CO_2} = 66,19 \text{ bar} * 0,031003$$

$$P_{CO_2} = 2,05 \text{ [bar]}$$

Para la velocidad de corrosión, con la ecuación 2.8:

$$\log V_{\text{corrosión}} = 5,8 - \frac{1710}{T} + 0,67 \log(P_{CO_2})$$

Entonces, reemplazando los valores a la ecuación:

$$\log V_{\text{corrosión}} = 5,8 - \frac{1710}{295,78} + 0,67 \log(2,05)$$

$$V_{\text{corrosión}} = 1,69 \text{ [mm/año]} \text{ (sin inhibidor)}$$

Incluyendo al inhibidor de corrosión

$$V_{\text{corrosión con inhibidor}} = V_{\text{corrosión sin inhibidor}} / (100 - \text{Eficiencia})$$

Tomando una eficiencia del inhibidor de 70%

$$V_{\text{corrosión con inhibidor}} = 1,69 / (100 - 70)$$

$$V_{\text{corrosión con inhibidor}} = 0,056 \text{ [mm/año]}$$

4.3.2 Análisis de los resultados de velocidad de corrosión obtenidos

Es importante mencionar que el modelo de Waard & Milliams calcula las velocidades de corrosión en el caso más crítico, es decir el primer resultado obtenido es en el caso de que no se aplique ninguna medida mitigadora de corrosión. Sin embargo, las plantas por lo general aplican como medida mitigadora de corrosión, la inyección de químicos inhibidores de corrosión. La Planta LVT inyecta los inhibidores en diferentes puntos estratégicos, dicha inyección está a cargo de una empresa de servicios.

En el resultado de las primeras velocidades de corrosión se obtuvieron velocidades de corrosión relativamente altas debido a que no se consideró el efecto de los inhibidores de corrosión, sin embargo, conociendo la eficiencia de los inhibidores de corrosión que se están inyectando en planta se puede obtener resultados que incluyan en los resultados de velocidades de corrosión.

Para incluir al inhibidor de corrosión, según el modelo de Waard & Milliams, es necesario conocer la eficiencia del inhibidor. Por ejemplo, si el inhibidor tiene una eficiencia del 80% se divide al valor de la velocidad de corrosión obtenida entre 20 y se obtiene otra velocidad de corrosión que ya incluye a los inhibidores de corrosión y que dependiendo de la eficiencia del inhibidor puede reducir significativamente la velocidad de corrosión.

4.3.3 Influencia del inhibidor en la reducción de la corrosión

Las tasas de corrosión al aplicar inhibidores de corrosión tienen un efecto de reducción de estas dichas de corrosión, esto dependiendo del porcentaje de la eficiencia del inhibidor.

Existen eficiencias del 60%, 70%, 80%, hasta las más eficientes como los inhibidores de hasta 90% de eficiencia.

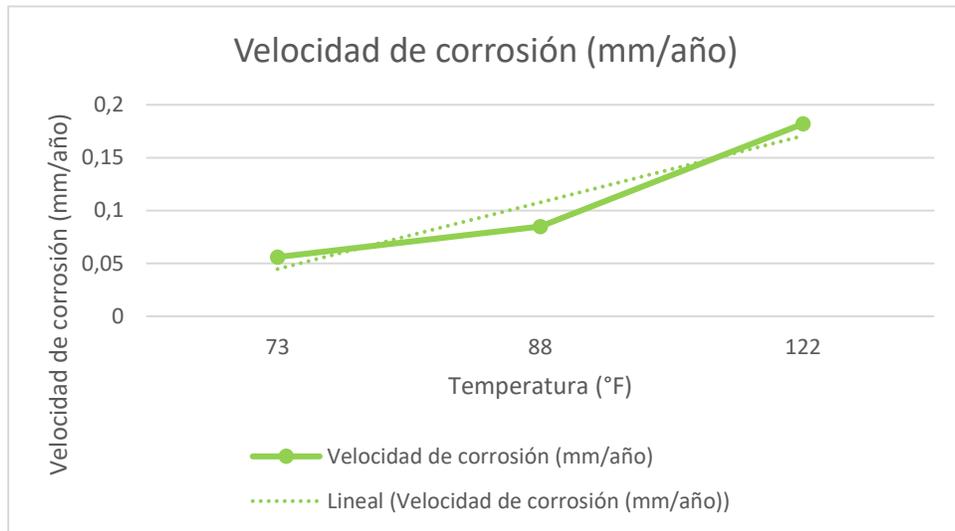
4.3.4 Análisis de la influencia de la variable temperatura en la velocidad de corrosión

TABLA 4.8: ANALISIS DE LA INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LA VELOCIDAD DE CORROSION

Casos	Temperatura [°F]	Velocidad de corrosión [mm/año]
1	73	0,056
2	88	0,085
3	122	0,182

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de los cálculos realizados de la velocidad de corrosión.

FIGURA 4.11: INCREMENTO DE LA VELOCIDAD DE CORROSION RESPECTO AL AUMENTO DE LA TEMPERATURA



Fuente: Elaboración propia.

Con los resultados obtenidos se puede observar la influencia de la temperatura en la velocidad de corrosión. La temperatura es directamente proporcional a la velocidad de corrosión.

4.3.5 Análisis de la influencia de la variable presión parcial del CO₂

Para los 3 casos:

Con 73 [°F]

$$P_{CO_2} = P_{Total} * y_{CO_2}$$

$$P_{CO_2} = 66,19 \text{ bar} * 0,031003$$

$$P_{CO_2} = 2,05 \text{ [bar]}$$

$$P_{CO_2} = 29,7 \text{ [psi]}$$

Con 88 [°F]

$$P_{CO_2} = P_{Total} * y_{CO_2}$$

$$P_{CO_2} = 68,95 \text{ bar} * 0,032$$

$$P_{CO_2} = 2,20 \text{ [bar]}$$

$$P_{CO_2} = 31,9 \text{ [psi]}$$

Con 122 [°F]

$$P_{CO_2} = P_{Total} * y_{CO_2}$$

$$P_{CO_2} = 68,95 \text{ bar} * 0,032$$

$$P_{CO_2} = 2,20 \text{ [bar]}$$

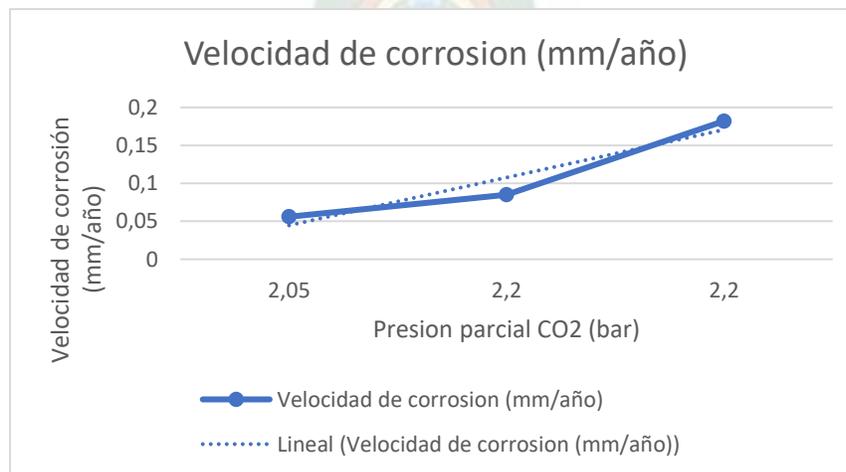
$$P_{CO_2} = 31,9 \text{ [psi]}$$

TABLA 4.9: ANALISIS DE LA INFLUENCIA DE LA PRESION PARCIAL DE CO₂

Caso	Presión parcial del CO ₂ [bar]	Velocidad de corrosión [mm/año]
1	2,05	0,056
2	2,20	0,085
3	2,20	0,182

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de los cálculos realizados de la velocidad de corrosión.

FIGURA 4.12: INCREMENTO DE LA VELOCIDAD DE CORROSION RESPECTO AL INCREMENTO DE LA PRESION PARCIAL DE CO₂



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se observa la influencia de la presión parcial en la velocidad de corrosión. A mayor presión parcial del CO₂ aumenta la velocidad de corrosión, por lo que la presión parcial de CO₂ también es directamente proporcional a la velocidad de corrosión.

4.3.6 Programa en Python para el cálculo de las velocidades de corrosión por contenido de CO₂

El programa para la estimación de la velocidad de corrosión por contenido de CO₂ con Python, está diseñado para que el supervisor pueda estimar esta velocidad para determinadas variables de operación en las líneas por donde pasa el gas ácido, el gas antes de que ingrese a la unidad de endulzamiento.

La importancia de contar con el programa radica en que a través de la misma se podrá tener una estimación aproximada de la velocidad de corrosión por contenido de CO₂, teniendo los datos de las variables operativas con las que se están trabajando en la planta y que influyen en la corrosión exclusivamente por contenido de CO₂. Las variables operativas que se requieren para el desarrollo del programa son: la presión parcial del CO₂, la temperatura y la fracción molar del CO₂, del gas, específicamente en el punto en el que se desea estimar la velocidad de corrosión.

4.3.6.1 Interfaz de usuario de programa.

El programa requiere de un manejo simple y sencillo, por lo cual se diseñó un interfaz de usuario con el fin de que la persona a cargo del programa pueda realizar el cálculo de manera rápida y sencilla, obteniendo la estimación aproximada del posible deterioro de una determinada línea, dicho deterioro estará expresado en mm/año, operando en determinadas condiciones.

