



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DE CHIMBORAZO

FACULTAD DE CIENCIAS

ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA

CARRERA INGENIERÍA QUÍMICA

INFORME DE TESIS DE GRADO

**“DISEÑO DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA
EL CONTROL Y MONITOREO DE LA CORROSIÓN INTERNA EN
LAS LÍNEAS DE GAS DE REPSOL YPF – SPF”**

Previa la Obtención del Título de:

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTADO POR:

DARWIN JOFRE BALSECA CHICAIZA

RIOBAMBA – ECUADOR

-2012-

Mi más sincero agradecimiento a REPSOL YPF, por haber prestado todas las facilidades, así como la predisposición y entrega de su personal, en especial al Departamento de Integridad de Tuberías y al personal de Quimipac que contribuyeron para el desarrollo del presente trabajo.

Al Ing. Gonzalo Sánchez tutor de tesis, al Ing. Marco Chuiza asesor de tesis, por impartir sus conocimientos y experiencias, que han encaminado al desarrollo de este trabajo.

El presente trabajo que representa esfuerzo, dedicación y entrega lo dedico a mis Padres: Hermel y Gloria por brindarme su amor, su ayuda incondicional y por ser la fuerza impulsadora en todos los momentos de mi vida.

A mis hermanos: Geovanny y Álvaro por brindarme su apoyo y su amistad.

Darwin

NOMBRE

FIRMA

FECHA

Dra. Yolanda Díaz

DECANA DE LA FACULTAD

DE CIENCIAS

Ing. Mario Villacrés

DIRECTOR DE LA ESCUELA

DE ING. QUÍMICA

Ing. Gonzalo Sánchez

TUTOR DE TESIS

Ing. Marco Chuiza

ASESOR DE TESIS

Tc. Carlos Rodríguez

DIRECTOR CENTRO

DE DOCUMENTACIÓN

NOTA DE INFORME: _____

Yo, Darwin Jofre Balseca Chicaiza, soy responsable de las ideas, doctrinas y resultados expuestos en este trabajo y el patrimonio intelectual de la Tesis de Grado pertenece a la Escuela Superior Politécnica del Chimborazo

INDICE DE ABREVIATURAS

SPF	Facilidades de producción del sur
CO ₂	Dióxido de carbono
H ₂ S	Ácido Sulfhídrico
MIC	Corrosión inducida por microorganismos
BPA	Bacterias productoras de ácido
BSR	Bacterias reductoras de sulfato
HIC	Corrosión inducida por hidrógeno
ACE	Corrosión asistida por esfuerzo
P _{CO2}	Presión parcial de CO ₂
CR	Rate corrosion
mpy	Milipulgadas por año
E/R	Resistencia eléctrica
pH	Potencial hidrógeno
FD	Factor de dilución
OT	Orden de trabajo
ppm	Partes por millón
VC	Velocidad de corrosión
GPD	Galones por día
MMSCFD	Millones de pies cúbicos de gas día

INDICE

RESUMEN.....	16
INTRODUCCIÓN.....	18
ANTECEDENTES	20
JUSTIFICACIÓN	21
OBJETIVOS	22

CAPÍTULO I

PARTE TEÓRICA

1.1. PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA.....	25
1.1.1. DEFINICIÓN DE CORROSIÓN	25
1.1.2. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN	25
1.1.2.1. Factores Metalúrgicos.....	26
1.1.2.2. Composición del Fluido	26
1.1.2.3. Factores Operacionales	26
1.1.3. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN.....	27
1.1.3.1. SEGÚN EL MECANISMO DE CORROSIÓN.....	27
1.1.3.1.1. Corrosión Electroquímica	27
1.1.3.1.2. Corrosión Química.....	30

1.1.3.2.	SEGÚN LA MORFOLOGÍA DE ATAQUE	31
1.1.3.2.1.	CORROSIÓN GENERAL	33
1.1.3.2.2.	CORROSIÓN LOCALIZADA	33
1.2.	CORROSIÓN INTERNA EN SISTEMAS DE GAS.....	34
1.2.1.	FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN INTERNA	34
1.2.2.	TERMODINÁMICA DE LOS PROCESOS DE CORROSIÓN	35
1.2.3.	TIPOS Y MECANISMOS DE CORROSIÓN INTERNA.....	38
1.2.3.1.	Corrosión Generalizada.....	38
1.2.3.2.	Corrosión Localizada	39
1.2.3.3.	Corrosión Galvánica.....	40
1.2.3.4.	Ataque Afectada por la Velocidad de Flujo	41
1.2.3.4.1.	Erosión	41
1.2.3.4.2.	Erosión –Corrosión.....	42
1.2.3.4.3.	Corrosión por Impacto o Choque.....	42
1.2.3.4.4.	Corrosión por Cavitación.....	43
1.2.3.4.5.	Corrosión Bacteriana	44
1.2.4.	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN INTERNA.....	48
1.2.5.	PROCESOS CORROSIVOS EN SISTEMAS DE GAS	51
1.2.6.	MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN INTERNA.....	56
1.2.7.	INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS Y DISEÑO DE PROCESOS	70
1.2.8.4.1.2.	Métodos de Aplicación	78

1.3.	CONSIDERACIONES PARA EL TRATAMIENTO QUÍMICO EN SISTEMAS DE GAS	79
1.4.	SISTEMA DE INYECCIÓN PARA SISTEMAS DE GAS.....	80
1.4.1.	Funcionamiento de las Boquillas Atomizadoras.....	81
1.4.2.	Formas de Atomización.....	81
1.4.2.1.	Aspersión Fina (Hidráulica).....	81
1.4.2.2.	Aspersión Fina (Neumática)	82

CAPÍTULO II

PARTE EXPERIMENTAL

2.	PARTE EXPERIMENTAL.....	85
2.1.	MUESTREO	85
2.2.	METODOLOGÍA	85
2.2.1.	MÉTODOS Y TÉCNICAS.....	86
2.2.1.1.	MÉTODOS.....	86
2.2.1.2.	TÉCNICAS.....	87

CAPÍTULO III

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN

3.	LÍNEA DE INVESTIGACIÓN	89
3.1.	DESARROLLO.....	89
3.1.1.	Revisión de datos históricos	91
3.1.2.	Monitoreo de corrosión interna.....	93
3.1.2.1.	Análisis de variables físico-químicas.....	94
3.1.2.2.	Monitoreo por probetas de resistencia eléctrica.....	97
3.2.	CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	97
3.3.	DETERMINACIÓN DEL MECANISMO DE CORROSIÓN.....	101
3.3.1.	Inspección visual de tuberías remplazadas.....	101
3.3.2.	Análisis de la composición del gas transportado.....	105
3.3.3.	Análisis de variables operacionales.	106
3.3.4.	Evaluación del mecanismo de daño.....	108
3.3.4.1.	Corrosión por CO ₂	109
3.3.4.2.	Corrosión por H ₂ S.....	111
3.3.4.3.	Corrosión por inducida por microorganismos (BSR)	113
3.4.	DIAGNÓSTICO DE LA LÍNEA DE INVESTIGACIÓN.....	113

CAPÍTULO IV

RESULTADOS

4.1.	CÁLCULOS Y RESULTADOS	116
4.1.1.	CÁLCULOS	116
4.1.1.1.	Cálculo del diámetro para selección de la boquilla atomizadora	116
4.1.1.2.	Cálculo del caudal de salida por la boquilla atomizadora	117
4.1.1.3.	Dosificación óptima de inhibidor de corrosión.....	118
4.1.2.	RESULTADOS.....	120
4.2.	EFICIENCIA DEL TRATAMIENTO QUÍMICO.....	124
4.3.	COMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO	125

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	128
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	130
BIBLIOGRAFÍA.....	133
ANEXOS	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Celda de corrosión.....	27
Figura 1.2	Celda de corrosión sobre la superficie de una tubería.....	30
Figura 1.3	Corrosión general.....	33
Figura 1.4	Corrosión localizada.....	33
Figura 1.5	Refinación del hierro.....	36
Figura 1.6	Representación esquemática de la corrosión en una tubería.....	37
Figura 1.7	Corrosión general o uniforme.....	38
Figura 1.8	Corrosión por picadura (pitting).....	39
Figura 1.9	Corrosión de fisura (crevice).....	40
Figura 1.10	Corrosión galvánica.....	40
Figura 1.11	Erosión interna de una tubería	41
Figura 1.12	Efectos de la erosión - corrosión.....	42
Figura 1.13	Ejemplo de ataque por choque	43
Figura 1.14	Ejemplo de ataque por cavitación	43
Figura 1.15	Característica de corrosión bacteriana.....	44
Figura 1.16.	Tipos de cupones de corrosión.....	65
Figura 1.17	Tipos de probetas de resistencia eléctrica.....	70
Figura 1.18.	Atomización fina (Hidráulica).....	82
Figura 1.19	Atomización fina (con asistencia de aire)	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1.	Principales características de las reacciones anódica y catódica.....	35
Tabla 1.2	Resumen de las Formas de Corrosión Interna	45
Tabla 1.3.	Categorización de la presión parcial sobre la corrosividad.....	54
Tabla 1.4	Parámetros referenciales para el monitoreo de corrosión interna.....	58
Tabla 2.1	Técnicas para determinar la existencia de corrosión interna.....	87
Tabla 3.1	Resultados de Mediciones de Espesores en el Sistema de Gas.....	92
Tabla 3.2	Resumen de trabajos necesarios en líneas con bajo espesor.....	93
Tabla 3.3	Puntos con alto porcentaje de pérdida de espesor.....	93
Tabla 3.4	Resultados de los análisis fisicoquímicos del sistema de gas –SPF..	94
Tabla 3.5	Determinaciones de CO ₂ y H ₂ S disuelto	96
Tabla 3.6	Tiempo de funcionamiento del sistema de gas del SPF.....	98
Tabla 3.7	Resultados de las ratas de corrosión en el sistema de gas-SPF.....	99
Tabla 3.8	Cromatografías de gases al Ingreso a los Waukesha.....	105
Tabla 3.9	Concentración de H ₂ S presente en el gas de generación.....	106
Tabla 3.10	Temperatura de Operación del sistema de compresión.....	107
Tabla 3.11	Presiones de Operación del sistema de compresión.....	107
Tabla 3.12	Variables de influencia a la corrosión interna.....	109
Tabla 3.13	Nivel de Corrosividad interna por CO ₂	110
Tabla 3.14	Datos para el cálculo de la presión parcial de CO ₂	110
Tabla 3.15	Grado de corrosión en el sistema de gas del SPF.....	111
Tabla 4.1	Datos para el cálculo de concentración óptima.....	119
Tabla 4.2	Resultados tentativos de concentración óptima.....	120
Tabla 4.3	Resultados para selección de boquilla atomizadora.....	120
Tabla 4.4	Resultados de Boquilla de Rohrback Cosasco.....	121

Tabla 4.5	Determinación de la concentración óptima.....	121
Tabla 4.6	Velocidad de corrosión antes y después del tratamiento Químico....	122
Tabla 5.1	Resultados del tratamiento químico en el compresor C-3022.....	124

INDICE DE FOTOGRAFIAS

Fotografía 1	Pérdida de espesor a las 6:00 y alrededores.....	102
Fotografía 2	Pérdida gradual de espesor alrededor de las 6:00.....	102
Fotografía 3	Pérdida gradual de espesor alrededor de hora 6:00.....	103
Fotografía 3	Resumen del daño encontrado.....	103
Fotografía 5	Ataque por CO ₂	104

RESUMEN

En la Provincia Oriental de Orellana, en el Consorcio Bloque 16 y Área de Tivacuno perteneciente a REPSOL (Operadora privada) se diseñó un sistema de tratamiento químico para el control y monitoreo de la corrosión interna en las líneas de gas de las facilidades de producción del sur (SPF), con el fin de incorporar medios y mecanismos que garanticen la integridad de sus instalaciones, mediante la implementación de un tratamiento anticorrosivo que ayudará a controlar los graves problemas de corrosión interna.

Se utilizó métodos deductivo, inductivo, experimental y pruebas de campo que ayudaron a revisar información histórica, realizar análisis físico-químicos y utilizar técnicas de monitoreo (probetas de resistencia eléctrica), que permitieron hacer un diagnóstico del sistema de gas, en base a esto se aplicó un tratamiento químico a base de un inhibidor de corrosión tipo fólmico (Proterquim 900X), por atomización neumática con boquilla de 1.4 mm de diámetro, lográndose una atomización en forma de nube en los sistemas de tuberías más críticos. Proporcionado resultados satisfactorios, consiguiendo así disminuir la velocidad de corrosión de 317 mpy a 64 mpy, con lo cual se obtuvo un 80% de eficiencia del tratamiento, lográndose maximizar la vida útil de las líneas, equipos y accesorios a tiempos mayores a un año, brindando mayor seguridad al personal, a las operaciones y disminuyendo los costos de mantenimiento correctivo.

SUMMARY

In the Orellana Oriental Province the Consortium Block 16 and Tivacuno Area belonging to the REPSOL (a private operator) a chemical treatment system was designed for the control and monitoring of the internal corrosion of the gas lines of the Southern Production Facilities (SPF) to incorporate means and devices guaranteeing the integrity of the installations, through the implementation of anti-corrosive treatment which will help control the serious internal corrosion problems.

The deductive, inductive, experimental and field testing methods were used which help review the historical information, carry out physical and chemical analyses and use the monitoring techniques (electrical resistance test tubes) which permitted to perform a gas system diagnosis, on these bases a chemical treatment was applied consisting of a film-type corrosion inhibitor (Proterquim 900X) through pneumatic atomization with 1.4 mm diameter tip, resulting in a cloud-like atomization in the most critical piping systems, providing satisfactory results and thus diminishing the 317 mpy at 64 mpy corrosion velocity, with which an 80% treatment efficiency was attained, maximizing the service life on lines, equipment and accessories for times longer a year, providing a higher security to the personal, operations and diminishing the corrective maintenance costs.

INTRODUCCIÓN

El proceso de corrosión es un problema que afecta de una u otra manera a las industrias, pues todos los medios son en algún grado corrosivos y debe ser visto como un hecho que pone en evidencia el proceso natural de que los metales vuelven a su condición original y que ello conlleva al deterioro del mismo, provocando muchas consecuencias a mediano y largo plazo como son: la falla prematura de los elementos de las máquinas, disminución de la resistencia mecánica de las piezas, fallas de plantas industriales, gastos innecesarios, entre otros.

En la Provincia Oriental de Orellana, en el Consorcio Bloque 16 y Área de Tivacuno perteneciente a REPSOL, existen severos problemas de corrosión especialmente en las facilidades de producción del sur, para lo cual se diseñó un sistema de tratamiento químico para el control y monitoreo de la corrosión interna en las líneas de gas del SPF, partiendo de análisis experimentales y pruebas de campo que permitieron hacer un diagnóstico de los equipos, ductos y accesorios. Con esta información y posteriores cálculos se ejecuta soluciones inmediatas y urgentes, mediante la implementación de un tratamiento anticorrosivo que ayudará a mitigar estos problemas.

Este tratamiento a base de un inhibidor de corrosión fílmico (Proterquim 900X), el cual fue proporcionado por Repsol, se aplicará mediante una atomización neumática en forma perpendicular al fluido el cual ayudará a disminuir la velocidad de corrosión permitiendo incorporar medios y mecanismos que garantizarán la integridad de sus instalaciones, brindando mayor seguridad al personal, a las operaciones y disminuyendo los costos de mantenimiento correctivo.

ANTECEDENTES

Los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos industriales producen anualmente pérdidas que llegan a cifras muy importantes.

Se debe tomar en cuenta que de todas las fallas que ocurren en las operaciones de la industria del gas y del petróleo la más importante es la corrosión, dentro de las cuales el CO₂ y el H₂S son los agentes corrosivos más importantes y contra los cuales es necesario actuar.

En el sistema de gas de Repsol, se tiene problemas de corrosión interna que han producido pérdidas económicas importantes. Especialmente se han realizado cambios de tramos de tuberías de los compresores C-3020, C-3021 y C-3022, en periodos muy cortos por pérdidas de espesores elevados.

De igual manera se han presentado agujeros en las líneas de los compresores C-3020, C-3021 y C-3022, por tal motivo se han realizado paradas forzadas para realizar el manteniendo correctivo, lo que implica pérdidas económicas importantes. De igual manera se han producido taponamientos con productos de corrosión en las válvulas de control PIC-101 y PIC-1793, lo que ha generado que se realice cambios frecuentes de tramos de tuberías debido a esta problemática.

JUSTIFICACIÓN

La importancia de la participación universitaria en los problemas de impacto económico, dentro de los cuales el de mayor relevancia, son los procesos de corrosión el cual afecta de una u otra manera a las industrias, provocando consecuencias significativas a mediano y largo plazo.

En el sistema de gas de las facilidades del sur de Repsol existen graves problemas de corrosión interna, debido a su deterioro acelerado de las líneas equipos y accesorios, lo que han generado pérdidas económicas elevadas, presentado un índice de riesgo alto al personal y a las operaciones.

Los costos y pérdidas causadas por el fenómeno de la corrosión interna son el principal motivo que impulsa a la realización de la presente investigación, con el objetivo de implementar un tratamiento químico que controle la corrosión interna en los equipos, líneas y accesorios del SPF, logrando maximizar la expectativa de vida útil de todo el sistema de gas, lo cual brindará mayor seguridad al personal, confiabilidad a las operaciones y disminuirá los costos de mantenimiento correctivo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Diseñar un sistema de tratamiento químico para el control y monitoreo de la corrosión interna en las líneas de gas de Repsol YPF– SPF

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diagnosticar el estado de las líneas, equipos y accesorios, mediante técnicas de medición de la corrosión interna en el sistema de gas de Repsol –SPF.
- Determinar la velocidad y las causas de la agresividad de la corrosión interna en el sistema de gas del SPF.
- Seleccionar el o los métodos de control de la corrosión interna en función a la evaluación realizada al sistema de gas de SPF.

- Dimensionar el sistema de tratamiento químico para controlar y monitorear la corrosión interna en el sistema de gas de sur.
- Determinar la eficiencia del tratamiento químico (inhibidor de corrosión) mediante pruebas de campo en el sistema de gas del SPF.

CAPITULO I

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

1.1. PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA

1.1.1. DEFINICIÓN DE CORROSIÓN

La corrosión es un fenómeno espontáneo que se presenta prácticamente en todos los materiales metálicos procesados por el hombre. Si bien existen varias definiciones, es común describir la corrosión como “El deterioro de una sustancia (usualmente un metal) o sus propiedades por reacción (química o electroquímica) con su medio ambiente” (1).

1.1.2. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN

Hay innumerables factores que influyen en la corrosión ya sea acelerándola o causándola. Los más importantes son:

1.1.2.1. Factores Metalúrgicos

Los metales tienen diferentes tendencias a la corrosión dependiendo de su composición, siendo el acero al carbón el metal más utilizado en la industria petrolera.

1.1.2.2. Composición del Fluido

Dentro de la composición de un fluido debemos tomar en cuenta algunos factores muy importantes como:

- a) Sales Disueltas
- b) Gases Disueltos
- c) Ácidos Orgánicos

1.1.2.3. Factores Operacionales

Entre los factores operacionales que influyen directamente sobre la velocidad de corrosión son:

- a) Temperatura
- b) Presión del Sistema
- c) Velocidad de Flujo

1.1.3. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN (2)

La corrosión se puede clasificar desde la siguiente manera:

- Según el mecanismo de corrosión
- Según la morfología de ataque

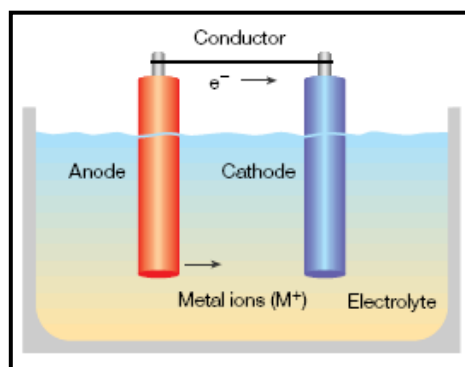
1.1.3.1. SEGÚN EL MECANISMO DE CORROSIÓN

1.1.3.1.1. Corrosión Electroquímica

La corrosión electroquímica se debe a la actuación celdas (o pilas) de corrosión, en las que la pérdida de electrones (oxidación) y la ganancia de ellos (reducción) se realiza en lugares distintos de la superficie metálica.

