

**PREDICCIÓN DEL IMPACTO DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN LAS LÍNEAS
EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA**

RIGOBERTO PATIÑO RIVERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2020

**PREDICCIÓN DEL IMPACTO DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN LAS LÍNEAS
EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA**

RIGOBERTO PATIÑO RIVERA

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas**

Director

**OSCAR REY CASTELLANOS
M.Sc. Ingeniería Metalúrgica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2020

*A **DIOS** Todo poderoso que siempre me guía y me acompaña en todo momento,
por darme la licencia de obtener todos y c/u de los logros propuestos.*

*A mi padre Marcos (Q.E.P.D) que me brindo siempre su apoyo y cariño y que me
dio tan valiosos consejos y a mi madre Gloria quien me enseñó a valorar cada una
de las cosas de la vida, por su trato y su confianza.*

*A mi hermano Marcos quien es un ejemplo para seguir y que siempre respetare
como un gran ser humano.*

RIGO

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus sinceros agradecimientos a:

Profesor Oscar Rey Castellanos, Director del trabajo de grado, por su valiosa colaboración y guía en la orientación del desarrollo de este trabajo.

La Universidad Industrial de Santander, por la oportunidad de pertenecer a la Escuela de Ingeniería de Petróleos quien es reconocida en Colombia por su gran experiencia en el sector Hidrocarburos – Oil y Gas.

Escuela de Ingeniería de Petróleos y Cuerpo Docente, A la escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS y sus docentes por habernos compartido sus conocimientos y habernos ayudado al crecimiento profesional.

Administrativos, A todos los miembros administrativos del programa de Posgrados de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la UIS por su ayuda, colaboración y disposición en todo momento.

ECOPETROL, Por su aporte y apoyo en la ejecución del trabajo realizado, el cual permitió la realización de este trabajo gracias a su experiencia y conocimiento en el área de Integridad de activos.

Ing. Ángel Rodríguez, Jefe de Departamento de Mantenimiento de la Gerencia de Desarrollo y Producción Castilla, por su valiosa colaboración del tiempo en la ejecución de los trabajos realizados.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. MARCO DE REFERENCIA	22
1.1 RECOBRO	22
1.1.1 El Yacimiento.....	22
1.1.2 Recuperación Primaria	23
1.1.3 Recuperación Secundaria	24
1.1.3.1 Mecanismo de Movilización	25
1.2 EVALUACIÓN ELECTROQUÍMICA	28
1.2.1 Fundamento Teórico de Corrosión	31
1.2.2 Variables esenciales que propician el proceso de corrosión	38
1.2.2.1 pH	39
1.2.2.2 Hierro Disuelto (Fe^+).....	39
1.2.2.3 CO_2 y H_2S Disueltos	39
1.2.2.4 O_2	42
1.2.2.5 Ácidos Carboxílicos	42
1.2.2.6 Cloruros	43
1.2.2.7 Hidrocarburos Líquidos	44
1.2.2.8 Corrosión por bacterias.....	44
1.2.2.9 Bacterias Aerobias.....	45
1.2.2.10 Bacterias Anaerobias	46
1.2.2.11 Alcalinidad.....	47

1.2.2.12	Conductividad.....	47
1.2.3	Dureza	48
1.2.4	Composiciones Agresivas de Líquidos/pH Bajo	49
1.2.5	Temperatura	50
1.3	MECANISMOS DE DAÑO	50
1.3.1	Corrosión por CO ₂	51
1.3.1.1	Factores Críticos.....	51
1.3.1.2	Mecanismos de daño Adicionales.....	52
1.3.2	Corrosión – Erosión.....	53
1.3.2.1	Descripción del Daño	53
1.3.2.2	Factores Críticos.....	53
1.3.3	Corrosión por H ₂ S.....	55
1.3.3.1	Descripción de los daños	55
1.3.3.2	Los materiales afectados.....	59
1.3.3.3	Factores Críticos.....	59
1.3.3.4	Las unidades afectadas o el Equipo.....	63
1.3.3.5	Aspecto o morfología de los daños.....	64
1.3.3.6	Prevención / mitigación.....	64
1.3.3.7	Inspección y Vigilancia.....	65
1.3.3.8	Factores Críticos.....	67
1.3.4	Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC).....	67
1.3.4.1	Factores Críticos.....	68
1.4	ESTIMACIÓN DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN	68

1.4.1	Metodología del Método Monte Carlo	72
2.	PREDICCIÓN DE VELOCIDADES DE CORROSIÓN	79
2.1	FLUIDO BIFÁSICO.....	80
2.1.1	Flujo Laminar	81
2.1.2	Flujo Turbulento	81
2.2	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACIÓN DEL REGÍMENES DE FLUJO. 82	
2.2.1	Regímenes de Flujo en Tuberías Horizontales.....	83
2.2.1.1	Flujo Tipo Burbuja.....	84
2.2.1.2	Flujo Intermitente Tipo Pistón	85
2.2.1.3	Flujo Estratificado Suave o Liso	85
2.2.1.4	Flujo Estratificado Ondulante	86
2.2.1.5	Flujo Intermitente Tipo Tapón	86
2.2.1.6	Flujo Anular	87
2.2.1.7	Flujo Tipo Disperso.....	88
2.2.1.8	Regímenes de Flujo en Tuberías Verticales	88
2.2.1.9	Flujo Tipo Disperso.....	89
2.3	CÁLCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN	90
2.3.1	Velocidad Erosional.....	98
2.3.2	Adelgazamiento	101
2.4	CÁLCULO DE VIDA REMANENTE	105
3	RESULTADOS DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	109
3.1	VELOCIDAD DE CORROSIÓN Vs PRESIÓN.....	109

3.2	VELOCIDAD DE CORROSIÓN Vs TEMPERATURA	114
3.3	VELOCIDAD DE CORROSIÓN Vs %CO ₂	121
3.4	VELOCIDAD DE CORROSIÓN Vs VELOCIDAD DE FLUJO/DIÁMETRO	122
4	MODELO APLICADO	126
5	PLANES DE MITIGACIÓN	141
5.1	PLAN DE INSPECCIÓN Y MONITOREO	142
6	CONCLUSIONES	148
	BIBLIOGRAFÍA	150
	INFOGRAFÍA.....	154

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Reacción Anódica – Catódica.....	33
Gráfica 2. Diagrama de Pourbaix	34
Gráfica 3. Circuito básico transferencia electrónica	35
Gráfica 4. Corriente de corrosión	37
Gráfica 5. Corriente de Taffel	38
Gráfica 6. Variables fundamentales en la predicción de Velocidades de Corrosión	71
Gráfica 7. Diagrama Ilustrativo de la Simulación de Monte Carlo	71
Gráfica 8. Diagrama de flujo para evaluación de Incidencia de los proyectos de Inyección de agua en la infraestructura de producción	72
Gráfica 9. Velocidad de corrosión Vs presión	110
Gráfica 10. Velocidades de corrosión Vs presiones	112
Gráfica 11. Velocidad de corrosión Vs presión/diámetro.....	113
Gráfica 12. Velocidad de corrosión Vs Temperatura.....	115
Gráfica 13. Velocidad de corrosión Vs Temperatura.....	116
Gráfica 14. Velocidad de corrosión Vs Temperatura.....	118
Gráfica 15. Modelo Montecarlo - Velocidad de corrosión Vs Temperatura	120
Gráfica 16. Velocidad de corrosión Vs CO ₂	121
Gráfica 17. Velocidad de corrosión Vs Velocidad de Flujo(m/s).....	123
Gráfica 18. Modelo Montecarlo - Velocidad de corrosión Vs Velocidad de Fluido	125

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Corrosión por CO ₂	52
Figura 2. Corrosión por CO ₂	54
Figura 3 - Esquema de ampollas de hidrógeno y los daños de HIC.....	56
Figura 4 - Extensa formación de ampollas por hidrógeno en la superficie del recipiente a presión de acero.	56
Figura 5 - Sección transversal de la placa con el daño de HIC en el caparazón de un enfriador de ajuste que había sido enfriar los vapores de una vasija HHPS en una unidad de hidrotratamiento.....	57
Figura 6 - Microfotografía a gran aumento de los daños de HIC.....	58
Figura 7 - Esquema de daños SOHIC en un cordón de soldadura que suele ser una combinación de cooperación Sur-Sur y SOHIC.	58
Figura 8 - WFMT Fotografía que muestra los daños SOHIC.	67
Figura 9. Corrosión inducida microbiológicamente (MIC).....	68
Figura 10. Perfil de velocidad de un Flujo Laminar	81
Figura 11. Perfil de velocidad de un Flujo Turbulento	82
Figura 12. Perfil de Flujo tipo Burbuja	84
Figura 13. Perfil de Flujo Intermitente Tipo Pistón.....	85
Figura 14. Perfil de Flujo Intermitente Tipo Pistón.....	86
Figura 15. Perfil de Flujo Tapón	87
Figura 16. Perfil de Flujo Anular	88
Figura 17. Perfil de Flujo Anular	89
Figura 18. Mecanismo de daño por corrosión erosión y MIC evidenciado mediante cupón de gravimétrico en el Pozo H.....	129
Figura 19. Mecanismo de daño por CO ₂ evidenciado mediante cupón de corrosión	131
Figura 20. Inicio de Modelo	137

Figura 21. Variables - Ventana Cálculo General	138
Figura 22. Ventana Cálculo por Pozo (1.1)	138
Figura 23. Simulación VC Vs T (3)	139

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. Comparación entre la Velocidad de Corrosión Calculada Vs Real	127
TABLA 2. Porcentaje de regularidad de los diferentes pozos basados en Velocidad de corrosión calculada y medida.....	129
TABLA 3. Coincidencia entre las valoraciones de tendencia a la corrosión entre los Cupones y Modelo	132

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. VARIABLES ESENCIALES FISICOQUÍMICAS MÍNIMAS NECESARIAS RECOMENDADAS PARA EL ANÁLISIS DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN	155
ANEXO 2. COMPARACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN CALCULADA VS VELOCIDAD DE CORROSIÓN REAL POR CUPONES EN DIFERENTES POZOS DE 4 CAMPOS	156
ANEXO 3. CRITERIOS DE CORROSIVIDAD.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 4. TIPO DE ADELGAZAMIENTO – API 581...	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 5. ADELGAZAMIENTO - FACTORES DE DAÑO – API 581.	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 6. FACTORES DE AJUSTE EN MONITOREO On-Line PARA ADELGAZAMIENTO – API 581.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 7. ADELGAZAMIENTO - DATOS DE GEOMETRIA SEGÚN EL TIPO – API 581.	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 8. DATOS REQUERIDOS PARA DETERMINACIÓN DE FACTOR DE DAÑO EN ADELGAZAMIENTO – API 581.	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 9. EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN– API 581 - ADELGAZAMIENTO GENERAL	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 10. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO POR ADELGAZAMIENTO– API 581.....	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 11. NOMENCLATURA – PROBABILIDAD – FACTOR DE DAÑO – API 581	¡Error! Marcador no definido.
ANEXO 12. NOMENCLATURA – CONSECUENCIA – API 581	¡Error! Marcador no definido.

GLOSARIO

ACERO AL CARBONO - aceros que no tienen elementos de aleación agregados intencionadamente. Sin embargo, puede haber pequeñas cantidades de elementos permitidos por las especificaciones tales como SA516 y SA106, por ejemplo, que puede afectar a resistencia a la corrosión, dureza después de la soldadura, y tenacidad. Los elementos que se pueden encontrar en pequeñas cantidades incluyen Cr, Ni, Mo, Cu, S, Si, P, Al, V y B.

ACERO DE BAJA ALEACIÓN - una familia de aceros que contienen hasta 9% de cromo y otras adiciones de aleación para resistencia a alta temperatura y resistencia a la fluencia. Los materiales incluyen C-0,5Mo, Mn-0,5Mo, 1Co-0,5Mo, 1.25 Cr-0,5Mo, 2.25Cr-1.0Mo, 5Cr-0,5Mo y 9Cr-1Mo. Estos son considerados los aceros ferríticos.

ACERO BASE DE NÍQUEL - una familia de aleaciones que contienen níquel como elemento de aleación mayor (> 30%), incluyendo Aleaciones 200, 400, K-500, 800, 800H, 825, 600, 600H, 617, 625, 718, X-750, y C276.

ACERO INOXIDABLE - hay cuatro categorías de aceros inoxidable que se caracterizan por su estructura metalúrgica a temperatura ambiente: austeníticos, ferríticos, martensíticos y dúplex. Estas aleaciones tienen cantidades variables de cromo y otros elementos de aleación que les dan resistencia a la oxidación, sulfuración y otras formas de corrosión en función del contenido de la aleación.

AUSTENITA - un término que se refiere a un tipo de estructura metalúrgica (austenita) que normalmente se encuentran en la serie de aceros inoxidable austeníticos 300 y aleaciones en base níquel.

ACEROS INOXIDABLES AUSTENÍTICOS - los aceros inoxidable de la serie 300, incluyendo los tipos 304, 304L, 304H, 309, 310, 316, 316, 316H, 321, 321H, 347, y 347H. Los "L" y los sufijos "H" se refieren a las gamas controladas de bajo y alto contenido de carbono, respectivamente. Estas aleaciones se caracterizan por una estructura austenítica.

ACEROS INOXIDABLES FERRÍTICOS - incluyen Tipos 405, 409, 430, 442, y 446.

ACERO INOXIDABLE MARTENSÍTICO - incluye Tipos 410, 410S, 416, 420, 440A, 440B, 440C.

ACERO INOXIDABLE DÚPLEX - una familia de aceros inoxidable que contienen una estructura Austenítica ferrítica mixta incluyendo la aleación 2205, 2304 y 2507. Las soldaduras de aceros inoxidable de la serie 300 también pueden presentar una estructura dúplex.

AGRIETAMIENTO INDUCIDO POR HIDRÓGENO Y ESFUERZOS ORIENTADOS (SOHIC) - describe una serie de grietas, alineado casi perpendicular a la tensión, que se forman por la conexión de las pequeñas grietas de HIC en el acero. Extensible Se requiere fuerza (residual o aplicada) para producir SOHIC. SOHIC se observa comúnmente en el metal base adyacente a la zona afectada por el calor (HAZ) de una soldadura, orientada en la dirección a través del espesor. SOHIC puede también ser producido en aceros susceptibles en otros puntos de alto estrés, tales como desde la punta y/o bordes de las grietas o daños mecánicos hasta la interacción entre HIC en diferentes planos en el acero.

AGRIETAMIENTO INDUCIDO POR HIDRÓGENO (HIC) - describe fisuras internas por pasos que conectan ampollas adyacentes de hidrógeno en diferentes planos en el metal, o a la superficie metálica. No se aplica externamente esfuerzos para la formación de HIC. El desarrollo de grietas internas (a veces referido como blíster - grietas) tiende a enlazar con otras grietas por un mecanismo de corte transgranular debido a la presión interna resultante de la acumulación de hidrógeno. La

vinculación de estas grietas en diferentes planos en los aceros ha sido denominada por etapas de craqueo para caracterizar la naturaleza de la aparición de grietas.

ANÁLISIS DE RIESGO - conjunto de procedimientos cualitativos y cuantitativos, desarrollados en forma sistemática, que permiten evaluar la estimación de frecuencias de ocurrencia de un evento amenazante y sus consecuencias sobre unos elementos vulnerables.

FERRITA - un término que se refiere a un tipo de estructura metalúrgica (ferrita) que normalmente se encuentra en aceros al carbono y de baja aleación y muchos aceros inoxidables de la serie 400 (ferríticos).

JET FIRE O CHORRO DE FUEGO - es un evento amenazante que se presenta tanto en las líneas de proceso, como en los equipos de bombeo, con la aparición de una pequeña fisura en las paredes, la cual trae como consecuencia la descarga del producto, formando un chorro de líquido o gas a presión. Si durante la descarga este chorro entra en contacto con una fuente de ignición, el resultado será la formación de un incendio en forma de chorro.

MARTENSITA - un término que se refiere a un tipo de estructura metalúrgica (martensita) que normalmente se encuentran en acero inoxidable de la serie 400 (martensíticos). Tratamiento y/o soldadura por calor seguido de un enfriamiento rápido pueden producir esta estructura en acero al carbono y de baja aleación.

POOL FIRE O PISCINA DE FUEGO: Es un evento amenazante que se presenta por el incendio de producto confinado bajo condiciones de presión y temperatura atmosférica.

RIESGO: Posibilidad de sufrir pérdidas o daño en las personas, los bienes y el ambiente, expresada en función de la frecuencia de ocurrencia de un evento y su probabilidad de consecuencias sobre los elementos vulnerables.

NPS: Sigla en inglés (*Nominal Pipe Size*) Tamaño Nominal de la Tubería.

ZONA AFECTADA POR EL CALOR (HAZ) - la parte del metal base adyacente a una soldadura que no ha sido derretido, pero cuya microestructura metalúrgica y las propiedades mecánicas han sido cambiadas por el calor de soldadura, a veces con efectos indeseables.

RESUMEN

TITULO: PREDICCIÓN DEL IMPACTO DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN LAS LÍNEAS EN CAMPOS DE PRODUCCIÓN EN COLOMBIA*

AUTOR: RIGOBERTO PATIÑO RIVERA**

PALABRAS CLAVE: RIESGO, INTEGRIDAD, CONSECUENCIA, VELOCIDAD DE CORROSIÓN, MECANISMO DE DAÑO, API.

DESCRIPCIÓN:

Históricamente en los campos petroleros de Colombia, siempre existen variaciones considerables en las velocidades de corrosión y daños en la integridad de los activos (líneas, recipientes, tanques etc.) debido a los agentes corrosivos asociados especialmente con los incrementos de concentraciones como CO₂, H₂S y bacterias sulfato reductoras. Dentro de los campos más afectados por estos fenómenos en Colombia se tiene: La Cira Infantas, Campo Casabe, entre otros.

Las consecuencias relacionadas y establecidas teniendo en cuenta los mecanismos de daño asociados a corrosión tanto para el gas CO₂ como el gas H₂S en presencia de agua, implican cambios relevantes en la integridad de los activos, los cuales pueden afectar directamente la producción, riesgos para la seguridad y la salud, factores económicos y daños al medio ambiente.

De acuerdo con lo anterior, es determinante realizar un análisis predictivo antes del inicio de cualquier campo petrolero en Colombia, involucrando todo lo relacionado con metodologías de perforación para la inyección, calidad y tratamiento de agua, fenómenos corrosivos generados con altas concentraciones de CO₂ y H₂S e incremento de colonias de bacterias sulfato reductoras, esto con el fin de establecer las estrategias de integridad idóneas correspondientes para mitigar los daños que posiblemente puedan ocurrir cuando ingrese en operación el recobro.

* Trabajo de Grado Maestría.

** Facultad de Ingeniería Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Oscar Rey Castellanos, Magister en Metalurgia – Escuela de Ingeniería Metalurgia - UIS

ABSTRACT

TITLE: PREDICTION OF THE IMPACT OF CO₂ CORROSION ON LINES IN PRODUCTION FIELDS IN COLOMBIA*

AUTHOR: RIGOBERTO PATIÑO RIVERA**

KEYWORDS: RISK, INTEGRITY, CONSEQUENCE, CORROSION SPEED, DAMAGE MECHANISM, API.

DESCRIPTION:

Historically in the oil fields of Colombia, there are always considerable variations in the corrosion rates and damage to the integrity of the assets (lines, vessels, tanks, etc.) due to the agents corrosive associated especially with increases in concentrations such as CO₂, H₂S and reducing sulphate bacteria. Among the fields most affected by these phenomena in Colombia are: La Cira Infantas, Campo Casabe, among others.

The related and established consequences taking into account the damage mechanisms associated with corrosion for both CO₂ gas and H₂S gas in the presence of water, imply relevant changes in the integrity of the assets, which can directly affect production, risks for the safety and health, economic factors and damage to the environment.

According to the above, it is crucial to perform a predictive analysis before the start of any oil field in Colombia, involving everything related to drilling methodologies for injection, quality and water treatment, corrosive phenomena generated with high concentrations of CO₂ and H₂S and increase of reducing sulphate bacteria colonies, this in order to establish the appropriate integrity strategies to mitigate the damage that may possibly occur when the recovery comes into operation

* Master's degree work

** Faculty of Physical – Chemical Engineering, Petroleum Engineering School. Director: Oscar Rey Castellanos, Metallurgical Master's - School of Engineering Metallurgy - UIS

INTRODUCCIÓN

El 63% de las fallas en los activos (equipos) en la industria petrolera se encuentran asociados a fenómenos de corrosión, de los cuales el 50% corresponde a corrosión interna. De este porcentaje gran parte pertenece a corrosión por CO₂, H₂S y bacterias, los cuales se agudizan en presencia de agua y por ende generan además de pérdidas económicas considerables, daños ambientales, disminución en la producción y riesgos para la seguridad y la salud.

Los mecanismos de daño asociados a corrosión por CO₂, H₂S y bacterias en los activos (tuberías, tanques, recipientes, etc.) se pueden incrementar considerablemente una vez se implementen los procesos de recobro mejorado especialmente por Inyección de Agua, debido a malas prácticas de perforación, mala calidad del agua de inyección, arrastre de sólidos en el subsuelo, crecimiento de colonias de bacterias sulfato reductoras, aumento de O₂ libre en la formación e incremento de la concentración de CO₂ y H₂S propios del yacimiento.