En la siguiente figura se muestra la presentación del programa al inicio, mostrando la presentación para el cálculo:

FIGURA 4.13: ENTRADA AL PROGRAMA DE ESTIMACION DE TASAS DE CORROSION POR CONTENIDO DE CO₂

**MODELO PARA EL CÁLCULO DE
LAS TASAS DE CORROSIÓN POR
CONTENIDO DE CO₂**

Usuario

Contraseña

Salir **Continuar**

Fuente: Elaboración propia en Python.

Posteriormente, el usuario por seguridad deberá introducir un usuario y una contraseña, en este caso el programa por defecto tiene un usuario y una contraseña como ejemplo, si se requiere posteriormente estos datos pueden ser cambiados.

Estos datos son importantes, debido a que, si el programa es utilizado por una empresa, el personal encargado del control de la corrosión de la empresa puede rotar, entonces es necesario que se cambien el usuario y contraseña.

Se mostrará a siguiente imagen:

FIGURA 4.14: INGRESO DE DATOS DE SEGURIDAD DEL PROGRAMA

**MODELO PARA EL CÁLCULO DE
LAS TASAS DE CORROSIÓN POR
CONTENIDO DE CO2**

Usuario

Contraseña

Salir **Continuar**

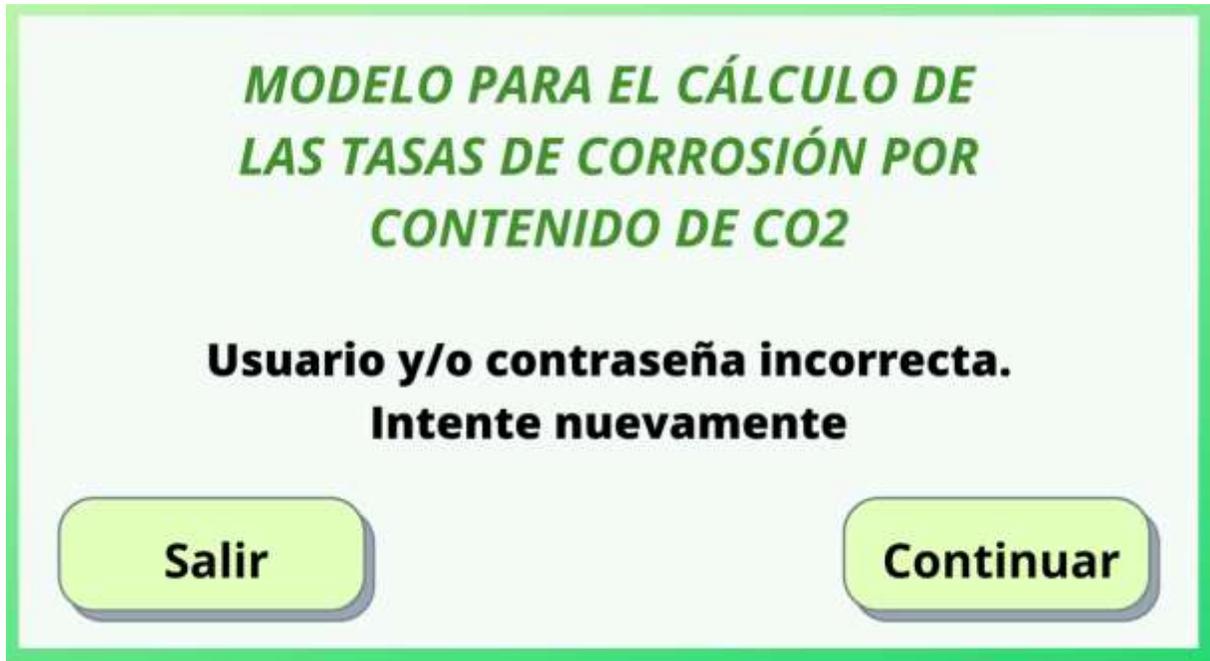
Fuente: Elaboración propia en Python.

Tanto para el campo de usuario como para el campo de contraseña no hay una limitación, en extensión o en especificación, esto para que la persona a cargo del cálculo pueda introducir libremente los datos que considere necesario.

Después de introducir el usuario y la contraseña, si una de estas es incorrecta, por seguridad no se podrá proceder al cálculo, debido a que solo la persona encargada del control es quien ejecutará el cálculo.

En caso de introducir incorrectamente los datos de usuario o contraseña, se mostrará el siguiente mensaje:

FIGURA 4.15: INTERFAZ DE USUARIO SI LOS DATOS DE SEGURIDAD INTRODUCIDOS SON INCORRECTOS



Fuente: Elaboración propia en Python.

Si se introducen incorrectamente los datos, el programa informará esto al usuario, se podrá volver a repetir los datos a fin de acceder al cálculo.

Si los datos de usuario y contraseña introducidos son correctos, se podrá proceder al cálculo, mostrando inmediatamente las variables temperatura, fracción molar de CO₂ y presión, dichas variables están con las unidades requeridas en el modelo para realizar el cálculo.

Se mostrará la siguiente imagen:

FIGURA 4.16: INTERFAZ DE USUARIO SI LOS DATOS DE SEGURIDAD SON INTRODUCIDOS CORRECTAMENTE

The screenshot shows a user interface with a light green background and a dark green border. At the top left, the text 'DATOS DE ENTRADA' is displayed. Below it, there are four input fields: 'Temperatura (K)' with a value of 0.0, 'Presión CO2 (bar)' with an empty field, 'yCO2' with a value of 0.0, and 'Presión total (bar)' with a value of 0.0. Below these fields, the text 'VELOCIDAD DE CORROSION SIN INHIBIDOR (mm/año)' is centered. Underneath this text is a 'Calcular' button and an empty output field. At the bottom left is a 'Salir' button, and at the bottom right is a 'Regresar' button.

Fuente: Elaboración propia en Python.

Para verificar la funcionalidad del programa, para fines de ejemplo, se considera la composición del gas en la línea de ingreso a la unidad de endulzamiento de la Planta La Vertiente según el reporte del mes de mayo del 2021:

$$T = 73^{\circ}\text{F} = 295,78\text{K}$$

$$\% \text{ mol CO}_2 = 3,1003$$

$$P_{\text{Total}} = 66,19 \text{ bar}$$

Introduciendo los datos al programa:

FIGURA 4.17: INTRODUCCION DE LAS VARIABLES EN EL PROGRAMA

The screenshot displays a graphical user interface for a Python program. It is titled "DATOS DE ENTRADA" (Input Data) and contains three input fields: "Temperatura (K)" with the value 295.78, " y_{CO_2} " with the value 0.031003, and "Presión total (bar)" with the value 66.19. To the right, there is a field for "Presión CO2 (bar)" with the value 2.05208857. Below these fields, the text "VELOCIDAD DE CORROSION SIN INHIBIDOR (mm/año)" (Corrosion rate without inhibitor in mm/year) is displayed. A "Calcular" (Calculate) button is positioned above an output field showing the result "1.69". At the bottom of the interface, there are two buttons: "Salir" (Exit) on the left and "Regresar" (Return) on the right.

Fuente: Elaboración propia en Python.

Con lo cual se verifica que el programa funciona correctamente ya que como resultado obtenemos primero la presión parcial del CO₂ dato necesario para finalmente obtener la velocidad de corrosión, calculado con anterioridad.

Debido a que el proyecto se enfoca en el control de la corrosión por contenido de CO₂, con el programa se puede tener una alternativa para poder predecir el daño por dicha corrosión en las líneas, y de esta manera llevar un control predictivo y preventivo con los datos de las variables de operación que se cuenta en planta en el momento de la realización de la supervisión.

4.4 PLANILLA SUPERVISION PARA EL CONTROL DE CORROSION POR CONTENIDO DE CO₂

Con la necesidad de tener un control de la corrosión por contenido de CO₂ en plantas que se alimenten de campos con alto contenido de este contaminante en el gas que producen, surge la propuesta de implementación de una planilla de supervisión para el control de corrosión por contenido de CO₂ para dichas plantas.

A través de una planilla de supervisión para el control de corrosión por contenido de CO₂ se puede evaluar el estado de las líneas y equipos de las zonas más propensas a sufrir corrosión por contenido de CO₂. La finalidad de la planilla es supervisar y controlar la corrosión por contenido de CO₂ para prevenir posibles daños por corrosión en presencia de CO₂. En una planta de gas natural existen zonas que son más vulnerables que otras de sufrir corrosión, dichas zonas son las siguientes:

- a) La línea de ingreso al proceso de remoción de CO₂, es muy vulnerable para sufrir corrosión debido a que el gas que ingresa es un gas sin tratamiento, con todos sus contaminantes y con todo su porcentaje de CO₂ listo para ser removido.
- b) El proceso de remoción de CO₂, en esta unidad existe alto riesgo de sufrir corrosión para los equipos que constituyen este proceso, ya que las distintas variables que intervienen en el proceso pueden ser motivo de generación de corrosión.

La planilla consta de tres diferentes secciones que facilita el control, dichas secciones resaltan los aspectos más importantes a considerar para llevar a cabo el control de corrosión. Las secciones se especifican a continuación:

4.4.1 Primera sección

En esta primera sección de la planilla, se tiene todos los datos generales de la planta a la cual se realiza la supervisión, estos datos son: nombre de la planta, tipo de planta, empresa operadora, departamento, localidad. Entre las condiciones de sitio están: temperatura ambiente, presión, fecha de supervisión, hora de supervisión y la finalización de supervisión.

FIGURA 4.18: DATOS GENERALES DE LA PLANTA

DATOS GENERALES	CONDICIONES DE SITIO
Nombre de la Planta:	Temperatura ambiente (°F):
Tipo de Planta:	Presión (psi):
Empresa Operadora:	Fecha de supervisión (dd/mm/aa):
Departamento:	Hora de supervisión (hh:mm):
Localidad:	Finalización de la supervisión (hh:mm):

Fuente: Elaboración propia.