La celda de corrosión se compone de cuatro elementos básicos que se detallan a continuación y se esquematizan en la Figura 1.1.

Figura 1.1. Celda de corrosión



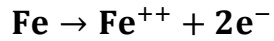
Fuente: Corrosion in the Oil Industry

- **Ánodo:** Es aquel electrodo del cual fluye la corriente positiva en forma de iones hacia el electrolito. Aquí ocurre la “oxidación” lo que implica la pérdida de metal (corrosión).
- **Cátodo:** Es aquel electrodo del cual fluye corriente negativa hacia el electrolito. Aquí ocurre la “reducción”, la corriente llega desde el electrolito y el metal se protege.
- **Electrolito:** Es el medio corrosivo en el que el ánodo y el cátodo están inmersos y que tiene la capacidad para conducir corriente, los electrolitos más habituales son agua dulce, agua de mar y tierra.
- **Paso o conductor metálico:** Es el que conduce electrones desde los sitios anódicos hacia los sitios catódicos

Las reacciones que involucra este tipo de corrosión electroquímica se describen a continuación. Las reacciones anódicas que interesan son las de disolución del material afectado, o sea, el pasaje de iones metálicos de la red metálica al medio corrosivo

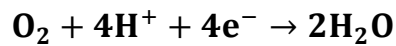


Un ejemplo de reacción anódica es el la corrosión del hierro la cual se describe a continuación.

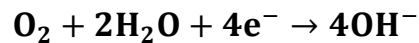


Las reacciones catódicas que pueden darse, una o más simultáneamente, durante la corrosión de los metales son las siguientes:

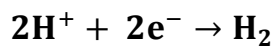
- a) Reducción de oxígeno (solución ácida)



- b) Reducción de oxígeno (soluciones neutras y alcalinas)



- c) Generación de hidrógeno

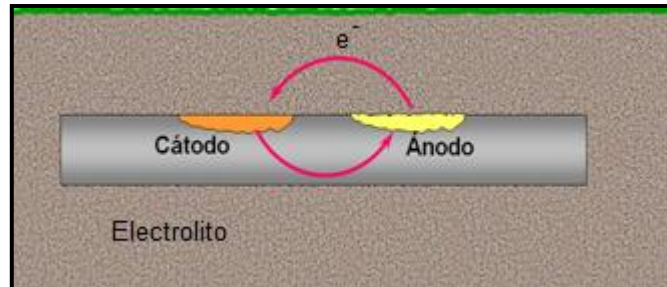


Se debe tomar en cuenta que por convención se dice que el flujo de corriente eléctrica esta opuesta al viaje del electrón. Entonces como los electrones fluyen desde el área anódica al área catódica, el flujo de corriente eléctrica está en dirección opuesta.

Además las celdas de corrosión se producen cuando dos metales diferentes se ponen en contacto uno con otro, en presencia de un medio corrosivo. Los metales entonces actúan como electrodos y una corriente eléctrica fluye entre ambos, llamada corriente de corrosión. Sin embargo también es posible, que estas celdas se formen en la superficie de un mismo metal. Pequeñas

diferencias de composición química, en diferentes puntos o áreas, son suficientes para producirlas como se puede apreciar en la Figura 1.2.

Figura 1.2 Celda de corrosión sobre la superficie de una tubería



Fuente: Manual de Enseñanza de Protección Catódica / NACE International 2000

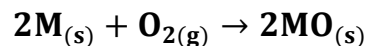
En cada celda, sea ésta producida por dos metales diferentes o dos diferentes áreas de la misma superficie de un solo metal, una es más "noble" que la otra, es decir, que una zona tiene un potencial eléctrico mayor que la otra y esa diferencia genera una corriente de corrosión. Cuanto mayor sea esa diferencia de potencial, mayor será la corriente y mayor resultará la corrosión.

1.1.3.1.2. Corrosión Química

Se entiende por corrosión química a la destrucción del metal u otro material por la acción de gases o líquidos no electrolíticos (gasolina, aceite, etc.) Se trata de una reacción heterogénea entre una fase sólida, el metal, y una fase gaseosa o líquida, con la característica principal es que no hay circulación de corriente.

En la corrosión puramente química no interviene el paso de una corriente eléctrica. No obstante este tipo de corrosión se puede darse por el ataque directo de un elemento no metálico (oxígeno, azufre, cloro, etc.) contra un metálico (metales ferrosos). Además del ataque directo de estos elementos no metálicos, la corrosión puede ser causada por acción de ciertas soluciones o compuestos químicos y ciertos gases como el Sulfuro de Hidrógeno (H₂S), Dióxido de Carbono (CO₂), los cuales tienen una corrosividad característica o específica.

En la corrosión química se produce una reacción heterogénea entre el metal y un gas agresivo (oxígeno).



Se da cuando el metal opera altas temperaturas, es la corrosión menos frecuente que la electroquímica.

1.1.3.2. SEGÚN LA MORFOLOGÍA DE ATAQUE

La corrosión toma muchas formas dependiendo del metal, del medio ambiente en que se encuentra y el proceso de corrosión bajo el cual se crea el daño.

1. Corrosión General

2. Corrosión Localizada

a) Macroscópica

- Corrosión galvánica
- Corrosión por hendidura (crevice)
- Corrosión por picaduras (pitting)
- Corrosión filiforme
- Corrosión afectada por la velocidad del flujo
 - i. Corrosión por erosión
 - ii. Corrosión por cavitación
 - iii. Corrosión por impacto o choque
- Corrosión por rozamiento
- Corrosión por ataque selectivo y exfoliación
- Corrosión bacteriana

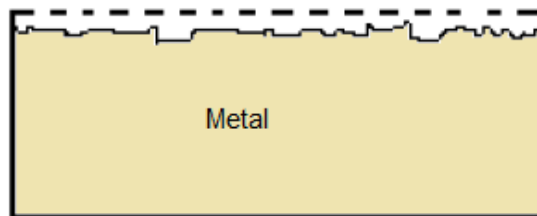
b) Microscópica

- Corrosión inducida por el medio
 - i. Corrosión bajo tensión
 - ii. Corrosión inducida por el hidrógeno
 - iii. Corrosión – fatiga
- Corrosión Intergranular
- Corrosión por alta temperatura

1.1.3.2.1. CORROSIÓN GENERAL

Es aquella corrosión que se produce con un adelgazamiento uniforme, producto de la pérdida regular del metal superficial como se puede observar en la Figura 1.3.

Figura 1.3 Corrosión general

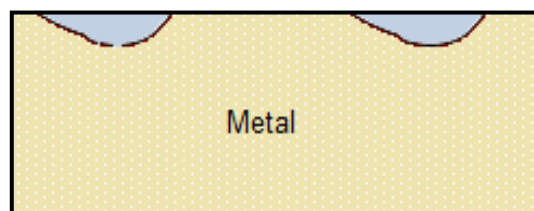


Elaborado por: Darwin Balseca

1.1.3.2.2. CORROSIÓN LOCALIZADA

Puede definirse como un ataque sobre la superficie de un metal en áreas o zonas pequeñas. Usualmente ocurre bajo condiciones en las cuales las grandes partes de la superficie original no son atacadas o lo son en menor grado en los sitios localizados como se puede observar en la Figura 1.4.

Figura 1.4. Corrosión Localizada

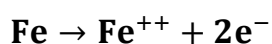


Elaborado por: Darwin Balseca

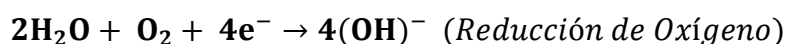
1.2. CORROSIÓN INTERNA EN SISTEMAS DE GAS

1.2.1. FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN INTERNA (3)

Las reacciones de la corrosión en tuberías de gas involucran la transferencia de carga entre el metal y el electrolito, que se denomina electroquímica. La oxidación (corrosión) ocurre en el ánodo por la pérdida de átomos de metal desde la estructura al electrolito como iones. Un ejemplo de una reacción de oxidación, es la corrosión del hierro, la cual se muestra a continuación.



En este caso, el hierro metálico (Fe) se oxida (pierde electrones) pasa al estado Fe^{2+} , como un ión en la solución, produciendo así dos electrones. En el cátodo, se consumen los electrones producidos de la reacción anódica en reacciones de reducción. Muchas reacciones catódicas (reducción) son posibles en los sistemas de manejo, transmisión y almacenamiento de gas, incluyendo la evolución de hidrógeno y la reducción de oxígeno mostradas a continuación.



Las características de las reacciones anódica y catódica se resumen en la tabla 1.1.

Tabla 1.1. Principales características de las reacciones anódica y catódica

Reacciones Anódicas	Reacciones Catódicas
Oxidación	Reducción
Pérdida de electrones	Ganancia de electrones
Corrosión del metal	Ausencia de corrosión
$\text{Fe} \rightarrow \text{Fe}^{++} + 2\text{e}^{-}$	$2\text{H}_2\text{O} + \text{O}_2 + 4\text{e}^{-} \rightarrow 4(\text{OH})^{-}$

Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

1.2.2. TERMODINÁMICA DE LOS PROCESOS DE CORROSIÓN

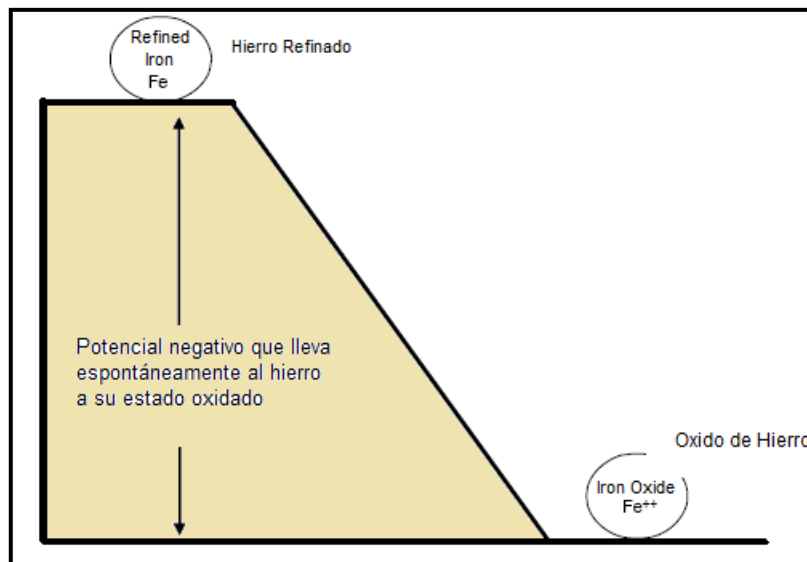
La razón primaria por la que ocurre la corrosión se basa en la termodinámica, la termodinámica es la ciencia del flujo de energía. En muchos casos, este flujo de energía se presenta en la forma de calor. En el caso de las reacciones de corrosión, la cantidad de calor generada es demasiado baja para medirla. En cambio, el flujo de energía en las reacciones de corrosión se presenta en la forma de energía eléctrica que resulta del flujo de electrones.

Es este flujo de energía el que determina la dirección de las reacciones químicas y de la corrosión. Para que estas reacciones ocurran espontáneamente, la energía final debe ser más baja que la energía inicial. En el caso de materiales de ingeniería como el acero, el hierro usado como

componente primario del acero está en un estado de energía más alto que su estado natural.

El estado natural del hierro es principalmente en la forma de mineral de óxido férrico (Fe_2O_3) que también es una forma común de herrumbre producida durante la corrosión del hierro y del acero. El hierro y el acero tienden a revertirse a Fe_2O_3 (óxido férrico). Esto se muestra esquemáticamente en la Figura 1.5

Figura 1.5 Refinación del hierro



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

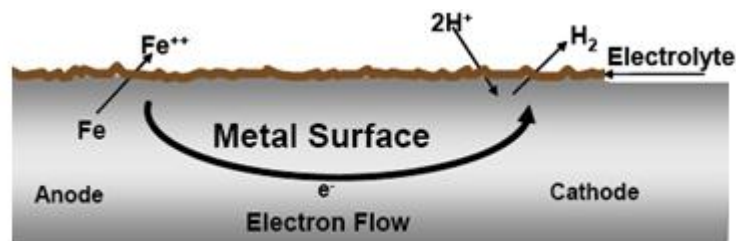
Debido a que la energía eléctrica se transfiere durante los procesos de corrosión, se usan mediciones eléctricas para describir los procesos. Estas incluyen mediciones de potencial y corriente. La medición del potencial eléctrico es un método para medir diferencias de energía.

Para la corrosión, el ánodo se encuentra en un estado de energía más alto que el cátodo y por eso los electrones fluyen del ánodo al cátodo. Este flujo de electrones depende de la diferencia de energía entre el ánodo y el cátodo que se manifiesta en una diferencia en el potencial entre el ánodo y el cátodo.

En la Figura 1.6 se muestra esquemáticamente la corrosión en una sección interna de tubería de acero. En este caso, una zona de la tubería actúa como el ánodo y una región separada actúa como el cátodo. La distancia entre estas áreas puede ser tan pequeña como unos milímetros y puede resultar de las diferencias en la química local, reparaciones hechas usando nuevos materiales de tubería y muchas otras razones.

También debe notarse que en cualquier momento dado una área podría ser el ánodo y otra el cátodo, pero éstas pueden intercambiarse si las condiciones cambian. Así sólo porque un área sea considerada el ánodo, no necesariamente significa que siempre será el ánodo.

Figura 1.6. Representación esquemática de la corrosión en una tubería



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

1.2.3. TIPOS Y MECANISMOS DE CORROSIÓN INTERNA

1.2.3.1. Corrosión Generalizada

La corrosión generalizada, se define como la corrosión que se distribuye más o menos uniformemente sobre la superficie de un material, y puede ser reconocida por formación de una superficie áspera y la presencia de productos de corrosión. Una fotografía representativa de la corrosión general se muestra en la Figura 1.7.

Figura 1.7. Fotografía de corrosión general o uniforme



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

La corrosión general puede ocurrir en lugares aislados a lo largo de una tubería debido a un ambiente aislado, pero el daño será relativamente uniforme dentro de ese lugar.

1.2.3.2. Corrosión Localizada

La corrosión localizada a menudo se concentra en un área pequeña y toma la forma de cavidades llamadas picaduras. La corrosión localizada incluye lo siguiente: corrosión por picaduras y corrosión por fisuras.

La corrosión por picaduras es una forma de ataque corrosivo extremadamente localizado, que da como resultado agujeros en el metal. En la Figura 1.8 se observa un claro ejemplo de corrosión por picaduras.

Figura 1.8 Fotografía de corrosión por picadura (pitting)



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

La corrosión por fisuras que puede desarrollarse en áreas que están ocultas del ambiente global, como debajo de arandelas y bridas, así como debajo de diversos depósitos, sedimentos y productos de la corrosión. Un esquema de corrosión por fisura se presenta en la Figura 1.9.

Figura 1.9 Corrosión por fisura (crevice)

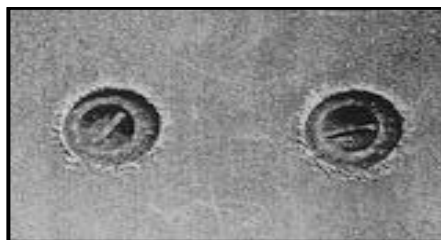


Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

1.2.3.3. Corrosión Galvánica

La corrosión galvánica se presenta, cuando dos metales en contacto o conectados por medio de un conductor eléctrico, son expuestos a una solución conductora. En este caso, existe una diferencia de potencial eléctrico entre los metales diferentes y sirve como fuerza directriz para el paso de la corriente eléctrica a través del agente corrosivo, de tal forma que el flujo de corriente corroe uno de los metales del par. En la figura 1.10 se puede observar claramente este tipo de corrosión.

Figura 1.10 Corrosión galvánica



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

1.2.3.4. Ataque Afectada por la Velocidad de Flujo

El ataque afectada por la velocidad de flujo surge cuando las velocidades del fluido o de la partícula de superficie son altas, causan pérdida de metal. Hay varias formas de ataque relacionado con la velocidad, incluyendo la erosión, la erosión-corrosión, choque y cavitación

1.2.3.4.1. Erosión

La erosión es la pérdida abrasiva de metal carente de acción corrosiva, que es causada por la velocidad alta de los medios transportados, particularmente cuando los medios contienen sólidos o partículas arrastrados. Un ejemplo de erosión se muestra en la Figura 1.11.

Figura 1.11 Erosión interna de una tubería



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

1.2.3.4.2. Erosión –Corrosión

El ataque de erosión-corrosión normalmente ocurre sólo en áreas como cambios de tramos, conexiones donde hay turbulencia por el flujo, o en codos y curvas. La erosión-corrosión se caracteriza en apariencia canales, ondas y hoyos redondos. Normalmente presenta un patrón direccional, como se puede observar en la figura 1.12

Figura 1.12 Efectos de la erosión-corrosión



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

1.2.3.4.3. Corrosión por Impacto o Choque

El choque es una forma de corrosión aumentada por la velocidad que ocurre cuando una corriente choca con una superficie de metal (ej., un codo). Normalmente produce turbulencia, y las partículas y burbujas arrastradas impactan la superficie. Un ejemplo de ataque por choque se muestra en la Figura 1.13.

Figura 1.13 Ataque por choque



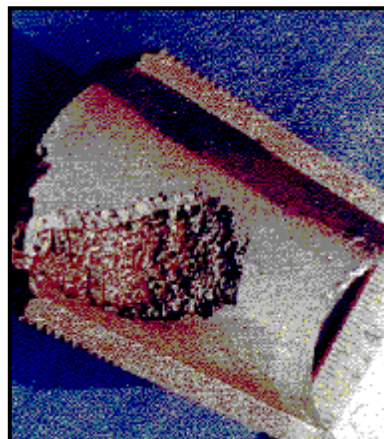
Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

Este tipo de corrosión ocurre en bombas, válvulas, tubos de intercambiadores de calor, codos, tèses, ductos y tuberías en general.

1.2.3.4.4. Corrosión por Cavitación

Es la erosión de una superficie causada por la formación y rompimiento súbitos de burbujas de gas. Un ejemplo de ataque por cavitación se muestra en la Figura 1.14.

Figura 1.14 Ejemplo de Ataque por Cavitación



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

1.2.3.4.5. Corrosión Bacteriana

La corrosión inducida microbiológicamente (MIC) es el deterioro de un metal debido a los procesos de microorganismos (principalmente bacterias, pero pueden incluir hongos, algas y protozoarios en ciertos ambientes). Debido a las actividades metabólicas de las comunidades microbianas, la interface entre la superficie del metal y los organismos pueden ser física y químicamente alterados con estos organismos. Las reacciones pueden producir ácidos (bacterias productoras de ácido [BPA]), alcoholes, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno (bacterias reductoras de sulfato [BRS]), y otros subproductos metabólicos que pueden corroer diversos metales bajo estas condiciones. En la figura 1.15 se identifica un típico ejemplo de corrosión bacteriana.