Actualmente en Colombia, se tiene como objetivo incluir el proceso de recobro mejorado por inyección de agua en varios de los campos maduros productores de crudo con el objetivo de aumentar producción, por lo tanto, se ve la necesidad de realizar previamente un análisis minucioso mediante predicción del impacto que tendría este proceso de recobro por inyección a la integridad de los activos especialmente por los mecanismos de daño asociados al CO₂, H₂S y bacterias¹.

¹ Cabe resaltar que todos los campos poseen fluidos y condiciones operacionales diferentes, adicionalmente las variables asociadas a mecanismos de daño no son las mismas, por lo tanto, dentro del sistema de gestión integral cada campo está en la necesidad de realizar una predicción con el fin de establecer controles que minimicen los impactos antes de la implementación y/o puesta en marcha del proceso de recobro.

Si no se realiza el análisis previamente y no se planea una estrategia de integridad idónea, esta situación podría incurrir en una afectación general de la integridad de los campos donde se opte por procesos de recobro mejorado en todos sus activos incluyendo líneas, recipientes, tanques etc., por fallas debido a corrosión, con consecuencias serias tanto ambientales y económicas como riesgos para la salud.

1. MARCO DE REFERENCIA

1.1 RECOBRO²

1.1.1 El Yacimiento Un yacimiento de petróleo puede definirse como un volumen poroso que contiene agua, petróleo y a veces una fase gaseosa. La proporción volumétrica del petróleo puede alcanzar a veces el 40%. El medio poroso del yacimiento o roca almacén es de origen sedimentario de tipo arenisca o caliza, consolidado o no. El diámetro de poro varía ampliamente según la roca, pero es de tamaño microscópico, desde algunas fracciones de milímetro a algunos micrómetros.

Cada medio poroso tiene sus características: porosidad, el porcentaje de volumen vacío; permeabilidad, una medida de la resistencia al movimiento de los fluidos; mojabilidad, una medida de la naturaleza superficial de la roca.

Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación que formó la roca. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala macroscópica en forma zonas muy o poco permeables, y eventualmente de grietas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir caminos preferenciales y segregaciones.

² SALAGER, Jean-Louis. Recuperación Mejorada del Petróleo – Universidad de los Andes – Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química. Mérida Venezuela - 2005. 35P

Los yacimientos descubiertos actualmente en Colombia, poseen características de fluidos diversos con grados API y cortes de Agua muy diferentes, por ende, su composición, elementos asociados, grado de corrosividad y mecanismos de daño varían considerablemente.

1.1.2 Recuperación Primaria Durante este período, el petróleo se drena naturalmente hacia los pozos bajo el efecto del gradiente de presión existente entre el fondo de los pozos y el seno del yacimiento.

En muchos yacimientos profundos la presión es mayor que la presión hidrostática, lo que hace que el petróleo llegue a la superficie con el solo aporte energético del yacimiento. A medida que se expanden los fluidos en el yacimiento, la presión tiende a bajar en forma más o menos rápida según los mecanismos involucrados. En ciertos casos, puede existir un mecanismo de compensación natural que reduzca notablemente la velocidad de decaimiento de la presión, como la compactación de sedimento (subsistencia), la migración de un acuífero activo o la lenta expansión de una bolsa de gas.

Cuando el pozo no es eruptivo o cuando la presión se ha reducido, se necesita un aporte externo de energía para disminuir la presión en fondo de pozo. O bien se bombea el crudo desde el fondo del pozo, o bien se utiliza el método del levantamiento con gas; este consiste en inyectar gas en fondo de pozo de tal forma que el fluido producido sea una mezcla de gas y petróleo de densidad suficientemente baja para llegar a la superficie bajo el efecto de la presión del yacimiento.

El período de recuperación primaria tiene una duración variable, pero siempre se lleva a cabo, ya que permite recoger numerosas informaciones sobre el comportamiento del yacimiento, las cuales son de primera importancia para la planificación de la explotación posterior.

La recuperación primaria se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua). El porcentaje de recuperación primaria del crudo originalmente en sitio es en promedio del orden de 10-15% pero puede ser tan bajo como 5% en yacimientos sin gas disuelto o alcanzar 20% y aún más en yacimientos que poseen una baja permeabilidad y una bolsa de gas o un acuífero activo.

En tiempos pasados se explotaba el yacimiento en recuperación primaria hasta que los gastos de explotación se vuelvan prohibitivos, en cuyo momento se pasaba a los métodos de recuperación secundaria. Hoy en día se inician las operaciones de recuperación secundaria mucho antes de llegar a este punto, y la escogencia del método de explotación en un yacimiento o en una parte de un yacimiento obedece a criterios de optimización.

1.1.3 Recuperación Secundaria Los métodos de recuperación secundarios consisten en inyectar dentro del yacimiento un fluido menos costoso que el petróleo para mantener un gradiente de presión. Estos fluidos se inyectan por ciertos pozos (inyectores), y desplazan o arrastran una parte del petróleo hacia los otros pozos (productores).

Hasta el principio de los años 70, el bajo precio del crudo hacía que los únicos fluidos susceptibles de inyectarse económicamente eran el agua, y en ciertos casos el gas natural.

El drenaje por agua permite elevar la recuperación del aceite originalmente en sitio hasta un promedio de 25-30%, con variaciones desde 15 hasta 40% según los casos.

Cuando se realiza inyección con agua, es natural que esta se combine con el agua asociada propia del yacimiento aumentando a su vez el corte de agua.

1.1.3.1 Mecanismo de Movilización.

a. Movilización miscible.

Si la formulación de la fase acuosa es tal que ésta pueda formar una sola fase con el aceite, entonces las fuerzas capilares no entran en línea de cuenta ya que la interface desaparece. El desplazamiento miscible puede obtenerse con soluciones alcohólicas, con soluciones concentradas de surfactante o con dióxido de carbono supercrítico. Al obtenerse las condiciones del desplazamiento miscible, la ley de Darcy se aplica; sin embargo, el fluido no es homogéneo desde el punto de vista de la densidad y de la viscosidad y pueden producirse segregaciones.

El estudio de la distribución de tiempos de residencia permite caracterizar las propiedades del flujo. En la práctica, el desplazamiento miscible con inyección de alcohol o de surfactante es demasiado costoso; sin embargo, juega un cierto papel al inicio de los desplazamientos con surfactante/polímero o como método de

estimulación de pozo. Hoy en día, el único método miscible probado es aquel con dióxido de carbono (SACROC), pero está fuera del enfoque del presente texto.

b. Movilización por baja tensión.

Si la formulación de la solución acuosa es adecuada, la tensión interfacial entre ésta y el crudo puede bajar a 0,001 - 0,0001 dina/cm (o mN/m). Las condiciones de obtención de tales tensiones corresponden a la llamada formulación óptima y están asociadas con la presencia de un sistema trifásico en el cual coexisten una micro-emulsión y fases exceso de agua y de aceite. Para tales valores de la tensión interfacial, el criterio del número capilar indica que se obtiene casi un 100% de recuperación en la zona barrida.

Estudios en micro modelos transparentes han mostrado que en sistemas de baja tensión interfacial, los glóbulos de aceite atrapados se deforman fácilmente y se alargan para pasar a través de los poros de la matriz porosa. Cuando el glóbulo de aceite está movilizado, se desplaza y encuentra otros glóbulos con los cuales coalescen, produciendo glóbulos más alargados los cuales son más fáciles de movilizar; finalmente llega a formarse una red de glóbulos interconectados, es decir un banco de aceite y el régimen se torna un flujo difásico (tipo Bucklet-Leverett) con una saturación de aceite netamente superior a S_{Or} (ver figura 14). La experiencia indica que éste es el principal mecanismo de movilización-desplazamiento en los procesos por inyección de surfactante. Sin embargo, existen otros mecanismos secundarios que pueden tener importancia.

c. Movilización por solubilización y ensanchamiento.

Cuando se deja equilibrar un sistema surfactante-agua-aceite, la fase que contiene la mayoría del surfactante es a menudo una micro emulsión que puede solubilizar considerables cantidades de la otra fase. Según que la micro emulsión está en equilibrio con una fase acuosa, una fase aceite o ambas, sus características de solubilización son distintas.

d. Experimentos en medio poroso.

Los experimentos de laboratorio sobre un núcleo de medio poroso de dimensiones típicas del orden de algunos centímetros o algunas decenas de centímetros difieren del caso de un yacimiento en varios aspectos relativos al cambio de escala.

De una parte, el efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento de varias decenas de metros de espesor, o en un yacimiento inclinado. En el espesor del yacimiento puede producirse una segregación gravitacional con una mayor saturación S_O en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo de un eje vertical.

Por otra parte, la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir zonas de menor o mayor permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas.

En todos casos, los fluidos tienen tendencia en pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección (W ó W con aditivos) tiene por lo tanto tendencia en pasar en las zonas más permeables y en no penetrar en las demás. Al desplazarse el aceite de las zonas permeables, la saturación S_W aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad relativa K_W , lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales.

La disposición misma de los pozos inyectores y productores tiende a resultar en caminos preferenciales aún en ausencia de heterogeneidades. En el clásico five spot con el pozo inyector al centro, el gradiente de presión se ejerce en línea directa entre el pozo inyector y cada pozo productor, y por lo tanto varía considerablemente de un punto a otro del yacimiento.

Todos estos factores hacen que el flujo multifásico no se puede considerar de tipo "pistón" a la escala del yacimiento y que la eficiencia de barrido puede ser notablemente reducida por la existencia de caminos preferenciales.

Finalmente conviene notar que existe otro fenómeno susceptible de reducir la eficiencia de barrido. Al intentar "empujar" un fluido viscoso (O) con un fluido menos viscoso (W) pueden producirse inestabilidades interfaciales que resultan en un fenómeno llamado digitación o formación de dedos de fluido W que penetran en el fluido O. A la escala del yacimiento, estos fenómenos también tienden a producir caminos preferenciales. Una forma de reducirlos es disminuir la velocidad de los fluidos, reducir la viscosidad del aceite (calentamiento) o aumentar la del agua (polímeros).

1.2 EVALUACIÓN ELECTROQUÍMICA

El Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) ha realizado durante varios años, estudios electroquímicos dedicados a establecer el carácter corrosivo de los fluidos en los campos con corrosividad superior incluyendo el Campo "La Cira Infantas".

Teniendo en cuenta que todos los fluidos de hidrocarburos asociados a los diferentes yacimientos en Colombia, no poseen las mismas características de corte de agua, concentración de CO₂ y/o H₂S, porcentaje de hierro disuelto, nivel de cloruros, numero de bacterias, arenamiento, grado API, pH, presión y Temperatura, existe siempre la necesidad de realizar estudios mancomunados para determinar las velocidades de corrosión asociadas a cada fluido en los diferentes campos.

En el Año 2009³, se realizó un estudio para determinar la velocidad de corrosión general y de penetración de picaduras mediante técnicas electroquímicas de corriente directa en los pozos de producción del campo la Cira Infantas, teniendo en cuenta cual sería el nivel de corrosividad para determinar la eficiencia de un tratamiento químico por inhibición de corrosión en dichos pozos.

Adicionalmente a lo anterior, se realiza muestreo de fisicoquímicos y medición mediante cupones gravimétricos a los pozos asociados al estudio e incluyendo los pozos LC940 y LC2105.

El Grupo de Integridad de la VPR con el apoyo del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) en el 2015, incluyen estrategias de integridad mediante modelo determinístico por CO₂ con herramientas de toma de decisiones en el campo la Cira Infantas con el objetivo de mitigar el impacto a través del tiempo debido a la agresividad del fluido.

Dentro del mismo estudio, se establece condiciones de velocidades mayores con riesgo alto de falla por arenamiento en los campos cercanos a La Cira Infantas,

³ Suarez Jaimes, Muegues Néstor, Nuncira Saúl Humberto. Evaluación electroquímica de corrosión en muestras de aguas de pozo de producción LC441 y LC941 de la Estación 2, marzo de 2009. 36P

incluyendo los campos Galán, Casabe, Yuma, Llanito Santos, Bonanza, Tesoro, Lizama, Aguas Blancas, Palagua, Teca, Náre, Cocorná y Velásquez.

Dentro de las conclusiones dadas en los diferentes estudios correlacionados, se establece la variable “Calidad del Agua” de inyección como un factor clave para determinar el impacto que podría tener el fluido en la velocidad de corrosión interna de las líneas, entre otros.

Un caso de estudio en gasoductos es el realizado por PRADILLA PINEDA Jan Ender⁴, sobre la Evaluación de la corrosión interna generada por el sistema $H_2S - CO_2 - H_2O$ en gasoductos, el efecto que tienen las bajas concentraciones de H_2S y CO_2 y las condiciones de operación como temperatura, presión y velocidad del fluido en un acero 1020. Este material es similar al de fabricación de las tuberías de transporte de gas y crudo, sin embargo no se puede asociar y/o realizar una comparación directa sobre tubería en aceros de denominación API 5L Gr XX, pues aunque presentan porcentajes similares en composición, su estructura cristalina y resistencia mecánica varían, por lo tanto los ataques corrosivos de dichos gases no actúan de igual manera en todos los materiales de diferentes denominaciones, sin embargo los resultados y conclusiones establecidos en este estudio, aportan aspectos claves e importantes que serán tomados en cuenta en el presente análisis para la predicción. Dentro de las conclusiones relevantes del estudio de PRADILLA PINEDA, se tienen:

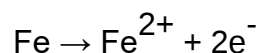
⁴ PRADILLA PINEDA Jan Ender: Evaluación de la corrosión interna generada por el sistema $H_2S - CO_2 - H_2O$ en gasoductos. Bucaramanga 2012. 61. Trabajo de Investigación para optar por el título de Magister en Ingeniería de Materiales. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales

- a. Los resultados electroquímicos y el análisis estadístico concluyen que la velocidad de corrosión para el sistema $\text{H}_2\text{S} - \text{CO}_2 - \text{H}_2\text{O}$ bajo las condiciones propias del estudio, se ve fuertemente influenciada por la temperatura, el contenido de H_2S , la velocidad de rotación y las interacciones entre estas variables.
- b. En condiciones estáticas el cambio en la concentración de CO_2 aumenta la capacitancia de los productos, lo que implica un aumento en las propiedades conductoras de la película, mientras que el cambio de la concentración de H_2S disminuye la capacitancia de las propiedades conductoras de dicha película.
- c. El circuito equivalente propuesto para el sistema en estudio $\text{H}_2\text{S} - \text{CO}_2 - \text{H}_2\text{O}$ que se aproxima al posible comportamiento de la interface metal-solución, está compuesto por una capacitancia en paralelo con una resistencia de poro que está en serie con una resistencia de transferencia de carga y un elemento de fase constante.
- d. Los ensayos gravimétricos realizados al sistema en estudio a la presión de 600 psi mostraron un aumento en la velocidad de corrosión con respecto a sistema sin presión, esto se debe a que un aumento de la presión parcial de CO_2 hace que el pH disminuya y la velocidad del ácido carbónico se incremente.

1.2.1 Fundamento Teórico de Corrosión La corrosión es la oxidación espontánea de los metales. Se debe a un ataque destructivo del medio ambiente, a través de reacciones químicas o electroquímicas. En la corrosión electroquímica los átomos del metal son oxidados dejando la red del metal como iones, creando un exceso de electrones en la superficie del metal. Estos electrones pueden ser

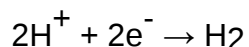
transferidos a una especie activa en el electrolito produciéndose la reacción de reducción. La reacción de corrosión se conoce como reacción anódica y las áreas del electrodo donde ocurre se les llama ánodos. La electro neutralidad de la materia exige que en otros puntos, conocidos por cátodos, se reduzca alguna sustancia del medio ambiente en contacto con el material metálico. Las áreas donde ocurre la reacción catódica (de reducción) se denominan cátodos.

En el caso del acero, la reacción anódica que tiene lugar es:

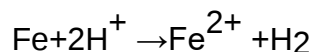


Consecuentemente, una reacción catódica debe tener lugar para iniciar y mantener la corrosión metálica.

Un ejemplo de reacción catódica es la reducción de protones.

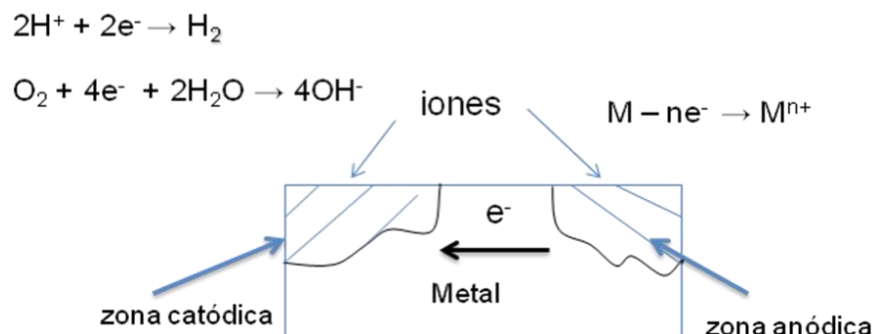


La reacción de corrosión total será la suma de ambas reacciones.



tanto la reacción anódica como catódica dan lugar a corrientes llamadas anódica y catódica respectivamente y la corriente total suma de ambos procesos es proporcional a la velocidad de corrosión. Un esquema del proceso sería:

Gráfica 1. Reacción Anódica – Catódica



a. Termodinámica de la Corrosión.

Para que un metal sufra corrosión, un requisito indispensable es que la termodinámica diga que dicha reacción es favorable, es decir $\Delta G = -nFE < 0$. Por lo tanto el potencial de equilibrio de la celda de corrosión debe ser positivo.

Habrá que ver si los procesos, en las condiciones de trabajo, tiene el potencial adecuado para que la reacción global se produzca. Debemos conocer la concentración de iones metálicos si es que se liberan en disolución, la del oxígeno disuelto (si es que es este el gas que se reduce), el pH (pues los potenciales de todas las posibles reducciones dependen del pH). además si hay posibilidad de que el metal forme complejos en el medio, hay que conocerlo, pues la corrosión habitualmente aumenta.

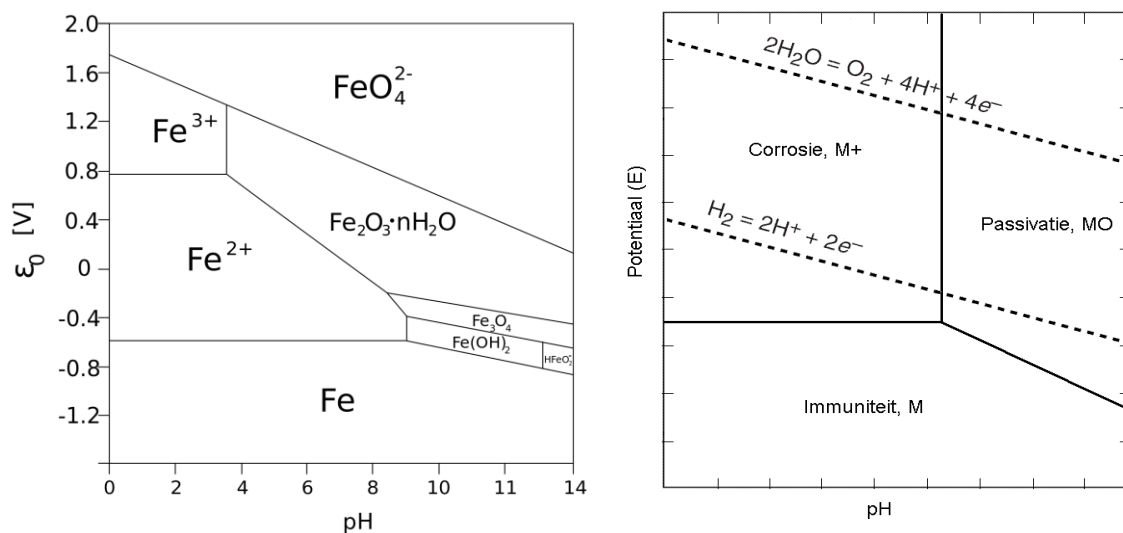
La mejor manera de estudiar los aspectos termodinámicos de la corrosión es a través de los diagramas de Pourbaix. En la gráfica 2 tenemos el correspondiente al

Fe.

El diagrama de Pourbaix se utiliza para determinar los límites de estabilidad de un metal. Un proceso cuya línea está por debajo de la del oxígeno supone que el oxígeno puede provocar la oxidación correspondiente. Igualmente con la línea del hidrógeno.

Por tanto, que la termodinámica nos diga que la corrosión es favorable es imprescindible, pero no suficiente. De hecho, desde un punto de vista termodinámico, no podríamos explicar que, por ejemplo, quedara algo de cobre en el mundo. El aspecto importante que queda por considerar es la cinética del proceso.