La siguiente parte de esta referida al gas que recibe la planta, para conocer su composición. Dicha composición es de la composición final, cuando ya se han recolectado los volúmenes de todos los campos que proveen gas a la planta.

FIGURA 4.19: GAS QUE INGRESA A LA PLANTA

GAS DE ALIMENTACIÓN A LA PLANTA			
Cromatografía del gas de alimentación			Pozos de los que se alimenta la Planta
Elemento		Valor medido	Rango
Nitrógeno	N2		
Dióxido de carbono	CO2		
Metano	C1		
Etano	C2		
Propano	C3		
i-Butano	i-C4		
n-Butano	n-C4		
i-Pentano	i-C5		
n-Pentano	n-C5		
n-Hexano	C6		
n-Heptano	C7		
C8+	C8+		
C9+	C9+		
Agua	H2O		
Ácido sulfúrico	H2S		
			OBSERVACIONES

Fuente: Elaboración propia.

4.4.2 Segunda sección

La segunda sección de la planilla está referida al control de corrosión que la planta realiza. Por lo general, las plantas tienen un control de corrosión general, no cuentan con un control específico para el control por contenido de CO₂.

Los datos que se tiene para esta parte son de suma importancia para conocer el control actual de corrosión que se lleva en la planta y si dicho control está siendo eficiente.

Los datos que se encuentran en esta parte de la planilla son: la empresa a cargo del control de corrosión, y especialmente datos de los inhibidores de corrosión que se están inyectando en la planta.

FIGURA 4.20: CONTROL ANTES DEL INGRESO A LA UNIDAD DE REMOCION DE CO₂

CONTROL ANTES DEL INGRESO A LA UNIDAD DE REMOCIÓN DE CO₂						
MÉTODO QUE SE USA EN LA PLANTA PARA LA MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN						
Empresa a cargo:				OBSERVACIONES		
Método:						
Duración del método:						
Último reporte:						
USO DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN LA PLANTA						
Uso de inhibidores:	SI	Nombre del inhibidor	Código	Eficiencia	Concentración	Puntos de aplicación
	NO					
OBSERVACIONES						

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente parte de la planilla se tiene datos de la línea que es más propensa a la corrosión por contenido de CO₂, es decir la línea de ingreso del gas con el volumen final (recolectado de todos los campos que proveen el gas a la planta). Por esta línea pasa el gas con una cromatografía en la cual dependiendo de la fracción molar del CO₂ existirá mayor o menor riesgo de corrosión a causa de esta impureza del gas natural. Los separadores que se

tiene en la planta son los equipos que generalmente son otro potencial de corrosión por contenido de CO₂.

FIGURA 4.21: CONTROL ANTES DEL INGRESO A LA UNIDAD DE REMOCION DE CO₂

ESTADO DE LAS TUBERIAS Y EQUIPOS				
LINEA DE INGRESO A LA UNIDAD DE REMOCION DE CO ₂				OBSERVACIONES
Punto de medición:				
Temperatura (°F):				
Presión (psig):				
%CO ₂				
%H ₂ O				
SEPARADORES				OBSERVACIONES
Tag:				
Temperatura (°F):				
Presión (psig):				

Fuente: Elaboración propia.

4.4.3 Tercera sección

En la tercera sección de la planilla se tiene el control a la unidad de remoción de CO₂, en esta unidad al realizar la eliminación del CO₂, existe considerable riesgo de corrosión por la presencia del CO₂.

Es importante conocer el tipo de proceso que la planta utiliza para la remoción del CO₂, el volumen de gas que se procesa, el porcentaje de CO₂ al ingreso de la unidad y el porcentaje de este contaminante al salir de la unidad.

FIGURA 4.22: CONTROL EN LA UNIDAD DE REMOCION DE CO₂

CONTROL EN LA UNIDAD DE REMOCIÓN DE CO ₂
CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROCESO
Proceso utilizado:
Volumen de gas a tratar (MMSCFD):
Porcentaje de CO ₂ a remover:
Especificaciones del gas de salida:

Fuente: Elaboración propia.

En la siguiente parte se tienen los datos si la planta utiliza el proceso de absorción química. Los datos importantes a conocer son la amina utilizada, tipo de amina, su concentración, presión con la que trabaja, así como la temperatura de operación y finalmente el caudal de circulación.

FIGURA 4.23: CONTROL EN LA UNIDAD DE REMOCION DE CO₂

PROCESO POR ABSORCIÓN QUÍMICA	
AMINA UTILIZADA	
VARIABLES OPERATIVAS AMINA POBRE	OBSERVACIONES
Amina:	
Tipo de amina:	
Concentración (%wt):	
Presión de operación (psig):	
Temperatura de operación (°F):	
Caudal de circulación (Usgpm):	

Fuente: Elaboración propia.

En esta última parte de la planilla se tiene los datos de torre contactora, para conocer si dicha torre trabaja dentro de los rangos normales en sus parámetros de presión y temperatura. De igual manera para la torre regeneradora, el rehervidor y el intercambiador de calor.

FIGURA 4.24: CONTROL EN LA UNIDAD DE REMOCION DE CO₂

CONTROL DE LOS EQUIPOS								
TORRE CONTACTORA GAS DE INGRESO			TORRE REGENERADORA AMINA RICA			Rehervidor	T	P
	Temperatura	Presión		Temperatura	Presión		°F	psi
Tag			Tag					
Parámetro	°F	psi	Parámetro	°F	psi	Intercambiador de calor	T1	T2
Rango normal			Rango normal				°F	°F
Valor			Valor					
OBSERVACIONES			OBSERVACIONES			OBSERVACIONES		

Fuente: Elaboración propia.

4.5 CONSIDERACIONES AMBIENTALES

El tema ambiental es otro motivo para que las plantas de gas natural requieran un control de la corrosión interna por contenido de CO₂, con el fin de causar el menor daño posible al medio ambiente.

En los diferentes procesos de la planta la corrosión es un problema latente que puede afectar negativamente al medio ambiente. Específicamente el daño al medio ambiente se puede generar cuando la corrosión por contenido de CO₂ causa picaduras en las líneas y en los equipos de la planta, las picaduras (pitting) son una forma de corrosión muy común cuando la causa de dicha corrosión es el CO₂, estas picaduras pueden desencadenar en fugas de líquidos y/o gases que podrían ser dañinos tanto para el medio ambiente y así como para el personal de la planta.

4.6 IMPACTOS AMBIENTALES

De acuerdo a la Ley N°1333 del Medio Ambiente, capítulo II, definiciones, se define impacto ambiental como: “Todo efecto que se manifieste en el Conjunto de "valores" naturales, sociales y culturales existentes en un espacio y tiempo determinados y que pueden ser de carácter positivo o negativo” (Reglamentación de la Ley N° 1333 Del Medio Ambiente). El control adecuado de la corrosión por contenido de CO₂ tiene como uno de los objetivos justamente evitar efectos negativos en el medio ambiente.

La corrosión por contenido de CO₂ al generar picaduras en tuberías y equipos crean un escape de gas, CO₂ que en concentraciones elevadas puede afectar al medio ambiente.

La corrosión avanzada en plantas de gas natural generalmente conduce a secciones de tuberías desechadas, que se encuentran en un estado de deterioro avanzado y que es necesario reemplazarlas por otras. Estas tuberías se convierten entonces en un pasivo ambiental.

4.6.1 Medidas de mitigación

Las tuberías desechadas pueden ser reutilizada a través de una fundición, o ser desechadas de forma amigable con el medio ambiente, una opción es llevar la tubería a la empresa de la cual se adquirió dicha tubería para que la misma se encargue de deshacerse de la tubería de manera amigable con el medio ambiente.

4.7 SEGURIDAD INDUSTRIAL

Para la realización de cualquier actividad en la industria del gas y petróleo es muy importante tener muy en cuenta aspectos de seguridad industrial y salud ocupacional, ya que de lo contrario se podrían generar incidentes en el personal de trabajo y costos financieros.

La corrosión por contenido de CO₂ puede dar lugar a condiciones insalubres de trabajo para el personal de la planta, debido a que las picaduras por corrosión en líneas o equipos puede generar incendios y explosiones.

Se conoce que las fallas por corrosión dulce representan el 25% de todos los incidentes de seguridad en la industria del petróleo y el gas (Saji & Umoren, 2020).

Es importante que en todas las distintas actividades de la industria sea un requisito obligatorio la implementación de la seguridad industrial, específicamente en las plantas de procesamiento de gas natural por la complejidad de sus infraestructuras y de sus procesos están propensos a muchos peligros potenciales, por esta razón requieren garantizar la seguridad en sus diferentes procesos. La seguridad industrial permite:

- Disminuir los incidentes y accidentes
- Menos pérdidas humanas
- Bajar costos materiales
- Menor pérdida de producción
- Mejorar la productividad y calidad de trabajo
- Mejoras en el cumplimiento de los requerimientos legales
- Mejora en la imagen corporativa

CAPITULO V

ANALISIS COSTO-BENEFICIO

Los costos por corrosión incluyen (Martínez, 2005):

- El reemplazo de los equipos corroídos.
- Paros no programados de la planta.
- Cambios drásticos de las operaciones.
- Contaminación de la amina.
- Pérdidas de la amina debido a la corrosión.
- Corrosión permisible.
- Mantenimiento preventivo innecesario.
- Uso de metales más costosos de lo necesario.
- Aspectos de seguridad.
- Peligros para la salud.
- Impacto ambiental.

Debido al riesgo de corrosión se opera de manera más conservadora, por lo que con estos procedimientos se incrementan los gastos energéticos (Martínez, 2005).

Para efectuar un adecuado control de la corrosión por contenido de CO₂ es necesario que se realice un control predictivo, para posteriormente y así fuese necesario tomar medidas mitigadoras y de mantenimiento dependiendo del avance de la corrosión, con el fin de evitar futuros daños en las instalaciones de la planta.