Figura 1.15 Corrosión Bacteriana



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

Tabla 1.2 Resumen de las formas de Corrosión Interna

Tipo de Corrosión	Definición	Características
Corrosión General o Uniforme	Corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie de un material	<ul style="list-style-type: none"> • Intercambio de áreas anódicas y catódicas • Puede ocurrir en lugares aislados en una tubería, pero el daño es uniforme dentro del lugar aislado. • Rugosidad general
Corrosión Localizada	<p>Picadura: corrosión localizada de una superficie de metal que está confinada a un área pequeña y tiene la forma de cavidades llamadas picaduras.</p> <p>Corrosión de Fisura: corrosión localizada de una superficie de metal en o inmediatamente adyacente a un área que está protegida de exposición total al ambiente, debido a una proximidad estrecha del metal a la superficie de otro material</p>	<p>Picadura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ataque estrecho profundo • Penetración rápida • Rodeada por región no corroída • Distribución estadística <p>Fisura</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ataque localizado que ocurre en áreas donde se restringe el acceso a ambiente circundante • Metal-a-metal • Metal-a-no metal • Depósitos de desechos o productos de corrosión
Corrosión Galvánica	Corrosión acelerada de un metal debido a un contacto eléctrico con un metal más noble o con un conductor no metálico en un electrolito corrosivo.	<ul style="list-style-type: none"> • Celda electroquímica clásica • Metal a metal • Metal a no metal activo • Depósitos de ion de metal • Contacto eléctrico • Sumergido en electrolito

<p>Corrosión Relacionado con la Velocidad de Flujo</p>	<p>Ocurre como resultado de pérdida de metal causada por velocidades altas del fluido de la superficie. Los mecanismos incluyen:</p> <p>Erosión: la pérdida progresiva de material a partir de una superficie sólida, debido a la interacción mecánica entre la superficie y un fluido.</p> <p>Erosión-corrosión: Una acción conjunta que incluye corrosión y erosión en presencia de un fluido corrosivo en movimiento o un material que se mueve por el fluido, acelerando la pérdida de material.</p> <p>Choque: una forma de erosión-corrosión generalmente asociada con choque local de un fluido que fluye a gran velocidad contra una superficie sólida.</p> <p>Cavitación: la formación y ruptura rápida de cavidades y burbujas dentro de un líquido que a menudo resulta en daño a un material en la interface sólido/líquido en condiciones de flujo turbulento severo.</p>	<p>Erosión-corrosión</p> <ul style="list-style-type: none"> • Remoción de películas protectoras • Velocidad y turbulencia • Con o sin partículas • Velocidad de separación • Erosión mecánica–partículas <p>Choque</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erosión-corrosión localizada causada por turbulencia o flujo de choque • Características direccionales • Similar a la erosión corrosión • Acelerado por gas o sólidos arrastrados • Choque de caída de líquido <p>Cavitación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Daño mecánico por el rompimiento de burbujas en un líquido • Remoción de películas protectoras • Daño mecánico directo al metal
--	--	---

Corrosión Inducida Microbiológicamente	El deterioro de un metal debido a los procesos de Microorganismos	<ul style="list-style-type: none"> • La interface entre la superficie del metal y los organismos puede alterarse física y químicamente. • Los microbios rompen la película pasiva y aceleran el ataque corrosivo • Las comunidades microbianas pueden crear biopelículas.
Agrietamiento Asistido por el Ambiente	<p>Fractura quebradiza de un material normalmente dúctil en donde el efecto corrosivo del ambiente es una causa.</p> <p>Inducido por hidrógeno: Ocurre cuando el material se infiltra por hidrógeno atómico, resultando en un agrietamiento "gradual" o agrietamiento "con ampollas".</p> <p>Fragilización por hidrógeno: Es causada por el hidrógeno interior</p> <p>Agrietamiento de corrosión por esfuerzo: La corrosión asistida por esfuerzo involucra el efecto conjunto de un proceso de corrosión y agrietamiento en presencia de un esfuerzo de tensión</p>	<p>Inducido por hidrógeno</p> <ul style="list-style-type: none"> • Produce en un agrietamiento "gradual" • Produce agrietamiento "con ampollas". <p>Fragilización por hidrógeno</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pérdida en la ductilidad de materiales de alta dureza. <p>Agrietamiento de corrosión por esfuerzo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • El agrietamiento por esfuerzo de sulfuro es una forma de agrietamiento asociada con la presencia de H₂S. • La fuente de esfuerzo puede incluir carga externa, presurización interna o esfuerzo residual.

1.2.4. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN INTERNA

1.2.4.1. Vapor de Agua

El vapor de agua por sí mismo no puede fomentar la corrosión porque no es un electrolito. El agua puede adsorberse a una superficie de metal a humedad baja resultando en proporciones de corrosión insignificamente bajas. A la concentración de la fase de vapor donde se condensa el agua, la corrosión puede ocurrir siempre y cuando existan otras condiciones ambientales

1.2.4.2. Temperatura

Generalmente la velocidad de corrosión aumenta con la temperatura. Al igual que casi todas las demás reacciones químicas, las proporciones de corrosión aumentan por lo general conforme se incrementa este parámetro, produciéndose los siguientes efectos:

- a) La proporción de reacción química se aumenta
- b) La solubilidad de gases en el agua se disminuye; Conforme la solución se calienta, los gases corrosivos disueltos salen de la solución y disminuyen la corrosividad del agua (electrolito).
- c) La adsorción de inhibidores en la superficie de metal es menos eficaz.

1.2.4.3. Presión

La presión también tiene un efecto en las reacciones químicas. En el caso de sistemas bifásicos (agua + gas), la importancia principal de la presión es su efecto en la solubilidad de los gases disueltos. La mayoría de gas entra en solución a medida que la presión se incrementa, resultando en incrementos en las velocidades de corrosión.

1.2.4.4. Composiciones Agresivas de Líquidos

Dentro de la composición de un fluido existen sustancias agresivas que provocan problemas severos de corrosión, dentro de los cuales los más importantes son los siguientes:

1.2.4.4.1. Sales Disueltas

Existen varios tipos de sales disueltas en un fluido dentro de las cuales cuando el agua contiene cationes como el calcio (Ca^{++}), el magnesio (Mg^{++}), el bario (Ba^{++}) y/o el estroncio (Sr^{++}), se dice que el agua es "dura".

Los carbonatos en el agua funcionan como un buffer ácido que normalmente disminuye la proporción de corrosión. En tuberías de gas, el carbonato de calcio y otras formaciones de sales insolubles pueden formar incrustaciones que pueden inhibir la corrosión creando una barrera entre el agua y la

superficie del metal. En ocasiones estas incrustaciones pueden generar suficiente volumen para impedir el flujo.

El agua que no contiene los cationes mencionados se conoce como "suave", sin capacidad buffer y es más corrosiva. El agua suave en tuberías de gas a menudo es resultado de la condensación de agua del gas húmedo.

La presencia de cloruros (u otros halógenos) puede servir para prevenir la formación de películas protectoras y aumentar la corrosión. Por lo mismo, el agua que contiene cloruro tiende a ser más corrosiva que la que no contiene cloruro

1.2.4.4.2. Gases Disueltos

El oxígeno, dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno disueltos en el agua, incrementan drásticamente la corrosividad en los sistemas de gas, por lo que es necesario eliminarlos para que no se produzcan problemas graves de corrosión.

1.2.4.4.3. Hidrocarburos Líquidos

Los hidrocarburos líquidos son compuestos orgánicos (es decir, compuestos de hidrógeno y carbono). Al igual que el proceso para la condensación de agua,

los hidrocarburos se condensarán a partir de la fase de gas a ciertas temperaturas y presiones (dependiendo de la composición de la fase de gas).

Los condensados típicos de gas son moléculas orgánicas con 3 a 10 átomos de carbono (es decir, propano a decano). La cantidad de hidrocarburos líquidos en un sistema de tubería es una consideración importante con respecto de los riesgos de corrosión y los esquemas de remediación de la corrosión. Por ejemplo, si los hidrocarburos representan la fase continua y el agua la fase dispersa, entonces la mayoría de los componentes del sistema se expondrá a la fase de hidrocarburo menos corrosiva.

1.2.4.5. Influencia de la Velocidad del Fluido

La velocidad del fluido sobre la superficie de un metal influye en la tasa de corrosión. Por ejemplo en aguas estancadas, la tasa general de corrosión es usualmente baja, pero puede ocurrir corrosión localizada "pitting" bajo depósitos.

.

1.2.5. PROCESOS CORROSIVOS EN SISTEMAS DE GAS

La velocidad de corrosión interna en sistemas de gas varia en una forma compleja con las presiones parciales de dióxido de carbono ($ppCO_2$), de oxígeno (ppO_2), de ácido sulfhídrico (ppH_2S) y la química del agua condensada.

Estas sustancias no son corrosivas si estas se encuentran en ausencia de humedad menor al 60% (HR).

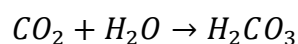
El CO₂, H₂S y el O₂ disueltos en el agua producen graves problemas de corrosión los cuales se describen a continuación:

1.2.5.1. Corrosión por CO₂

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

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).

Además 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:



El cual se combina con el hierro (ferroso) para formar 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. Los bicarbonatos también actúan como agente buffer, consumiendo ácidos (H^+) y no permitiéndoles disminuir el pH y volverse corrosivos. Sin embargo, el efecto buffer se contrarresta ligeramente por el efecto del bicarbonato como reactivo catódico.

De esta manera a este tipo de corrosión por CO_2 también se conoce como corrosión "dulce" debido a la ausencia del efecto del gas ácido (sulfuro de hidrógeno). Y se presenta cuando el CO_2 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 CO_2 como son: la presión, la temperatura y la composición del agua. Especialmente cuando la presión parcial del CO_2 aumenta este se solubiliza en el agua, formando un

ácido débil, lo cual propicia un ambiente agresivo para las instalaciones industriales.

La presión parcial del CO₂ (o H₂S o cualquier otro componente de gas) se determina, analizando el contenido de una muestra de gas y haciendo el cálculo como se muestra en la ecuación 1.1

$$\text{Presión Parcial} = \frac{[\% \text{ mol} \times \text{presión total}]}{100} \quad \text{Ec. 1.1.}$$

Mediante la presión parcial del dióxido de carbono se puede diagnosticar el grado de corrosión mediante la tabla 1.3

⁽³⁾Tabla 1.3. Categorización cuantitativa de la presión parcial sobre la corrosividad

Presión Parcial del CO₂ (psi)	Corrosividad
P _{CO2} < 3	Baja o no corrosiva
3 < P _{CO2} < 30	Moderada
P _{CO2} > 30	Severa

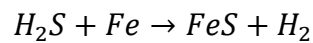
1.2.5.2. Corrosión por H₂S

El sulfuro de hidrógeno (H₂S) es un gas incoloro y venenoso que tiene un olor característico a huevo podrido a concentraciones bajas.

⁽³⁾Nace SP 0206-206, "Control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems"

El H₂S es soluble en agua, donde se comporta como un ácido débil y normalmente causa picaduras del acero al carbón. La corrosión por ataque de H₂S a menudo se llama corrosión "ácida".

También puede producirse a partir del metabolismo de las bacterias reductoras del sulfato. En estas condiciones, el H₂S disuelto atacará el hierro y las aleaciones no resistentes al ácido. La reacción general de corrosión del H₂S con el hierro es como se describe a continuación:



1.2.5.3. Corrosión por Oxígeno (O₂)

En circunstancias en las que se introduce oxígeno (O₂) en los sistemas de gas natural que contienen agua, se observan a menudo incrementos significativos en la corrosión general.

Estos incrementos se deben principalmente a que el O₂ es un agente oxidante fuerte. El O₂ también acelerará la picadura de corrosión, sobre todo cuando se mezcla con CO₂ y/o H₂S, en presencia de gas húmedo o agua libre. Cuando el O₂ está presente, no es raro que las proporciones de picadura aumenten 10 veces.

1.2.6. MONITOREO Y EVALUACIÓN DE LA CORROSIÓN INTERNA

El monitoreo de la corrosión, por su parte, emplea una variedad de técnicas destinadas a determinar qué tan corrosivo es el ambiente del sistema y a que tasa o rapidez se experimenta la pérdida de metal. La medición de la corrosión es un método cuantitativo por medio del cual la efectividad de las técnicas de control y prevención de la corrosión pueden ser evaluadas y proveer la retroalimentación necesaria para optimizarlas.

Existe una amplia variedad de técnicas para la medición de la corrosión, las cuales incluyen:

1. Pruebas no destructivas

- Ultrasonido
- Radiografía
- Termografía

2. Datos operacionales

- Tasa de flujo
- Presión
- Temperatura

3. Análisis Físico-químicos:

- Análisis de composición del gas
- Medición de pH
- Medición de temperatura
- Alcalinidad total
- Gas disuelto (O_2 , CO_2 , H_2S)
- Conteo de iones metálicos (Fe^{2+} , Fe^{3+})
- Análisis microbiológico

4. Históricos de Fallas

- Análisis de superficies expuestas (análisis de falla)

5. Monitoreo de corrosión

- Cupones de pérdida de peso
- Probetas de resistencia eléctrica

Algunas técnicas para la medición de la corrosión pueden utilizarse en línea, a través de un monitoreo constante del proceso, mientras que otras mediciones deben ser determinadas a través de una análisis de laboratorio.

Algunas técnicas proveen una medición directa de la pérdida de metal o de la tasa de corrosión, mientras que otras son indirectas, pues son utilizadas para inferir el ambiente corrosivo que pueda existir.

Puede usarse el conocimiento de la composición química del gas y de los líquidos para predecir la corrosividad. Deben tomarse periódicamente muestras de gas y/o líquido.

Deben inspeccionarse las secciones de tubería expuestas durante los proyectos de rehabilitación de tubería y deben probarse en busca de daño por corrosión interna. Las muestras deben presentarse a un laboratorio para el análisis químico.

Para el monitoreo de la corrosión interna en sistemas de gas, existen varios parámetros físico-químicos referenciales que nos ayudan a determinar la corrosividad, los cuales se encuentran documentados en normas internacionales (NACE), los que nos ayudan a determinar el mecanismo de corrosión y a tomar decisiones sobre los métodos de mitigación y control.

Tabla 1.4 Parámetros referenciales para el monitoreo de corrosión interna

Parámetro	Expresado	Unidad	Corrosión Baja o Nula	Corrosión Moderada	Corrosión Severa
Hierros Totales ⁽⁴⁾	Fe ⁺⁺	mg/ l	< 5	>5	>5
Oxigen Disuelto ⁽⁵⁾	O _{2D}	mg/ l	< 1	-	>1
H ₂ S Disuelto ⁽⁶⁾	H ₂ S _D	mg/ l	< 4	-	>4
Cloruros ⁽⁷⁾	Cl ⁻	mg/ l	50	200	500

⁽⁴⁾ NACE RP 0192-98: "Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts".

⁽⁵⁾ L. W. Jones, Corrosion and Water Technology (tulsa, OK: OGCI, 1992)

⁽⁶⁾ "Transportation of Natural and other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards"

⁽⁷⁾ Uhlig, H.H., and Revie, R.W., 1985, Corrosion and Corrosion Control, John Wiley & Sons, New York.

1.2.6.1. PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS

1.2.6.1.1. Mediciones Ultrasónicas

Las mediciones ultrasónicas es una técnica que proporciona mediciones de espesor de acero de una manera precisa y rápida. La principal ventaja de la medición ultrasónica comparada con otros métodos tradicionales es que las mediciones ultrasónicas pueden ser llevadas a cabo teniendo acceso a solo un lado del material a ser medido.

1.2.6.2. DATOS OPERACIONALES

- a) Tasa de flujo
- b) Presión
- c) Temperatura

1.2.6.3. ANÁLISIS FISICO-QUIMICOS

a) Análisis de composición del gas

Las características del gas son un factor importante para determinar la corrosividad interna de un sistema de gas natural. Para que la corrosión ocurra a cualquier proporción significativa, se requiere un electrolito como agua líquida. Cuando el agua se condensa en la superficie para formar una

fase líquida, la corrosión puede presentarse siempre y cuando existan también otras condiciones ambientales.

Las condiciones ambientales que tienden a acelerar la corrosión incluyen las presiones parciales del oxígeno (O_2), del dióxido de carbono (CO_2), del sulfuro de hidrógeno (H_2S) y la humedad.

b) Medición de Temperatura

Este parámetro físico se representa en forma natural, influye directamente en la aceleración o retardo de la actividad biológica, así como en las múltiples reacciones químicas.

c) Medición de pH

Su control en lo proceso es muy importante ya que se asocia a fenómenos de corrosión o de incrustaciones en las tuberías.

d) Alcalinidad Total

Tiene además incidencia sobre el carácter corrosivo o incrustante del agua, en las aguas naturales la alcalinidad es debida generalmente a la presencia de tres clases de compuestos:

- Bicarbonatos
- Carbonatos
- Hidróxidos

e) Gases Disueltos

La presencia de gases disueltos en el agua tiene un gran impacto sobre la velocidad de la corrosión siendo los más peligrosos los siguientes gases:

- **Oxígeno disuelto.-** Contribuye en gran medida a la corrosividad del agua, facilita el crecimiento de bacterias aeróbicas.
- **Dióxido de carbono disuelto.-** El CO₂ disuelto en ausencia de agua líquida, no es corrosivo para las tuberías; sin embargo, cuando hay agua presente, el CO₂ puede disolverse en el agua y pueden afectar el pH y otros factores como la química del agua.

Conforme la presión parcial del CO₂ en el gas aumenta, la cantidad de CO₂ disuelto en la fase de agua también puede aumentar, reduciendo así el pH y hace que el agua sea más corrosiva.

- **Sulfuro de hidrógeno disuelto.-** El sulfuro de hidrógeno es muy soluble en el agua, y cuando se disuelve, se comporta como un ácido débil. El grado de disociación está en función del pH.

La corrosión causada por el H₂S disuelto en el agua se conoce como “corrosión acida” y ésta se manifiesta generalmente como una picadura. El sulfuro de hidrógeno también puede ser generado en sistemas de agua mediante bacterias sulfato reductoras (BSR).

f) Conteo de Iones Metálicos (Fe⁺⁺)

Un análisis de iones metálicos indica la concentración (ppm) de cationes comunes (iones de carga positiva). Pueden usarse la especie y concentraciones de iones para predecir la formación de depósitos o, junto con otra información, indicar corrosión. Entre el catión más representativo para evaluar la corrosión es el Hierro (Fe⁺⁺).

g) Análisis Microbiológico

Deben realizarse pruebas de cultivo en dilución en serie en muestras frescas del producto de corrosión para establecer la presencia y concentración de bacterias (colonias/ml), dentro del sitio de corrosión.

Las incrustaciones, productos de la corrosión y los rasgos morfológicos de las picaduras y la corrosión general, los microbios residuales, así como otros "restos" son evidencia importante que a menudo es esencial para determinar la causa/mecanismo de corrosión interna.

1.2.6.4. HISTÓRICOS DE FALLAS

Para determinar si las condiciones de operación, el programa de remediación, el diseño geográfico o el diseño de los materiales podrían contribuir a la corrosión interna, se recomienda una revisión de las características operativas del sistema. Las condiciones de operación que resultan en la presencia de agua libre (agua líquida), las temperaturas altas, el H₂S, el CO₂ y el O₂ son algunos parámetros que deben evaluarse, también considere el historial de fugas y fallas.

1.2.6.4.1. Análisis de superficies expuestas

El examen de las superficies internas expuestas puede proporcionar información útil sobre las condiciones de operación dentro de la tubería y cualquier corrosión que esté ocurriendo. El examen visual debe realizarse lo más pronto posible después de que las superficies internas de la tubería se han expuesto, ya que pueden ocurrir cambios rápidos en depósitos y productos de la corrosión al exponerse al aire, luz y humedad.

Antes de cortar una muestra, identifique cualquier rasgo externo asociado con el área defectuosa o corroída (ej., depresiones en el tubo, goteo localizado en o cerca de la región defectuosa). Marque la dirección del flujo de gas y posición de reloj en el diámetro externo del tubo. Haga un registro fotográfico del tubo desde puntos de vista diferentes y, si posible, antes de cortar el tramo de tubo.

1.2.6.5. MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA

La tasa de corrosión determina que tan duradera puede ser la vida útil de una planta y su seguridad operacional. La medición de la corrosión y las acciones para remediar las tasas de corrosión elevadas permiten incrementar la efectividad costo-operativa de la planta para alcanzar la reducción de los costos asociados a la renovación de las instalaciones de un proceso.