Gráfica 2. *Diagrama de Pourbaix*



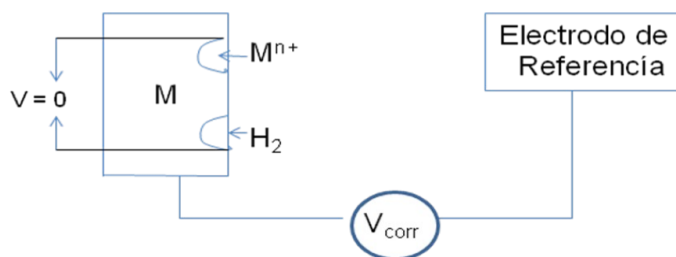
Fuente: Electrochemical Methods – P514

b. Cinética de la Corrosión.

Como en cualquier proceso electroquímico, la velocidad de corrosión viene dada por la corriente. Sin embargo, muchas veces nos referimos a la velocidad de corrosión en unidades de masa por unidad de área por unidad de tiempo. Para dar una idea, una corriente de corrosión de $8\mu\text{Acm}^{-2}$ en el acero, equivale a $20\text{ mg dm}^{-2}\text{ día}^{-1}$. Es fácil la inter-conversión si se conoce la densidad del material como se indica en la gráfica 3. Ahora vamos a definir el llamado potencial de corrosión. Para hacerlo, debemos darnos cuenta de que la ddp entre los puntos anódico y catódico puede ser virtualmente cero.

Así, el voltaje de la celda es cero, pero el metal puede haber adquirido un potencial que se podría medir frente a un electrodo de referencia externo. Este es el potencial que se conoce como potencial de corrosión.

Gráfica 3. Circuito básico transferencia electrónica



En cuanto a la corriente de corrosión, estará limitada por el paso más lento de toda la secuencia de etapas que tienen lugar. Las posibilidades son:

- La transferencia electrónica en el ánodo.
- El transporte de especies a través del electrolito.
- La transferencia electrónica en el cátodo. En el caso de la corrosión, el área disponible es fundamental. Hay que entender que la corriente neta es cero. Pero se define la corriente de corrosión como la corriente cuando se alcanza un estado estacionario. La ecuación que relaciona la corriente eléctrica con cambios en el potencial del metal causados por una fuente externa es la ecuación de Butler-Volmer; cuya forma matemática es:

$$i = i_{corr} \left\{ \exp \left(\frac{\alpha n F \eta}{RT} \right) - \exp \left(- \frac{\beta n' F \eta}{RT} \right) \right\} \quad (1)$$

donde:

R= constante de los gases.

T= temperatura

n= número de electrones en el proceso anódico

n' = número de electrones en el proceso catódico

F= constante de Faraday

i= densidad de corriente que fluye debido a que se aplica un potencial externo.

i_{corr} = densidad de corriente de corrosión

α y β = coeficientes de transferencia

η = sobre potencial (mv).

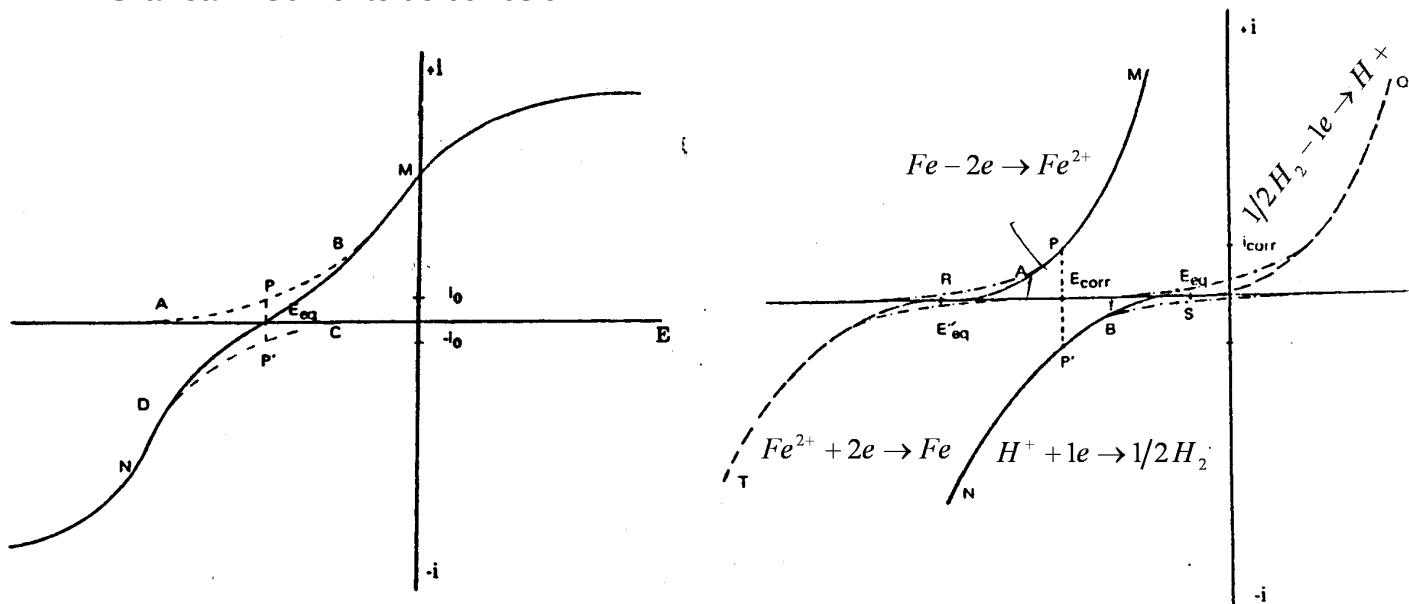
El término $\exp^{-\left(\frac{\beta n' F \eta}{RT}\right)}$ corresponde a la corriente catódica y el término $\exp\left(\frac{\alpha n F \eta}{RT}\right)$ para la corriente anódica

Esta ecuación se puede representar como voltaje en función de corriente la representación para el caso del hierro puede verse en la gráfica 4.

El potencial a circuito abierto corresponde al corte de ambas curvas, este punto es también donde no fluye corriente neta es decir $i_{\text{neta}} = 0$.

La corriente de corrosión se puede estimar según se muestra también en dicha figura.

Gráfica 4. Corriente de corrosión



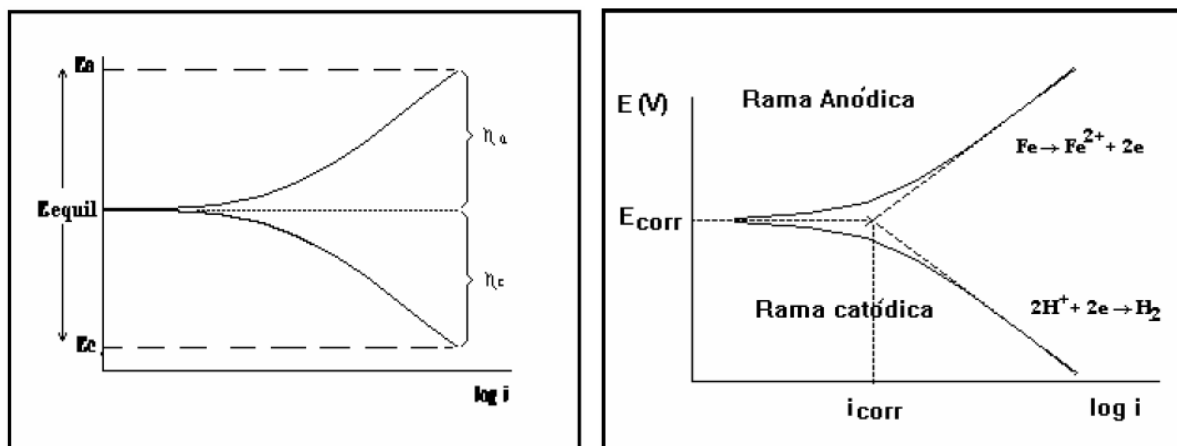
Fuente: Electrochemical Methods – P179

Las curvas corriente-potencial pueden ser simplificadas mostrando solo la parte lineal, a estos diagramas se les llama de Taffel (Gráfica 5), por ser el primero que propuso este tipo de simplificación y son diagramas donde se representa el

potencial en función del logaritmo de la densidad de corriente neta o total.

Estos diagramas pueden ser utilizados para el cálculo de la intensidad de corrosión. La grafica 4 muestra un diagrama para la corrosión de Hierro en medio ácido.

Gráfica 5. Corriente de Taffel



Fuente: Técnicas Electroquímicas de corriente directa

1.2.2 Variables esenciales que propician el proceso de corrosión⁵ Las mediciones en sitio o pruebas de campo para muestras líquidas acuosas incluyen: pH, alcalinidad total, carbonato e hidróxido; H_2S disuelto y cultivos de bacterias. También deben medirse en el campo lo más pronto posible, la alcalinidad total y el pH ya que los pH de una muestra líquida pueden cambiar con la exposición a la atmósfera. El cambio corresponde parcialmente a la calidad de gases que permanecerán disueltos en la muestra cuando la temperatura y la presión cambien. Cuando el pH cambia, las concentraciones de la alcalinidad total también son afectadas.

⁵ Ibid. 4.

Existen variables especiales asociadas propiamente del fluido que favorecen la corrosión si se encuentran bajo las condiciones idóneas, aumentando la probabilidad de falla de las líneas y los activos fabricados mediante acero al carbono. Dentro de las variables más comúnmente asociadas se encuentran:

1.2.2.1 pH Mide la acidez o la alcalinidad del medio, se debe buscar que no se generen condiciones aptas para oxidación y corrosión, pues inferiores, el medio se vuelve ácido, generando características corrosivas y altamente oxidantes.

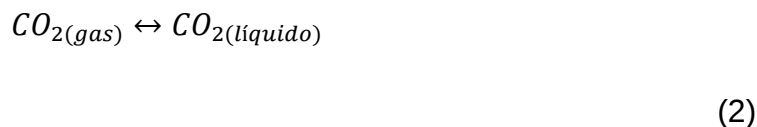
1.2.2.2 Hierro Disuelto (Fe^{+}) El hierro se da como divalente Fe_2 , que es el hierro en su estado metálico, este está presente porque es parte del proceso y cae en el sistema o porque se ha generado por desprendimiento de tuberías. En cualquiera de los dos casos, da lugar a oxidación y genera procesos de corrosión. El hierro trivalente es el que se da, cuando el divalente sufre una reacción química. Este hierro es consecuencia de la oxidación y su presencia determina la existencia de subproductos de corrosión por oxidación. Una fase acuosa con contenidos apreciables de cationes de hierro, establece que en el sistema posiblemente están ocurriendo reacciones electroquímicas como respuesta a mecanismos de daño por Corrosión electroquímica.

1.2.2.3 CO_2 y H_2S Disueltos Las características del gas son un factor importante para determinar la corrosividad de un sistema de gas. 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

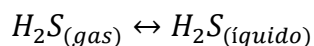
incluyen las presiones parciales del oxígeno (O₂), dióxido de carbono (CO₂) y del sulfuro de hidrógeno (H₂S).

La presencia de estas especies en fase acuosa, combinada por la acción de oxígeno disuelto, temperatura, presencia de altos sólidos disueltos, pueden generar problemas de corrosión y se pueden usar para dar una clasificación de niveles de corrosividad según la norma NACE MR 0176⁶. Según esta referencia se pueden presentar moderadas pérdidas de metal debida a los niveles de CO₂ presentes en las muestras evaluadas. Los niveles de H₂S pueden presentar leves pérdidas de metal en los sistemas evaluados.

Cuando el CO₂ o H₂S se ponen en contacto con agua en una solución acuosa, se produce la disolución del CO₂ o del H₂S gaseosos. La cantidad de CO₂ gaseoso o H₂S que se disuelven es proporcional a la fugacidad del CO₂ o del H₂S en la mezcla gaseosa. La concentración del CO₂ o del H₂S en la fase acuosa también depende de la temperatura. El CO₂ disuelto en la fase líquida está en equilibrio con el CO₂ presente en la fase gaseosa⁷.



Lo mismo puede decirse del H₂S



⁶ "Standard Material Requirements Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments" revisada en el 2006.

⁷ Predicción de la corrosión por CO₂ + H₂S en tuberías de acero al carbono – PEÑA DARIO - Ingeniero Metalúrgico, Ph.D – 2007, FUENTES CARMELO – Ingeniero Químico, Ph.D

(2.1)

La cantidad de CO₂ en la fase líquida está gobernada por la ley de Henry, y está dada por:

$$[CO_{2(líquido)}] = \frac{f_{CO_2(gas)}}{H_{CO_2}} \quad (3)$$

De manera similar, la cantidad de H₂S en la fase líquida está también gobernada por la ley de Henry, y está dada por:

$$[H_2S_{(líquido)}] = \frac{f_{H_2S(gas)}}{H_{H_2S}} \quad (4)$$

De esta manera si se conoce la fugacidad del CO₂ (o del H₂S) y la constante de Henry del CO₂ o del H₂S (que dependen de la temperatura) se puede calcular la cantidad de CO₂ o del H₂S disuelto en la fase acuosa. Se producen varias reacciones en la solución acuosa por la presencia del dióxido de carbono y del sulfuro de hidrógeno disueltos. El dióxido de carbono disuelto reacciona con agua para formar ácido carbónico de acuerdo con la siguiente reacción:



En presencia de agua, la presión parcial del CO₂ y H₂S a la que ocurre la corrosión depende de muchos factores. Sería demasiado simplista aplicar un criterio de presión parcial máxima del CO₂/H₂S sin considerar otros factores que pueden incluir, entre otros, los siguientes: química del agua, características del flujo, química completa del gas, temperatura y criterio de vida del diseño. Si se tiene en cuenta la

norma MR0175 de NACE, esta indica que no se prevé agrietamiento por esfuerzo de sulfuro a presiones parciales del H₂S de menos de 0,05 psia.

1.2.2.4 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. El O₂ se introduce típicamente en áreas de succión (Ej., bombas) donde el aire es arrastrado hacia el equipo de proceso, tratamiento o manejo del gas.

Estos incrementos se deben principalmente a que el O₂ es un agente oxidante fuerte, adicionalmente 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 hasta 10 veces. Como método práctico, las concentraciones de O₂ disuelto por arriba de 0,05pp, (50ppb) medido en agua se considera corrosivas. También se pueden considerar los flujos turbulentos en restricciones, codos, etc., que pueden acelerar las proporciones de corrosión por O₂.

1.2.2.5 Ácidos Carboxílicos Los ácidos orgánicos resultan de la degradación termo-catalítica del kerógeno (Precursor de hidrocarburos) y una vez formados pueden participar de los hidrocarburos o de las aguas polares de la roca madre y luego ser expelidos de la roca reservorio en la etapa de deshidratación de las arcillas. En las condiciones normalmente hallados en reservorios (pH entre 5 y 7), el 85% de los ácidos se disuelven en fase acuosa. La causa por la cual no son más abundantes a pesar de su origen es porque pueden descarboxilarse por temperatura y formar los gases respectivos.

El principal problema de los ácidos carboxílicos es que además de disolverse en el agua, cambian sustancialmente las características de esta. La intensidad del proceso corrosivo influenciado por ácidos carboxílicos está relacionada con la concentración de iones hidrógeno del medio acuoso y estos provistos por los gases disueltos: dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y los ácidos orgánicos presentes. La corrosión se debe al efecto combinado de los ácidos orgánicos y el CO_2 disuelto en el agua puesto que en un medio acuoso- CO_2 se pueden perder con facilidad las posibles películas protectoras en presencia de ácido acético quien reacciona con el acero para formar acetato ferroso a una velocidad controlada por la temperatura y velocidad del fluido. Además, la presencia de ácido acético hace que la corrosión por picado ocasionada por CO_2 se inicie a cuando se tengan menores presiones parciales a las teóricamente estimadas. En el presente estudio los niveles de ácidos carboxílico (Acético, Butírico, Propiónico, Valérico, Fórmico) se encuentran en rangos tales que pueden causar leves cambios en la naturaleza corrosiva de los fluidos evaluados.

1.2.2.6 Cloruros La presencia de altos niveles de cloruros puede causar corrosión por picadura, se asume que existen altos niveles de cloruros cuando en condiciones de servicio se encuentran unos contenidos de cloruros totales mayores a 6.000 ppm según la norma NACE MR 0176⁸.

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.

⁸ Ibid 6.

1.2.2.7 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 (de 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 expondrán a la fase de hidrocarburo menos corrosiva.

Si el agua es la fase continua, esto representa una situación más corrosiva. Debe realizarse una selección cuidadosa de los inhibidores de corrosión de fase acuosa para asegurar que se minimice la partición indeseada de dicho inhibidor a la fase de hidrocarburo. Además, se sabe que algunos hidrocarburos pueden reducir la corrosión interna, formando películas en las superficies del metal y/o porque cuentan con cualidades de inhibición de la corrosión.

1.2.2.8 Corrosión por bacterias Los escenarios bacterianos que comúnmente se conocen son los siguientes:

- a. En los sistemas de inyección de agua existen bacterias aerobias, anaerobias y facultativas (Proliferen en presencia y/o ausencia de oxígeno).
- b. Las bacterias anaerobias generan corrosión y sulfuros de hierro, además de sulfuro de hidrógeno.
- c. Las bacterias aerobias son limo-formadoras.

- d. Bacterias aerobias y anaerobias coexisten en los sistemas de inyección de agua y su población flotante guarda cierta relación de recuento.

Los biofilms representan sociedades microbianas con sus propios sistemas de comunicación (Códigos biológicos) y defensas de agentes externos. La ausencia total de oxígeno genera un medio netamente reductor o anaerobio. En estas condiciones las bacterias anaerobias encuentran su habitat de crecimiento óptimo siendo capaces de nutrirse de ácidos orgánicos como acético, butírico, Propiónico y de sulfatos del agua y además de capturar hidrógeno del medio ácido.

1.2.2.9 Bacterias Aerobias Las bacterias aerobias totales (BAT) son limo-formadoras (producen una capa cerosa de aspecto parafínico presentándose en diferentes tonalidades) por excelencia, heterotróficas (Incapaces de elaborar su propio alimento partir de sustancias orgánicas por lo que se nutre de otros seres vivos) y metabolizan alcoholes, azúcares, y ácidos, y algunas también hidrocarburos de bajo peso molecular. Aunque pueden existir en aguas de cualquier salinidad, predominan en las de baja y media salinidad (En los fluidos evaluados se tienen niveles de salinidad que favorecen su existencia). En aguas muy salinas puede sobrevivir en estado de latencia (Espora) y desarrollarse exponencialmente al diluirse en agua por ejemplo en agua dulce inyectada. Según Patton conteos de hasta 10.000 col/mL son de escasa relevancia, aunque al igual que sucede con las BSR (Bacterias Sulfato Reductoras) deben evaluarse otras evidencias simultáneas (Abundancia de ácidos orgánicos, material extracelular otras bacterias más dañinas que pueden darse como positivos al recuento de las BAT. Algunas BAT pertenecen al grupo de bacterias conocidas como fermentativas productoras de ácidos (BPA) que son generadoras de ácidos carboxílicos (C2, C3, C4) que reducen el pH del

hábitat generando corrosión ácida. Además, estos ácidos participan del desarrollo de las BSR.

1.2.2.10 Bacterias Anaerobias Las bacterias anaerobias metabolizan azufre es decir toman los sulfatos del agua y los transforman en sulfuros. En los fluidos evaluados no se tienen altos niveles de sulfuros), son autotróficas (Capaces de elaborar su propio alimento a partir de sustancias orgánicas) porque su fuente de energía es hidrógeno, aunque también en el medio debe existir sustratos orgánicos, y el hecho de que estén presentes en circuitos de agua con contenidos de oxígeno disuelto no invalida su existencia. La presencia de cualquier número de BSR es peligrosa (Daño potencial) aunque la magnitud del daño depende de otras evidencias simultaneas como aumento del contenido de ácido sulfhídrico.

Los productos de corrosión por BSR son sulfuros de hierro libre o adherido, picados profundos (Cráteres) y tubérculos con recubrimiento esponjoso de sulfuro es decir superficie de entrapamiento y deposición de limos y biofilms.

En electrolitos cercanos a la neutralidad, se concentran en el cátodo iones de hidrógeno durante la corrosión, que, si no son capturados para otras reacciones, saturan el mismo. Si no hay consumo, la reacción de corrosión solo depende para continuar, de la velocidad de difusión del hidrógeno formado en el agua que circula. Si la velocidad de circulación es baja, la reacción se hace más lenta y llega a detenerse. Cuando esto sucede se dice que el cátodo se encuentra polarizado. Las BSR son en su metabolismo consumidoras de hidrógeno del cátodo (Todo agente externo que sea capaz de capturar el hidrógeno evitando la polarización del cátodo se denomina depolarizante catódico). Los gases disueltos (El oxígeno en particular) y las BSR son depolarizantes catódicos capaces de acelerar la corrosión y en el último caso este es el fundamento de la corrosión microbiológica.