5.1 COSTO DEL DESARROLLO DEL PROGRAMA PLANTEADO

En el proceso de la estimación del costo de un programa es necesario considerar aspectos como el esfuerzo y tiempo dedicado a la realización de dicho programa, además del lenguaje de programación a ser utilizado.

Para el control de corrosión planteado se requerirá personal a cargo tanto de la ejecución del programa para la predicción de las tasas de corrosión como de la verificación de las variables de operación en la planta, para así reducir lo más posible las posibilidades de

riesgos de corrosión por contenido de CO₂, desde su recorrido al salir de campo hasta el proceso de su remoción en la unidad de endulzamiento de la planta.

La alternativa planteada para la medición de velocidades de corrosión en tuberías a través del modelo de Waard & Milliams es una opción para llevar a cabo una estimación del deterioro que puedan tener a mediano o largo plazo.

Existen modelos para estimar los costos de un software, en este caso el programa planteado es sencillo por lo que se utilizará el Modelo Cocomo.

5.1.1 Modelo Cocomo Básico

El Modelo Constructivo de Costes, Cocomo (Constructive Cost Model) fue desarrollado por B. W. Boehm, plasmado a detalle en su libro “Software Engineering Economics”.

Este modelo incluye submodelos básico, intermedio y detallado, para el proyecto el submodelo que será utilizado es el básico, ya que es el que mejor se ajusta al proyecto para una estimación rápida de la mayoría de los proyectos medianos y pequeños. En este submodelo se consideran tres modos de desarrollo: orgánico, semiencajado y empotrado. Para el programa se utilizará el modo orgánico.

5.1.1.1 Modo orgánico.

En este modo se desarrolla el programa con un pequeño grupo de programadores, el tamaño del software varía entre pequeñas líneas programadas (pocos miles), para los otros modos las líneas aumentan. En este modo el coste incrementa a medida que aumenta el tamaño y el tiempo de desarrollo se alarga.

Se utilizan dos ecuaciones: para el cálculo del esfuerzo personal y para el tiempo de desarrollo:

El coste es:

$$K_m = 2,4 * S_k^{1,05} \quad (5.1)$$

Donde:

K_m : Se expresa en personas - mes

S_k : Tamaño expresado en miles de líneas de código fuente

El tiempo de desarrollado se calcula por:

$$t_d = 2,5 * K_m^{0,38} \quad (5.2)$$

Donde:

t_d : Tiempo de desarrollo en meses

Estas ecuaciones se obtuvieron a través de ajustes de curva realizado por Boehm sobre 63 proyectos.

Realizando los respectivos cálculos:

$$K_m = 2,4 * S_k^{1,05}$$

$$K_m = 2,4 * 0,122^{1,05}$$

$$K_m = 0,26 \text{ persona} - \text{mes}$$

Entonces:

$$t_d = 2,5 * 0,26^{0,38}$$

$$t_d = 2,5 * 0,26^{0,38}$$

$$t_d = 1,5 \text{ meses}$$

El tiempo de un mes y medio está acorde al tiempo de realización del programa.

Se requiere conocer el salario mensual de un programador para realizar el software, dicho salario variará dependiendo de varios factores como ser: la experiencia del programador, el rango que tenga, si es independiente o pertenece a una empresa en específico, dominio de la variedad de lenguajes de programación. El promedio está alrededor de los 8000 bolivianos, equivalente a unos 1149 dólares.

Entonces para el desarrollo de este programa el costo sería el siguiente:

$$\text{Costo de desarrollo} = 1,5 \text{ meses} * \frac{1149\$}{1 \text{ mes}} * \frac{6,96 \text{ Bs}}{1 \$} = 11995,56 \text{ Bs}$$

5.2 COSTO DE LA LICENCIA DEL PROGRAMA

Una gran ventaja de realizar este programa en el lenguaje de programación Python es que es de licencia libre, por lo que no requerirá un gasto en ese aspecto, es importante mencionar que el programador deberá utilizar también el codificador de Python que es Visual Studio Code, que también es de acceso libre.

5.3 COSTO TOTAL

Costo total = Costo del desarrollo del programa + Costo de la licencia de software

$$Costo\ total = 11995,56\ Bs + 0\ Bs$$

$$Costo\ total = 11995,56\ Bs \approx 1723,5\ \$$$

5.4 BENEFICIO

El beneficio de la implementación de este programa es que se podrá tener una alternativa para la medición de las tasas de corrosión por contenido de CO₂ en las líneas de la planta, este cálculo se lo podrá realizar al instante y con las variables operativas con las que la planta trabaja como ser la temperatura, contenido de CO₂ y la presión total.

El costo de 1723,5 dólares del programa es un costo bajo comparado con los costos por reemplazo o cambio anticipado de las líneas en la planta. Además, para llevar a cabo un cambio o reemplazo no programado de líneas o de equipos en la planta se requiere toda una logística, en el que intervienen tanto personal de la planta como el uso de equipamiento especial.

Es importante mencionar que la inversión del costo del programa se realizaría una única vez, ya que el software una vez desarrollado podrá ser utilizado en adelante por la persona que sea designada para el cargo de supervisión previa capacitación para el programa.

El beneficio se reflejará en un control predictivo, preventivo de corrosión por contenido de CO₂ en las tuberías de la planta, para de esta manera minimizar futuros riesgos de deterioro de líneas y equipos en las instalaciones de la planta. Por otra parte, al evitar daños importantes por corrosión también se asegura que la planta trabaje con normalidad asegurando el abastecimiento del gas que se envía a transporte.

Con un control predictivo y preventivo se busca que la vida útil de las líneas o de los equipos cumpla con el tiempo estimado para su uso. De esta manera, el posterior control

correctivo de corrosión sea más efectivo teniendo en cuenta que será aplicado oportunamente según sea necesario.

El beneficio no solo será para la Planta La Vertiente, también podrá ser aplicado a las plantas que así lo requieran, plantas que reciban gas de campos con altos porcentajes de CO₂ en su composición y que por esa razón se encuentren en riesgo de sufrir corrosión interna por este contaminante.

Con un control predictivo y preventivo de la corrosión interna por contenido de CO₂, a través del programa del cálculo de las velocidades de corrosión por contenido de CO₂ planteado, así como de la planilla de supervisión para el control de corrosión por contenido de CO₂ planteado, la planta recibe importantes beneficios:

- Reducción de costos por mantenimientos no programados de corrosión en la planta.
La planta generalmente tiene fechas específicas y periódicas para la realización de mantenimientos, ya sea en líneas o en equipos, sin embargo, si se llega a presentar algún problema de importancia considerable, éste deberá ser atendido de inmediato, lo que implicaría costos extras inesperados en la planta, tanto de material y además como de personal.
- Ahorro de gastos por el reemplazo anticipados de líneas y/o equipos de la planta.
El material de las líneas y equipos de la planta tienen un tiempo estimado de vida útil, sin embargo, dicho tiempo se puede reducir a causa de la corrosión extrema.
La corrosión es un fenómeno que no se puede suprimir o eliminar completamente, sin embargo, lo que se busca es reducir al máximo la probabilidad de corrosión extrema, que las líneas y/o equipos cumplan con el estimado de su vida útil.
- Cumplimiento de entregas de gas bajo las especificaciones establecidas, evitando las multas por incumplimiento.
- Cumplimiento de entregas de gas con los volúmenes establecidos, evitando las multas por incumplimiento.
Al presentarse problemas por corrosión se deben dar solución lo más antes posible, esto implica tiempo invertido para la solución del problema, lo que podría ser motivo de retrasos en la entrega de volúmenes del gas en los tiempos establecidos.
- Mayor seguridad en las instalaciones de la planta.

Es importante la seguridad tanto para el personal de la planta como para las instalaciones de la planta.

- Optimización de las operaciones de la planta.

La corrosión puede ocasionar inconvenientes en las diferentes fases del procesamiento de la planta, a través del control de corrosión preventivo se puede optimizar la producción de la planta.

- Disminución del deterioro ambiental.



CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Por medio del análisis a la Planta La Vertiente se concluyó que la planta cuenta con las condiciones necesarias para la generación de corrosión por contenido de CO₂, ya que es una planta que en la actualidad recibe gas de dos campos, el campo Taiguati y el campo Caigua, este último campo se caracteriza por ser uno de los que tiene alto porcentaje molar de CO₂, con un 3,2%, por lo cual es necesario darle la importancia que se requiere para así evitar daños a mediano y largo plazo en los materiales de los que están constituidos las líneas y equipos en la planta.
- La unidad de endulzamiento de la planta tiene la finalidad de tratar el gas ácido que ingresa a la planta, el CO₂ a las condiciones en las que generalmente opera la planta puede ser causante de corrosión, por esta razón, es importante la remoción de este contaminante del gas natural. Adicionalmente al problema de corrosión, el CO₂ puede ser causante de inconvenientes en la producción del gas, ya que afecta a la calidad del gas natural reduciendo su poder calorífico.
- A través de Hysys V10, simulador de procesos, se realizó la simulación del proceso de endulzamiento con lo que se pudo comprobar que después del dicho proceso se reduce significativamente el riesgo de que se produzca corrosión por contenido de CO₂, debido a que el gas dulce que sale como producto es de bajo porcentaje de CO₂ y ya no representa un riesgo potencial para los materiales de la planta.
- Con la simulación del proceso de endulzamiento realizada también se puede comprobar que el porcentaje de CO₂ que queda luego de la remoción es apto para el transporte, ya que sale con 0.9%, por debajo del 2% que es el máximo permitido para transporte.
- Con el uso del modelo de Waard & Milliams se calculó las tasas de corrosión en la línea de ingreso del gas ácido al proceso de remoción de CO₂, una de las zonas más propensas a sufrir corrosión, con lo que se verificó la influencia de la temperatura, el contenido de CO₂ y la presión a la que se está operando esta línea, para el incremento en las velocidades de corrosión, así como la influencia del inhibidor de corrosión para la reducción de las velocidades de corrosión.