Con las técnicas para el monitoreo de la corrosión se podría:

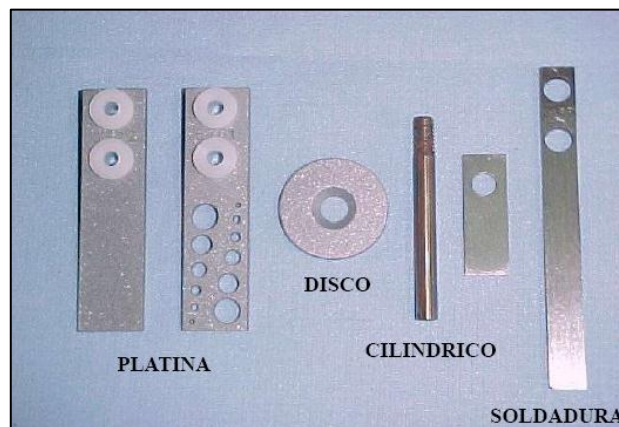
- Proveer una alarma anticipada de los daños potenciales que ocurrirían en las estructuras de producción, de mantenerse las condiciones corrosivas existentes.
- Diagnosticar un problema de corrosión particular, identificar sus causas y los parámetros de control de la corrosión, como la presión, temperatura, pH, caudal, etc.
- Evaluar la efectividad de una técnica de prevención/control de la corrosión que se haya aplicado al sistema, tales como la inhibición química.
- Proveer información relacionada con los requerimientos de mantenimiento y condiciones de la planta.

Existiendo un gran número de técnicas para el monitoreo de la corrosión, dentro de las cuales las más comunes usadas en las aplicaciones industriales son:

1.2.6.5.1. CUPONES DE CORROSIÓN

La técnica de pérdida de peso (cupón de corrosión), es la más simple y la más conocida de todos los métodos de monitoreo de corrosión. Esta técnica se basa en la exposición por un tiempo determinado de una muestra (cupón) del mismo material de la estructura supervisada, en el mismo ambiente corrosivo al que la estructura está expuesta, como se observa en la figura 1.16.

Figura 1.16. Tipos de cupones de corrosión



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

La medición obtenida de los cupones al analizarse es la pérdida de peso que ocurre en la muestra durante el período de tiempo al que ha sido expuesto,

expresada como tasa de corrosión, la cual se obtiene mediante la ecuación 1.2⁽⁸⁾

$$CR = \frac{W \times 365 \times 1000}{A \times T \times D \times (2.54)^3}$$

$$CR = \frac{2.227 \times 10^4 W}{ATD} \quad \text{Ec. 1.2.}$$

Dónde:

CR: Velocidad de corrosión promedio (mpy).

W: Pérdida de peso (g).

A: Área inicial de la superficie expuesta del cupón (pulg²).

T: Tiempo de exposición (días).

D: Densidad de la aleación (g/cm³).

Como regla general, los cupones deben ubicarse en el lugar más expuesto a la corrosión.

Muchas condiciones operativas y ambientales influyen en la selección óptima de los lugares para la instalación del cupón. Lo ideal es colocar los cupones en o cerca de la posición a las seis horas en la mayoría de las tuberías horizontales. Los cupones pueden instalarse en la posición a las 12 horas cuando se sabe que hay muy pocos o ningún líquido libre pero hay contenido alto de agua en el gas, suficiente para permitir que ocurra la condensación.

⁽⁸⁾NACE Standard RP0775-2005 (*Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*)

Por consiguiente, la colocación del cupón es a menudo uno de los elementos más críticos para obtener información significativa de la de corrosión interna.

La simplicidad de esta medición es tal, que la técnica de monitoreo con cupones es el método básico utilizado en muchos programas de inspección de la corrosión. Esta técnica es extremadamente versátil, debido a que los cupones de pérdida de peso pueden ser fabricados en cualquier aleación comercial disponible.

Entre las ventajas que nos proporcionan los cupones de pérdida de espesor son:

- La técnica es aplicable a todos los ambientes (gases, líquidos y flujos con partículas sólidas)
- Puede realizarse inspección visual.
- Los depósitos de incrustación pueden ser observados y analizados.
- La pérdida de peso puede ser fácilmente determinada y la tasa de corrosión puede ser fácilmente calculada.
- La corrosión localizada puede ser identificada y medida.
- La eficiencia de los inhibidores pueden ser fácilmente determinada.

En un típico programa de monitoreo, los cupones son expuestos entre unos 45 a 90 días antes de ser removidos para análisis de laboratorio. Una de la desventaja de la técnica de cupones es que, si la tasa de corrosión varía durante el período de exposición, es decir, si se incrementa o disminuye por

alguna causa, dicho evento pico no sería evidenciado en el cupón, sin poderse determinar su duración y su magnitud.

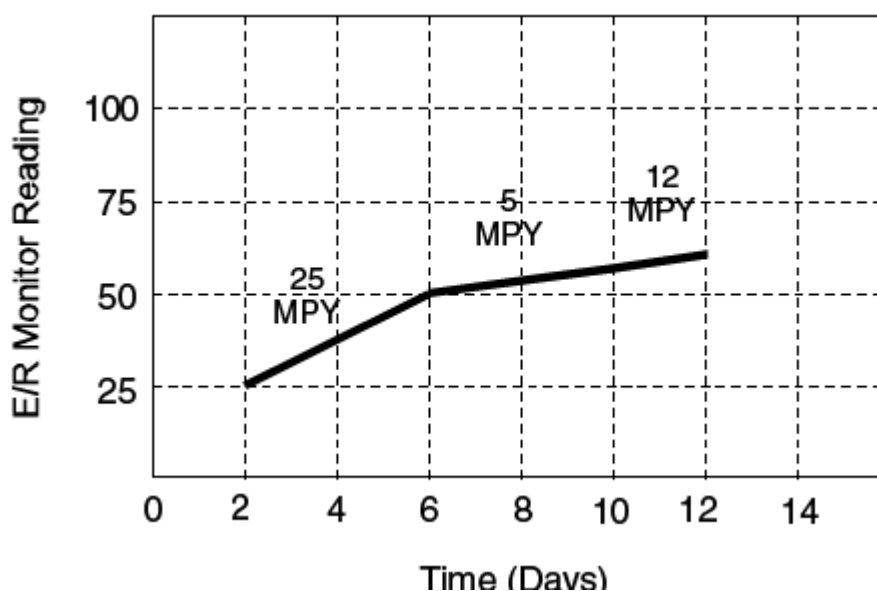
1.2.6.5.2. PROBETAS DE RESISTENCIA ELÉCTRICA

El monitoreo de corrosión es la práctica de la medición del potencial corrosivo de las condiciones de un proceso, a través del uso de “probetas”, las cuales son insertadas en el proceso y expuestas continuamente a las condiciones ambientales del mismo.

Las probetas de resistencia eléctrica (ER) pueden ser consideradas como cupones de corrosión “electrónicos”. Al igual que los cupones, las probetas E/R proveen una medición de la pérdida de metal de un elemento expuesto a un ambiente corrosivo, pero a diferencia de los cupones, la magnitud de la pérdida de metal puede ser medido en cualquier momento, a la frecuencia que sea requerida, mientras la probeta se encuentre in-situ y permanentemente expuesto a las condiciones del proceso.

La técnica E/R mide el cambio en la resistencia eléctrica (Ohms) de un elemento metálico corroído expuesto al medio ambiente del proceso. La acción de la corrosión en la superficie del elemento produce un decrecimiento en el área de la sección transversal de dicho sensor, lo cual representa un incremento en la resistencia eléctrica. El aumento en esta resistencia puede ser relacionada directamente con la pérdida de metal, y la pérdida de metales

función del tiempo es la definición de la tasa de corrosión. Aunque es una técnica que promedia la corrosión en el tiempo, los intervalos entre cada medición pueden ser mucho más cortos que los de los cupones de pérdida de peso. La gráfica a continuación presenta la típica respuesta en el tiempo de las probetas E/R.

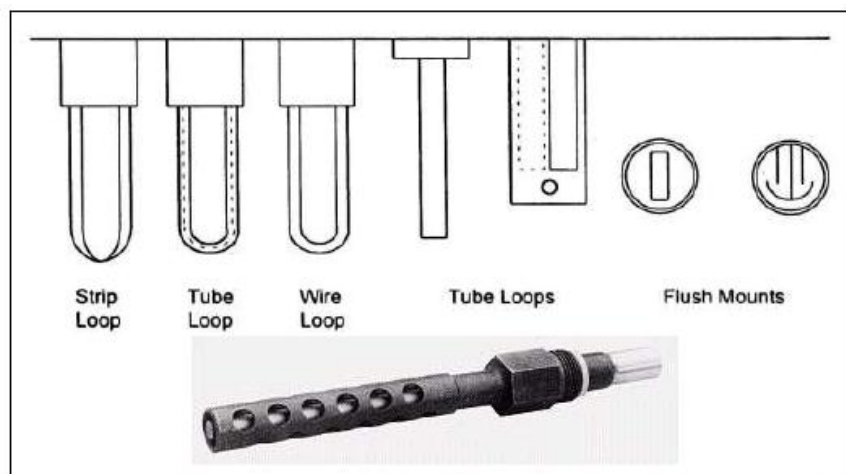


Las probetas E/R tienen todas las ventajas del cupón, pero adicionalmente:

- Son aplicables en todos los ambientes de trabajo, líquidos, gaseosos, sólidos, flujos con partículas sólidas.
- La tasa de corrosión puede ser obtenida de forma directa.
- La probeta se puede mantener instalada y conectada en línea hasta que su vida operacional haya sido agotada.
- Responde de forma rápida a los cambios en las condiciones corrosivas, y puede ser utilizado como disparador de alarmas.

Las probetas E/R se encuentran disponibles en una gran variedad geométrica, metalúrgica como se puede observar en la figura 1.17. El rango de sensibilidad permite que el operador seleccione la mejor respuesta dinámica, que sea consistente con los requerimientos del proceso.

Figura 1.17 Tipos de probetas de resistencia eléctrica



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

1.2.7. INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS Y DISEÑO DE PROCESOS

El análisis y diseño de unidades para mitigar los constituyentes corrosivos presentes en el sistema de gas involucra la consideración de los factores que afectarán el dimensionamiento, el desempeño y la confiabilidad de estas instalaciones. Las etapas iniciales de un proyecto, comenzando con la planeación de instalaciones y continuando a través de las fases de diseño conceptual y preliminar, se consideran por ser factor crítico en el éxito del

proceso final de análisis y diseño. Durante estas fases se determinan los factores y causas de la severidad de la corrosión interna, los cuales nos ayudarán al diseño de protección de las instalaciones, se lleva a cabo la selección de métodos de control y mitigación de la corrosión los cuales establecen los criterios de diseño.

1.2.8. SELECCIÓN DE LOS MÉTODOS DE CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERNA

El ingeniero de diseño debe seleccionar la combinación más apropiada de procesos a fin de obtener los resultados adecuados para el control y mitigación de los problemas severos de corrosión, identificando los métodos de control apropiados para las instalaciones, los cuales se describen a continuación.

1. Consideraciones de diseño de la instalación
 - Selección de Materiales
2. Mantenimiento de instalaciones
3. Tratamiento químico con inhibidores de corrosión

También es posible reducir o prevenir la corrosión minimizando la entrada de agua y limitando los niveles de gases potencialmente corrosivos (es decir, dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y oxígeno (O₂)).

Antes de poder seleccionar apropiadamente un programa de control o mitigación, se debe determinar primero la proporción (o severidad) de la corrosión y el mecanismo de corrosión. Es importante asegurar que el programa de monitoreo refleje el ambiente corrosivo antes de seleccionar una estrategia. También es importante reconocer que la selección inadecuada o la aplicación errónea de las medidas de remediación pueden causar que el ambiente interno se vuelva corrosivo.

1.2.8.1. Consideraciones de Diseño de la Instalación

Los diseños de instalaciones que permiten al personal controlar las variables operativas (diferenciales de presión, velocidad, frecuencia de descarga, etc.) brindan flexibilidad mayor para mantener los sistemas con impacto mínimo en las operaciones. Además, el uso de sistemas de deshidratación de gas puede minimizar la entrada de agua a los sistemas.

1.2.8.1.1. Selección de Materiales

El principal objetivo de la selección de materiales resistentes a la corrosión, es suministrar una aleación apropiada para obtener la vida de diseño, dando una adecuada protección contra la corrosión, entregando una metalurgia estable para prevenir fallas prematuras, lo cual resultará en una operación confiable y segura.

Siendo el acero al carbono el más utilizado para el diseño de equipos e instalaciones industriales, ya que presenta una equitativa resistencia a la corrosión y por ser el material más económico que se presenta en el mercado.

1.2.8.2. Mantenimiento de Instalaciones

Mediante la remoción periódica de biocapas acumuladas, depósitos y líquidos reducirá la probabilidad de corrosión de los equipos e instalaciones industriales, proporcionando mayor vida útil a las instalaciones, lográndose así mitigar los riesgos asociados a las paradas no programadas, lo cual brindará mayor confiabilidad al personal y a las operaciones.

1.2.8.3. Tratamiento Químico con Inhibidores de Corrosión

Entre los métodos activos de protección contra la corrosión se encuentra la utilización de inhibidores de corrosión considerándose uno de los métodos más universales y por tanto, más difundido en la lucha contra la corrosión interna.

Se utilizan en función de su naturaleza química, de su naturaleza electroquímica y de su carácter iónico. Por lo general, no se emplean solos sino en mezclas con otras sustancias químicas con diferentes propósitos, bien para completar su efectividad anticorrosiva, y para permitirles ejercer su acción

inhibidora. De manera que con el propósito de usarlos de manera efectiva, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Identificar aquellos problemas que pueden ser resueltos mediante el uso de inhibidores de corrosión.
- Considerar el aspecto económico entre las pérdidas ocasionadas por el problema de corrosión y el gasto debido a la compra del inhibidor más el costo del mantenimiento y operación del sistema de inyección requerido.
- analizar la compatibilidad de los inhibidores con el proceso productivo para evitar efectos tales como espuma, disminución de la actividad catalítica, degradación de otro material, pérdidas de transferencia de calor, etc.

A parte de los beneficios indirectos que se pueden derivar del correcto empleo de los inhibidores se destacan como principales beneficios los siguientes:

- Reducen sustancialmente las pérdidas por corrosión.
- En ocasiones permiten la utilización de aleaciones más baratas.
- Aumentan la vida útil en servicio de las instalaciones y equipos.

1.2.8.3.1. Inhibidores de Corrosión

Según la NACE (National Association of Corrosion Engineers), los inhibidores son sustancias que retardan la corrosión cuando se añaden a un medio

corrosivo, en concentraciones pequeñas. Estos mitigan la corrosión ya que se adsorben a las superficies de metal. Sin embargo, algunos inhibidores de corrosión y portadores como los alcoholes pueden servir como fuente de alimento para algunas bacterias y pueden fomentar su crecimiento. Por consiguiente, un programa eficaz de inhibición de la corrosión requiere la selección apropiada del inhibidor para las características operacionales del sistema.

1.2.8.3.1.1. Clasificación de los Inhibidores de Corrosión

Los inhibidores de corrosión se pueden clasificar según:

1. según el mecanismo de acción

a) Adsorción

2. Según la naturaleza química

b) orgánicos

c) inorgánicos

Según el mecanismo de acción los **inhibidores de absorción** son los de mayor utilización en la práctica. Como su nombre lo indica todos ellos realizan su acción a través de un proceso de adsorción de sus moléculas sobre la superficie del metal a proteger.

Estos inhibidores son fundamentalmente de naturaleza orgánica aunque se conocen algunas especies inorgánicas que funcionan por los mismos mecanismos, como son los iones yoduro, bromuro, cloruro, tiocianato y otros.

Esto incluye de una forma u otra a casi todas las funciones orgánicas como por ejemplo: los aldehídos y los ácidos (oxigenados), las aminas, amidas, imidazoles y las sales cuaternarias de amonio (nitrogenados), los mercaptanos, las tioureas, las sustancias sulfonadas (sulfurados), compuestos orgánicos fosforados, aminoácidos, heterociclos variados, sustancias acetilénicas, etc.

Según la naturaleza química del inhibidor, se clasifican en inhibidores orgánicos e inorgánicos.

Entre los **inhibidores inorgánicos** se encuentran: el cromato de potasio (K_2CrO_4), el permanganato de sodio ($NaMnO_4$), nitrito de sodio ($NaNO_2$), etc.

Los inhibidores orgánicos, son sustancias que tienen en su estructura química grupos funcionales básicos como dobles y triples enlaces, nitrógeno, azufre, oxígeno, etc. Además existen inhibidores formados por un ión orgánico y otro inorgánico, como por ejemplo, el nitrito de ciclo-hexilamonio y muchos otros.

1.2.8.4.1.2. Criterios de Selección y Evaluación

Los criterios para seleccionar un inhibidor de corrosión son:

- la capacidad de suministrarse a lugares corrosivo
- la capacidad de evitar la corrosión presente en esos lugares
- compatibilidad con el proceso y operaciones existentes precio.

1.2.8.4.1.3. Factores que Influyen en el Rendimiento de los Inhibidores de corrosión

La utilidad y eficacia del tratamiento químico son afectadas por numerosas condiciones como temperatura, velocidad, solubilidad y compatibilidad con otros químicos.

- a) Efecto de la temperatura
- b) Efectos de la velocidad
- c) Solubilidad

1.2.8.4.1.4. Eficiencia de un Inhibidor de Corrosión

Para determinar la eficiencia de un inhibidor de corrosión se debe calcular coeficiente de protección, el cual se determinar mediante la ecuación 1.3.

$$\gamma = \frac{V_{cor}^0}{V_{cor}^i} \quad Ec. 1.3$$

Donde:

γ : Coeficiente de protección

V_{cor}^0 : Velocidad de corrosión inicial, sin ningún tratamiento químico

V_{cor}^i : Velocidad de corrosión final; con tratamiento químico

Este criterio es más empleado por los investigadores y teóricos del campo de los inhibidores ya que este valor posee una significación física clara: en cuantas veces, la adición del inhibidor, reduce la velocidad de corrosión del sistema. Su valor se mueve entre 1 e ∞ y la eficiencia (0 y 100%).

Ambas formas pueden relacionarse fácilmente entre sí, para determinar la eficiencia de un inhibidor de corrosión, a través de la ecuación 1.4.

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{1}{\gamma}\right) * 100\% \quad Ec. 1.4.$$

Dónde

ε : Eficiencia de un inhibidor de corrosión

1.2.8.4.1.2. Métodos de Aplicación

Los químicos pueden aplicarse:

- Por descargas (es decir, volúmenes grandes inyectados en una sola vez)
- Inyección continua (a la velocidad prescrita).

La elección de un método de aplicación es una función del tipo de inhibidor, los inhibidores tipo amina, formadores de película, se adsorben en la capa del producto de la corrosión y tiene grados variables de vida de la película. Otros tipos de inhibidores interactúan químicamente con la superficie del metal y deben aplicarse sobre una base continua.

La aplicación continua se usa con frecuencia en ambientes que requieren una concentración constante de inhibidor residual en los líquidos existentes. Los tratamientos continuos aseguran que el tratamiento no se interrumpa y usan inhibidores de corrosión diseñados para dividirse en la fase de agua. Otra opción para gas no saturado es utilizar a un portador no volátil para inhibición continua.

1.3. CONSIDERACIONES PARA EL TRATAMIENTO QUÍMICO EN SISTEMAS DE GAS

Para el control y mitigación de la corrosión interna en sistemas de gas, se debe considerar que tipo de tratamiento se va a implementar, siendo el más utilizado la inyección de inhibidores de corrosión, por ser un tratamiento que nos

proporciona resultados inmediatos y su costo no es tan elevado como otros procesos de mitigación de la corrosión interna.

1.4. SISTEMA DE INYECCIÓN PARA SISTEMAS DE GAS

El método más utilizado por industrias petroleras en sistemas de gas, para la mitigación de corrosión interna es la inyección de inhibidores de corrosión mediante la utilización de boquillas atomizadoras que produzcan un flujo constante del inhibidor, el cual es mezclado con gas o aire a presiones igualmente constantes, el cual pulveriza las partículas del líquido en gotas de diferentes tamaños según las presiones establecidas y el tipo de atomizador que se utilice.

Existen una gran variedad de modelos de atomizadores y una gama de más de cien combinaciones para producir patrones diferentes de atomización con el fin de cubrir todas las necesidades de la industria.

Uno de los factores que influyen en la atomización y varían según cada combinación, es el tamaño de gota de líquido. Los atomizadores pueden producir gotas de 100 a 400 micras, las cuales pueden ser modificadas regulando las presiones o cambiando las combinaciones de salida de fluidos.