1.2.2.11 Alcalinidad La alcalinidad de un agua puede definirse como su capacidad para neutralizar ácidos o como su capacidad para reaccionar con iones hidrógeno. La determinación de la alcalinidad total y de las distintas formas de alcalinidad es importante en los procesos de control de corrosión. En aguas naturales la alcalinidad es debida generalmente a la presencia de tres clases de iones:

- a. Bicarbonatos
- b. Carbonatos
- c. Hidróxidos

En algunas aguas es posible encontrar otras clases de compuestos (boratos, silicatos, fosfatos, etc.), que contribuyen a su alcalinidad; sin embargo, en la práctica la contribución de éstos es insignificante y puede ignorarse. La alcalinidad varía con el lugar de procedencia del agua, presentando desde unos cuantos mg/l hasta varios cientos. La alcalinidad del agua se determina por titulación con ácido sulfúrico (ácido fuerte) y se expresa como mg/l de CaCO_3 (carbonato de calcio) equivalente a la alcalinidad determinada. Los iones procedentes de la solución de ácido neutralizan los iones OH^- (hidroxilo) libres y los disociados por concepto de hidrólisis de carbonatos y bicarbonatos.

1.2.2.12 Conductividad Determina la capacidad de conducir la corriente eléctrica por los iones presentes en una solución. El agua pura es pobre conductora de la electricidad, debido a que su capacidad de ionizarse es muy limitada. Cuantos más iones se encuentren presentes en el agua mayor será su conductividad. A medida que se disuelven en ella sólidos solubles en agua, algunas cosas

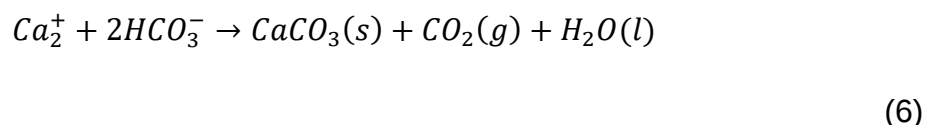
importantes comienzan a cambiar en el seno del líquido. En el primer tercio del siglo XIX, Faraday y otros, descubrieron que algunos elementos disueltos en el agua pura podían alterar la conductividad de esta.

Para poder explicar esto propusieron que estos elementos se dividían en el agua en “partículas” cargadas, que a pesar de que seguían formando parte del elemento, podían conducir más fácilmente la corriente. A estas partículas se las denominó iones y se propuso que los sólidos se “disociaban” en presencia de un solvente como el agua en iones eléctricamente cargados, que entonces podían conducir mejor la corriente.

Es importante recordar al menos que, en principio y dentro de los rangos de soluciones, la cantidad de sales, ácidos y bases disueltas en el agua determina la conductividad de esta.

Si la conductividad aumenta, sabemos que también aumentó la cantidad de sustancias disueltas en el agua.

1.2.3 Dureza La dureza se define como la concentración de carbonato de calcio que es químicamente equivalente a la concentración de cationes multivalentes (principalmente calcio y magnesio) de la muestra. La determinación de la dureza es útil como una medida analítica de la calidad del agua. La dureza es de particular interés en procesos industriales debido a que el calentamiento del agua dura causa la precipitación del carbonato de calcio, mediante la reacción:



La reacción que se produce entre el calcio (II) y el carbonato ácido causa la costra que se deposita en las tuberías, calderas, calentadores de agua. El depósito de

carbonato de calcio es mal conductor de calor y estorba la transferencia de éste al agua. Además, obstruye los tubos generando taponamiento por incrustación y agrava los problemas de corrosión.

1.2.4 Composiciones Agresivas de Líquidos/pH Bajo⁹ El agua es un solvente que disuelve la mayor parte de la materia inorgánica así como algunos compuestos orgánicos. En muchos casos, estos materiales ya sea en solución o suspensión, aumentan la corrosividad del agua y pueden fomentar las incrustaciones o la contaminación. En general (pero no siempre), un incremento en la cantidad total de sólidos disueltos resulta en un aumento de la proporción de corrosión. La fuente de sólidos disueltos por lo general es arrastrada desde un sistema de producción. Sin embargo, los incrementos en el contenido iónico del agua también pueden limitar la solubilidad de otras especies corrosivas como el oxígeno, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno. Además, los líquidos que contienen ácidos orgánicos o minerales, que producen niveles bajos de pH (0,5 o menor), también pueden resultar en una corrosión incrementada.

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 de

⁹ Curso sobre Corrosión Interna en Tuberías, NACE International, 2003

buffer y es más corrosiva. El agua suave en tuberías de gas a menudo es resultado de condensación de agua del gas húmedo.

1.2.5 Temperatura Al igual que casi todas las demás reacciones químicas, las proporciones de corrosión aumentan por lo general conforme se incrementa la temperatura. Un método práctico sugiere que la proporción de la reacción se duplica por cada incremento de 10 grados Celsius en temperatura, sin embargo, existen excepciones a la regla. También considere que la solubilidad de los gases disueltos disminuye con la temperatura. Conforme la solución se calienta, los gases corrosivos disueltos salen de la solución y disminuyen la corrosividad del agua (electrolito).

Al aumentar la temperatura, se puede elevar un gas sobre su punto de rocío del agua disminuyendo así la corrosión.

1.3 MECANISMOS DE DAÑO¹⁰

Los mecanismos de daño (mediante históricos de fenómenos asociados) más comúnmente encontrados en la industria química, petroquímica y de gas, los cuales son los mayores causantes de deterioros, defectos y fallas en los equipos, producto de ambientes agresivos debido al fluido contenido, variables del proceso como presión y temperatura, deficiencias en el diseño y selección inadecuada de materiales.

¹⁰ API 571 - Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry - Recommended Practice, First Edition, December 2003.

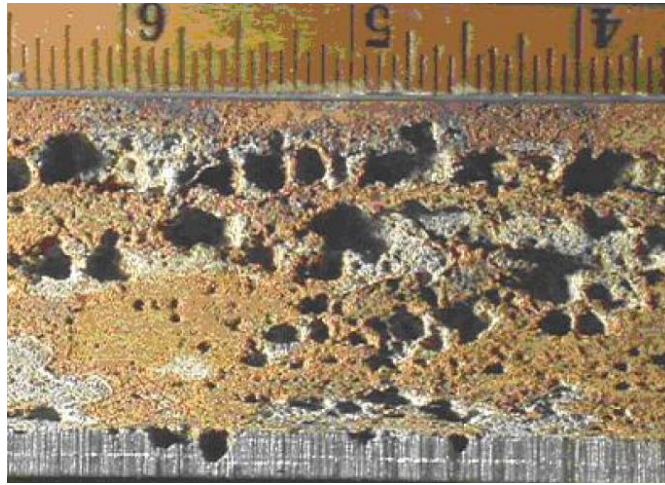
Los defectos y daños que se descubren durante una inspección en servicio pueden ser el resultado de una ya existente condición antes del componente entre en operación y/o podría ser inducidos durante el servicios. Las causas fundamentales de deterioro, podrían ser debido a consideraciones de diseño inadecuados, incluyendo la selección de materiales y detalles del diseño, o la interacción con ambientes agresivos / condiciones al que el equipo está sometido durante servicio normal o durante los períodos transitorios.

La correcta identificación de los mecanismos de daño para los componentes que contienen defectos u otras formas de deterioro es también el primer paso en la realización de una Inspección Basada en Riesgo (RBI), de conformidad con la API RP 580.

1.3.1 Corrosión por CO₂ La corrosión por CO₂ resulta, cuando este gas se disuelve en el agua para formar H₂CO₃. El ácido baja el pH y genera corrosión general y localizada en el acero al carbono.

1.3.1.1 Factores Críticos El incremento en la presión parcial de CO₂ genera condensados de bajo pH y altas velocidades de corrosión, generando daño generalizado tal como se indica en el figura 1.

Figura 1. Corrosión por CO₂.



Fuente: API 571

- La corrosión ocurre en la fase líquida y muchas veces cuando se condensa desde la fase vapor.
- El incremento de la temperatura, incrementa la velocidad de corrosión hasta el punto donde el CO₂ es vaporizado.

1.3.1.2 Mecanismos de daño Adicionales Los siguientes mecanismos de daño descritos, deberán ser evaluados dependiendo del sistema y ubicación de los equipos y plantas. Un ejemplo del mecanismo de daño debido a corrosión atmosférica es más severo en ambientes salinos (cercaos al mar) y/o corrosión erosión es más severa en zonas donde existe condición de fluidos con arenas.

1.3.2 Corrosión – Erosión.

1.3.2.1 Descripción del Daño Erosión es la remoción mecánica acelerada de material de la superficie como resultado del movimiento relativo entre el líquido, vapor o impacto de sólidos -cualquier combinación.

La Corrosión Erosión es una acción combinada que ocurre cuando la erosión contribuye a la remoción de la película protectora u óxidos, exponiendo la superficie a más corrosión.

1.3.2.2 Factores Críticos.

1. Tasas de pérdida de metal que dependen de la velocidad y la concentración de impacto medio (es decir, partículas, líquidos, gotas, suspensiones, flujo de dos fases), el tamaño y la dureza de las partículas que impactan, la dureza y la resistencia a la corrosión del material sujeto a la erosión, y el ángulo de impacto.
2. Para cada combinación-ambiente material, existe una velocidad límite por encima del cual los objetos que impactan pueden producir pérdida de metal. El aumento de las velocidades por encima de este umbral de resultado en un aumento de las tasas de pérdida de metal, tal como se muestra en la figura 2, la cual evidencia un desgaste localizado por el impacto de partículas sólidas en un cambio de dirección (codo 45°).

Figura 2. Corrosión por CO₂



Fuente: API 571

3. El tamaño, forma, densidad y dureza del medio impactante afectan la tasa de pérdida de metal.
4. El aumento de la corrosividad del medio ambiente puede reducir la estabilidad de películas superficiales de protección y aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal. El metal puede ser removido de la superficie como iones disueltos, o productos de corrosión como sólidos que barre mecánicamente de la superficie de metal.
5. Los factores que contribuyen a un aumento de la corrosividad del medio ambiente, tales como la temperatura, pH, etc, pueden aumentar la susceptibilidad a la pérdida de metal.

1.3.3 Corrosión por H₂S.

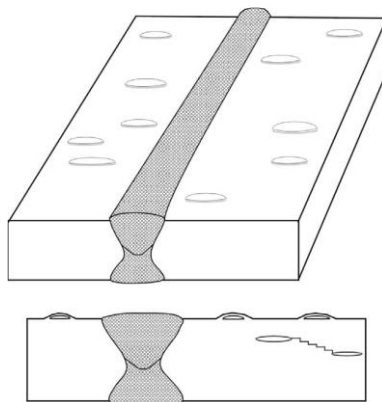
1.3.3.1 Descripción de los daños Esta sección describe cuatro tipos de daños que se traducen en formación de ampollas y/o formación de grietas en el acero al carbono y de baja aleación en ambientes húmedos con H₂S.

a) Ampollamiento por H₂.

Ampollas de hidrógeno se puede formar como protuberancias superficiales en la superficie interna o dentro del espesor de pared de una tubería o recipiente a presión. Los resultados de las ampollas son los átomos de hidrógeno que se forman durante el proceso de sulfuro de la corrosión sobre la superficie del acero, que se difunden en el acero, y residen en una discontinuidad en el acero, tales como una inclusión o laminación.

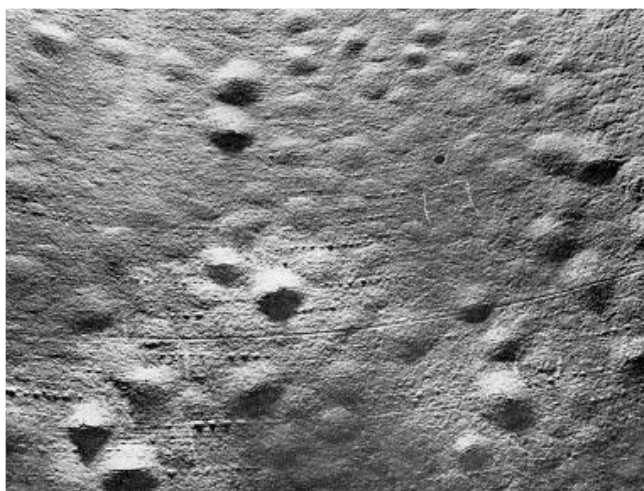
Los átomos de hidrógeno se combinan para formar moléculas de hidrógeno que son demasiado grandes a difundirse fuera y la presión aumenta hasta el punto donde se produce la deformación local, formando una ampolla. Estas ampollas son el resultado de hidrógeno generado por la corrosión, no de gas hidrógeno de la corriente de proceso. (Figura 3 y Figura 4).

Figura 3 - Esquema de ampollas de hidrógeno y los daños de HIC.



Fuente: API 571

Figura 4 - Extensa formación de ampollas por hidrógeno en la superficie del recipiente a presión de acero.



Fuente: API 571

b) Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC).

Ampollas de hidrógeno se puede formar a diferentes profundidades de la superficie del acero, en el centro del placa o cerca de una soldadura. En algunos casos, las

ampollas vecinas o adyacentes que se encuentran a profundidades ligeramente diferentes (Planos) y pueden desarrollar grietas que les unen. Grietas de interconexión entre las ampollas tienen un aspecto escalonado, y así de HIC se refiere a veces como "agrietamiento por etapas" (Figura 5, 6 y 7).

c) Agrietamiento inducido hidrógeno debido a esfuerzos orientados (SOHIC)SOHIC.

Es similar a la de HIC pero es una forma potencialmente más dañina de Agrietamiento que aparece como matrices de grietas apilados uno encima del otro. El resultado es una grieta a través de espesor que es perpendicular a la superficie y es impulsado por los altos niveles de estrés (residual o aplicada). Suelen aparecer en la base de metal adyacente al calor de la soldadura de las zonas afectadas donde se inician los daños HIC o grietas, o otros defectos como grietas de tensión por sulfuros (Figura 6 y Figura 7).

Figura 5 - Sección transversal de la placa con el daño de HIC en el caparazón de un enfriador de ajuste que había sido enfriar los vapores de una vasija HHPS en una unidad de hidrotratamiento.



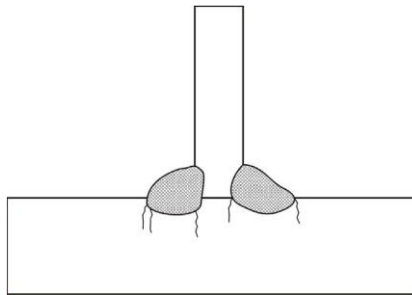
Fuente: API 571

Figura 6 - Microfotografía a gran aumento de los daños de HIC



Fuente: API 571

Figura 7 - Esquema de daños SOHIC en un cordón de soldadura que suele ser una combinación de cooperación Sur-Sur y SOHIC.



Fuente: API 571

d) Corrosión bajo tensión debido a sulfuros (SSC).

Se define como el agrietamiento de metal bajo la acción combinada de esfuerzos de tensión y corrosión en presencia de agua y H_2S . SSC es una forma de esfuerzos producidos por hidrógeno resultante de la absorción de hidrógeno atómico que es producida por el sulfuro de corrosión en el proceso superficie del metal.

SSC se puede iniciar en la superficie de los aceros, en las zonas de alta dureza localizada en un cordón de soldadura o en la zona HAZ, zona afectada por el calor. La zona de alta dureza a veces se puede encontrar en los cordones superiores de soldadura y pases de soldadura que no son finalizados y/o suavizados por los pases superiores. El tratamiento térmico post – soldadura (PWHT) es beneficioso en la

reducción de la dureza y las tensiones residuales que hacen que un acero sea susceptible a SSC. Los aceros de alta resistencia mecánica son susceptibles a daño por SSC, sin embargo, su uso se limita a la industria de refinación. El tratamiento térmico minimiza el riesgo de este daño.

1.3.3.2 Los materiales afectados De acero al carbono y aceros de baja aleación.

1.3.3.3 Factores Críticos.

a) Las variables más importantes que afectan y diferencian las diversas formas de daño del H₂S húmedo son las condiciones ambientales (pH, el nivel de H₂S, los contaminantes, temperatura), propiedades de los materiales (dureza, microestructura, la fuerza) y el nivel de esfuerzo de tracción (aplicado o residual). Estos factores se describen a continuación.

b) Todos estos mecanismos de daño están relacionados con la absorción y la permeación de hidrógeno en los aceros.

✓ *El pH*

- Permeación de hidrógeno o velocidades de difusión se ha encontrado que sea mínima a pH 7 y aumentar ya sea el pH ácido y/o alcalino. La presencia de cianuro de hidrógeno (HCN) en la fase de agua aumenta significativamente la permeación en alcalina (pH alto) de agua agria.
- Las condiciones que son conocidas para promover la formación de ampollas, HIC, SOHIC y SSC son aquellas que contienen agua libre (en fase líquida) y:

- > 50 ppm en peso H_2S disueltos en el agua libre, o
- Agua libre con $pH < 4$ y algunos de H_2S disueltos presentes, o
- El agua libre con $pH > 7,6$ y 20 ppm en peso de hidrógeno disuelto cianuro (HCN) en el agua y algunos H_2S disueltos presentes, o
- > 0,0003 MPa (0,05 psia) presión parcial de H_2S en la fase gaseosa.

- El aumento de los niveles de amoníaco puede incrementar el pH más alto en el rango donde se puede producir agrietamiento.

✓ H_2S

- Aumento de la permeabilidad de hidrógeno con el aumento de la presión parcial de H_2S , debido a un concurrente aumento de la concentración de H_2S en la fase acuosa

- Un valor arbitrario de 50 ppm en peso de H_2S en la fase de agua se utiliza a menudo como la concentración de la definición de los daños medio húmedo con H_2S se convierte en un problema. Sin embargo, hay casos en los que tiene grietas se produjo a concentraciones más bajas o en condiciones anormales en medio húmedo con H_2S no era habitual anticipado. La presencia de tan poco como 1 ppm en peso de H_2S en el agua se ha encontrado que ser suficiente para provocar la carga de hidrógeno del acero.

- La susceptibilidad del SSC aumenta con el aumento de las presiones parciales de H₂S por encima de aproximadamente 0,05 psi (0,0003 MPa) H₂S en aceros con una resistencia a la tracción por encima de alrededor de 90 ksi o en aceros con zonas afectadas térmicamente con dureza superior a 237 HB.

✓ *Temperatura*

- Formación de ampollas, HIC, y el daño SOHIC se ha encontrado que se producen entre la temperatura ambiente y 300°F(150°C) o superior.
- SSC se produce generalmente por debajo de 180°F (82°C).

✓ *Dureza*

- La dureza es principalmente un problema con el SSC. Característico de la fuerza bajo los aceros al carbono utilizados en la refinería, debe ser controlada para producir una dureza en la soldadura <200 HB en conformidad con la NACERP0472. Estos aceros no son generalmente susceptibles a SSC a menos zonas localizadas de dureza por encima de 237 HB están presentes.

✓ *Metalurgia*

- Formación de ampollas y el daño de HIC se ven fuertemente afectados por la presencia de inclusiones no metálicas y laminaciones que proporcionan sitios para la difusión de hidrógeno y su acumulación.

- La química del acero y métodos de fabricación también afectan a la susceptibilidad y se puede adaptar a producir los aceros resistentes a la HIC descritos en la Publicación de la NACE 8X194.
- Mejorar la limpieza del acero y procesamiento para minimizar la formación de ampollas y el daño de HIC todavía puede dejar el acero susceptible a SOHIC.
- La desventaja es que la ausencia de ampollas visual puede dejar una falsa sensación de seguridad que los daños por H₂S y SOHIC aún no están presentes en la superficie.
- HIC se encuentra a menudo en los llamados “sucios” aceros con altos niveles de inclusiones u otros internos discontinuidades del proceso de fabricación de acero.

✓ PWHT

- El tratamiento térmico no necesariamente evita la formación de ampollas y el daño por HIC, ya que estos se desarrollan cuando no existe carga aplicada y/o carga residual.
- Las altas tensiones locales o discontinuidades de primera clase como grietas superficiales, tales como agrietamiento por sulfuro pueden servir como sitios de iniciación para SOHIC. PWHT es altamente eficaz en la prevención o eliminación de SSC por reducción de la dureza y la tensión residual.
- SOHIC es impulsado por las tensiones localizadas de manera que el PWHT es también eficaz en la reducción de daños por SOHIC.

1.3.3.4 Las unidades afectadas o el Equipo.

a) El ampollamiento, daños HIC, SOHIC y SSC puede ocurrir a lo largo de la refinería siempre que haya un medio húmedo con H_2S en el entorno.

b) En las unidades de hidroprocesamiento, aumentando la concentración de bisulfito de amonio por encima del 2% aumenta el potencial para la formación de ampollas, HIC y SOHIC.

c) Cianuros aumenta significativamente la probabilidad y severidad de la formación de ampollas, daños HIC y SOHIC. Este es especialmente cierto para las secciones de recuperación de vapor de fluidos de craqueo catalítico y unidades de coquización retardada. Las ubicaciones típicas incluyen tambores fraccionador aéreas, torres de fraccionamiento, de absorción y strippers torres, separadores entre etapas del compresor y los tambores knockout e intercambiadores de calor, distintos condensadores y enfriadores. Las aguas agrias provenientes del stripper y aminas del sistema general del regenerador son especialmente propensas a los daños medio húmedo con H_2S , debido a las concentraciones de bisulfuro general altos de amoníaco y cianuros.

d) Agrietamiento por Sulfuros es más probable encontrar en la soldadura dura y zonas afectadas térmicamente y en componentes de alta resistencia incluyendo pernos, resortes de válvulas de alivio, la Serie 400 SS válvula de ajuste de compresores, ejes, manguitos y manantiales.