- La Planta La Vertiente cuenta con un control de monitoreo de corrosión con el método de cupones, a cargo de una empresa de servicios, con dicho monitoreo miden el deterioro de los materiales, sin embargo, este método puede tomar entre 4 a 6 meses, por lo que para tener otra alternativa para la medición de la velocidad de corrosión se plantea un programa desarrollado en Python, basado en el modelo de Waard & Milliams y considera en una línea en específico, las variables operativas con las que trabaja la planta como ser: la temperatura, contenido de CO₂, presión, con dicho programa es posible estimar aproximadas velocidades de corrosión en líneas más vulnerables de una manera práctica y al instante de la supervisión.
- Mediante un control de corrosión preventivo, se aporta con la constante búsqueda de la reducción de posibles daños al medio ambiente.
- Con el análisis costo-beneficio del control de corrosión, se concluyó que el beneficio respecto al costo es mayor, ya que las consecuencias de no llevar a cabo un control preventivo de la corrosión implican una serie de inconvenientes que generan costos extras a la planta.
- La propuesta de implementación de una planilla de supervisión para el control de corrosión por contenido de CO₂, permite obtener los datos necesarios de la planta referentes a la corrosión y con estos datos poder estimar futuros daños tanto en tuberías, así como en los equipos de la planta. Esta implementación podría ser de gran aporte ya que actualmente no existe una planilla de supervisión para el control específicamente de la corrosión interna a causa del contenido de CO₂, sería de gran aporte para una temprana etapa correctiva de la corrección.
- Si bien el presente proyecto está enfocado en la Planta La Vertiente, debido al alto contenido de CO₂ en la corriente de gas que ingresa a dicha planta, también es aplicable para aquellas plantas que tengan similar característica, que reciban gas con altos porcentajes de CO₂ en su composición, y que por lo tanto, estén con un riesgo considerable de corrosión por contenido de este contaminante del gas natural, el control sería de igual manera aplicable ya que las variables operativas en la planta son conocidas.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda que la planta continúe con el proceso de remoción de CO₂ a través de su unidad de endulzamiento, debido a que procesa gas con alto contenido de este contaminante en su cromatografía, por lo cual la planta es muy propensa a sufrir corrosión por contenido de CO₂.
- Para cumplir con las especificaciones del gas que se envía a transporte es importante que la unidad de endulzamiento trabaje adecuadamente para cumplir su función de remoción de CO₂.
- Se recomienda una constante capacitación al personal operativo, en los equipos del proceso de remoción de CO₂ para identificar las variables de operación con las que se está trabajando en dicho proceso.
- Se recomienda la propuesta de implementación del programa planteado como una alternativa para la estimación de las velocidades de corrosión por contenido de CO₂ en las líneas que sean más propensas a sufrir dicha corrosión en la planta.
- El programa planteado es práctico y de fácil uso, sin embargo, se recomienda una previa capacitación para poder acceder al programa. Esta capacitación y actualización estaría dirigida a los operadores y supervisores de la planta para que puedan conocer el modelo de la medición de las tasas de corrosión de Waard & Milliams y el programa propuesto y el manejo de esta herramienta a las líneas que están más vulnerables a sufrir corrosión en la planta.
- Se recomienda la propuesta de implementación de la planilla de supervisión para el control de la corrosión por contenido de CO₂ para complementar con el programa y de esta manera llevar a cabo un control completo enfocado en la prevención de la corrosión. De esta manera se podrá tener una estimación del grado de corrosión en las plantas de procesos de gas natural en general, con las condiciones a las que se encuentra operando la planta, para la toma de decisiones en la etapa correctiva y de mitigación de la corrosión, ya sea para mantener, cambiar o implementar nuevas medidas.

CAPITULO VII

BIBLIOGRAFIA

- Arias, F. (2012). *El Proyecto de Investigación*. Caracas: Episteme.
- Bahadori, A. (2014). *Natural Gas Processing Technology and Engineering Design*. Waltham, USA: Gulf Professional Publishing.
- Burt, V. (2015). *Corrosion in the Petrochemical Industry*. Ohio: ASM International.
- GPSA Engineering Data Book*. (2004). Oklahoma, USA: Gas Processors Suppliers Association.
- Heidersbach, R. (2011). *Metallurgy and Corrosion Control in Oil and Gas Production*. New Jersey: John Wiley & Sons.
- Hernández, R. (2014). *Metodología de la Investigación*. México: Mc Graw Hill.
- Javaherdashti, R., Nwaoha, C., & Tan, H. (2013). *Corrosion and Materials in the Oil and Gas Industries*. Boca Raton, USA: Taylor & Francis Group.
- Jones, D. A. (1996). *Principles and Prevention of Corrosion*. EE.UU.: Prentice-Hall.
- Kidnay, A. J., & Parrish, W. R. (2006). *Fundamentals of Natural Gas Processing*. Boca Raton : Taylor and Francis Group.
- Kohl, A., & Nielsen, R. (1997). *Gas Purification*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Martínez, M. J. (2005). *Endulzamiento del Gas Natural*.
- Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2015). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing Principles and Practices*. USA: Gulf Professional Publishing.
- Papavinasam, S. (2014). *Corrosion Control in the Oil and Gas Industry*. Waltham, USA: Elsevier.
- Reglamentación de la Ley N° 1333 Del Medio Ambiente. (s.f.).
- Roberge, P. (2007). *Corrosion Inspection and Monitoring*. Hoboken: John Wiley & Sons.

- Roberge, P. R. (2000). *Handbook of Corrosion Engineering*. USA: McGraw-Hill.
- Roberge, P. R. (2008). *Corrosion Engineering Principles and Practice*. USA: McGraw-Hill.
- Saji, V., & Umoren, S. (2020). *Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry*. Weinheim, Germany: Wiley-VCH.
- Speight, J. G. (2014). *Oil and Gas Corrosion Prevention From Surface Facilities to Refineries*. USA: Gulf Professional Publishing.
- YPFB Chaco. (s.f.). Manual de Operación y Puesta en Marcha IPC Planta de Amina Caigua en La Vertiente.