1.4.1. Funcionamiento de las Boquillas Atomizadoras

Teniendo en cuenta que las boquillas de atomización están diseñadas para funcionar bajo muchas y diferentes condiciones de presión y caudal, el tamaño de las gotas resultantes es muy pequeña, lo que provoca la formación de una nube muy fina formada por la ruptura de las partículas del líquido utilizado; lo que ha hecho que exista una serie de boquillas aplicables a cada una de sus necesidades en general.

A continuación se dan las características de aspersión fina o atomización, con los criterios que permite evaluar cada boquilla, para conseguir el funcionamiento más eficaz en cada aplicación individualmente.

1.4.2. Formas de Atomización

Existen una gran variedad de formas de atomización, dentro de las cuales las más recomendadas son las siguientes.

1.4.2.1. Aspersión Fina (Hidráulica)

Estas boquillas de baja capacidad producen un modelo de aspersión de cono hueco. Sin embargo, dado que las gotas de aspersión son muy pequeñas, el modelo de aspersión es afectado por la fricción y las corrientes de aire y no se mantiene en largas distancias. A una distancia de la boquilla de varios

decímetros, dependiendo de la presión y de la capacidad de la boquilla, el modelo de aspersión fina de cono hueco desaparece según se quedan las gotas suspendidas en el aire, como se puede observar en la figura 1.18.

Figura 1.18. Atomización fina (Hidráulica)



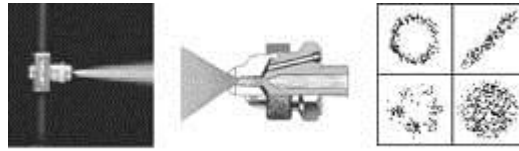
Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

Este tipo de atomización posee un ángulo de pulverización de 35° a 165° con una atomización fina por presión de líquido, con la formación de neblina con atomización de pequeños caudales.

1.4.2.2. Aspersión Fina (Neumática)

Este tipo de atomización es la más utilizada en la industria petrolera. Las boquillas de aspersión neumáticas proporcionan el grado más fino de aspersión para una capacidad y presión dadas. Se pueden usar con distintos modelos de aspersión: redonda, redonda de ángulo ancho, redonda de 360° o plana. Como se puede observar en la figura 1.19.

Figura 1.19 atomización fina (con asistencia de aire)



Fuente: Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

El modelo de aspersión se mantiene solamente en tanto que se mantiene la velocidad del chorro atomizado. Cuando la velocidad disminuye, las gotas de aspersión pueden evaporarse por completo, dependiendo de su tamaño, tiempo de exposición, humedad relativa y otras condiciones ambientales

Esta técnica de atomización neumática (Aire+ líquido), pulveriza pequeñísimas cantidades de líquido finamente atomizadas con modelos de pulverización de cono lleno, hueco y plano.

CAPITULO II

CAPÍTULO II

2. PARTE EXPERIMENTAL

2.1. MUESTREO

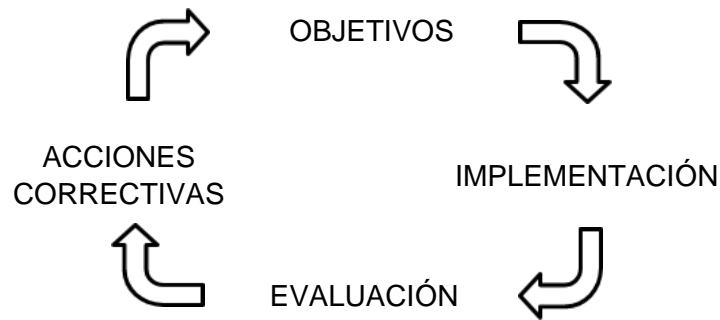
Esta investigación fue realizada en el sistema de gas de Repsol de las facilidades de producción del sur (SPF), iniciándose con la recolección de muestras de los condensados de los diferentes puntos de muestreo, procediéndose así a realizar los respectivos análisis físico-químicos y mediciones cuantitativas de CO₂ y H₂S, los cuales nos permitieron determinar la existencia y agresividad de la corrosión interna.

Algunas de estas determinaciones fueron realizadas in situ, como el pH, temperatura, CO₂ disuelto y H₂S disuelto, los cuales se realizan en campo, debido a que sus resultados pueden variar con el tiempo, estos análisis se los efectúa para identificar la existencia y severidad de la corrosión interna en el sistema de gas del SPF.

2.2. METODOLOGÍA

La metodología utilizada para el control y monitoreo de corrosión interna se fundamenta en un programa de integridad cíclico o proceso continuo, que tiene

como objetivo mantener el sistema en operación, de acuerdo al siguiente diagrama.



Mediante este programa, se inició determinando el estado crítico de las líneas en el sistema de gas del SPF. Lo que nos permitió determinar la línea base de nuestra investigación.

Procediéndose a muestrear los condensados a diario para los respectivos análisis físico-químicos, los cuales se realizaron de acuerdo a los procedimientos del manual de laboratorio del SPF, con el objetivo de identificar la existencia de la corrosión interna.

2.2.1. MÉTODOS Y TÉCNICAS

2.2.1.1. MÉTODOS

Los métodos utilizados en la presente investigación fueron el inductivo, deductivo y el experimental, puesto que se revisó información histórica y se

apoyó esta investigación mediante análisis físico-químicos, permitiéndonos diagnosticar el estado del sistema de gas del SPF.

Además para esta investigación se basó en normas internacionales que ayudaron a planificar una estrategia para el control y monitoreo de la corrosión interna. Las que ayudaron a emitir soluciones adecuadas para mitigar los severos problemas de corrosión.

2.2.1.2. TÉCNICAS

Las técnicas que se utilizó para determinar la existencia y agresividad de la corrosión interna en el sistema de gas se describen a continuación en la tabla 2.1

Tabla 2.1 Técnicas para determinar la existencia de corrosión interna

Técnica o Determinación	Norma
Ph	API RP 45. Recommended Practice for Analysis of Oilfields waters.
Alcalinidad total	Norma API RP 45. Recommended Practice for Analysis of Oilfields waters
CO ₂ disuelto	ASTM D 513 "Standard Test Methods for Total and Dissolved Carbon Dioxide in Water".
H ₂ S disuelto	Norma API RP 45. Recommended Practice for Analysis of Oilfields waters
Bacterias reductoras de sulfato	Norma API RP 45. Recommended Practice for Analysis of Oilfields waters
Hierros totales	NACE RP 0192:"Monitoring Corrosion in Oil and Gas Production with Iron Counts"
Cloruros	Norma API RP 45. Recommended Practice for Analysis of Oilfields waters

CAPITULO III

CAPÍTULO III

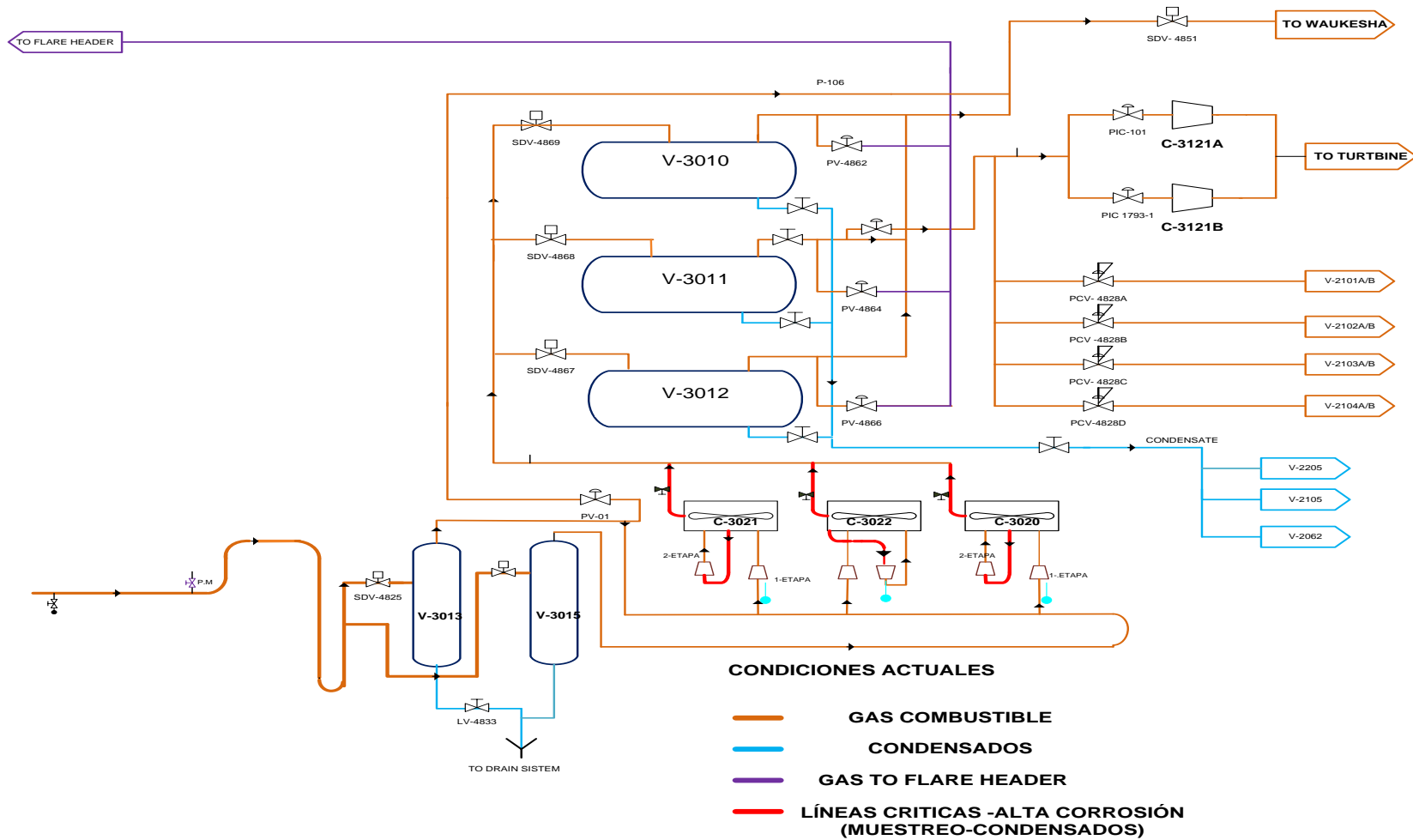
3. LÍNEA DE INVESTIGACIÓN

3.1. DESARROLLO

Repsol con el fin de incorporar medios y mecanismos que garanticen la integridad de sus instalaciones, decide realizar una investigación de los problemas de corrosión interna que se están originado en las líneas de gas de las facilidades del sur. Con el fin de establecer acciones correctivas que ayuden a extender la vida útil de los ductos del sistema de gas (ver diagrama 3.1), lo que brindará mayor seguridad al personal, confiabilidad a las operaciones y disminuirá los costos de mantenimiento.

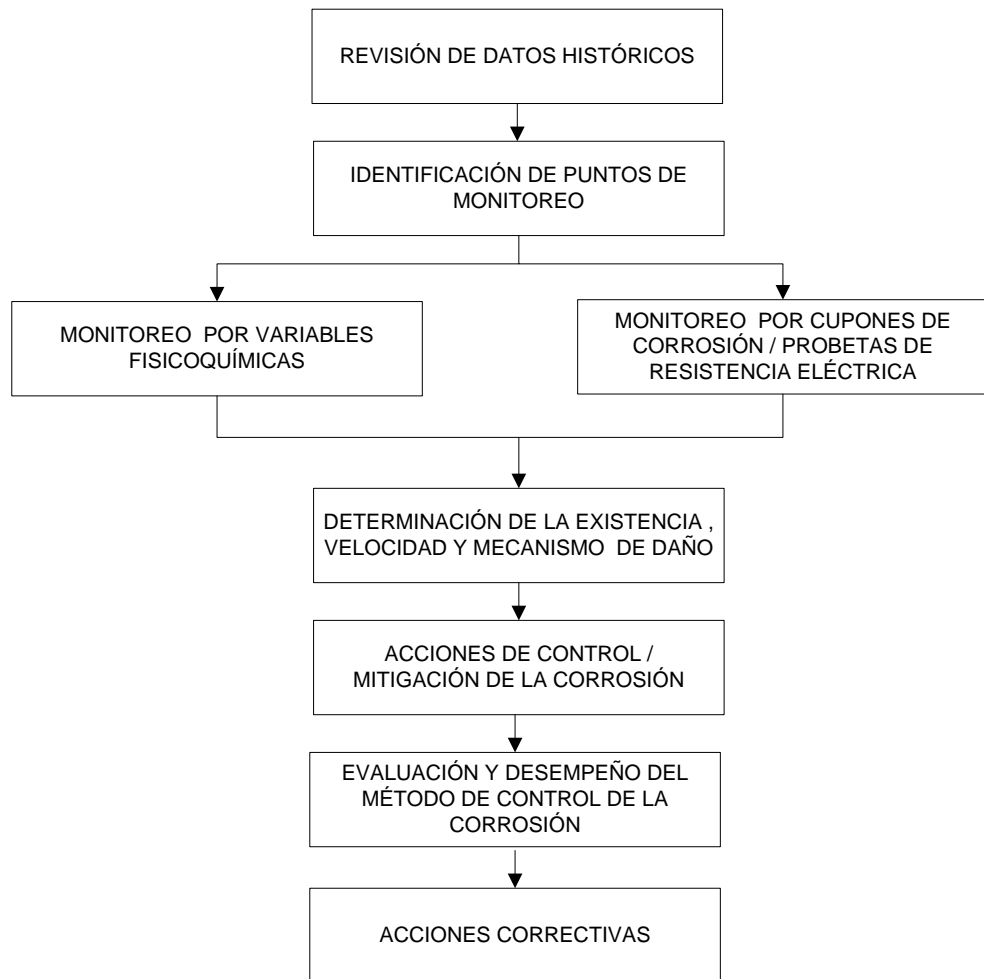
Para lo cual se llevaron a cabo, las siguientes actividades que se detallan en el diagrama 3.2, las cuales se realizaron con la finalidad de definir los parámetros relevantes en el proceso o en el material que pueden tener influencia sobre los mecanismos de daño en el sistema de gas en estudio.

Diagrama 3.1 Condiciones actuales del sistema de gas de las facilidades de producción del sur (SPF)



Elaborado por: Darwin Balseca

Diagrama 3.2 Metodología para el monitoreo y evaluación de la corrosión interna



3.1.1. Revisión de datos históricos

En la tabla 3.1 y 3.2 se resumen los datos históricos de los trabajos realizados por inspección técnica los que nos permitieron determinar el estado crítico de las tuberías del sistema de gas del SPF.

Tabla 3.1 Resultados de mediciones de espesores en el sistema de gas –SPF

Nodos	Diámetro Nominal (in)	Espesor Nominal (in)	% de Perdida
Línea de Baja Presión – Antes del Omega			
1	16	0,375	2,10%
3	16	0,375	3,50%
Línea de Baja Presión –Después del Omega			
4	16	0,375	2,40%
5	16	0,375	6,90%
Salida del Scrubber V-3013			
11	10,75	0,365	18,10%
12	10,75	0,365	4,70%
Salida del Scrubber V-3015			
15	10,75	0,365	6,30%
Descarga de la Primera etapa después del enfriador C-3020			
19	4,5	0,237	56,50%
23	4,5	0,237	59,50%
Descarga de la segunda etapa después del enfriador C-3020			
1	3,50	0,216	53,2%
3	3,50	0,216	52,3%
Descarga 1era etapa después del enfriador C-3021			
5	3,50	0,216	49,1%
20	3,50	0,216	38,0%
Descarga de la segunda etapa después del enfriador C-3021			
58	3,5	0,216	1,90%
59	3,5	0,216	61,10%
Descarga de la primera etapa después del enfriador C-3022			
69	6,63	0,28	47,10%
73	6,63	0,28	41,40%
Descarga de la segunda etapa después del enfriador C-3022			
83	4,5	0,237	65,80%
85	4,5	0,237	21,10%

Fuente: Historicos de Inspección Técnica

Tabla 3.2 Resumen de trabajos necesarios en líneas con bajo espesor

Equipo	Tramo	Estado	Cambio	# OT
C-3020	Descarga de la 1era etapa después del aerofriador	Cambiar		11-140499
C-3020	Descarga de la 2da etapa después del aerofriador	Reemplazada	Dic – 2010	N/A
C-3021	Descarga de la 1era etapa después del aerofriador	Cambiar		11-14-0500
C-3021	Descarga de la 2da etapa después del aerofriador	Reemplazada	Feb – 2011	N/A
C-3022	Descarga de la 1era etapa después del aerofriador	Completar cambio	Feb – 2011	11-132179
C-3022	Descarga de la 2da etapa después del aerofriador	Cambiar		11-140501

Fuente: Historicos de Inspección Técnica

Como se observa en la tabla 3.1 y 3.2, en las líneas del sistema de gas, existen pérdidas de espesor que superan el 40% en casi todas las líneas, llegando inclusive a valores de 65% de pérdida de espesor a lo largo de los ductos, y con cambios inmediatos de tramos de tuberías en corto tiempo.

Estos datos nos han orientado en la identificación de los puntos de monitoreo, donde se desarrollara el presente estudio, los cuales se resumen en la tabla 3.3.

Tabla 3.3 Puntos con alto porcentaje de pérdida de espesor

Localización	Compresor C-3020	Compresor C-3021	Compresor C-3022
Salida enfriador 1era etapa	59,50%	49,10%	47,10%
Salida enfriador 2da etapa	53,20%	61,10%	65,80%

3.1.2. Monitoreo de corrosión interna

Existen varias técnicas que se utilizaron para monitorear la corrosión interna en el sistema de gas del SPF, los cuales se describen a continuación:

3.1.2.1. Análisis de variables físico-químicas

Una de las formas de identificar la existencia y agresividad de la corrosión interna en sistemas de gas, es mediante el monitoreo de las variables físico-químicas de los condensados. A continuación en la tabla 3.4 y 3.5 se muestran los datos obtenidos experimentalmente, que se realizaron para este estudio, los cuales nos permitió diagnosticar las condiciones a las que se encuentra el sistema de gas de las facilidades del sur.