1.3.3.5 Aspecto o morfología de los daños.

- a) Las cuatro formas de daño medio húmedo con H_2S se ilustran mejor en las figuras 5 a 7.
- b) Ampollas de hidrógeno aparecen como protuberancias en la parte interna o superficie externa del acero y se puede encontrar en cualquier parte de la placa de cubierta o de la cabeza de un recipiente a presión. Ampollas se ha encontrado en raras ocasiones en las tuberías y muy raramente en el medio de una soldadura. Daños HIC puede ocurrir siempre que se formen ampollas o laminaciones que estén presentes.
- c) En la presión que contiene el equipo, el daño SOHIC y SSC se asocia más frecuentemente con las soldaduras. SSC también se puede encontrar en cualquier lugar donde las zonas de alta dureza se encuentran o en componentes de alta resistencia del acero.

1.3.3.6 Prevención / mitigación

- a) Las barreras eficaces que protegen la superficie del acero desde el entorno de medio húmedo con H_2S puede prevenir daño, incluyendo revestimiento de aleación y los revestimientos.
- b) Los cambios de proceso que afectan al pH de la fase de agua y/o el amoníaco o la concentración de cianuro puede ayudar a reducir el daño. Una práctica común es utilizar la inyección de agua de lavado para diluir la concentración de HCN, por ejemplo, en plantas de gas de la FCC (Fluid Catalytic Cracker – fluidos de craqueo catalítico). El cianuro se puede convertir en tiocianatos inofensivos por inyectar

corrientes diluidas de polisulfuros de amonio. Instalaciones de inyección requieren un diseño cuidadoso.

c) Uso de aceros resistentes al HIC de acuerdo con lo Indicado en la publicación NACE 8x194.

d) SSC generalmente se puede prevenir mediante la limitación de la dureza de las soldaduras y en la zona afectada térmicamente de 200 HB máximo a través de precalentamiento, PWHT, los procedimientos de soldadura y control de equivalentes de carbono. Según el entorno de servicios, pequeñas zonas de dureza hasta 22 HRC debe ser resistente al SSC.

e) PWHT también puede ayudar a reducir al mínimo la susceptibilidad a la SOHIC. PWHT tiene un valor limitado en la prevención deformación de ampollas y el daño de HIC y es beneficiosa en la reducción de las tensiones residuales y niveles de fuerza que de otra manera podrían contribuir a la propagación de grietas.

f) Inhibidores especializados en corrosión pueden ser utilizados.

1.3.3.7 Inspección y Vigilancia.

a) Las condiciones del proceso deben ser evaluados por los ingenieros de proceso y la corrosión y los materiales por los especialistas, con el fin de identificar las tuberías y equipos, donde las condiciones son más propicias para fomentar los daños medio húmedo con H₂S.

b) La inspección de los daños en medio húmedo con H_2S por lo general se centra en las juntas de soldadura y las boquillas. Puesto que en consecuencias pueden ser graves, las refinerías suelen tener un procedimiento para priorizar y ejecutar la inspección para este tipo de daño.

c) A pesar de las grietas puede verse visualmente, detección de grietas se realiza mejor con técnicas como WFMT (wet fluorescent magnetic particle testing – partículas magnéticas húmedas fluorescentes), CE (current eddy – corriente de eddy), RT (radiographic testing – prueba radiográfica) o ACFM (alternating current field measurement – medición de campo mediante corriente alterna)). Preparación de la superficie por el chorro de arena, chorro de agua a alta presión u otros métodos generalmente se requiere para WFMT pero no para ACFM. PT (penetrat testing – prueba de líquidos penetrantes) no puede encontrar grietas estrechas sub superficiales y no debe ser realizada sucesivamente.

d) Las técnicas UT incluyendo SWUT externa se puede utilizar. SWUT es especialmente útil para inspección volumétrica y dimensionamiento de grietas. Instrumentos eléctricos de resistencia no son eficaces para la medición de profundidad grieta.

Figura 8 - WFMT Fotografía que muestra los daños SOHIC.



Fuente: API 571

1.3.3.8 Factores Críticos El incremento en la presión parcial de CO_2 genera condensados de bajo pH y altas velocidades de corrosión.

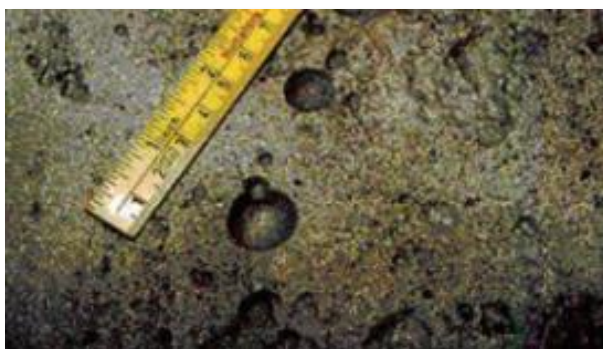
1.3.4 Corrosión Inducida Microbiológicamente (MIC) Forma de corrosión causada por organismos vivos tales como bacterias, algas u hongos. Se observa como picaduras localizadas bajo depósitos o tubérculos que protegen los organismos.

En la naturaleza las bacterias pueden existir bajo dos formas o estados: Bacterias Planctónicas que son de libre flotación y suspendidas en el fluido y bacterias sésiles (formados de biofilm), las cuales crecen en colonias de microorganismos adheridos a superficies sólidas.

1.3.4.1 Factores Críticos.

- 1 Entornos o servicios donde el agua está presente de manera continua y/o cíclica.
- 2 Flujo bajo o estancamiento – piernas muerta.

Figura 9. Corrosión inducida microbiológicamente (MIC)



Fuente: API 571

Los equipos afectados son Intercambiadores de calor, agua del fondo de los tanques de almacenamiento, tuberías con flujo estancado o flujo bajo, y tuberías en contacto con algunos suelos.

1.4 ESTIMACIÓN DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Actualmente en Colombia, los campos con recuperación secundaria han presentado problemas con el aumento de la corrosión debido a la combinación de agua mal tratada para inyección, aumento de colonias de bacterias y cambio en las presiones parciales de CO_2 y H_2S .

En Colombia se han realizado estudios del comportamiento corrosivo de los fluidos en campos maduros con recobro secundario por inyección de agua. Uno de los estudios relacionados¹¹ ha tratado la incertidumbre inherente al comportamiento de las múltiples variables que inciden en el cálculo predictivo de la velocidad de corrosión por CO₂ que hacen que los resultados no se ajusten al comportamiento real, por lo tanto realizan cálculos de la velocidad de corrosión por CO₂ con el método de Montecarlo para la disminución de la incertidumbre de tales variables.

El modelo de monte Carlo para la predicción por CO₂, es un modelo matemático multivariado (41 variables) que requiere definir las variables de mayor relevancia en el cálculo. La definición de estas variables se realizan a través del diseño de experimentos tipo cribado (Plakett Burman), ya que los diseños factoriales no son prácticos cuando el número de variables es muy grande (para 41 variables con dos niveles se requieren 2.19x10¹² experimentos), El diseño Plakett Burman es un diseño exponencial truncado que se utiliza para definir las variables que tienen un efecto relevante en el sistema, (Plackett, 1946). La respuesta del modelo de velocidad de corrosión por CO₂ demostró que de las 41 variables ingresadas en los límites máximos y mínimos de los diferentes campos petroleros y tomados de forma aleatoria, solo 8 variables presentaron un efecto significativo en el cálculo de la velocidad de corrosión por lo cual estas variables se definieron como las variables de incertidumbre en el proceso de predicción. Las variables más significativas en la predicción del CO₂ de acuerdo con el modelo, corresponden a CO₂, Presión, Agua, Temperatura, Cloruros, gas y aceite, sin embargo, se pueden asociar muchas más como las indicadas en la gráfica 6.

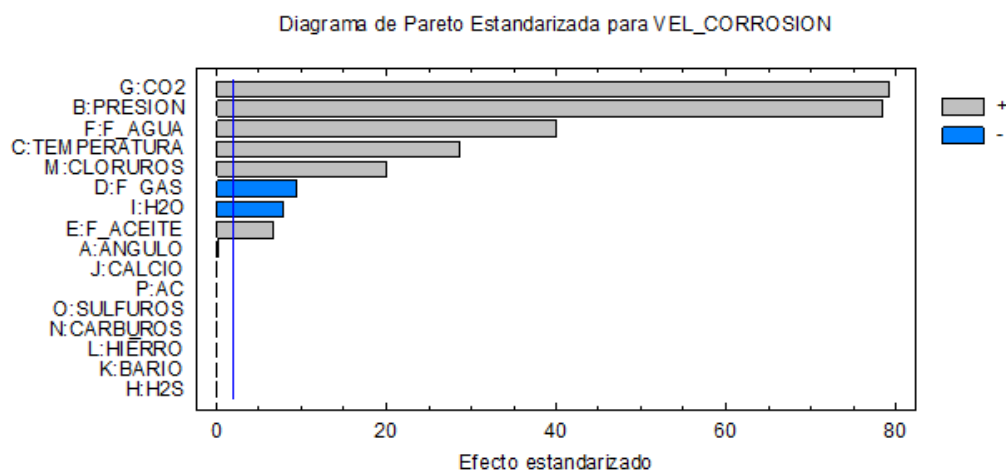
¹¹ CASTELLANOS David Ernesto; LÓPEZ Ludwing Alfonso, MATEUS Miguel. Disminución de la incertidumbre en la predicción de la velocidad de corrosión por co₂ utilizando el método Montecarlo aplicado a la evaluación de riesgo de campos con recobro secundario. Corporación CIMA - ECOPETROL S.A.

La simulación de Monte Carlo es una técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números pseudoaleatorios y automatizar cálculos con el fin de disminuir la incertidumbre del comportamiento de las variables de entradas que ingresan a un modelo matemático.

El método de Montecarlo (MC) proporciona soluciones aproximadas a una gran variedad de problemas matemáticos posibilitando la realización de experimentos con muestreos de números pseudoaleatorios en una computadora. El método es aplicable a cualquier tipo de problema, ya sea estocástico o determinístico que esté representado mediante un modelo matemático.

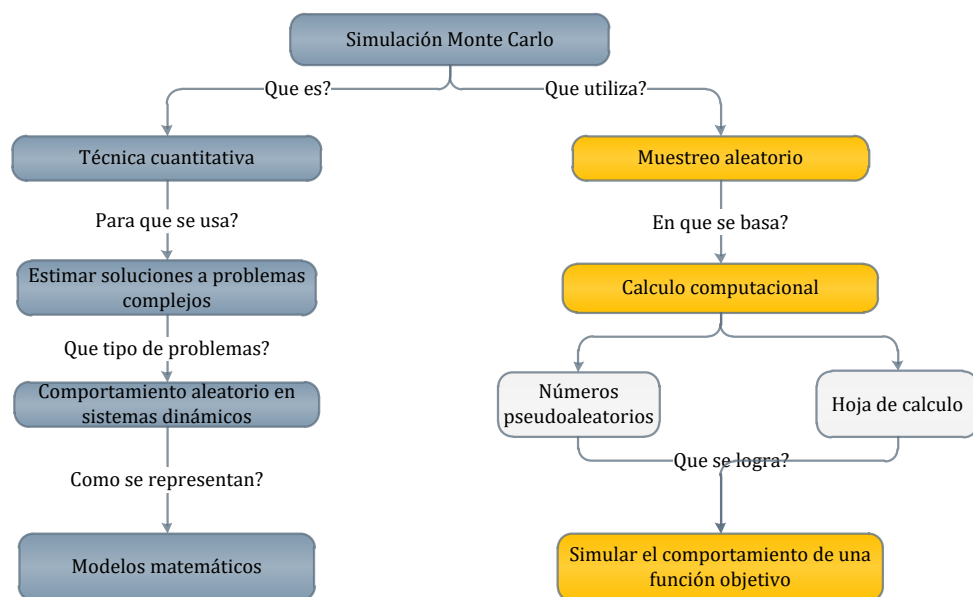
La base para la aplicación de modelo de MC es que las variables de entrada deben estar definidas como distribuciones de probabilidad, las cuales describen el comportamiento en el futuro basado en el comportamiento histórico. Para el programa desarrollado todas las variables de entrada se programaron como distribuciones triangulares tales como las que se describen en la gráfica 6. La variable respuesta se conoce como variable aleatoria y es la que asume diferentes valores a consecuencia de los resultados de un experimento aleatorio. Estas variables pueden ser discretas o continuas. En el caso de la velocidad de corrosión por CO₂, si se le permite asumir cualquier valor dentro de determinados límites demarcados por una distribución de probabilidad, se considera una variable aleatoria continua.

Gráfica 6. Variables fundamentales en la predicción de Velocidades de Corrosión



Fuente: Estudio – Disminución de Incertidumbre

Gráfica 7. Diagrama Ilustrativo de la Simulación de Monte Carlo



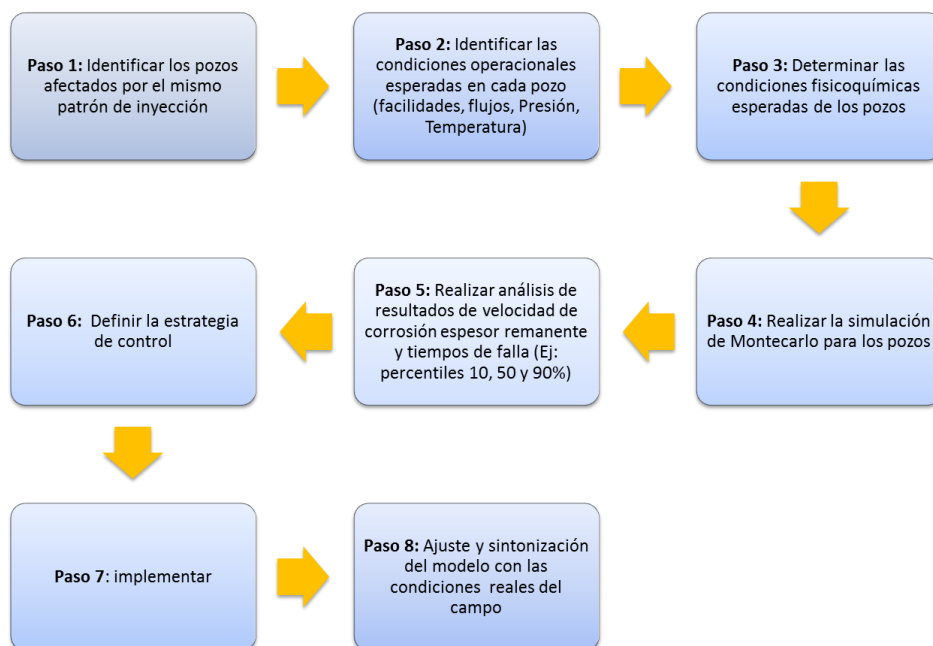
Fuente: Estudio – Disminución de Incertidumbre¹²

¹² Ibíd. 10

Para la predicción de la velocidad de corrosión general, se contó con el modelo de velocidad de corrosión por CO₂, el cual fue desarrollado como un modelo semiempírico basado en las ecuaciones de DeWaard – Milliard con módulos fenomenológicos para mejorar la predicción.

1.4.1 Metodología del Método Monte Carlo La metodología utilizada para evaluar la incidencia en los campos de producción con inyección de agua como recobro secundario y se presenta a continuación

Gráfica 8. *Diagrama de flujo para evaluación de Incidencia de los proyectos de Inyección de agua en la infraestructura de producción*



Fuente: Estudio – Disminución de Incertidumbre¹³

¹³ Ibíd. 10

1.4.1.1 Paso 1: Identificar los pozos afectados por el mismo patrón de inyección Se identifican los pozos afectados por el mismo frente de inyección esperando que el comportamiento de los fluidos durante el tiempo de la vida del proyecto de inyección de agua sea similar en todos, para ello se debe utilizar modelos de predicción de producción.

1.4.1.2 Paso 2: Identificar las condiciones operacionales esperadas en cada pozo (facilidades, flujos, Presión, Temperatura) Basados en los modelos de predicción de producción se estiman flujos de gas, crudo y agua durante la vida de los pozos, estos cálculos se pueden encontrar mes a mes, aunque en algunos campos se puede esperar muestras diarias de producción. Si se tiene en cuenta muestras mensuales se espera contar con mínimo 12 datos para elaborar una distribución triangular para cada año con el valor mínimo, el máximo y promedio.

Según el juicio de expertos del personal de yacimientos, la presión y temperatura en cabeza de pozo no varían más de un 10% con lo cual se introduce una función de probabilidad equilátera para estas variables.

1.4.1.3 Paso 3: Determinar las condiciones fisicoquímicas esperadas de los pozos afectados Para el establecimiento de las condiciones fisicoquímicas se utilizan los monitoreos comunes de los fluidos, con el fin de ser conservativos en las predicciones, las condiciones fisicoquímicas de CO₂ y H₂S esperados para los pozos afectados por el frente de inyección, se pueden establecer entre el valor actual y el valor máximo que se presentaron en el campo, estos valores se pueden

ajustar con los resultados de los monitoreos de fluidos que se realicen para sintonizar el modelo.

1.4.1.4 Paso 4: Realizar la simulación de Montecarlo para el cálculo de la velocidad de corrosión para cada pozo El procedimiento de ejecución se presenta en los siguientes tres (3) pasos:

- ✓ Cargar los datos de entrada requeridos para el cálculo de la velocidad de corrosión por el modelo de CO₂ al pozo que se le desea realizar la predicción.
- ✓ Cargar los datos de:
 - Pronósticos de producción proyectados, producto de las simulaciones realizadas.
 - Pronósticos de CO₂, H₂S y cloruros según los criterios explicados en el paso 3.
 - Datos de corrosión permisible (Corrosión Allowance).
- ✓ Obtener las gráficas de comportamiento.

1.4.1.5 Paso 5: Realizar análisis de resultados de velocidad de corrosión, espesor remanente y tiempos de falla Verificar los espesores remanentes de los activos y su pérdida de porcentaje: 10%, 20%, 50%, 80%.

Existen varios criterios de aceptabilidad como patrones de alerta basados en:

- Cálculo por presión interna para determinar el espesor mínimo requerido – bajo código de construcción como ASME B31.3, B31.4, B31.8.

- Espesor estructural y alerta – Basados en API 574, el cual indica el espesor requerido de alerta bajo consideraciones de carga vivas y muertas asumidas como extras.
- Corrosion Allowance o tolerancia a la corrosión – calculada por diseño de acuerdo con lo proyectado en simulación de corrosión y/o lo esperado debido a agresividad del fluido.

Una vez determinada la velocidad de corrosión con una valoración mediante inspección directa con ensayos no destructivos, se determina el tiempo remanente y/o de alerta para realizar un seguimiento y/o un cambio en las tuberías.

Si basados en cálculos de presión interna, el espesor perdido de una tubería está por debajo del 10%, estos se pueden seguir monitoreando sin ningún problema, siempre y cuando la velocidad de corrosión calculada en el tiempo sea baja.

De acuerdo con los códigos de construcción, y fabricación de tuberías, es tolerable hasta el $\pm 12,5\%$ del espesor de pared debido a procesos constructivos. Si bien este espesor es superior a una pérdida del 10%, siempre es necesario realizar el monitoreo y/o la inspección directa mediante ensayos no destructivos a las tuberías nuevas en CML's establecidos, teniendo en cuenta que es muy común cometer el error, de que cuando se miden espesores y se observa una pérdida superior y/o cercana a 12,5%, se confunde con velocidades de corrosión altas si el monitoreo fue en frecuencias cortas.

Una pérdida medida aproximada del 80% de espesor total de pared, presume corrosión severa según los patrones establecidos e identificados mediante monitoreo de corrosión interna y debe ser cambiado de manera inmediata.

De acuerdo con la presión del sistema, los cálculos son realizados independiente del tipo de fluido y las pérdidas de espesor establecidas tomando como criterio la velocidad de corrosión ajustadas a:

- Monitoreo de corrosión interna mediante cupones gravimétricos. Aunque los cupones de corrosión son ampliamente usados en la industria para determinar, identificar, cuantificar y/o establecer una velocidad de corrosión aproximada del fluido transportado, en muchas ocasiones esta velocidad de corrosión no manifiesta la verdadera velocidad de corrosión de la chapa metálica interna de la tubería.

Este monitoreo en algunos casos puede identificar mecanismos de daño asociados de diferentes fenómenos que en mucha ocasiones se mal interpretan, es el caso de corrosión por CO_2 , el cual en algunos casos se suele confundir con corrosión por O_2 y/o por corrosión bacteriana.

- Análisis fisicoquímico del fluido. Mediante análisis fisicoquímicos se pueden calcular velocidades de corrosión de acuerdo con la formulación teórica y teniendo en cuenta las fases presentes en el fluido. Los patrones fisicoquímicos pueden determinar los elementos presentes tanto en el agua como en el crudo y gas de las muestras, sin embargo, estos análisis deben ser realizados por personal altamente calificado para que su calidad se optima tanto en campo como en laboratorio. Más adelante se explicará en detalle el cálculo de esta velocidad de corrosión.