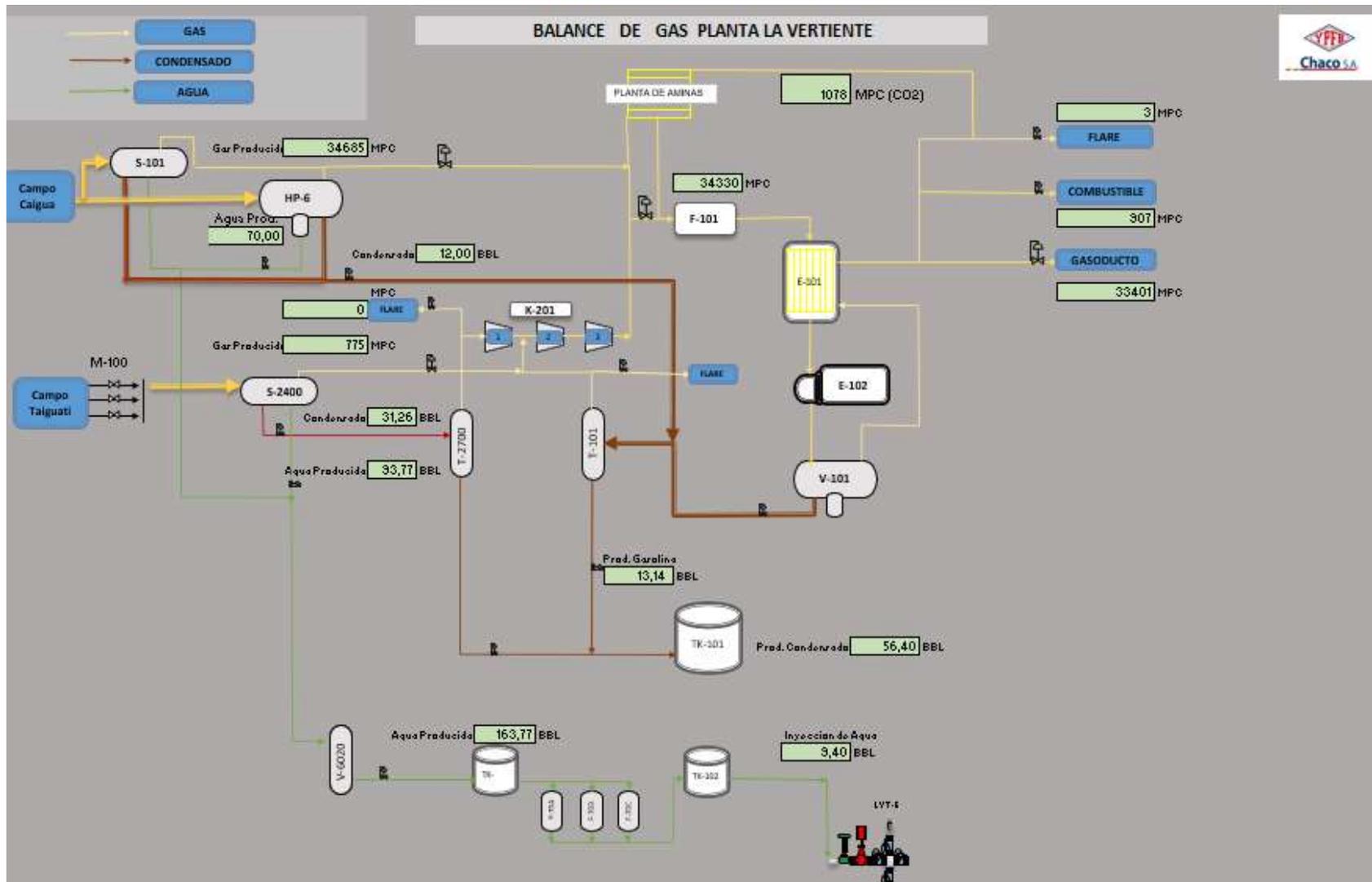
ANEXOS

ANEXO A

BALANCE DE GAS DE LA PLANTA LA
VERTIENTE

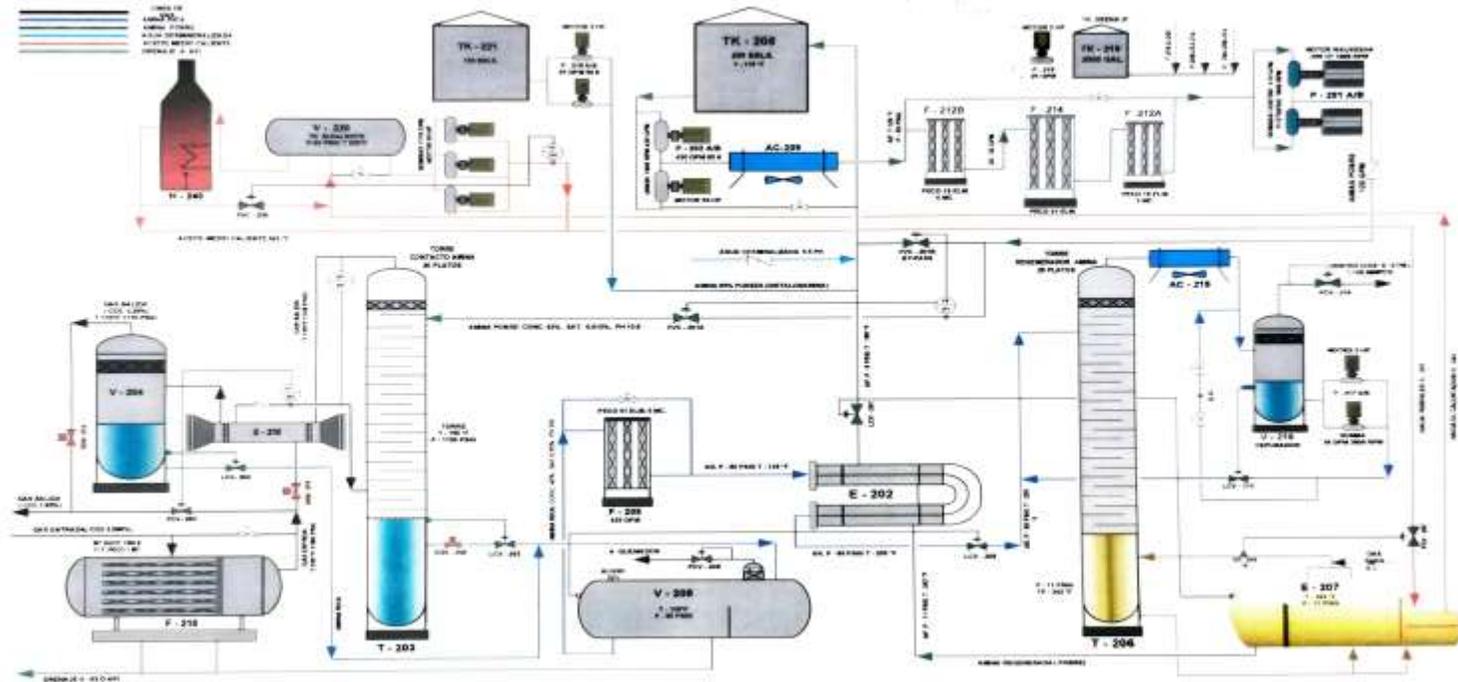
DIAGRAMA PLANTA DE AMINA DE LA
PLANTA LA VERTIENTE

PRODUCCION DE GAS DE LA PLANTA LA
VERTIENTE



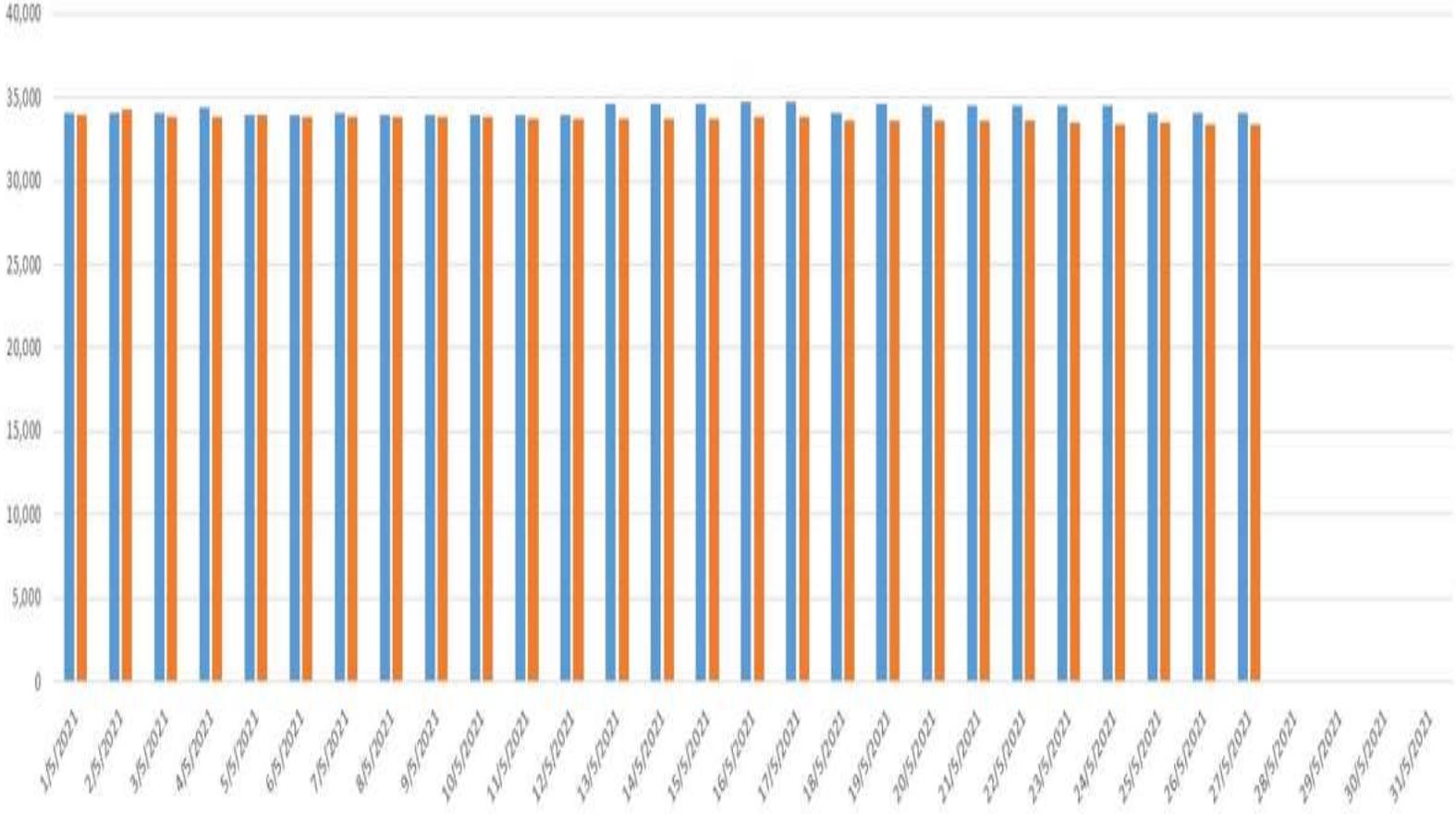
Fuente: YPFB Chaco.