Tabla 3.4 Resultados de los análisis físico-químicos del agua condensada del sistema de gas del SPF

LÍNEA DE GAS COMBUSTIBLE DE BAJA PRESIÓN (L 200-16-G-A-2913)					
Fecha	pH	Temperatura (°C)	Fe ⁺⁺ (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Alcalinidad (mg/L CaCO ₃)
LÍNEA DE GAS COMBUSTIBLE DE BAJA PRESIÓN (L 200-16-G-A-2913)					
06/02/2011	6	41	10	40	120
07/02/2011	6	40	5,5	50	140
08/02/2011	6	46	6,25	40	160
09/02/2011	6	40	15,3	40	200
14/02/2011	6	40	17,25	40	180
24/02/2011	6	40	17	40	160
25/02/2011	7	48	14,5	40	480
26/02/2011	7	40	9,75	70	700
PROMEDIO	6,2	42	11,2	42,31	223,1
SCRUBBER DE GAS (V-3015)					
24/02/2011	6,5	45	48	40	150
26/02/2011	6,5	40	18	40	130
27/02/2011	6,5	42	11,45	80	140
28/02/2011	7	48	14,5	50	150
PROMEDIO	6,6	44	20,69	50	158

Fecha	pH	Temperatura (°C)	Fe ⁺⁺ (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Alcalinidad (mg/L CaCO ₃)
ENTRADA A LA PRIMERA ETAPA DEL COMPRESOR C-3020					
06/02/2011	6	45	23,5	40	80
08/02/2011	5	44	19,75	40	100
13/02/2011	6	39	22,5	40	100
24/02/2011	6,5	42	97,5	40	100
26/02/2011	6,5	34	70	60	170
27/02/2011	6	48	31,25	40	200
28/02/2011	6	46	14,5	40	230
01/03/2011	6	47	22	40	106
PROMEDIO	6	43	37,63	42,5	135,8
ENTRADA A LA SEGUNDA ETAPA DEL COMPRESOR C-3020					
06/02/2011	6,5	42	23,5	40	80
08/02/2011	6,5	44	21,25	40	110
13/02/2011	6,5	45	25,5	40	80
24/02/2011	6,5	39	97,5	40	100
26/02/2011	6,5	41	70	60	100
27/02/2011	6	43	31,25	40	200
28/02/2011	6	32	14,5	40	230
01/03/2011	6,5	42	47,5	40	90
PROMEDIO	6,4	41	41,38	42,5	123,8
ENTRADA AL COMPRESOR C-3021 PRIMERA ETAPA					
06/02/2011	6	40	35,79	40	80
08/02/2011	6	45	35	40	110
13/02/2011	6	44	39	40	100
24/02/2011	6,5	43	73	40	60
26/02/2011	6	34	26,75	50	50
27/02/2011	6	45	45,5	60	110
28/02/2011	6	41	43	50	200
01/03/2011	6	40	59,5	40	110
PROMEDIO	6,1	42	44,69	45	102,5

Fecha	pH	Temperatura (°C)	Fe ⁺⁺ (mg/L)	Cloruros (mg/L)	Alcalinidad (mg/L CaCO ₃)
ENTRADA AL COMPRESOR C-3022 PRIMERA ETAPA					
06/02/2011	6	40	35,5	40	80
08/02/2011	6	44	30	40	150
13/02/2011	6	45	45	40	100
24/02/2011	6,5	34	80,5	50	90
26/02/2011	6	41	26,75	50	50
27/02/2011	6	40	58,25	50	410
28/02/2011	6	47	58	40	230
01/03/2011	6,5	43	50,5	40	220
PROMEDIO	6,1	42	48,06	43,75	166,3
ENTRADA A LA SEGUNDA ETAPA DEL COMPRESOR C-3022					
06/02/2011	6,5	40	25	40	120
08/02/2011	6,5	34	20	40	150
13/02/2011	6	45	18	40	100
24/02/2011	6,5	48	80,5	40	90
26/02/2011	6,5	45	72,5	40	190
27/02/2011	6	34	58,35	50	210
28/02/2011	6	33	45,68	40	320
01/03/2011	6,5	32	75	40	150
PROMEDIO	6,3	39	49,38	41,25	166,3

Tabla 3.5 Resultados de las determinaciones de CO₂ y H₂S disuelto en el compresor C-3022

Fecha	Entrada al compresor C-3022		Salida del compresor C-3022	
	CO ₂ Disuelto (ppm)	H ₂ S Disuelto (ppm)	CO ₂ Disuelto (ppm)	H ₂ S Disuelto (ppm)
06/02/2011	250	0,2	400	0,2
07/02/2011	250	0,1	400	0,1
08/02/2011	240	0,2	400	0,2
09/02/2011	250	0,2	400	0,1
13/02/2011	230	0,2	400	0,2
14/02/2011	250	0,2	400	0,2
06/03/2011	240	0,2	400	0,2
Promedio	244	0,19	400	0,17

3.1.2.2. Monitoreo por probetas de resistencia eléctrica

Este tipo de monitoreo nos permite determinar las velocidades de corrosión por el método de resistencia eléctrica. Cuando se produce disolución de iones metálicos por efecto de la corrosión, se produce un cambio en el área seccional y por lo tanto la resistencia eléctrica del elemento metálico también cambia de una manera proporcional. Este cambio es el que se utiliza para calcular la pérdida de masa y expresarla en velocidad de corrosión.

Por lo que, para obtener la línea base, se instala una probeta de resistencia eléctrica T3501-T10-K03005- 30, Type D, Span 5 en la segunda etapa del compresor C-3022 y se monitorea la corrosión del 8 al 13 de agosto del 2011, obteniéndose un desgaste generalizado de 317.4 mpy, lo que se puede concluir que existe corrosión severa.

3.2. CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

La velocidad de corrosión es el principal parámetro que permite determinar la vida útil de un componente en una instalación. Los datos obtenidos permiten detectar posibles fallas en el material, diagnosticar problemas de corrosión, diseñar programas de control de corrosión y de mantenimiento, verificar tendencias de deterioro, etc.

a) Cálculo de la velocidad de corrosión según mediciones de espesores.

Para poder tener una idea de los problemas de corrosión severos que se presenta en el sistema de gas del SPF, se calculó las velocidades de corrosión en función a los historiales de las mediciones de espesores mediante la ecuación 3.1. ⁽⁹⁾

$$\text{Velocidad de Corrosión} = \frac{e_{\text{inicial}} - e_{\text{actual}}}{\text{tiempo entre } t_{\text{inicial}} - t_{\text{actual}}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

Dónde:

e_{inicial} = El espesor inicial, medido al inicio de la instalación (milipulgadas).

e_{actual} = El espesor actual, medido en una inspección (milipulgadas).

Para la cual es necesaria obtener los tiempos de funcionamiento de las instalaciones, las que se describen en la tabla 3.6.

Tabla 3.6 Datos disponibles para el cálculo de la velocidad de corrosión

Localización	Tiempo (años)	t inicial (milipulgadas)	t actual (milipulgadas)
Línea de Baja Presión (L 200-16-G-A-2913)	15	375	362
Salida Scrubber (V-3013)	15	365	299
Salida Scrubber (V-3015)	15	365	342
Descarga 1era etapa del C -3020	1	237	96
Descarga 2da etapa del C -3021	1	216	84
Descarga 1era etapa del C -3022	1	280	148
Descarga 2da etapa del C -3022	1	237	81

⁽⁹⁾ API 570 - Piping Inspection Code

Con estos datos procedemos a calcular la velocidad de corrosión en los diferentes puntos críticos del sistema de gas del SPF.

$$\text{Velocidad de Corrosión} = \frac{(375 - 362)}{15}$$

$$\text{Velocidad de Corrosión} = 0.87 \text{ mpy}$$

Obteniéndose resultados alarmantes, los cuales se detallan en la tabla 3.7.

Tabla 3.7 Resultados de las velocidades de corrosión en el sistema de gas del SPF

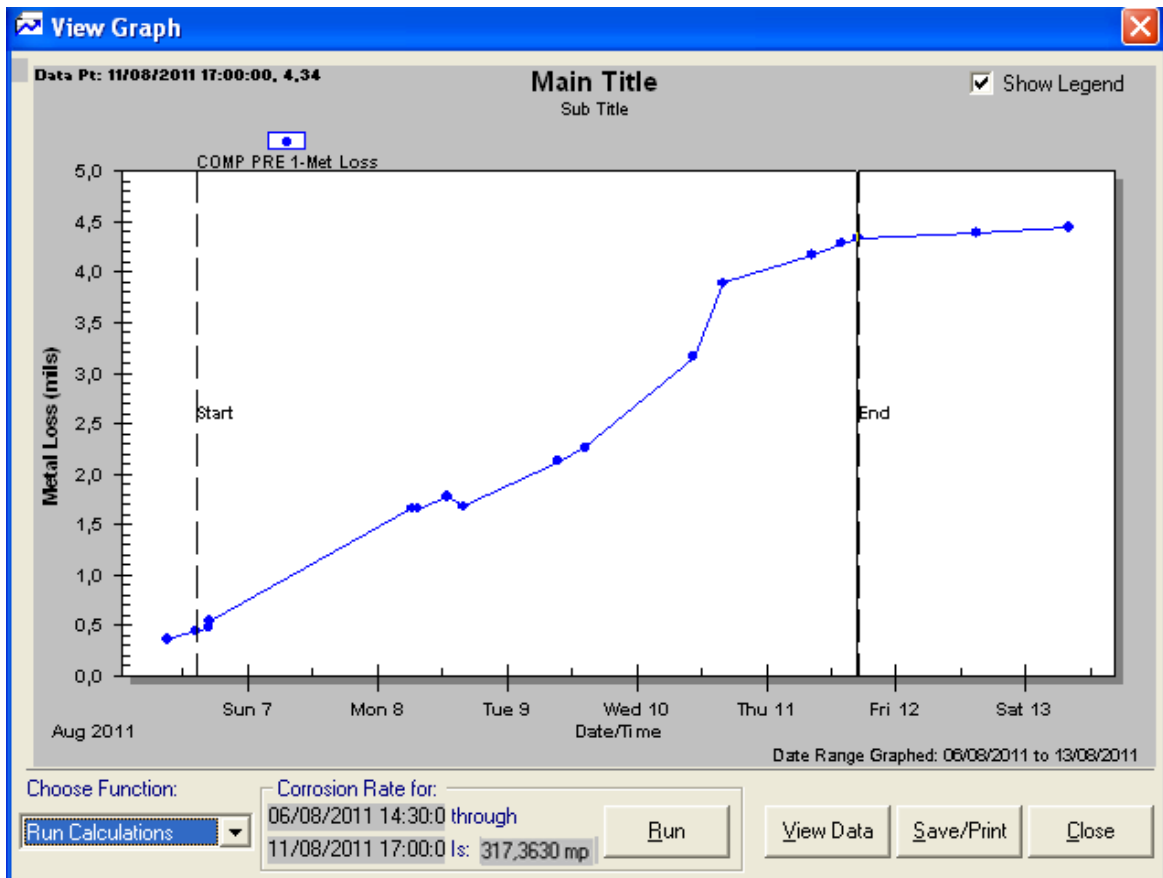
Puntos de Muestreo	Velocidad de Corrosión (mpy)
Línea de Baja Presión (L 200-16-G-A-2913)	0.87
Salida Scrubber (V-3013)	1.13
Salida Scrubber (V-3015)	1.53
Descarga 1era etapa del C -3020	141
Descarga 2da etapa del C -3021	132
Descarga 1era etapa del C -3022	132
Descarga 2da etapa del C -3022	156

b) Cálculos de la velocidad de corrosión según probeta de resistencia eléctrica

Esto se obtiene mediante una probeta de resistencia eléctrica T3501-T10-K03005- 30, Type D, Span 5, que se instaló en la segunda etapa del

compresor C-3022, con los cuales nos permite obtener datos de resistencia eléctrica, los que se ingresan en un software que transforma estos datos en velocidad de corrosión, obteniéndose resultados alarmantes como se pueden observar en la siguiente gráfica.

Línea base obtenida en la 2^{da} etapa del compresor C-3022



Obteniéndose un desgaste generalizado de 317.36 mpy, lo que se puede concluir que existe corrosión severa.

3.3. DETERMINACIÓN DEL MECANISMO DE CORROSIÓN

Para identificar el mecanismo de corrosión que se está originado en el sistema de gas de las facilidades del sur, se desarrollaron las siguientes actividades.

- Inspección visual de las tuberías remplazadas.
- Análisis de la composición del gas transportado
- Análisis de variables operacionales
- Evaluación del mecanismo de daño

3.3.1. Inspección visual de tuberías remplazadas

Esta inspección visual se realizó con un tramo de tubería del compresor C-3022 que fue remplazado, debido a su elevada pérdida de espesor el cual estaba ubicado a la salida de la primera etapa de este compresor.

La primera fase de toda la inspección visual se basa en la observación de la tuberías remplazada sin ningún tipo de limpieza con el objetivo de localizar anomalías (rayones, corrosión abolladuras, etc.).

Se observó una pérdida de espesor en la parte inferior interna de la tubería, con restos de óxido cómo es posible visualizar en la fotografía 1

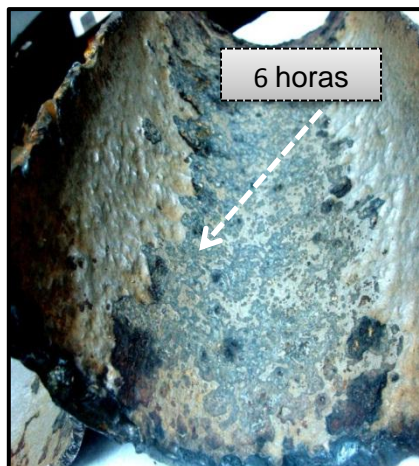
Fotografía 1 Pérdida de espesor a las 6:00 y alrededores



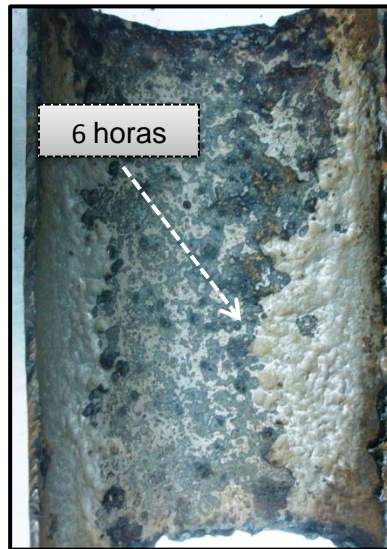
Luego se procedió a limpiar la tubería utilizando un solvente (JP1) y ácido clorhídrico al 15%, los que permitieron desalojar los restos de óxido para analizar el interior de la muestra en detalle.

La fotografía 2 y fotografía 3, muestra la superficie interna de la línea en estudio donde se observa un notable ataque corrosivo con pérdida gradual de espesor en la zona horaria 6:00.

Fotografía 2 Pérdida gradual de espesor alrededor de las 6:00

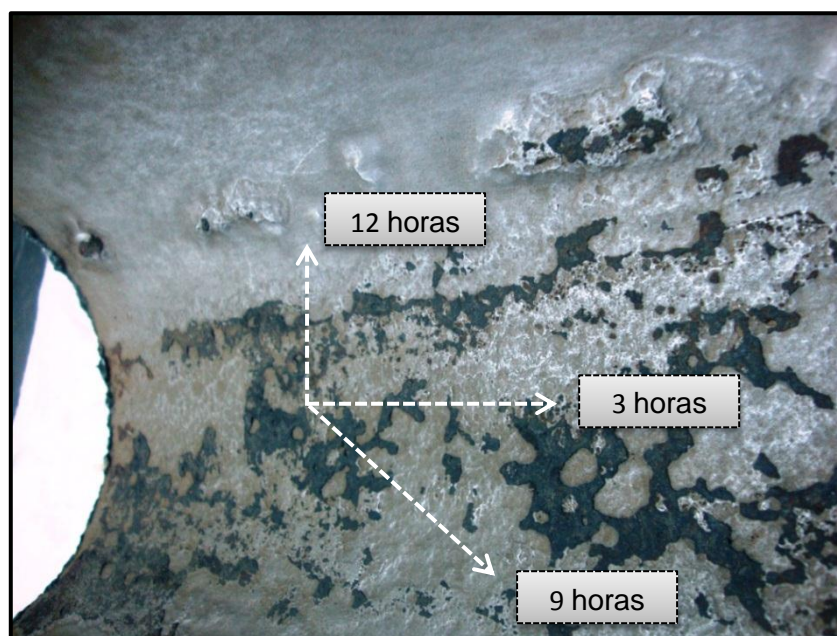


Fotografía 3 Pérdida gradual de espesor alrededor de hora 6:00



Observando la parte inferior de la tubería se observa que el ataque corrosivo no solo se manifiesta en la parte inferior sino que también se presenta un ataque generalizado entre las horas 3:00, 9:00 y 12:00, como es posible visualizar en la fotografía 4.

Fotografía 3 Resumen del daño encontrado

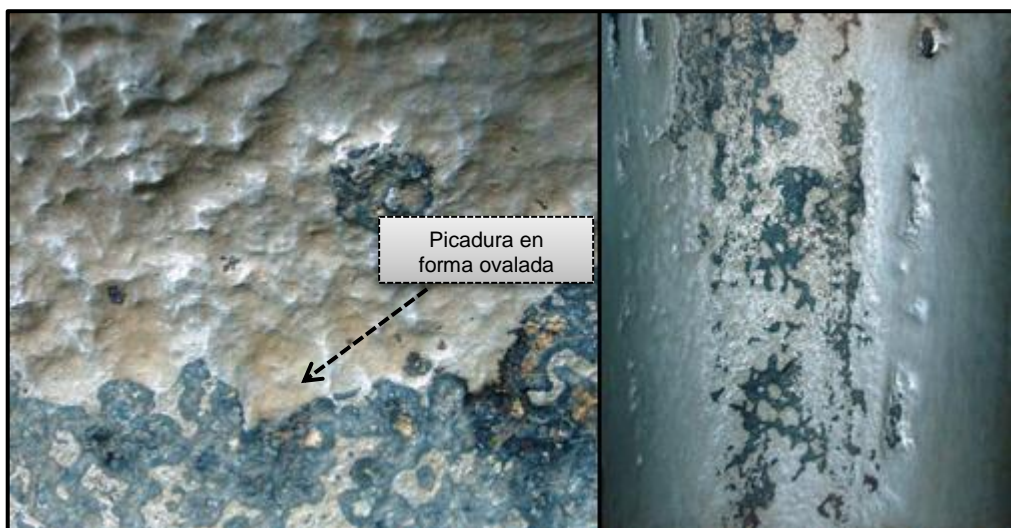


En la fotografía 3 y fotografía 4 se resumen las características observadas de la muestra en estudio.

- Pérdida de espesor elevado, con picaduras ovaladas profundas a las 6:00 horas.
- Pérdida gradual a lo largo de las líneas entre la hora 9:00 y la hora 3:00.
- Pérdida menor con ataque puntual con pequeña profundidad a las 12:00 horas

Además de estas observaciones se identificó que el ataque corrosivo es principalmente por el CO_2 , especialmente por la forma que se presenta, con picaduras redondas ovaladas, con los bordes afilados y los lados lisos como se puede observar en la fotografía 5.

Fotografía 5 Araque por CO_2



3.3.2. Análisis de la composición del gas transportado.

El personal de Repsol suministró resultados de la composición del gas, valores de las variables operacionales y el tipo de material de los ductos. Se analizó toda esta información disponible con el objetivo de determinar la influencia de la composición del gas y las variables operacionales en la aparición de fallas.

La tabla 3.8 y 3.9 detallan los niveles de gases presentes del producto transportado en las líneas de conducción del gas para generación eléctrica.

Tabla 3.8 Concentración de gases obtenidos de cromatografías de gases al ingreso a los waukesha

COMPONETE	SPF – 35 PSI	
	% EN PESO	% EN MOLES
Nitrógeno	13,58	14,36
Metano	22,85	42,30
CO2	25,17	16,90
Etano	6,75	6,66
Agua	2,23	3,84
Propano	12,03	8,10
Isobutano	3,10	1,58
n-Butano	5,78	2,95
Isopentano	2,87	1,18
n Pentano	2,58	1,06
Pentano	0	0
Isohexano	1,26	0,46
N Hexano	1,70	0,59
Densidad Relativa:		1,03
Peso molecular promedio (g/gmol)		29,03
Poder calorífico del gas (Btu /pie3)		1041,7

Fuente: Cromatografía de gases del 23-Julio-2010

Tabla 3.9 Concentración de H₂S presente en el gas de generación

Componente	% EN MOLES
Ácido Sulphídrico (H ₂ S)	0.0058

Elaborado por: Darwin Balseca

Como se puede observar el gas para generación, presentan porcentajes elevados de gases corrosivos (CO₂ y H₂S), principalmente alto contenido de CO₂ y presencia de agua. La concentración de este gas puede ser nociva para el ducto dependiendo de las presiones del flujo presente

3.3.3. Análisis de variables operacionales.

Entre las variables operacionales que se analizaron debido a su gran impacto sobre la corrosión interna son la temperatura y presión.

La tabla 3.10 y 3.11 se muestra los resultados de las variables operacionales que tiene gran impacto sobre la corrosión interna, dentro de las cuales una de mayor impacto es la presión, debido a que esta afecta directamente sobre las reacciones químicas, es decir, incrementa la solubilidad de ciertos gases corrosivos como el CO₂, H₂S y O₂ entre otros, los cuales pueden provocar un ambiente agresivo para los ductos.

Tabla 3.10 Temperatura de operación del sistema de compresión

COMPRESOR C-3020	
Ubicación	Temperatura(°F)
Temperatura de Descarga de la 1 ^{era} Etapa	245
Temperatura de Descarga de la 2 ^{da} Etapa	230
COMPRESOR C-3021	
Temperatura de Descarga de la 1era Etapa	250
Temperatura de Descarga de la 2da Etapa	230
COMPRESOR C-3022	
Temperatura de la Primera etapa	216
Temperatura de la segunda etapa	205

Fuente: Datos tomados del proceso del 14-04-2011

Tabla 3.11 Presiones de operación del sistema de compresión

COMPRESOR C-3020	
Ubicación	Presión (PSI)
Presión de Succión	31
Presión de Descarga de la 1era Etapa	96
Presión de Descarga de la 2da Etapa	235
COMPRESOR C-3021	
Presión de Succión	30
Presión de Descarga de la 1era Etapa	100
Presión de Descarga de la 2da Etapa	240
COMPRESOR C-3022	
Presión de Succión de la 1era Etapa	30
Presión de Descarga de la 1era Etapa	92
Presión de Succión de la 2 ^{da} Etapa	89
Presión de Descarga de la 2 ^{da} Etapa	233

Fuente: Datos tomados del proceso del 14-04-2011

Como se puede observar en el sistema de gas se trabajan con presiones altas los que ayuda a que se desarrolle un ambiente agresivo para las tuberías, lo que implica que se presente de corrosión severa.