- Monitoreo directo. Este monitoreo es el realizado mediante ensayos no destructivos y establecen una medida directa de la pérdida de material. Aunque el método de diagnóstico es más ajustado que los dos monitoreos anteriores y la velocidad de corrosión es la más confiable, esta técnica no puede determinar el mecanismo asociado a la pérdida de espesor.

Los tres tipos actuales de monitoreo son los más ampliamente usados para determinar velocidades de corrosión y deben ser complementarios para determinar un muy buen programa de mantenimiento.

Los resultados de estos tres monitoreos, además de los diseños originales, son adicionalmente la fuente principal de información que se requiere para una evaluación de Integridad basada en riesgo.

1.4.1.6 Paso 6: Definir la estrategia de control Con base en la metodología se establecen los pozos que se encontrarán más afectados desde el punto de vista de integridad por la influencia de la inyección de agua y por tanto requerirán de monitoreo e inspección cuya información permitirá establecer de forma viabilizada (relación costo/beneficio) estrategias de mitigación de corrosión.

Las estrategias de control incluyen:

- ✓ Inspección y mantenimiento de la infraestructura actual.

- ✓ Aplicación de tratamiento químico en pozos cuya vida residual sea alta, pero se espere aumento de las velocidades de corrosión.
- ✓ Programación en el tiempo de los requerimientos de reposición de infraestructura para programar el presupuesto.
- ✓ En las líneas cuyas velocidades de corrosión muestren que la vida esperada con el uso de acero no es viable se deben aplicar materiales que no sufran o sean más resistentes a los procesos de corrosión.

1.4.1.7 Paso 7: Implementar Implementar los planes de acción – mantenimiento preventivo, predictivo y seguimiento.

1.4.1.8 Paso 8: Ajuste y sintonización del modelo con las condiciones reales del campo y retorno al paso cuatro del proceso La aplicación del presente trabajo se implementó hasta el paso 5, por no contar con pronósticos de producción reales del campo.

2. PREDICCIÓN DE VELOCIDADES DE CORROSIÓN

Para el establecimiento de las condiciones fisicoquímicas se deben utilizar monitoreos comunes de los fluidos, con el fin de ser conservativos en las predicciones, las condiciones fisicoquímicas de CO_2 , H_2S , Cloruros, Fe^+ disuelto, bacterias sulfato reductoras (sésiles y planctónicas) y O_2 , son las variables mínimas que se requieren para determinar la predicción de las velocidades de corrosión. Con estos datos, se estima correlacionar los pozos afectados por el frente de inyección, el cual se pueden establecer entre el valor actual y el valor máximo que se presenta en el campo (estos valores se pueden ajustar con los resultados de los monitoreos de fluidos que se realicen para sintonizar el modelo de predicción).

Dentro de las variables a monitorear en la predicción de velocidad de corrosión se tiene:

- ✓ **Parámetros Peng Robinson** = estima los parámetros de la Ecuación de estado de Peng - Robinson en base a la composición y propiedades críticas de los compuestos presentes.
- ✓ **Factor Compresibilidad** = Calcula la raíz de la ecuación por el método Cardano – Fuentes
- ✓ **Fugacidad Dióxido Carbono** = Estima la fugacidad parcial del dióxido de carbono en la mezcla
- ✓ **pH Real** = Calcula el pH de la mezcla por el modelo de DeWaard and Millias
- ✓ **pH Dióxido Carbono** = Calcula el pH de CO_2 por el modelo de DeWaard and Millias

- ✓ **Velocidad Corrosión DeWaard Milliams** = Estima velocidad de corrosión por el modelo de DeWaard and Millias
- ✓ **pH_H₂S_CO₂** = Calcula el pH de la mezcla teniendo en cuenta formación de scales y presencia de CO₂ y H₂S en el gas. Modificación del modelo de Crolet – Bonis
- ✓ **Velocidad Corrosión Slug** = Estima la velocidad de corrosión para flujo tipo slug en base a modelos establecidos por Paul Jepson y Jaime Villarreal
- ✓ **Velocidad Corrosión/Erosión** = Estima velocidad de corrosión erosión en base a recomendaciones de BP – Amoco
- ✓ **Factor Scale** = Calcula factor de protección por formación de scales basado en modelo de DeWaard and Millias
- ✓ **Factor Aceite** = Calcula factor por presencia de nitrógeno y acidez en el aceite basado en modelo de Paul Jepson
- ✓ **Factor Corte Agua** = Calcula factor por relación agua / aceite de la fase líquida, basado en modelo de Paul Jepson

2.1 FLUIDO BIFÁSICO

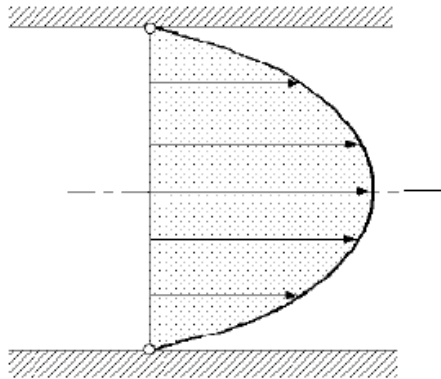
Un fluido bifásico es aquella sustancia que está formada por dos fases, ya sea líquido-gas, líquido-sólido o gas-sólido.

Los regímenes de flujo que se presentan en tuberías son:

2.1.1 Flujo Laminar El *flujo laminar* es un tipo de movimiento de fluido que se caracteriza por ser perfectamente ordenado, estratificado, suave, de manera que dicho fluido se mueve en láminas paralelas sin entremezclarse. Las capas no se mezclan entre sí. El mecanismo de transporte es exclusivamente molecular. Se dice que este flujo es aerodinámico, por tanto, cada partícula de fluido sigue una trayectoria suave, llamada línea de corriente. El perfil de velocidad de este tipo de flujo tiene forma de una parábola, donde la velocidad máxima se encuentra en el eje del tubo y la velocidad es igual a cero en la pared del tubo.

El régimen de flujo laminar también es conocido como *régimen viscoso*.

Figura 10. Perfil de velocidad de un Flujo Laminar



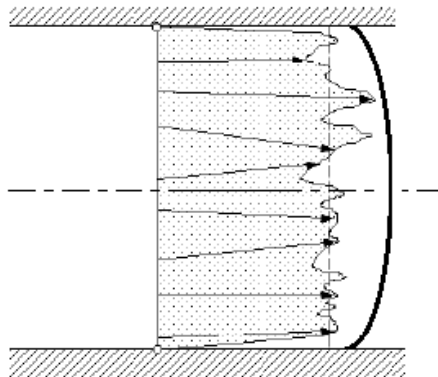
Fuente: Régimen de Flujo. (Fernández, 2002)

2.1.1 Flujo Turbulento En la mecánica de fluidos, se denomina *flujo o corriente turbulenta* al movimiento de un fluido que se da en forma caótica, es decir, es el movimiento donde las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las partículas se encuentran formando pequeños remolinos, como por ejemplo el agua en un canal de gran pendiente. Debido a esto, la trayectoria de una partícula

se puede predecir hasta una cierta escala, a partir de la cual la trayectoria de esta es impredecible, más precisamente caótica.

A pesar de que el movimiento turbulento es mayor en la parte del diámetro de la tubería, siempre hay una pequeña capa de fluido en la pared de la tubería, conocida como la “capa periférica” o “subcapa laminar”, que se mueve en régimen laminar. En la figura 8 que se muestra a continuación se observa el perfil de velocidad que presenta el flujo turbulento y la comparación de los movimientos que presentan las partículas en ambos regímenes.

Figura 11. Perfil de velocidad de un Flujo Turbulento



Fuente: Régimen de Flujo. (Fernández, 2002)

2.2 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACIÓN DEL RÉGIMENES DE FLUJO.

Los factores principales que influyen en el régimen de flujo en una tubería de flujo bifásico, son:

- Condiciones o variables de operación, tales como la presión y el caudal de cada uno de los fluidos.
- Diferencia de las propiedades físicas, tales como densidad y viscosidad y en las velocidades de flujo de las dos fases.
- Variables geométricas, como el diámetro y el ángulo de inclinación o perfil de elevación de la línea de transferencia.
- Dirección del flujo (ascendente, descendente u horizontal) y orientación de la tubería (horizontal, vertical o inclinada). Es importante mencionar que, en un flujo bifásico en condición estable, régimen de flujo en un sitio dado de la tubería es constante. Sin embargo, al cambiar las características de flujo de la mezcla bifásica pueden ocurrir diferentes regímenes de flujo en sitios diferentes en la misma tubería.

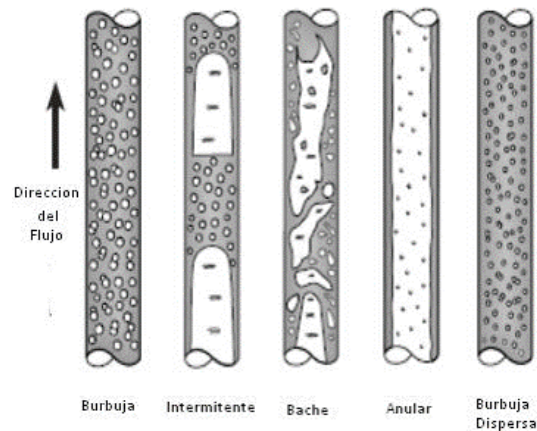
2.2.1 Regímenes de Flujo en Tuberías Horizontales En flujo bifásico (líquido/vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solamente existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regímenes se describen a continuación en orden creciente de velocidad del vapor:

2.2.1.1 Flujo Tipo Burbuja El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de vapor forma burbujas a lo largo del tope de la tubería. Las velocidades del vapor y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, esto se llama algunas veces flujo tipo espuma.

En el flujo ascendente las burbujas retienen su identidad en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo pistón.

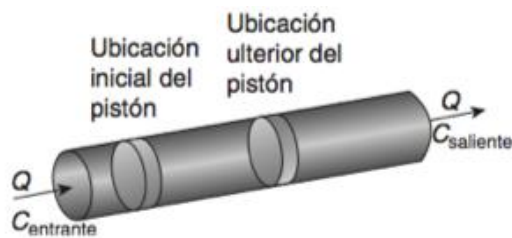
Figura 12. Perfil de Flujo tipo Burbuja



Fuente: Flujo Multifásico Gas – Líquido

2.2.1.2 Flujo Intermitente Tipo Pistón Al aumentar el vapor, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de vapor y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente, el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado.^[4]

Figura 13. Perfil de Flujo Intermitente Tipo Pistón



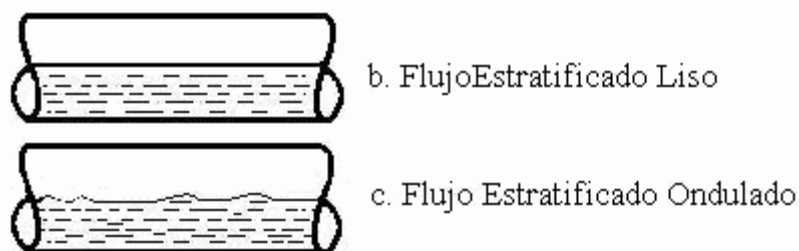
Fuente: Flujo Pistón – Reactor de Flujo Pistón

2.2.1.3 Flujo Estratificado Suave o Liso Como el flujo de vapor continúa incrementando, los tapones de vapor tienden a una fase continua. El vapor fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a lo largo del fondo. La interface entre fases es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante.

En flujo ascendente, flujo tipo estratificado ocurre raramente favoreciendo el flujo ondulante. En flujo descendente, el flujo estratificado es favorecido, siempre y cuando la inclinación no sea demasiado pronunciada.

2.2.1.4 Flujo Estratificado Ondulante Como el flujo de vapor aumenta aún más, el vapor se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interface forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa con el aumento del flujo de vapor. El flujo ondulante puede ocurrir hacia arriba, pero en un rango de condiciones más restringido que en una tubería horizontal. Hacia abajo, las olas son más moderadas para un determinado flujo de vapor y en la transición a flujo tipo tapón, si es que ocurre, tiene lugar a caudales más altos que en la tubería horizontal.

Figura 14. Perfil de Flujo Intermitente Tipo Pistón



Fuente: Flujo Multifásico Gas - Líquido

2.2.1.5 Flujo Intermitente Tipo Tapón Este tipo de régimen de flujo también es denominado *Flujo de Coágulo o Slug*.

Cuando el flujo de vapor alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de vapor, el líquido es presionado de manera que el vapor ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo tapón comienza a caudales de vapor más bajos que en las tuberías horizontales. En flujo descendente, se necesitan caudales de vapor más altos que en tuberías horizontales para

establecer el flujo tipo tapón y el comportamiento se desplaza hacia el flujo anular, ya que el flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones de flujo, debe ser evitado en lo posible.

Figura 15. Perfil de Flujo Tapón



Fuente: Flujo Multifasico Gas - Líquido

2.2.1.6 Flujo Anular El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el vapor fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el vapor y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón. Corriente abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa. En flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable. Por esta razón y debido a que la transferencia de masa vapor-líquido es favorecida, este régimen de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas.

Figura 16. Perfil de Flujo Anular



Fuente: Flujo Multifásico Gas - Líquido

2.2.1.7 Flujo Tipo Disperso Este tipo de régimen de flujo también es conocido como Flujo Tipo Rocío. Cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas.

Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo.

2.2.1.8 Regímenes de Flujo en Tuberías Verticales El comportamiento del flujo en tuberías verticales donde la gravedad juega un papel muy importante, ha sido menos investigado que el flujo en tuberías horizontales. La mayor parte de la información disponible para flujo vertical se refiere a flujo ascendente. Las condiciones bajo las cuales existen ciertos tipos de regímenes de flujo, dependen principalmente de la orientación de la tubería y de la dirección del flujo.

En una situación donde el flujo ondulante y estratificado existiera en una tubería horizontal, inclinando la tubería en forma descendente, la velocidad relativa del líquido aumenta, quedando una mayor parte del área de flujo para el vapor. Por otro

lado, inclinando la tubería en forma ascendente el líquido se drena, acumulándose hacia abajo hasta bloquear por completo la sección transversal. El vapor puede entonces no llegar a pasar a través del líquido y por lo tanto empuja tapones de líquidos a través de la sección inclinada de la tubería. Se han definido cinco regímenes de flujo principales para describir el flujo vertical.

2.2.1.9 Flujo Tipo Disperso Este régimen de flujo es esencialmente el mismo que el flujo tipo rocío en tuberías horizontales. Los altos flujos de vapor requeridos para dispersar completamente el líquido, eliminan esencialmente los efectos de la orientación y dirección del flujo. En la denominación de regímenes verticales de flujo de dos fases, el flujo anular y el disperso frecuentemente se agrupan en un solo régimen (y se llaman anular–disperso).^[4] (ver Figura 2.14).

Figura 17. Perfil de Flujo Anular



Fuente: Flujo Multifásico Gas – Líquido

2.3 CÁLCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN¹⁴

Para el cálculo de la velocidad de corrosión, se determina la máxima velocidad calculada mediante las correlaciones de Waard & Milliams y el estudio posterior de Waard & U. Lotz.

Los dos métodos determinan la relación directa de la presión parcial del CO₂ con el nivel de corrosión asociado a pérdidas de integridad en las líneas.

La corrosión por CO₂, es ampliamente estudiada y es una de las fuentes principales de daño por corrosión en los campos de Oil & Gas en el mundo.

Teniendo en cuenta la correlación de Waard & Milliams, cuya de velocidad de corrosión se calcula a partir de la Ec 7, se establece un modelo para evaluación de velocidades de corrosión.

$$V_{cor_1} = \frac{Vm * Vr * Fc * Fs * Fcr}{Vm + Vr * Fc} \quad (7)$$

Donde:

V_{cor}= Velocidad de Corrosión (mpy)

V_m= Velocidad de Corrosión controlada por la transferencia de masa (mpy)

V_r= Velocidad de corrosión controlada por la reacción (mpy)

F_s= Factor de corrección por formación de capa de FeCO₃

F_c= Factor de corrección por contenido de Fe en el Acero

F_{cr}= Factor de corrección por contenido de Cr en el Acero

¹⁴ Evaluación de corrosión por CO₂ y erosión en líneas de flujos de pozos ubicados en campo Quiriquire en el oriente de Venezuela

La velocidad de corrosión controlada por transferencia de masa V_m , obedece a la relación directa de la velocidad del líquido con la presión parcial del CO_2 y se calculó de acuerdo con la siguiente expresión.

$$V_m = 2,8 * \frac{V_{sl}^{0,8}}{d^{0,2}} * Pp_{CO_2} \quad (8)$$

Donde:

V_{sl} = Velocidad Superficial del Líquido (m/s)

d = Diámetro Interno de la tubería (m)

El cálculo de la velocidad de corrosión controlada por la reacción V_r , se realiza mediante la Ec 9, donde se establece que la velocidad de corrosión debida a la reacción depende en gran parte de la presión parcial del CO_2 y el pH del fluido.

$$\log(V_r) = 5,785 + 0,41 * \log(Pp_{CO_2}) - \left[\frac{1119 - 0,013 * T^2}{T} \right] - 0,34 * pH \quad (9)$$

Donde:

Pp_{CO_2} = Presión Parcial del CO_2 (bar)

T = Temperatura del Fluido (K)

pH = Grado de Acidez de la mezcla

El pH se calcula de acuerdo con la Ec 10, cuando no se posee información del grado de acidez.

$$pH = 3,71 + 4,17 * 10^{-3} * T - 0,5 * \log(f_{CO_2}) \quad (10)$$

Donde:

f_{CO_2} = Fugacidad del CO₂ (bar)

T = Temperatura del Fluido (K)

Donde:

f_{CO_2} = Fugacidad del CO₂ (bar)

T = Temperatura del Fluido (K)

La fugacidad del CO₂, se calcula a partir de la Ec 11.

$$f_{CO_2} = \alpha * P p_{CO_2} \quad (11)$$

Donde:

α = Coeficiente de Fugacidad del CO₂

El coeficiente de fugacidad se determina a partir de las Ec 12 y 12-1, teniendo en cuenta que si la presión total del sistema se encuentra por debajo de 3600Psi (250bar), la relación obedece a la Ec 12. Si la presión se encuentra por encima de 3600Psi, la relación se calcula de acuerdo con la Ec 12-1.

$$\alpha = 10^{45,33 \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right)} \quad (12)$$

$$\alpha = 10^{250 \left(0,0031 - \frac{1,4}{T} \right)}$$

Cuando el bióxido de carbono se disuelve en agua, se generan un ácido débil, el pH de la solución disminuye y la corrosividad de la solución formada aumenta. Se ha determinado que, a un mismo valor del pH, una solución acuosa que contiene CO_2 disuelto puede ser más corrosiva que una solución de algún ácido fuerte. Este comportamiento indica que el pH no puede ser considerado como el único parámetro para determinar la corrosividad de un ácido débil en solución.

Estudios de laboratorio iniciales han determinado correlaciones entre la velocidad de corrosión del acero al carbono, la temperatura y la presión parcial del CO_2 , en medios acuosos.

Frecuentemente, la corrosión del acero al carbono en medios acuosos que contiene CO_2 disuelto involucra la formación de una capa de carbonato de hierro sólido (siderita, FeCO_3). Este FeCO_3 sólido precipita sobre la superficie del metal formando una película de productos de corrosión. Sin embargo, no es protectora y el ataque corrosivo del metal prosigue. Esta situación puede generar una morfología de ataque similar a la que tiene lugar con la formación de picaduras sobre la superficie del acero típicamente asociadas a CO_2 .

La formación de esta capa de FeCO_3 adicionalmente puede tener relación directa con la temperatura del material y a su vez una relevancia con el nivel de corrosividad, por lo tanto, el cálculo del factor de corrección (F_s) por la formación de la capa para el FeCO_3 se determina con la Ec 13 y la temperatura de la capa mediante la Ec 14.

Si la T° de Capa < T° del sistema:

$$\log(F_s) = \frac{2400}{T} - 0,44 * \log(Pp_{CO_2}) - 6,7 \quad (13)$$

$$T_{capa} = \left[\frac{2400}{6,7 + 0,44 * \log(Pp_{CO_2})} \right] \quad (14)$$

Si la temperatura de capa es mayor que la temperatura del sistema $F_s=1$.