DIAGRAMA DE PLANTA DE AMINA



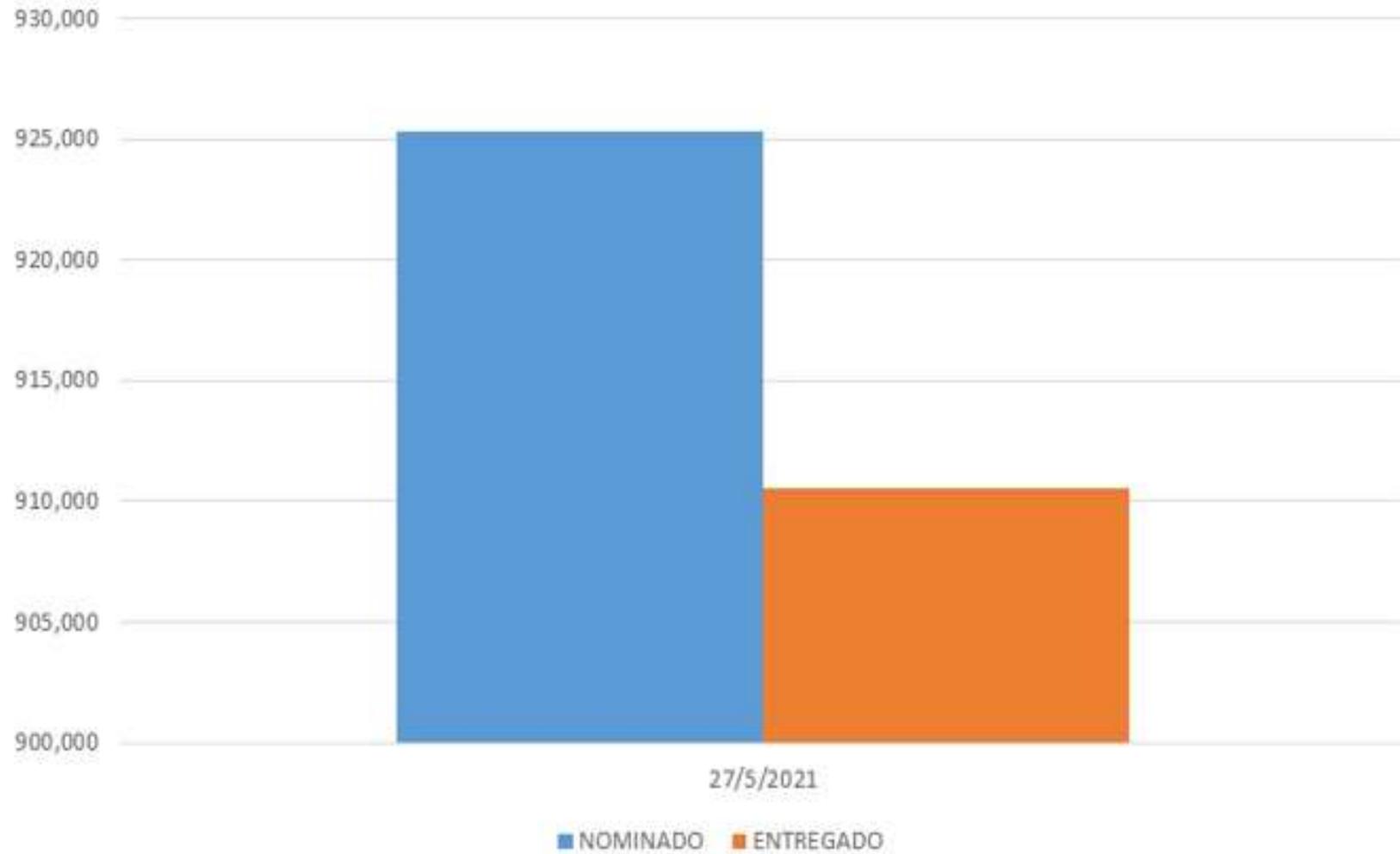
Fuente: YPFB Chaco.

GAS ENTREGADO vs GAS NOMINADO



Fuente: YPFB Chaco.

ACUMULADO MES. GAS ENTREGADO vs GAS NOMINADO



Fuente: YPFB Chaco.

ANEXO B

PLANILLA DE SUPERVISION PARA EL

CONTROL DE CORROSION POR CONTENIDO

DE CO₂

PLANILLA DE SUPERVISIÓN PARA EL CONTROL DE CORROSIÓN POR CONTENIDO DE CO2

CÓDIGO:	VERSIÓN:		PÁGINAS: 1 DE 3	ATRIBUCIÓN:
DATOS GENERALES			CONDICIONES DE SITIO	
Nombre de la Planta:			Temperatura ambiente (°F):	
Tipo de Planta:			Presión (psi):	
Empresa Operadora:			Fecha de supervisión (dd/mm/aa):	
Departamento:			Hora de supervisión (hh:mm):	
Localidad:			Finalización de la supervisión (hh:mm):	
GAS DE ALIMENTACIÓN A LA PLANTA				
Cromatografía del gas de alimentación			Pozos de los que se alimenta la Planta	
Componente		Valor medido	Rango	<div style="background-color: #d9ead3; padding: 2px;">OBSERVACIONES</div>
Nitrógeno	N2			
Dióxido de carbono	CO2			
Metano	C1			
Etano	C2			
Propano	C3			
i-Butano	i-C4			
n-Butano	n-C4			
i-Pentano	i-C5			
n-Pentano	n-C5			
C6	C6			
C7+	C7+			
C8	C8			
C9+	C9+			
Agua	H2O			
Ácido sulfúrico	H2S			

Fuente: Elaboración propia.

PLANILLA DE SUPERVISIÓN PARA EL CONTROL DE CORROSIÓN POR CONTENIDO DE CO2

CÓDIGO:	VERSIÓN:	PÁGINAS: 2 DE 3	ATRIBUCION:			
CONTROL ANTES DEL INGRESO A LA UNIDAD DE REMOCIÓN DE CO2						
MÉTODO QUE SE USA EN LA PLANTA PARA LA MEDICIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN						
Empresa a cargo:		OBSERVACIONES				
Método:						
Duración del método:						
Último reporte:						
USO DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN LA PLANTA						
Uso de inhibidores:	SI	Nombre del inhibidor	Código	Eficiencia	Concentración	Puntos de aplicación
	NO					
OBSERVACIONES						
ESTADO DE LAS TUBERIAS Y EQUIPOS						
LÍNEA DE INGRESO A LA UNIDAD DE REMOCION DE CO2					OBSERVACIONES	
Punto de medición:						
Temperatura (°F):						
Presión (psig):						
%CO2						
%H2O						
SEPARADORES					OBSERVACIONES	
Tag:						
Temperatura (°F):						
Presión (psig):						

Fuente: Elaboración propia.

PLANILLA DE SUPERVISIÓN PARA EL CONTROL DE CORROSIÓN POR CONTENIDO DE CO2

CÓDIGO:	VERSIÓN:	PÁGINAS: 3 DE 3	ATRIBUCIÓN:			
CONTROL EN LA UNIDAD DE REMOCIÓN DE CO2						
CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROCESO						
Proceso utilizado:						
Volumen de gas a tratar (MMSCFD):						
Porcentaje de CO2 a remover:						
Especificaciones del gas de salida:						
PROCESO POR ABSORCIÓN QUÍMICA						
AMINA UTILIZADA						
VARIABLES OPERATIVAS AMINA POBRE		OBSERVACIONES				
Amina:						
Tipo de amina:						
Concentración (%wt):						
Presión de operación (psig):						
Temperatura de operación (°F):						
Caudal de circulación (Usgpm):						
CONTROL DE LOS EQUIPOS						
TORRE CONTACTORA GAS DE INGRESO		TORRE REGENERADORA AMINA RICA		Rehervidor	T °F	P psi
Tag	Temperatura	Presión	Tag		Temperatura	Presión
OBSERVACIONES		OBSERVACIONES		Intercambiador de calor	T1 °F	T2 °F
Parámetro	°F	psi	Parámetro		°F	psi
Rango normal			Rango normal			
Valor			Valor			
OBSERVACIONES		OBSERVACIONES		OBSERVACIONES		

Fuente: Elaboración propia.

ANEXO C
ESPECIFICACIONES PARA EL GAS DE
TRANSPORTE

**TERMINOS Y CONDICIONES GENERALES DEL SERVICIO PARA EL
TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN LOS SISTEMAS DE YPFB TRANSPORTE
S.A.**

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD DEL GAS NATURAL

ESPECIFICACIÓN	VALORES	UNIDADES	NORMA DE CONTROL	METODO ALTERNATIVO	FRECUENCIA
Densidad Relativa o Gravedad Específica (SG)	0,580 < SG < 0,690		ASTM D-3588	ISO 6976 Cálculo del poder calorífico, valores, densidad, densidad relativa y Wobbe e Índice de composición del Gas Natural	Recepciones: En línea Entregas: Cuatro veces al mes en City Gate principales
Poder Calorífico Superior Saturado	Mínimo 970	Btu/pc	ASTM D-3588 Práctica estándar para Cálculo del valor de calor, factor de compresibilidad, y relativa Densidad de Combustibles Gaseosos	ISO 6976	Recepciones: En línea Entregas: Cuatro veces al mes en City Gate principales
Oxígeno	Máximo 0,200	% Vol	ASTM-D-1945 Método de prueba estándar para Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases		Recepciones: Una vez al año Entregas: Cuatro veces al mes en City Gate principales
Nitrógeno	Máximo 2,00	% Vol	ASTM-D-1945 Método de prueba estándar para Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases		Recepciones: En línea Entregas: Cuatro veces al mes en City Gate principales

Comando
G. Tejedor

Dióxido de Carbono	Máximo 2,00	% Vol	ASTM-D-1945 Método de prueba estándar para Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases		Recepciones: En línea Entregas: Cuatro veces al mes en City Gate principales
Inertes (N2+CO2)	Máximo 3,50	% Vol	ASTM-D-1945 Método de prueba estándar para Análisis de Gas Natural por Cromatografía de gases		Recepciones: En línea Entregas: Cuatro veces al mes en City Gate principales
Sulfuro de Hidrógeno	Máximo 0,31	Lbs/MMpc	ASTM E-169	ASTM D- 5504 Método analítico u otro a ser acordado por las partes	Recepciones: Cuatro veces al año, o dos veces al año (a determinarse)
Sulfuro de Mercaptanos	Máximo 0,94	Lbs/MMpc	ASTM E-169	ASTM D- 5504 Método analítico u otro a ser acordado por las partes	Recepciones: Cuatro veces al año, o dos veces al año (a determinarse)
Azufre Total	Máximo 3,12	Lbs/MMpc	ASTM D-5504 Método de prueba estándar para la determinación de compuestos de azufre en Gas Natural y Combustibles gaseosos por cromatografía de gases y quimioluminiscencia u otro a ser acordado por las Partes.	ISO 6326 Método para la determinación del Azufre Total en el Gas Natural	Recepciones: Cuatro veces al año, o dos veces al año (a determinarse)

Comercio
G. Tejedor

Mercurio	Máximo $3,74 \times 10^{-5}$	Lbs/MMpc	ISO 6978 Método para la determinación del contenido total de mercurio en un gas.	ASTM 5954 natural u otro a ser acordada entre las Partes.	Recepciones: cuatro veces al año, o dos veces al año (a determinarse)
Vapor de Agua	Máximo 5,93	Lbs/pc	ASTM D-1142 Método de prueba estándar para determinar el contenido de vapor de agua de Combustibles Gaseosos por medición de punto de rocío Temperatura		Recepciones: cuatro veces al año, o dos veces al año (a determinarse)
Punto de Rocío del Hidrocarburo	32 °F a 640	Psi	ASTM D-1142 Método de prueba estándar para determinar el contenido de vapor de agua de Combustibles Gaseosos por medición de punto de rocío Temperatura	Simulación a través de la Ecuación de Estado Peng-Robinson u otra aceptada por las Partes	Recepciones: Medición en línea, (medición por simulación) Análisis in situ (Método Alternativo)

VALOR DE LA ANH

Comercial G. Tejada

Fuente: ANH.