3.3.4. Evaluación del mecanismo de daño

Para evaluar o definir el mecanismo de falla se debe conocer las características del fluido. Los procesos corrosivos sólo tienen lugar en presencia de agua, como se pudo analizar en la cromatografía observamos que el gas es húmedo, por lo que existe una alta probabilidad de que exista una velocidad de corrosión elevada cuando existe una fase de agua en contacto con el metal.

Teniendo en cuenta las variables que influyen en el fenómeno de corrosión interna, los mecanismos de corrosión a evaluar son:

- a. Corrosión por CO₂ (corrosión dulce)
- b. Corrosión por H₂S (corrosión amarga)
- c. Corrosión inducida por microorganismos(BSR)

En la tabla 3.12 se resumen las variables que influyen principalmente en cada tipo de corrosión.

Tabla 3.12 Variables de influencia significativa en los diferentes tipos de corrosión interna

Tipo de Corrosión	Variables Fundamentales
Corrosión por CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Presión parcial del CO₂ en el gas • pH del electrolito • Temperatura y presión de operación • Condiciones operativas
Corrosión por H ₂ S	<ul style="list-style-type: none"> • Presión parcial del H₂S en el gas • pH del electrolito • Temperatura y presión de operación • Condiciones operativas
Corrosión por Bacterias	<ul style="list-style-type: none"> • Presencia de bacterias • Presencia de sulfatos • Velocidad de flujo • Condiciones operativas

3.3.4.1. Corrosión por CO₂

En la industria del gas y del petróleo, la presión parcial del CO₂ se utiliza como una guía para determinar la corrosividad del fluido y por ende el riesgo de corrosión interna. A partir de este valor de presión parcial y en primer instancia en forma aproximada pueden determinarse tres niveles de corrosión, como se muestra en la tabla 3.13 obtenida de las prácticas de la NACE.

Tabla 3.13 Nivel de corrosión interna por CO₂

Presión parcial de CO ₂ (psi)	Nivel de Corrosión
P _{CO2} < 3	No corrosivo
3 < P _{CO2} < 30	Corrosión Moderada
P _{CO2} > 30	Corrosión Severa

En la tabla 3.14 se identifican todos los parámetros que nos permiten determinar la presión parcial del CO₂.

Tabla 3.14 Datos disponibles para el cálculo de la presión parcial de CO₂

Compresor	Lugar	Composición del CO ₂ (% mol)	Presión (psi)
C -3020	Descarga 1era etapa	16,90	96
	Descarga 2da etapa	16,90	235
C-3021	Descarga 1era etapa	16,90	100
	Descarga 2da etapa	16,90	240
C-3022	Descarga 1era etapa	16,90	92
	Descarga 2da etapa	16,90	233

A partir de estos datos obtenidos y la ecuación 1.1, para nuestra investigación se pudo determinar los siguientes valores de presión parcial, identificándose así en grado de corrosión presente en las líneas de gas.

$$\text{presión Parcial} = \frac{[\% \text{ mol} \times \text{presión total}]}{100}$$

$$\text{presión Parcial} = \frac{[16.90 \times 96]}{100}$$

$$\text{presión Parcial} = 16.2 \text{ psi}$$

En la tabla 3.15 se detallan los datos obtenidos del cálculo de la presión parcial en las etapas donde se tiene drásticos problemas de corrosión interna.

Tabla 3.15 Resultados del grado de corrosividad en el sistema de gas del SPF

Compresor	Lugar	Presión parcial de CO ₂ (psi)	Grado de corrosividad
C -3020	Descarga 1era etapa	16.2	Moderada
	Descarga 2da etapa	39.7	Severo
C-3021	Descarga 1era etapa	16.9	Moderada
	Descarga 2da etapa	40.6	Severo
C-3022	Descarga 1era etapa	15.6	Moderada
	Descarga 2da etapa	39.4	Severo

La presión parcial del CO₂ como se observa en la tabla 3.15 está entre un rango de 15.6 y 40.6 psi, lo que permite corroborar y suponer que la corrosión por CO₂ es el mecanismo de daño preferencial en el interior del ducto, que provoca daños severos a las tuberías del sistema de gas de las facilidades del sur.

3.3.4.2. Corrosión por H₂S

El ácido sulfhídrico corroe generalmente en forma localizada. La corrosión originada por este ácido se conoce con el nombre de “corrosión amarga”.

- 1) A niveles muy bajos de H₂S (0.01psi), CO₂ es la especie corrosiva dominante y a temperaturas por encima de 60°C, la corrosión o

cualquier tipo de pasividad es función de la formación de FeCO_3 , entonces la presencia de H_2S no es significativa.

- 2) En sistemas dominados por CO_2 la presencia de incluso pequeñas cantidades de H_2S ($p \text{ CO}_2/p \text{ H}_2\text{S} > 200$) puede permitir la formación de una capa de sulfuro de hierro llamada Mackinawite a temperaturas por debajo de 120°C .
- 3) En sistemas dominados por H_2S (donde la relación de $p \text{ H}_2\text{S}/p \text{ CO}_2 < 200$), existe una formación preferencial de un film de sulfuro meta estable en ausencia de una capa de óxido de FeCO_3 , así hay una protección disponible debido a la presencia de un film de sulfuro en el rango de temperatura de 60°C a 240°C , sin embargo a temperaturas por debajo de 60°C y por encima de 240°C , la presencia de H_2S aumenta la corrosión en aceros.

Las temperaturas presentes en el sistema de gas están entre 33°C y 121°C y el pH se mantiene en 6 en la mayoría de las líneas, además la presión parcial del H_2S es de 0.0145 psi. Con los datos brindados por el personal de Repsol es posible determinar como un sistema dominado por la presencia de CO_2 . De esta manera analizando los tres modos de influencia de H_2S es posible llegar a la conclusión que no habrá procesos corrosivos de consideración por este mecanismo.

3.3.4.3. Corrosión por inducida por microorganismos (BSR)

Mediante cultivos realizados se obtuvieron resultados negativos de presencia de bacterias reductoras de sulfato. Además a partir de las actividades de inspección visual llevadas a cabo en este estudio no se encontraron signos de actividad bacteriana, por lo cual la corrosión por microorganismos no es considerada como un mecanismo de daño actual en las líneas en estudio.

3.4. DIAGNÓSTICO DE LA LÍNEA DE INVESTIGACIÓN

Mediante métodos experimentales y pruebas de campo permitieron hacer un diagnóstico de las condiciones críticas del sistema de gas de las facilidades de producción del sur, encontrándose un mecanismo de degradación desde la superficie interna de la línea, mismo que puede definirse en forma genérica como corrosión interna.

A partir de las observaciones de las fotografías 2 y 3 del ducto analizado, muestra la morfología y ubicación del ataque corrosivo en la superficie metálica. Encontrándose un daño de carácter generalizado a las 6:00 horas y con pérdidas elevadas de espesores que llega a 65.80%, según los datos proporcionados por inspección técnica los cuales se encuentran tabulados en la tabla 3.1.

Las cromatografías de gases realizadas, muestran que el contenido de CO₂ es elevado. Este nivel de CO₂ en presencia de agua u humedad dan lugar al tipo de corrosión denominada dulce. En este caso en particular dada las condiciones adecuadas de presión, temperatura, pH y tipo de fluido, el daño por CO₂ se presenta en forma generalizada con picaduras redondas ovaladas con los bordes afilados y los lados lisos como se detalla en la fotografía 5.

Obteniéndose así un desgaste generalizado de 317.36 mpy, lo que se puede concluir que existe corrosión agresiva, para lo cual se tomaron acciones para mitigar estos problemas mediante la inyección de un inhibidor de corrosión (PROTERQUIM 900X) el cual fue proporcionado por Repsol para que se realicen las pruebas correspondientes, ya que este ha tenido buenos resultados en la aplicación en sistemas de captación de gas en otros campos.

CAPITULO IV

CAPÍTULO IV

4.1. CÁLCULOS Y RESULTADOS

4.1.1. CÁLCULOS

Los datos obtenidos experimentalmente en el sistema de gas de Repsol, en el laboratorio de las facilidades de producción del sur, permitieron hacer un diagnóstico del sistema de gas, en base a esto se aplicó un tratamiento químico a base de un inhibidor de corrosión tipo filmico (Proterquim 900X), por atomización neumática, para lo cual se realizaron varios cálculos como: cálculo del caudal de salida por la boquilla, diámetro de la boquilla, lo que permitió seleccionar el tipo de bomba para nuestras necesidades.

4.1.1.1. Cálculo del diámetro teórico para selección de la boquilla atomizadora

Para seleccionar el atomizador (boquilla) que se necesita para la inyección, se debe realizar un cálculo del diámetro teórico de la boquilla. Tomando en consideración las sugerencias que Repsol propuso, es decir, no exceder el caudal de inyección a 20 GPD ($8.75 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$) por cada punto de inyección.

Se calcula mediante la ecuación 4.1

$$d = \sqrt{\frac{4 q}{\pi \eta i}} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Dónde:

Q= Caudal teórico (m³/s)

n= Velocidad de trabajo (m/s); según Rohrbach Cosasco Systems (0.56 m/s) para sistemas de gas.

$$d = \sqrt{\frac{4 q}{\pi \eta i}}$$

$$d = \sqrt{\frac{4 * 8.75 \times 10^{-7}}{\pi * 0.56}}$$

$$d = 1.40 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$d = 1.40 \text{ mm}$$

4.1.1.2. Cálculo del caudal de salida por la boquilla atomizadora

Para calcular el caudal que sale por la boquilla es necesario tener en cuenta las consideraciones de Repsol:

- Volumen de inyección: 20 Galones (0.0756 m³)
- Velocidad de trabajo: 0.56 m/s

El cual se obtiene mediante la ecuación 4.2.

$$Q = D * V * \left(\frac{1}{e * 4800} \right) \quad Ec. 4.2$$

Dónde:

Q= Caudal de salida por la boquilla (m³/s)

D= Volumen teórico de inhibidor de corrosión a inyectar (m³)

e= Distancia entre boquillas (m)

V= Velocidad del trabajo (m/s); según recomendaciones de fabricantes (Rohrback Cosasco Systems) es 0.56m/s

$$Q = D * V * \left(\frac{1}{e * 4500} \right)$$
$$Q = 0.0756 * 0.56 * \left(\frac{1}{10 * 4800} \right)$$
$$Q = \frac{8.82 \times 10^{-7} m^3}{s}$$
$$Q = \frac{0,84 gal}{h}$$

4.1.1.3. Dosificación óptima de inhibidor de corrosión

El cálculo de la concentración óptima se obtiene según la ecuación 4.3, para lo cual se necesita datos de producción de gas los que se describen en la tabla 4.1.

$$C = \left(\frac{Q_0}{Q_G}\right) * 7.9485 \quad \text{Ec. 4.3}$$

Dónde:

C: Concentración óptima teórica (Pintas/MMSCFD)

Q₀: Consumo teórico de inhibidor de corrosión (GPD)

Q_G: Producción de gas (MMSCFD)

Tabla 4.1 Datos para el cálculo de concentración óptima

COMPRESOR	PRODUCCIÓN GAS [MMSCFD]	CONSUMO TEÓRICO DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN PURO (GPD)
C-3022	8	4
C-3022	7	8
C-3022	9	12
C-3022	8	16
C-3022	9	20
C-3022	8	23

Mediante la ecuación 3.3 se procede a determinar la concentración óptima para la inyección de inhibidor de corrosión

$$C = \left(\frac{Q_0}{Q_G}\right) * 7.9485$$

$$C = \left(\frac{4}{8}\right) * 7.9485$$

$$C = 4 \frac{\text{Pintas}}{\text{MMSCFD}}$$

Con lo cual se obtiene los siguientes valores de concentración que se resumen en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Resultados tentativos de concentración óptima

COMPRESOR	PRODUCCIÓN GAS [MMSCFD]	CONCENTRACIÓN DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN (PINTAS/MMSCFD)
C-3022	8	4
C-3022	7	9
C-3022	9	11
C-3022	8	16
C-3022	9	18
C-3022	8	23

4.1.2. RESULTADOS

Mediante los cálculos realizados anteriormente que se detalla en la tabla 4.3 se comparó con una boquilla del catálogo de Rohrback Cosasco Systems (ver tabla 4.4.), la cual cumplió con nuestras necesidades para la inyección de inhibidor de corrosión

Tabla 4.3 Resultados para la selección de boquilla atomizadora

	Diámetro (mm)	Capacidad o Caudal GPD
Boquilla a seleccionar	1.4	0.84

Tabla 4.4 Datos de Boquilla del catálogo de Rohrbach Cosasco Systems

Order Number	Orifice Size mm	GPH Capacity @ Pressure Differential			
		40 PSI	60 PSI	80 PSI	100 PSI
200906	1.4	.60	.72	.84	.96

Fuente: Catálogo de Rohrbach Cosasco Systems

Con el atomizador (boquilla) seleccionado se procedió a realizar la prueba de campo en el compresor C-3022, iniciándose con la determinación de la línea base y posteriormente inyectando inhibidor de corrosión tomando en consideración las concentraciones calculadas anteriormente con algunas modificaciones que se irán realizando en campo según los resultados que deseemos obtener. En la tabla 4.5, se puede apreciar las concentraciones que se utilizaron para la prueba de campo en el compresor C-3022.

Tabla 4.5 Determinación de la concentración óptima en pruebas de campo en el compresor C-3022

Periodo	Concentración (Químico+Diesel)	Consumo Químico puro (GPD)	Caudal gas (MMSCFD)	Concentración óptima (Pintas/ MMSCFD)
08-14 agosto 2011	0	0	7	0
14-15 agosto 2011	1:2	5	7	5.6
15-16 agosto 2011	1:2	6	7	6.8
16-17 agosto 2011	1:2	8	7	9.1
17-18 agosto 2011	1:2	9	7	10.2
18-19 agosto 2011	Otra dilución	-	7	-
19-20 agosto 2011	1:1	7	7	7.9
20-21 agosto 2011	1:1	9	7	10.2
21-22 agosto 2011	1:1	16	7	18.1
22-23 agosto 2011	1:1	20	7	22.7

Durante todo el transcurso de la prueba de campo se pudo determinar la concentración óptima de inhibidor de corrosión, obteniéndose resultados muy buenos los que se detallan en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Velocidad de corrosión antes y después del tratamiento con el inhibidor de corrosión (Proterquim 900x)

FECHA	Velocidad de Corrosión Antes (mpy)	Velocidad de Corrosión Después (mpy)	Norma Nace (mpy)
08/08/11	317		10
09/08/11	317		10
10/08/11	317		10
11/08/11	317		10
12/08/11	317		10
13/08/11	317		10
14/08/11	317	317	10
15/08/11		284	10
16/08/11		284	10
17/08/11		167	10
18/08/11		167	10
19/08/11		167	10
20/08/11		64	10
21/08/11		64	10
23/08/11		64	10

A continuación en los gráficos 4.1, 4.2 y 4.3 se pueden evidenciar los resultados que se obtuvieron mediante el tratamiento implementado.

Gráfico 4.1 Línea base realizada en la 2^{da} etapa del compresor C- 3022

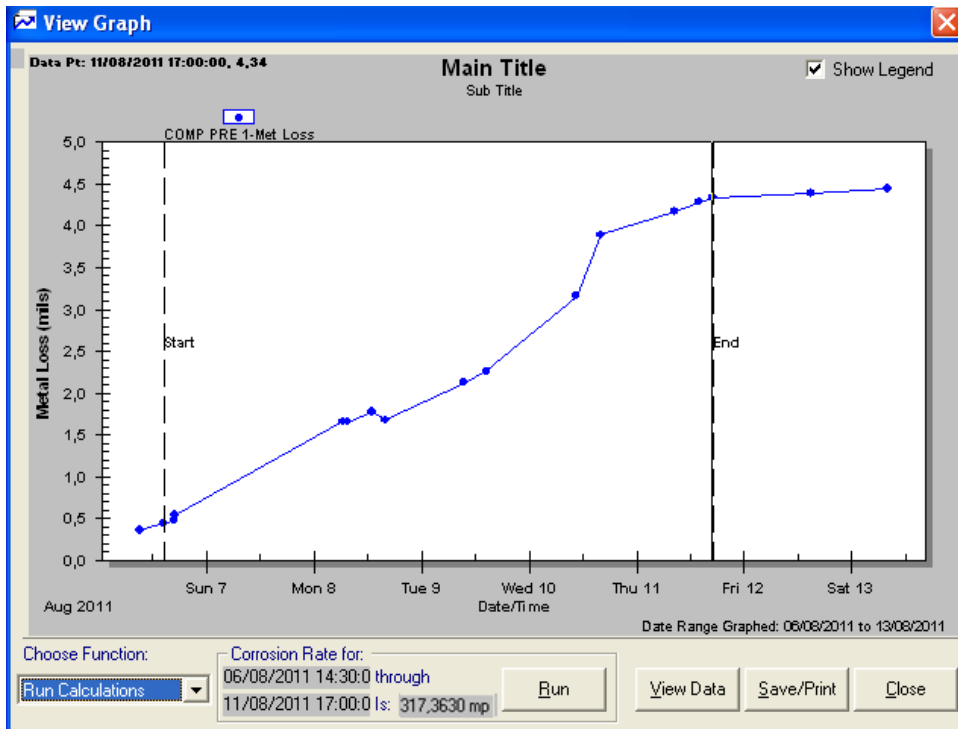


Gráfico 4.2 Resultados del tratamiento químicos (Proterquim 900x) en el compresor C-3022