El factor de corrección de acuerdo con el contenido de carbono del acero, se calcula a partir de la norma COVENIN 1478(1999) y consiste:

$$F_c = 1 + (4,5 \pm 1,9) * \%C$$

Para aceros Normalizados (15)

$$F_c = 1$$

Para aceros Templados y Revenidos (16)

La corrección es igualmente requerida para el caso de aceros de baja y media aleación.

$$F_{Cr} = \left[\frac{1}{1 + (2,3 \pm 0,4) * \%Cr} \right]$$

Para aceros Normalizados (17)

$$F_{Cr} = \left[\frac{1}{1 + (1,4 \pm 0,3) * \%Cr} \right]$$

Para aceros Templados y Revenidos (18)

Adicionalmente al cálculo de correlación de Waard & Milliams anterior, se analiza el modelo de cálculo de Waard & U. Lotz, cuya de velocidad de corrosión se establece de acuerdo con la Ec 19. Para este modelo los principales factores que se incluyen son:

- El efecto de formación de películas.
- El efecto de iones hierro
- El pH

$$V_{cor_2} = V''_{corr} * F_{pres} * F_{scale} * F_{pH(Total)}$$

(19)

Donde:

V_{cor}= Velocidad de Corrosión (mpy)

V''_{Corr}= Velocidad de Corrosión propuesta inicialmente por C. de Waard y Milliams (mpy)

F_{pres}= Factor de corrección debido a la presión del sistema

F_{scale}= Factor de corrección debido a la formación de la capa de productos de corrosión.

F_{pH}= Factor de corrección por pH total.

La velocidad de corrosión planteada V''_{corr}, está dada por:

$$V''_{corr} = 10^{\left[5,8 \frac{1710}{T} + 0,67 * \log(Pp_{CO_2})\right]}$$

(20)

Donde:

V''_{Corr} = Velocidad de Corrosión propuesta inicialmente por C. de Waard y Milliams (mmpy)

$P_{p_{CO_2}}$ = Presión Parcial del CO_2 (bar)

T = Temperatura del Fluido (K)

Se debe tener en cuenta, que la relación dada establece condiciones de presión parcial de 0,1 a 200 Psi y Temperatura de 0 a 70°C (158°F).

Los resultados de esta ecuación son considerados como velocidades de corrosión extremas, sobre todo a altas temperaturas, debido a que no se considera formación de películas protectoras.

El factor de corrección por presión del sistema, se establece de acuerdo con:

$$F_{press} = 10^{[0,67 * (0,0031 - \frac{14}{T}) * P]} \quad (21)$$

Adicionalmente, el factor de corrección debido a la formación de capa por productos de corrosión se establece a partir de:

$$\begin{aligned} \text{Sí } T < T_{scale} &\rightarrow F_{scale} = 1 \\ \text{Sí } T > T_{scale} &\rightarrow F_{scale} = 10^{[2400 * (\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{scale}})]} \end{aligned} \quad (22)$$

Donde:

$$T_{scale} = \frac{2400}{6,7 + 0,6 * \log(Cfugac * P_{CO2})}$$

(23)

Cfugac = Coeficiente de fugacidad del CO2

Donde:

$$C_{fugac} = 10^{[(0,0031 - \frac{14}{T}) * P]}$$

(24)

La corrección debida al pH total, se establece así:

$$\begin{aligned} \text{Sí } F_{scale} < 1 &\rightarrow F_{pH(total)} = 1 \\ \text{Sí } F_{scale} \geq 1 &\rightarrow F_{pH(total)} = F_{pH} \end{aligned}$$

Donde:

FpH(Total) = Factor de corrección por pH total

FpH=Factor de corrección por el pH

$$F_{pH(pH(Sat))} > pH(Sat) = 10^{[0,32 * (pH(Sat)menor - pH(Act))]}$$

(25)

$$pH(Act) = 3,71 + 4,71 * 10^{-3} * T - 0,5 * \log(Cfugac * P_{CO2})$$

(26)

Dependiendo de la formación de Fe₃CO₄ y/o FeCO₃ se determina de la siguiente manera:

$$\text{Fe}_3\text{O}_4: pH(\text{Sat}) = 1,36 + \frac{1,307}{T} - 0,17 * \text{Log}(C_{fugac} * P_{CO_2}) \quad (27)$$

$$\text{Fe}_4\text{CO}_3: pH(\text{Sat}) = 5,4 - 0,66 * \text{Log}(C_{fugac} * P_{CO_2}) \quad (28)$$

Sí $pH(\text{sat}) \text{Fe}_3\text{CO}_4 < pH(\text{sat}) \text{FeCO}_3 \rightarrow pH(\text{sat}) \text{menor} = pH(\text{sat}) \text{Fe}_3\text{CO}_4$
Sí $pH(\text{sat}) \text{Fe}_3\text{CO}_4 > pH(\text{sat}) \text{FeCO}_3 \rightarrow pH(\text{sat}) \text{menor} = pH(\text{sat}) \text{FeCO}_3$

Se realiza análisis con las ecuaciones 6 y 19, teniendo en cuenta las condiciones de operación, sin embargo, se recomienda realizar la evaluación con los dos resultados de alto y bajo.

2.3.1 Velocidad Erosional Es la máxima velocidad hasta donde se puede permitir una *erosión* aceptable o aquella por encima de la cual el desgaste del material es exagerado. Las líneas de flujo, múltiples de producción y otras líneas de transporte de flujo bifásico (gas-líquido) deben ser diseñadas primeramente basándose en la velocidad de flujo. Experiencias operacionales han demostrado que la pérdida de espesor de las paredes de las tuberías se debe a procesos de erosión y corrosión. Estos procesos son acelerados por velocidades altas del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos tales como; CO_2 y H_2S .

Una manera de establecer la velocidad erosional, cuando no se cuenta con una información suficiente de las propiedades del fluido, es mediante la aplicación de la siguiente formula empírica:

$$Ve = \frac{c}{\sqrt{\rho_m}}$$

(29)

Donde:

Ve: Velocidad erosional (ft/sg)

C: constante empírica

ρ_m : Densidad de la mezcla a condiciones de presión y temperatura del fluido [lb/ft³]

En la industria se utiliza un valor de **c** igual a **100** cuando el fluido se encuentra libre de sólidos y tuberías en servicio continuo, determinándose la velocidad máxima de diseño. Para servicios intermitentes el valor de **c** es de **120** y para determinar la velocidad límite de erosión o velocidad real el valor de **c** será de **160**.

2.3.2 Velocidad Superficial Las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de una base fluida es definida como la velocidad que esta fase exhibirá si fluyera sola a través de la sección transversal de la tubería:

Para determinar la velocidad superficial de un gas (Vsg) se establece:

$$V_{sg} = \frac{Q_g}{A}$$

(30)

Para determinar la velocidad real del gas (Vg):

$$V_g = \frac{Q_g}{A * R_g}$$

(31)

La velocidad superficial del líquido (ecuación: V_{sl}) se determina a partir de:

$$V_{sg} = \frac{Q_l}{A}$$

(32)

Para el cálculo de la velocidad real del líquido (V_L) se emplea esta ecuación:

$$V_l = \frac{Q_l}{A * R_l}$$

(33)

Para obtener la velocidad de la mezcla bifásica (V_m) se establece:

$$V_m = V_{sl} + V_{sg}$$

(34)

$$V_m = V_l + V_g$$

(34)'

Donde:

R_l = Fracción del líquido (adimensional)

R_g = Fracción del Gas (adimensional)

A = Área de sección transversal (Ft^2)

Q_g = Caudal de Gas (ft^3/sg)

Q_l = Caudal de líquido (ft^3/sg)

2.3.3 Adelgazamiento.¹⁵ Los siguientes son los pasos para determinar el factor de daño por el adelgazamiento, para el cual se requiere:

- a. Determinar el tipo de Adelgazamiento: Se debe establecer si el adelgazamiento es generalizado o localizado.
- b. Determinar el tiempo en servicio: Verificar el tiempo estimado del equipo a evaluar en servicio. El tiempo es fácilmente verificable de acuerdo con placas de identificación. Si la placa de identificación no posee la fecha de instalación, construcción, asumir una fecha de equipos instalados en la planta. Si no es posible la identificación de la fecha, asumir edad de la planta como una restricción, sin embargo, se debe tener en cuenta que al asumir una edad muy elevada la velocidad de corrosión es menor. Si es posible determine lecturas de espesor de la última inspección.
- c. Calcular la velocidad de corrosión de acuerdo con material de construcción y tipo de equipo (tubería, tanque y/o recipiente a presión): El cálculo de velocidad de corrosión con respecto al tiempo $V_c = (t_{ini} - t_{fin}) / T$, si se conocen los espesores iniciales y actuales.

Se debe adicionalmente tener en cuenta si el equipo cuenta con cladding (revestimiento), si cuenta con este, se debe calcular la velocidad de corrosión de este. Para materiales de construcción no identificados, los códigos de

¹⁵ Metodología para la evaluación de la integridad mecánica en plantas de amina, mediante inspección basada en riesgo – API 580 y 581

Inspección como el API 510(06) – 7,7 (para recipientes a presión), establecen por ejemplo criterios en caso de no tener información y/o información muy limitada. Para el caso de vasijas, tomar SA-283 Gr C que posee un grado bajo de resistencia a la tensión como una restricción.

Para determinar la velocidad de corrosión API 581(08) Anexo 2B – cuenta en detalle de acuerdo con el mecanismo de daño asociado, los pasos para determinar esta velocidad. La tabla 2.B.1.2 señala la condición con base en el mecanismo de daño con una velocidad de corrosión aproximada. Si se desconoce la velocidad de corrosión, pero se establece un adelgazamiento por un mecanismo de daño, se recomienda tomar la velocidad de corrosión más alta según la tabla 2.B.1.2. – Anexo 4.

- d. Verificar el Número de inspecciones: El número de inspecciones puede ser cero (0) si no se han realizado.
- e. Establecer la efectividad de la Inspección (si se tiene): En API 581 – Tabla 8.2.se establece un valor dependiendo de la efectividad de la inspección, sin embargo, este puede ser cero, en caso de no poseer ninguna inspección – Anexo 9.
- f. Determinar el mínimo espesor de pared requerido t_{min} : por código original de construcción usando API 579(10) – Apéndice A. Si el equipo es un tanque, usar de acuerdo con API 653 $t_{min}=0,1in$ en el fondo, si el tanque no posee sistema de prevención de liberación y $t_{min}=0,05in$ si lo tiene.

- g. Para componentes con Clad: Calcular el tiempo de la edad de la próxima inspección requerida teniendo presente el material del cladding usando la Ec. 35.

$$age_{rc} = \max \left[\left(\frac{t_{rd} - t}{C_{r,cm}} \right), 0.0 \right] \quad (35)$$

- h. Determinar Art: Parámetro usado basado en la edad y trd desde el paso 2 hasta el paso 6 tmin y paso 7 agerc si es aplicable.

- Para componentes sin Cladding: Los componentes sin cladding y/o con cladding corroído siempre que el tiempo de la próxima inspección es agerc=0, usar:

$$A_{rt} = \max \left[\left(1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} \cdot age}{t_{min} + CA} \right), 0.0 \right] \quad (36)$$

- Para componentes que tienen Cladding agerc≥0 para el tiempo de la próxima inspección usar:

$$A_{rt} = \max \left[1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} \cdot age - C_{r,tm} \cdot (age - age_{rc})}{t_{min} + CA}, 0.0 \right] \quad (36)$$

- i. Determine el factor base de daño para adelgazamiento DThinFB, usando la tabla 5.11 o 5.12 del API 581(08) – Anexo 8 según aplique, basado en el número de inspecciones del paso 4 y el valor de Art del paso 8.

j. Determine el factor de daño por adelgazamiento D_{thin} , usando:

$$D_f^{thin} = \frac{D_{fB}^{thin} \cdot F_{IP} \cdot F_{DL} \cdot F_{WD} \cdot F_{AM} \cdot F_{SM}}{F_{OM}}$$

(37)

Tener en cuenta:

- Los factores de ajuste de daño FOM – en adición a la inspección en línea y monitoreo de corrosión, el cual es comúnmente en muchos procesos para prevenir falla debido a corrosión – ver anexo 6.
- Ajuste por puntos de inyección - FOM.
- Si un circuito de tubería contiene puntos de inyección, FOM =3. Si existe una alta eficiencia en la inspección como se indica en API 570, este ajuste no es necesario y/o FOM =1.
- Ajuste de piernas muertas: FDL – Esta define la sección de la tubería que se usa en servicio intermitente, paradas, arrancadas o ciclos de regeneración en servicio continuo. Si el circuito de tubería presenta piernas muertas, puede existir un mecanismo de daño mayor por lo tanto FDL =3. Si existe una alta eficiencia en la inspección y métodos usados esta no es necesaria y/o FDL =1.
- Ajuste de la junta de construcción: FWD – Aplica solo a tanques atmosféricos. Si el componente es soldado (No remachado) FWD = 1, sino FWD =10

- Ajuste para asentamiento: FSM – Aplicable solo a fondos de tanques atmosféricos. Se determina así:
 - ✓ Registro de asentamiento excede los criterios de API 653 - FSM =2
 - ✓ Registro de asentamiento cumple los criterios de API 653 - FSM =1
 - ✓ Asentamiento nunca evaluado - FSM =1.5
 - ✓ Fundación de concreto no asentada - FSM =1

2.4 CÁLCULO DE VIDA REMANENTE

La vida remanente se calcula a partir de los códigos de construcción de las líneas asociadas, teniendo en cuenta su origen de distribución y tipo de fluido; por ejemplo: las líneas de transporte de hidrocarburos líquidos entre estaciones y líneas de sistema de recolección incluyendo líneas de pozo, se calculan mecánicamente mediante el código ASME B31.4. Las líneas exclusivamente de transporte de gas se calculan mecánicamente mediante el código ASME B31.8 y su análisis de integridad asociado a ASME B31.8 (S). Las líneas de proceso, las cuales son definidas como parte de la operación e incluidas en las plantas de procesos, estaciones de tratamiento, refinerías y petroquímica, se calculan mecánicamente mediante el código ASME B31.3.

En principio el cálculo de espesor para tuberías de acero obedece a la fórmula de Barlow (35), la cual determina el espesor requerido de acuerdo con la presión de diseño, diámetro interno y esfuerzo de trabajo.

$$e = \frac{P * D}{2 * \sigma_t}$$

(38)

Donde:

σ_t =Esfuerzo de trabajo del acero

$$\sigma_l = F * S * \sigma_f$$

(39)

Donde:

σ_f =Esfuerzo de fluencia del acero

FS= Factor de reducción para el esfuerzo de fluencia

Teniendo en cuenta el tipo de fluido y las características propias de distribución en los campos de producción de hidrocarburos onshore, se establece que las líneas tanto de recolección (Líneas de superficie de pozo) como las líneas de distribución de agua para inyección, son calculas mecánicamente mediante ASME B31.4, la cual teóricamente usa la ecuación de Barlow modificada de la siguiente manera:

$$t_{min} = \frac{P * D}{2 * (0,72 * E * \sigma_l)}$$

(40)

ASME B31.4 sugiere factor de reducción de 0,72 cuando se está realizando evaluación con la presión Interna Obtenida para régimen no permanente – estudio de trascientes (golpe de ariete).

Las tuberías asociadas al pozo incluyendo casing, tubing y materiales adicionales con componentes de acero, están sometidos al mismo tipo de corrosión que la línea en superficie debido a la naturaleza de agresividad del fluido, sin embargo, se debe aclarar que las temperaturas en fondo son mayores que en superficie al igual que

la presión, por lo tanto, las velocidades de corrosión no necesariamente son las mismas. Así mismo, los índices de colonias de bacterias sulfato – reductoras (BSR) y productoras de Ácido (BPA) tienden a ser menores en fondo de pozos cuyas temperaturas superan los 80°C.

Para los cálculos mecánicos de las tuberías de fondo y el análisis de integridad netamente de pozo, se utilizan los códigos NORSOK D010 e ISO 16530, los cuales establecen criterios de evaluación desde el arbolito, contrapozo, casing, tubing, zapatos, cementación, bomba, sellos y todos los activos presentes en el fondo de pozo. Los cálculos de resistencia y/o espesor de acuerdo con los códigos de fabricación con estándares asociados API 5CT.

Para el cálculo de líneas de transporte de fluidos gaseosos – gasoductos y/o líneas de flujo de gas, ASME B31.8 establece una relación similar a la fórmula de Barlow con un cambio relacionado con el factor de temperatura así:

$$t_{min} = \frac{P * D}{2 * F * E * T}$$

(41)

Donde:

T=Factor de disminución de Temperatura

F=Factor de Junta Longitudinal

Una vez calculado el espesor mínimo de acuerdo con el sistema y tipo de fluido asociado, se determina la mayor velocidad de corrosión asociada mediante cálculos

establecidos por las ecuaciones 6 y 19 y se calcula la vida remanente del sistema usando la ecuación 42 así:

$$V_{corr} = \max(V_{cor_{1(EC6)}}, V_{cor_{2(EC19)}})$$

$$V_R = \frac{t_1 - t_{min}}{V_{corr}}$$

(42)

Donde: t_1

t_1 =Espesor nominal o espesor mínimo medido en seguimiento de inspección¹⁶

¹⁶ Cabe resaltar que no es recomendable realizar análisis de velocidades de corrosión ni vida remanente tomando el espesor nominal como espesor inicial, debido a que existen tolerancias de fabricación. Estas tolerancias de fabricación son establecidas generalmente en $\pm 12,5\%$, por lo tanto, pueden confundirse con pérdidas de material en caso de estar por debajo, o, pérdidas de espesor no evidenciado en el tiempo en caso de estar por encima. Como ejemplo de este último, si existe una línea de transporte de gas con un espesor nominal SCH 120 de 1", pero en realidad tiene un 12,5% por encima, es decir 1,125in y no es medido durante su instalación mediante una inspección cero, se podría fácilmente confundir, por ejemplo, en caso de pérdida de espesor con una velocidad de corrosión elevada, es decir en caso de realizar un seguimiento un año después de la instalación, se podría obtener un espesor de 1in y se consideraría normal de operación o sin pérdida de espesor por corrosión, lo cual es falso, porque en 1 año, la tubería ha perdido 12,5% de espesor, pero como no se realizó inspección cero, se asumió un espesor nominal de 1" y con medición actual daría 1", es decir velocidad de corrosión cero.

3 RESULTADOS DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Los resultados asociados a los cálculos de acuerdo con los modelos de predicción de corrosión por CO₂ basados en las ecuaciones de Waard & Milliams y el estudio posterior de Waard & U. Lotz, indican resultados de los cuales se basa la presente predicción y como se indican a continuación.

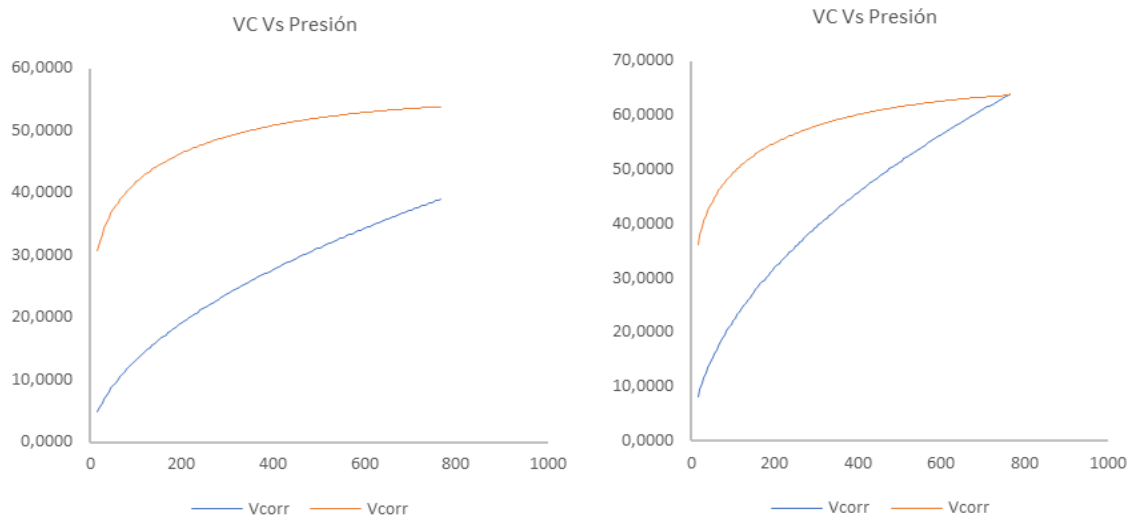
Dentro del análisis de cálculo se verifican las tendencias de corrosión únicas por variable tales como presión, temperatura, %CO₂, %H₂S y velocidad del fluido, determinando inicialmente tendencias.

De acuerdo con el modelo, las tendencias inicialmente indican valores predecibles teniendo en cuenta condiciones óptimas de operación; cambio en una sola variable con las demás constantes, sin embargo, siguiendo un modelo de variables aleatorio según Montecarlo, el modelo se ajusta en un 70% a casos reales de pérdida de material con velocidades de corrosión medidas mediante cupones de corrosión.