ANEXO D
EQUIPOS DE LA PLANTA LA VERTIENTE

UNIDAD DE AMINA



Separador HP-6 de la Planta La Vertiente, donde se recibe el gas proveniente del campo Caigua, tiene la finalidad de la captación y medición de la producción proveniente de dicho campo, tanto de alta como de baja presión (YPFB Chaco).



TK-219, tanque sumidero de amina: tanque API construido en acero al carbono de 96 in de diámetro y 7 ft de altura, diseñado para contener 62,1 de amina recuperada (YPFB Chaco).



V-204, Scrubber de gas dulce, recipiente vertical de 48ft de diámetro y 8ft de longitud (YPFB Chaco).



V-208, separador flash de amina, separador horizontal de 78'' de diámetro y 24ft de longitud (YPFB Chaco).



F-208, filtro de partículas de amina rica, filtro mecánico vertical de 24'' de diámetro que remueve partículas sólidas mayores a 5 micrones (YPFB Chaco).



AC-215, Aerocondensador de torre regeneradora de amina, de 5,5 ft de largo y 10 ft de ancho (YPFB Chaco).



E-207, Reboiler de torre regeneradora de amina, intercambiador tipo horizontal de tubo y coraza, con 295 tubos de 0,75'' de diámetro, con una longitud de 15,25ft (YPFB Chaco).



TK-205, Tanque de almacenaje de amina, es un tanque API de acero al carbono de 120 in de diámetro y 11 ft de altura (YPFB Chaco).



AC-209 A/B, Aeroenfriador de amina pobre (YPFB Chaco).



F-214, filtro de carbón activado de amina pobre, F-212 A y F-212 B post-filtro de partículas de amina pobre, V-216 acumulador de reflujo de la regeneradora de amina (YPFB Chaco).





ANEXO E
CODIFICACION DEL PROGRAMA

```

import tkinter as tk

import math

#Colores

fondo_entrar = "#004AAD"

fondo_salir = "#FF1616"

fondo_correcto = "#8C52FF"

fondo_incorrecto = "#FF5757"

fondo_entrada = "#D9D9D9"

ventana = tk.Tk()

ventana.iconbitmap(r"C:\Users\Fabiola Vargas\Desktop\python_logo_color.ico")
ventana.title("CORROSIÓN POR CONTENIDO DE CO2")
ventana.geometry("1920x1080")
fondo = tk.PhotoImage(file="C:\\Users\\Fabiola Vargas\\Desktop\\python\\first.png")
fondo1 = tk.Label(ventana, image=fondo).place(x=0, y=0, relwidth=1,relheight=1)
ventana.mainloop()

ventana.iconbitmap(r"C:\Users\Fabiola Vargas\Desktop\python_logo_color.ico")
ventana.title("CORROSIÓN POR CONTENIDO DE CO2")
ventana.geometry("1920x1080")
ventana.resizable(width=True, height=True)
fondo = tk.PhotoImage(file="C:\\Users\\Fabiola Vargas\\Desktop\\python\\2.png")
fondo1 = tk.Label(ventana, image=fondo).place(x=0, y=0, relwidth=1,relheight=1)
usuario = tk.StringVar()
password = tk.StringVar()
Temperatura = tk.DoubleVar()
PresionTotal = tk.DoubleVar()
molCO2 = tk.DoubleVar()

#Entrada
entrada = tk.Entry(ventana, textvar=usuario, width=26, relief="flat", bg=fondo_entrada)
entrada.place(x=610, y=385)
entrada2 = tk.Entry(ventana, textvar=password, show="*", width=26, relief="flat", bg=fondo_entrada)
entrada2.place(x=610, y=445)

def login():
    nombre = usuario.get()

```

```

contrasena = password.get()
if nombre == "" and contrasena == "":
    correcta()
else:
    incorrecta()
def correcta():
    ventana.withdraw()

    window = tk.Toplevel()
    window.title("Bienvenido")
    window.geometry("1920x1080")
    window.resizable(width=True, height=True)
    fondo2 = tk.PhotoImage(file="C:\\Users\\Fabiola Vargas\\Desktop\\python\\4.png")
    fondo3 = tk.Label(window, image=fondo2).place(x=0, y=0, relwidth=1, relheight=1)
    def regreso():
        window.withdraw()
        ventana.deiconify()
    def salir():
        ventana.destroy()
    def calcular():
        ventana.withdraw()
        window2 = tk.Toplevel()
        window2.title("Bienvenido")
        window2.geometry("1920x1080")
        window2.resizable(width=True, height=True)
        fondo4 = tk.PhotoImage(file="C:\\Users\\Fabiola Vargas\\Desktop\\python\\4.png")
        fondo5 = tk.Label(window2, image=fondo2).place(x=0, y=0, relwidth=1, relheight=1)
        #Boton
        boton7 = tk.Button(window2, text="Regresar", command=regreso, cursor="hand2", relief="flat", bg=fondo_correcto, font=("Arial", 14, "bold"))
        boton7.place(x=940, y=510)
        boton8 = tk.Button(window2, text="Salir", command=salir, cursor="hand2", relief="flat", bg=fondo_correcto, font=("Arial", 14, "bold"))
        boton8.place(x=360, y=510)
        PresionCO2 = molCO2.get()*PresionTotal.get()
        VCorrosion = round(pow(10, 5.8 - (1710/Temperatura.get())) + 0.67 * math.log10(PresionCO2),2)

```

```

    boton6 = tk.Button(window2, text=VCorrosion, cursor="hand2", width=12, relief="flat", bg=fondo_entrada, font=("Arial", 10, "bold"))
    boton6.place(x=460, y=470)

    boton9 = tk.Button(window2, text=PresionCO2, cursor="hand2", width=14, relief="flat", bg=fondo_entrada, font=("Arial", 10, "bold"))
    boton9.place(x=860, y=210)

    boton10 = tk.Button(window2, text=Temperatura.get(), cursor="hand2", width=14, relief="flat", bg=fondo_entrada, font=("Arial", 10, "bold"))
    boton10.place(x=490, y=210)

    boton11 = tk.Button(window2, text=PresionTotal.get(), cursor="hand2", width=14, relief="flat", bg=fondo_entrada, font=("Arial", 10, "bold"))
    boton11.place(x=490, y=276)

    boton12 = tk.Button(window2, text=molCO2.get(), cursor="hand2", width=14, relief="flat", bg=fondo_entrada, font=("Arial", 10, "bold"))
    boton12.place(x=490, y=243)

#Boton

    boton3 = tk.Button(window, text="Regresar", command=regreso, cursor="hand2", relief="flat", bg=fondo_correcto, font=("Arial", 14, "bold"))
    boton3.place(x=940, y=510)

    boton4 = tk.Button(window, text="Salir", command=salir, cursor="hand2", relief="flat", bg=fondo_correcto, font=("Arial", 14, "bold"))
    boton4.place(x=360, y=510)

#Entradas de variables

    Temp = tk.Entry(window, textvar=Temperatura, width=14, relief="flat", bg=fondo_entrada)
    Temp.place(x=500, y=210)

    PresTot = tk.Entry(window, textvar=PresionTotal, width=14, relief="flat", bg=fondo_entrada)
    PresTot.place(x=500, y=276)

    pmolCO2 = tk.Entry(window, textvar=molCO2, width=14, relief="flat", bg=fondo_entrada)
    pmolCO2.place(x=500, y=243)

    boton5 = tk.Button(window, text="Calcular", command=calcular, cursor="hand2", width=10, relief="flat", bg=fondo_entrada, font=("Arial", 10, "bold"))
    boton5.place(x=465, y=420)

    window.mainloop()

def incorrecta():
    ventana.withdraw()

    root = tk.Toplevel()
    root.title("Error")
    root.geometry("1920x1080")
    root.resizable(width=True, height=True)

```

```

fondo4 = tk.PhotoImage(file="C:\\Users\\Fabiola Vargas\\Desktop\\python\\3.png")
fondo5 = tk.Label(root, image=fondo4).place(x=0, y=0, relwidth=1,relheight=1)

def regreso():
    root.withdraw()
    ventana.deiconify()

def salir():
    ventana.destroy()

#Boton

boton4 = tk.Button(root, text="Continuar", command=regreso, cursor="hand2", width=12, relief="flat", bg=fondo_correcto, font=("Arial",
16, "bold"))

boton4.place(x=850, y=500)

boton5 = tk.Button(root, text="Salir", command=salir, cursor="hand2", relief="flat", width=12, bg=fondo_correcto, font=("Arial", 16,
"bold"))

boton5.place(x=350, y=500)

root.mainloop()

def salir():
    ventana.destroy()

#Botones

boton = tk.Button(ventana, text="Continuar", command=login, cursor="hand2", bg = fondo_entrar, width=12, relief="flat", font=("Arial",
16, "bold"))

boton.place(x=860, y=500)

boton1 = tk.Button(ventana, text="Salir", command=salir, cursor="hand2", bg = fondo_salir, width=12, relief="flat", font=("Arial", 16,
"bold"))

boton1.place(x=340, y=500)

ventana.mainloop()

```