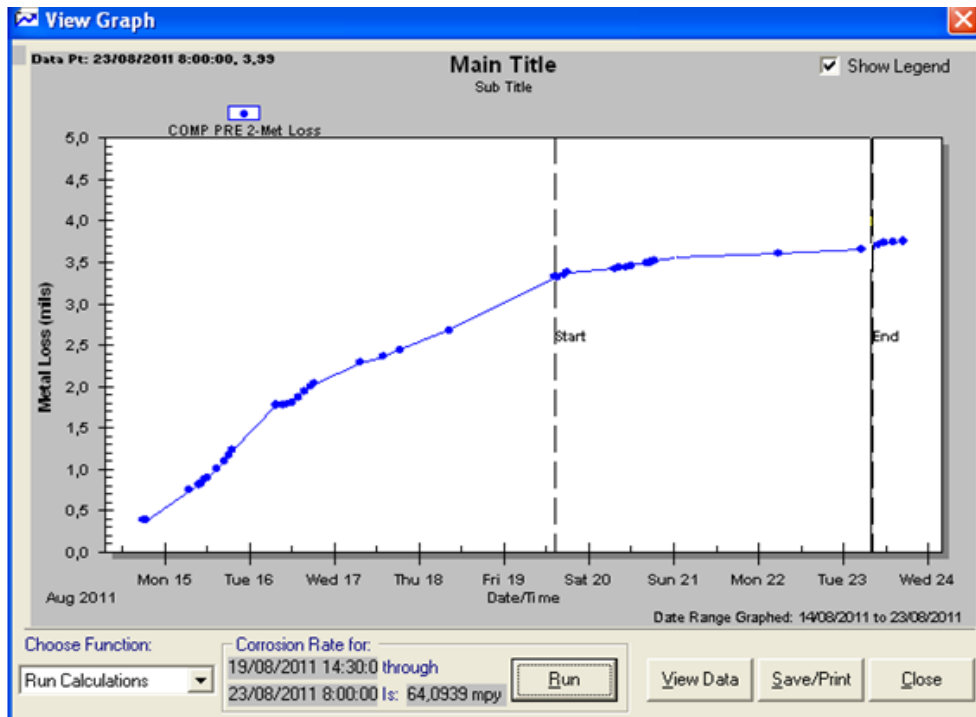
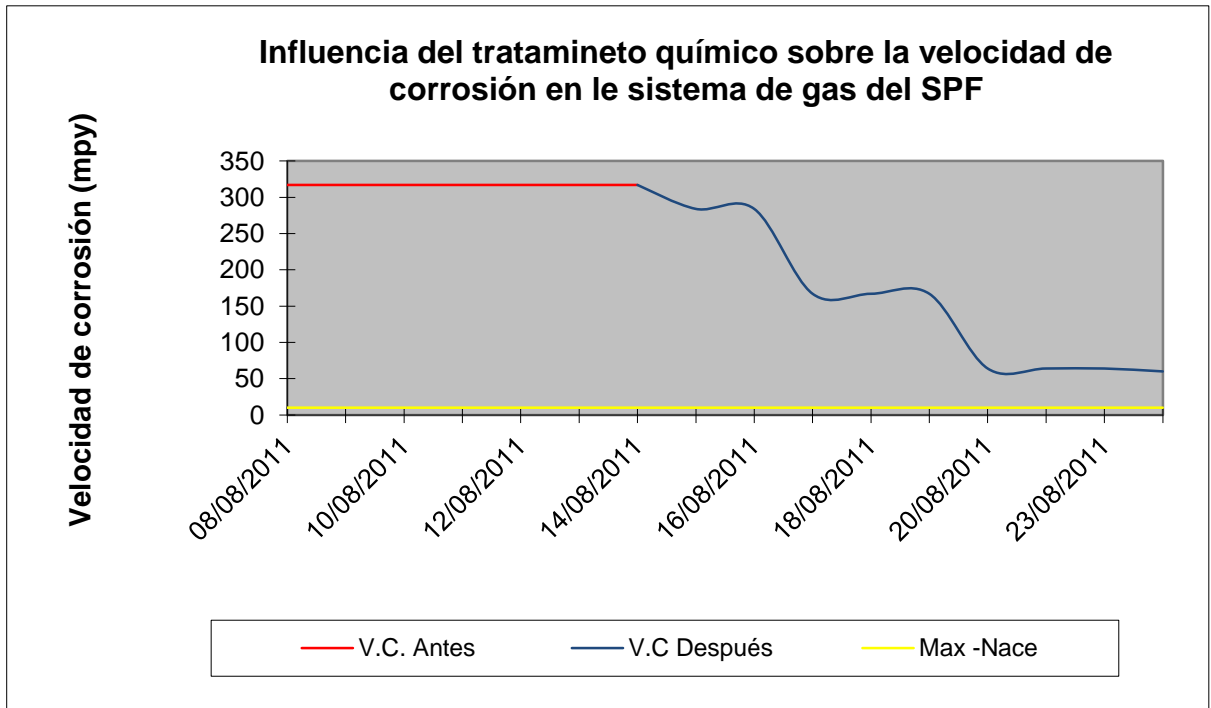


Gráfico 4.3 Influencia del tratamiento químico sobre la velocidad de corrosión en el compresor C-3022



4.2. EFICIENCIA DEL TRATAMIENTO QUÍMICO

Para determinar la eficiencia de un inhibidor de corrosión se debe calcular coeficiente de protección, el cual se determina mediante la siguiente ecuación.

$$\gamma = \frac{V_{cor}^0}{V_{cor}^i}$$

$$\gamma = \frac{317.36 \text{ mpy}}{64.09 \text{ mpy}}$$

$$\gamma = 4.95$$

Una vez obtenido el coeficiente de protección procedemos a calcular la eficiencia del tratamiento, mediante la siguiente ecuación.

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{1}{\gamma}\right) * 100\%$$

$$\varepsilon = \left(1 - \frac{1}{4.95}\right) * 100\%$$

$$\varepsilon = (1 - 0.20) * 100\%$$

$$\varepsilon = 80\%$$

4.3. COMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO

Para obtener mejores resultados del tratamiento químico en el sistema de gas del SPF, a más de implementar puntos de inyección de inhibidor de corrosión, se decidió implementar algunos drenajes para eliminar los condensados, los cuales se colocaron en las partes bajas de las tuberías y para evaluar el tratamiento se añadieron algunos puntos de monitoreo estratégicos.

Puntos de inyección para el sistema de gas

- 2 puntos de inyección al ingreso al cabezal de los compresores C-3020, C-3021 y C-3022.
- 1 punto de inyección a la salida de los compresores C-3020, C-3021 y C-3022.
- 1 punto de inyección a al ingreso a los compresores C-3021 A/B.

Puntos de drenaje para el sistema de gas

- 3 puntos de drenajes a la salida de la primera etapa de los compresores C-3020, C-3021 y C-3022.
- 3 puntos de drenajes a la salida de la segunda etapa de los compresores C-3020, C-3021 y C-3022.

Puntos de monitoreo para el sistema de gas

- 3 puntos de monitoreo a la salida de la segunda etapa de los compresores C-3020, C-3021 y C-3022.
- 2 puntos de monitoreo a la salida de los compresores C-3021 A/B.

Todos estos puntos mencionados a continuación se pueden observar en el Anexo 1.

CAPITULO V

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos durante los meses de estudio (02 de Febrero del 2011 al 30 de Octubre del 2011) en las facilidades de producción del sur de Repsol, Permitió diagnosticar el estado crítico de las tuberías del sistema de gas, identificándose así la morfología (agujeros redondos y ovalados) y ubicación del ataque corrosivo en la superficie metálica del sistema de gas del SPF. Encontrándose que un daño de carácter generalizado a las 6:00 horas y con pérdidas elevadas de espesores que llega a 65.80% según datos reportados por inspección técnica. Estos problemas se identificaron que se causaban principalmente por el alto contenido de CO₂, el cual se solubiliza en el agua, provocando un ambiente agresivo a los ductos, especialmente porque este gas es húmedo.

Obteniéndose velocidades de corrosión elevadas de 317.36 mpy, lo que implica que existe un problema severo de corrosión interna en el sistema de gas de las facilidades del sur. Para lo cual se tomaron acciones para mitigar estos problemas mediante la inyección de un inhibidor de corrosión de tipo fílmico, mediante la utilización de un boquilla atomizadora de 1.4 mm de diámetro la que se instaló en forma perpendicular al fluido transportado (gas).

Obteniéndose resultados muy favorables, mediante la inyección del inhibidor de corrosión (Proterquim 900X) el cual fue proporcionado por Repsol, lo que permitió disminuir a 64 mpy, logrando alcanzar un 80% de protección a las tuberías del sistema de gas, estos resultados fueron posibles obtener mediante la identificación de la concentración óptima de inhibidor de corrosión las cuales se detallan en la tabla 5.1

Tabla 5.1 Resultados del tratamiento químico realizada en el compresor C-3022

Período	Observación	Concentración óptima total (Pintas/MMSCFD)	Desgaste mpy	% Protección
08-14 agosto 2011	Línea Base	0	317.4	0
14-15 agosto 2011	1:2	12.4	284.7	10
16-18 agosto 2011	1:1	19.3	167.5	47
19-23 agosto 2011	1:1	58.9	64.1	80

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Por medio del trabajo realizado en las facilidades de producción del sur de Repsol, durante el transcurso del estudio, se ha llegado a obtener los resultados favorables y con ello se ha logrado cumplir con el objetivo principal, que fue analizar y diseñar un tratamiento químico el cual proporcione una solución a los graves problemas de corrosión interna que se producían en las líneas de gas del SPF, para lo cual se realizaron pruebas de campo llegando así a las siguientes conclusiones:

- Los métodos experimentales, la revisión de información histórica e inspecciones de tuberías reemplazadas, nos ayudó a determinar la existencia de un severo problema de corrosión interna, encontrándose un daño de carácter generalizado a las 6:00 horas con pérdidas elevadas de espesores que llega a 65.80%, según datos proporcionados por inspección técnica (ver tabla 3.1), provocando así una disminución rápida de la vida útil del sistema de gas.
- Mediante pruebas de campo se determinó velocidades de corrosión elevadas de 317.36 mpy, lo que implica que existe un problema crítico en las líneas, equipos y accesorios del sistema de gas, principalmente por el

alto contenido CO_2 , el cual se solubiliza en el agua, provocando un ambiente agresivo para los ductos, especialmente porque el gas es húmedo.

- Una vez determinado el mecanismo de corrosión, se tomaron acciones para mitigar los severos problemas de corrosión interna, a causa del CO_2 disuelto, identificándose un método de control con resultados más rápidos y eficientes, el cual es la inyección de un inhibidor de corrosión (Proterquim 900X) de tipo filmico, el cual fue proporcionado por Repsol por atomización neumática.
- En conjunto con Departamento de Integridad de Tuberías de Repsol con el fin de mantener la integridad de las instalaciones se decidió implementar en el sistema de tratamiento químico con 3 puntos de puntos de inyección, 6 puntos de drenajes para facilitar el desalojo de los condensados y se incluyó 5 puntos de monitoreo, lo que nos permitirá obtener mejores resultados en estos lugares críticos del sistema de gas del SPF.
- Las pruebas de campo realizadas en el compresor C-3022, con la utilización del atomizador seleccionado se obtuvieron resultados muy favorables, mediante la inyección del inhibidor de corrosión (Proterquim 900X), lo que permitió disminuir la velocidad de corrosión a 64 mpy, obteniéndose un 80% de eficiencia en la protección a las tuberías del sistema de gas de las facilidades de producción del sur.

RECOMENDACIONES

- El sistema de aspersion es perpendicular al fluido, lo recomendable es que la inyección sea paralela al fluido.
- Para una mejor atomización del inhibidor de corrosión y una disminución de la concentración de químico, se debe aumentar el diferencial de presión, para lo cual se recomienda la utilización del gas de la segunda etapa de compresión (P=100psi), el cual aumentará la presión de aspersion.
- Realizar mantenimiento del sistema de inyección, especialmente a las boquillas atomizadoras, ya que por la presencia de cualquier impureza presente en el inhibidor pueda taparse y provocar que los empaques de las bombas se rompan.
- Formular un nuevo inhibidor de corrosión tomando en cuenta las condiciones operacionales actuales y el mecanismo de corrosión que domina el sistema de gas del SPF, para tener mejores resultados en el tratamiento anticorrosivo.

BIBLIOGRAFÍA

- (1) NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE),
“Basic corrosion course student manual”, 2004, 260 p.
- (2) NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE),
Manual de corrosión interna en tuberías “, 2003, 250 p.
- (3) NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE),
“Control of internal corrosion in steel pipelines and piping systems”, SP
0206-206, 2002, pp. 20- 37
- (4) NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE),
“Monitoring corrosion in oil and gas production with iron counts”, RP
0192-98, 1998, pp. 40-53.
- (5) JONES, “Corrosion and water technology”, Tulsa, 1992, pp 350-350
- (6) MINIMUM FEDERAL SAFETY STANDARDS, “Transportation of natural
and other gas by pipeline”, 2000, pp. 45-50.
- (7) UHLIG, H, “Corrosion and corrosion control”, New York, 1985, 185p

- (8) NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE),
“Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion
Coupons in Oilfield Operations”, RP0775, 2005, 3p.

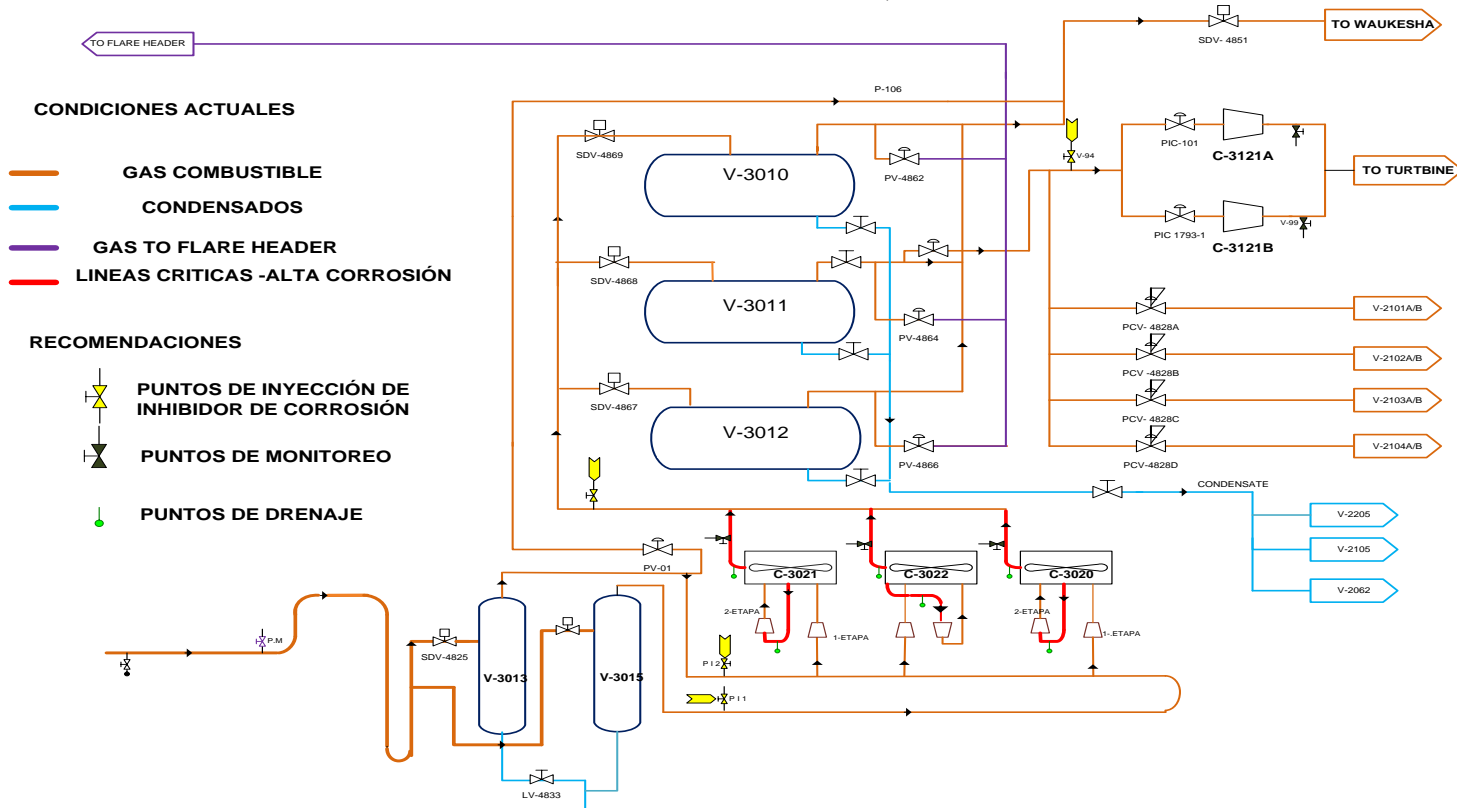
- (9) AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), “Piping Inspection Code”,
570, 86 p.

- (10) NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS (NACE),
“Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for
Pipelines”, SP0110, 2010, 100p.

- (11) AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), “Recommended Practice
for Analysis of Oilfields Waters”, RP 45, 1998, 72p.

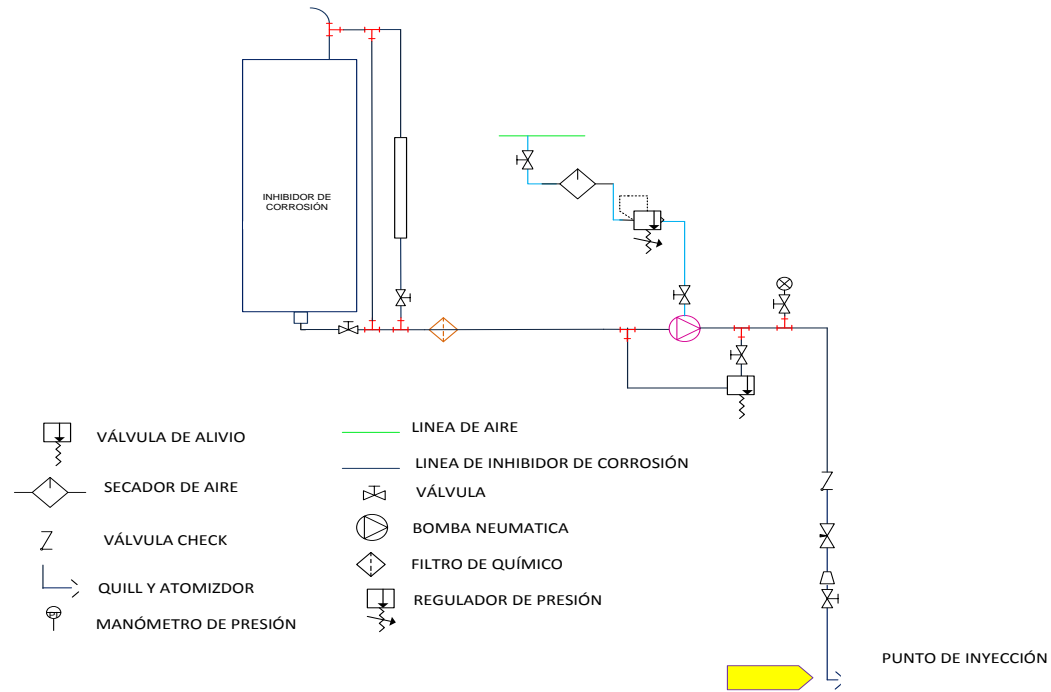
ANEXOS

ANEXO I IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS DE INYECCIÓN, DRENAJE Y MONITOREO



NOTAS	INFORMACION		ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DE CHIMBORAZO	IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS DE INYECCIÓN, DRENAJE Y MONITOREO		
IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS DE INYECCIÓN DRENAJE Y MONITOREO	<input type="checkbox"/> Certificado	<input type="checkbox"/> Para Calificación	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA NOMBRE: DARWIN BALSECA	LAMINA	ESCALA	FECHA:
	<input type="checkbox"/> Correc. Certificado	<input type="checkbox"/> Para Revisión		1-1	-	
	<input type="checkbox"/> Para Información	<input type="checkbox"/> Preliminar				

ANEXO II SISTEMA DE INYECCIÓN EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL SUR



NOTAS	INFORMACION	ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DE CHIMBORAZO	SISTEMA DE INYECCIÓN			
SISTEMA DE INYECCIÓN	<input type="checkbox"/> Certificado <input type="checkbox"/> Correc. Certificado <input type="checkbox"/> Para Información	<input type="checkbox"/> Para Calificación <input type="checkbox"/> Para Revisión <input type="checkbox"/> Preliminar	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA NOMBRE: DARWIN BALSECA	LAMINA	ESCALA	FECHA:
	1-1	-				

**ANEXO III
SISTEMA DE INYECCIÓN IMPLEMENTADO**

a) Sistema piloto



b) Punto de Inyección



NOTAS	INFORMACION		ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DE CHIMBORAZO FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA NOMBRE: DARWIN BALSECA	SISTEMA DE INYECCIÓN IMPLEMENTADO		
				LAMINA	ESCALA	FECHA:
a) Sistema Piloto b) Punto de inyección	<input type="checkbox"/> Certificado	<input type="checkbox"/> Para Calificación		1-1	-	
	<input type="checkbox"/> Correc. Certificado	<input type="checkbox"/> Para Revisión				
	<input type="checkbox"/> Para Información	<input type="checkbox"/> Preliminar				

ANEXO IV
PRUEBA DE ATOMIZACIÓN



NOTAS	INFORMACION		ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DE CHIMBORAZO	PRUEBA DE ATOMIZACIÓN		
PRUEBA DE ATOMIZACIÓN	<input type="checkbox"/> Certificado	<input type="checkbox"/> Para Calificación	FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE INGENIERÍA QUÍMICA NOMBRE: DARWIN BALSECA	LAMINA	ESCALA	FECHA:
	<input type="checkbox"/> Correc. Certificado	<input type="checkbox"/> Para Revisión		1-1	-	
	<input type="checkbox"/> Para Información	<input type="checkbox"/> Preeliminar				