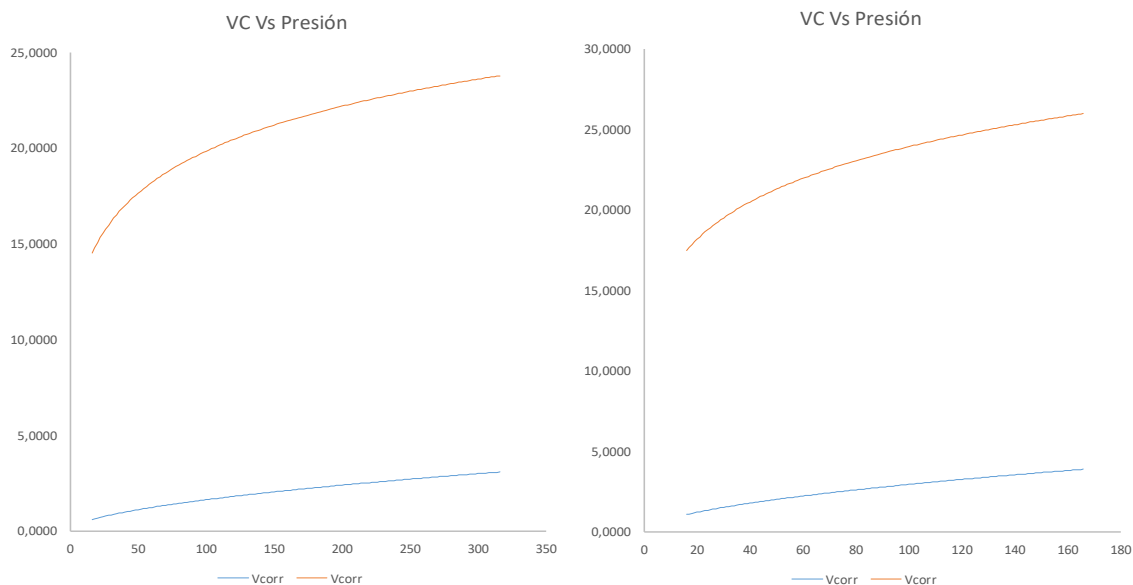
3.1 VELOCIDAD DE CORROSIÓN Vs PRESIÓN

La velocidad de corrosión calculada con base en un aumento gradual de presión, indica una tendencia polinómica como se indica en la Gráfica 9. La tendencia calculada con variabilidad de presión y demás variables constantes, concierne un modelo típico con de aumento de velocidad de corrosión.

Gráfica 9. Velocidad de corrosión Vs presión



- a. Vcorr calculada (4,31%CO₂ y 35°C) b. Vcorr calculada (12,5%CO₂ y 35°C)



- c. Vcorr calculada (4,31%CO₂ y 75°C) d. Vcorr calculada (12,5%CO₂ y 75°C)

El mecanismo de daño asociado a CO_2 (debido a la formación de HCO_3), crece a medida que se aumenta la presión y la vaporización del CO_2 finaliza. Cuando aumenta la presión y el % CO_2 es alto, los condensados originados (derivados de la reacción con el H_2O), presentan un pH elevado debido a la presencia de H_2CO_3 , por ende, aumenta la velocidad de corrosión. El pH a su vez depende directamente de la relación de la fugacidad y el coeficiente de fugacidad del CO_2 .

En las gráficas 9 (a y b), representa el cálculo realizado con las correlaciones de Milliams (línea Azul) y U. Lotz (línea roja) a temperatura constante de 35°C y variabilidad de CO_2 (4,31% a 12,5%), la cual indica un incremento leve en la velocidad de corrosión a medida que aumenta la presión con tendencia potencial¹⁷, sin embargo, la temperatura del sistema es de vital importancia, puesto que se observa una disminución considerable de la velocidad de corrosión a medida que aumenta la temperatura, por ejemplo:

- A una presión de 166psi, **T° de 35°C** y 4,31% CO_2 , se obtiene una velocidad de corrosión de 16,279mpy (Milliams) y 44,23mpy (U. Lotz), sin embargo, si existe un incremento de la **T° a 75°C** , se obtiene una velocidad de corrosión de 2,159mpy (Milliams) y 21,566mpy (U. Lotz).
- A una presión de 166psi, **T° de 35°C** y 12,5% CO_2 , se obtiene una velocidad de corrosión de 28,814mpy (Milliams) y 53,359mpy (U. Lotz), sin embargo, si existe un incremento de la **T° a 75°C** , se obtiene una velocidad de corrosión

¹⁷ Ecuación potencial

de 3,880mpy (Milliams) y 26mpy (U. Lotz), lo que indica la relevancia de la temperatura en la predicción.

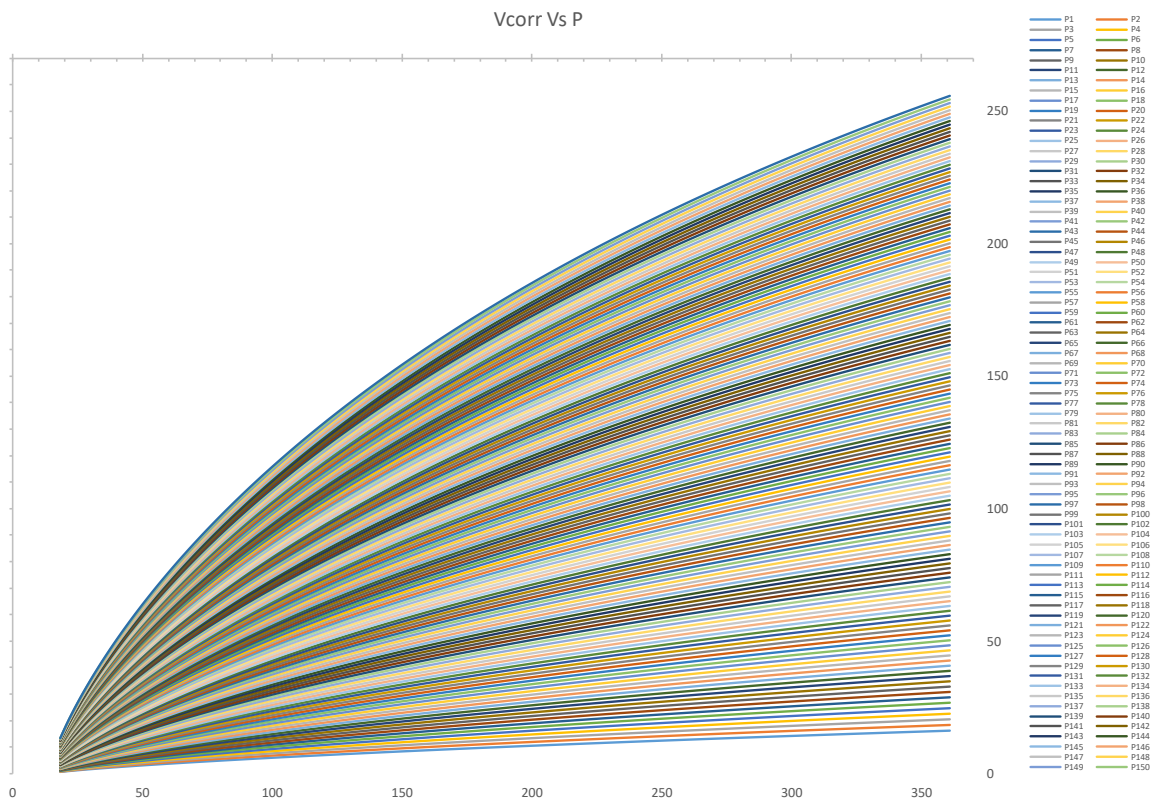
Mediante el cálculo de correlación, se obtiene una clara tendencia asociada al incremento de presión, sin embargo, una tendencia calculada (polinómica – EC 40) difícilmente puede trazar una directriz determinística en un campo petrolero, pues las variables reales en campo son impredecibles.

$$y = -2E-10x^6 + 8E-08x^5 - 2E-05x^4 + 0,0017x^3 - 0,0917x^2 + 2,4333x + 39,751$$

$$R^2 = 0,9833$$

(43)

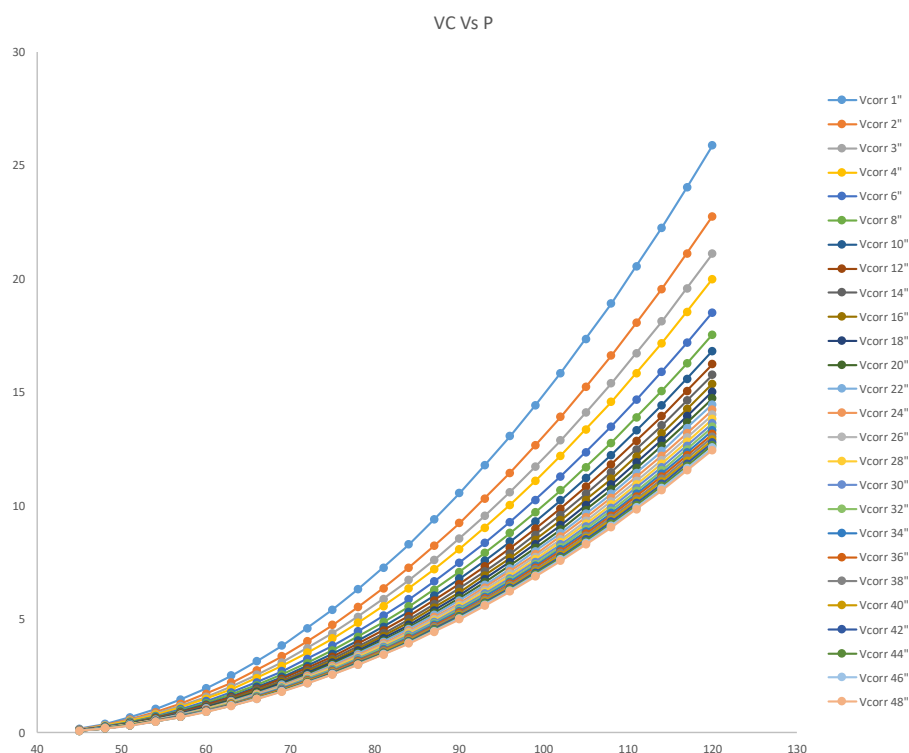
Gráfica 10. *Velocidades de corrosión Vs presiones*



No obstante, al realizar cálculos con el presente modelo usando datos reales de campo, este indica velocidades de corrosión aproximadas a las obtenidas mediante cupones gravimétricos, lo que significa que el modelo matemático es aproximado si se ingresan las variables esenciales para la simulación.

En la gráfica 11, se indica como es el cambio de la velocidad de corrosión calculada realizando cambios constantes en las variables %CO₂, T° y diámetro, el cual es progresivo tipo exponencial en comparación con el anteriormente indicado en la gráfica 10.

Gráfica 11. *Velocidad de corrosión Vs presión/diámetro*



Como un ejemplo, a una presión de 117psi, la velocidad de corrosión para una tubería de 6in de diámetro es aproximadamente 17,1mpy, considera una velocidad

de corrosión alta, mientras que, para un diámetro mayor, por ejemplo 12", la velocidad de corrosión disminuye a 15,06mpy, sin embargo, aumentando el diámetro hasta 48", la velocidad de corrosión permanece casi constante entre 11 a 12 mpy.

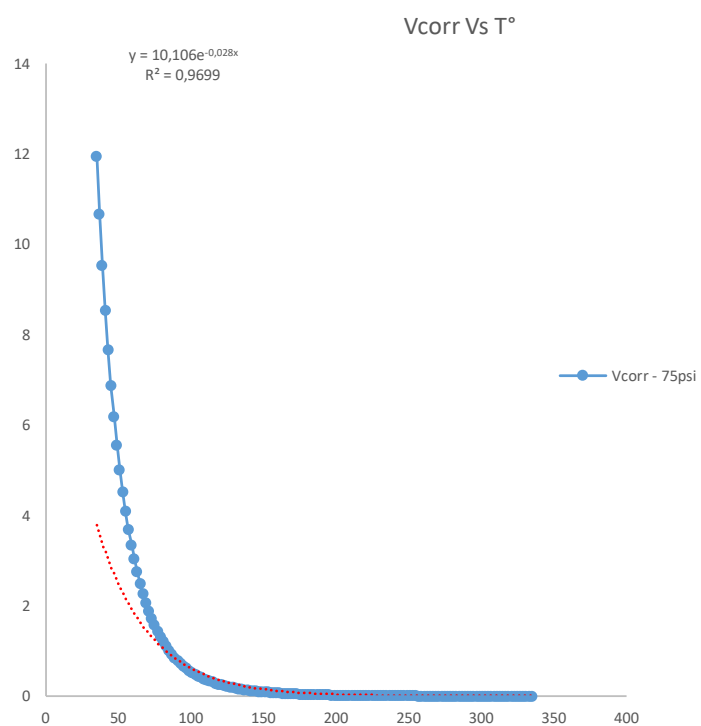
3.2 VELOCIDAD DE CORROSIÓN Vs TEMPERATURA

Como se menciona en el ítem 3.1., el modelo predice velocidades de corrosión establecidas para %CO₂ y variables esenciales tales como presión, temperatura, velocidad de flujo, coeficiente de fugacidad y pH.

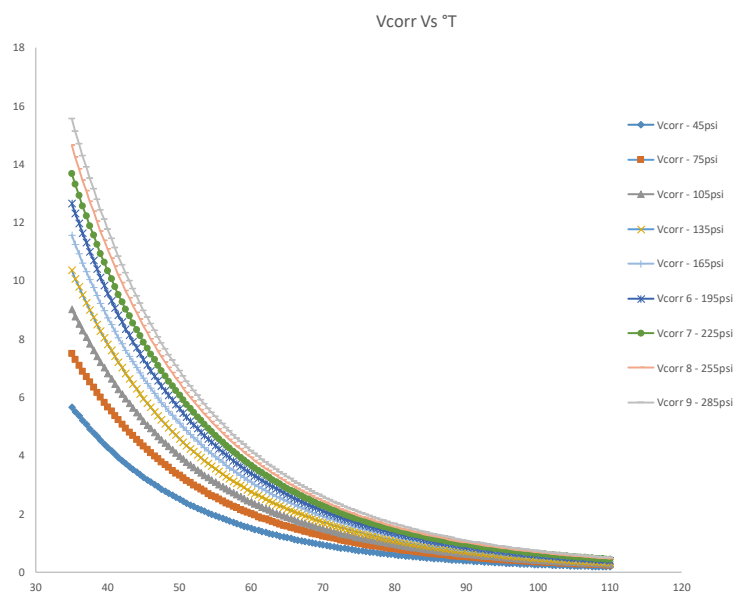
Para el cálculo de velocidad de corrosión con respecto a la temperatura, esta indica una tendencia decreciente de corrosividad a medida que aumenta la temperatura como se indica en la gráfica 12. Lo anterior ocurre debido a que la solubilidad del CO₂ es inversamente proporcional a la temperatura. Una vez es alcanzado el equilibrio, el CO₂ logra su máxima solubilidad al conseguir la presión y temperatura de burbuja la cual decrece a medida que aumenta la temperatura por consumo de gas y disolución en el agua.

En la gráfica 12 a y b, indica un patrón exponencial, el cual puede ser usado como predicción siguiendo una tendencia a través del tiempo a partir del modelo de Waard – Milliams. Un evidente cambio en la velocidad de corrosión es visible a bajas temperaturas (menores de 50°C) sin embargo estos cambios varían a medida que exista una diferencia en la presión del sistema – gráfica 12 b, sin embargo, no es un cambio relevante y el patrón es idéntico para las presiones calculadas, simplemente un cambio de solubilidad de CO₂ a medida que aumenta la temperatura.

Gráfica 12. *Velocidad de corrosión Vs Temperatura*



a. Vcorr calculada Vs T° a 75psi

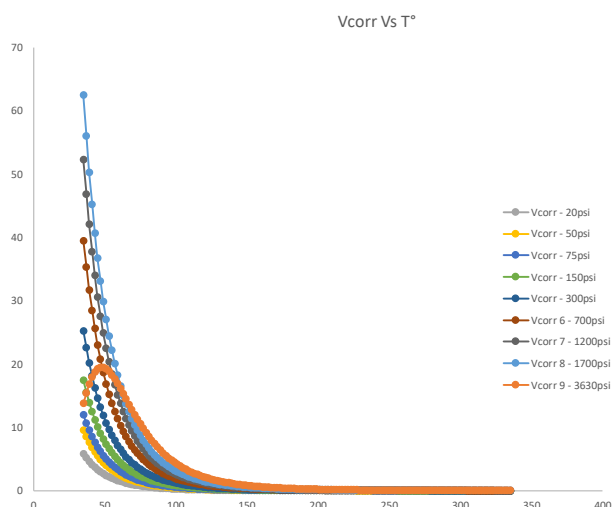


b. Vcorr calculada Vs T° a diferentes presiones

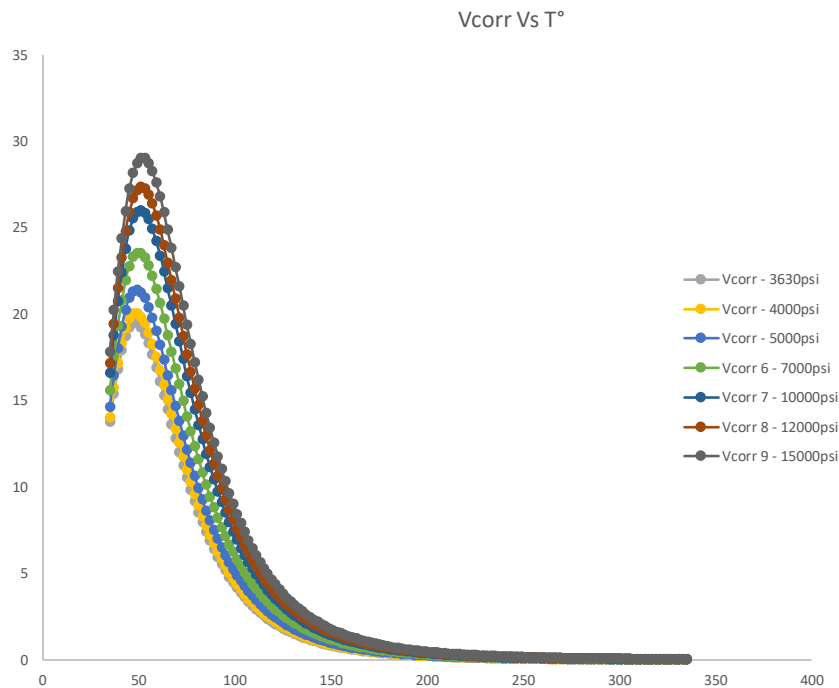
Una tendencia diferente se observa una vez se corre el modelo de velocidad de corrosión con respecto a temperatura y altas presiones como se indica en las gráficas 13, en la cual, se observa como a una presión por encima de 3630 psi la tendencia presenta un cambio de exponencial decreciente a polinómica, sin embargo, la velocidad de corrosión más alta se muestra a una presión de 3626psi – 91,7mpy a una T° de 35°C. Una vez la presión sobrepasa los 3630psi, la velocidad de corrosión disminuye drásticamente hasta alcanzar los 13,7mpy a la misma T° - 35°C.

Teniendo en cuenta el factor de fugacidad del CO₂ a alta presión, este presenta una mayor disolución de gas a una presión cercana a 3630 psi, una vez sea alcanzada, este se disuelve en el agua presente y se combina generando una mayor reacción con tendencia corrosiva en el metal. Una vez el % de CO₂ disminuye, la velocidad de corrosión también decrece debido a la ausencia de gas.

Gráfica 13. Velocidad de corrosión Vs Temperatura



a. Vcorr calculada Vs T° a 3630psi



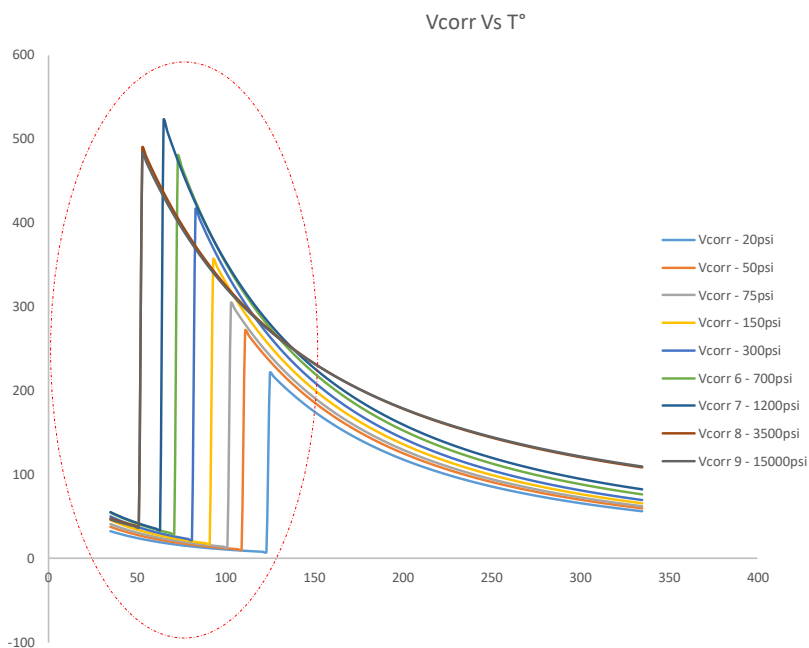
b. Vcorr calculada Vs T° a presiones >3630psi

De acuerdo con el modelo de Waard – U. Lotz, este indica velocidades de corrosión más altas que el modelo anterior, sin embargo, la tendencia es similar – decreciente con relación al aumento de temperatura. En la gráfica 13, se indica la tendencia con altas velocidades de corrosión, todas superiores al criterio de 10mpy (Criterios de clasificación para corrosividad de fluidos según norma NACE 00775-05).

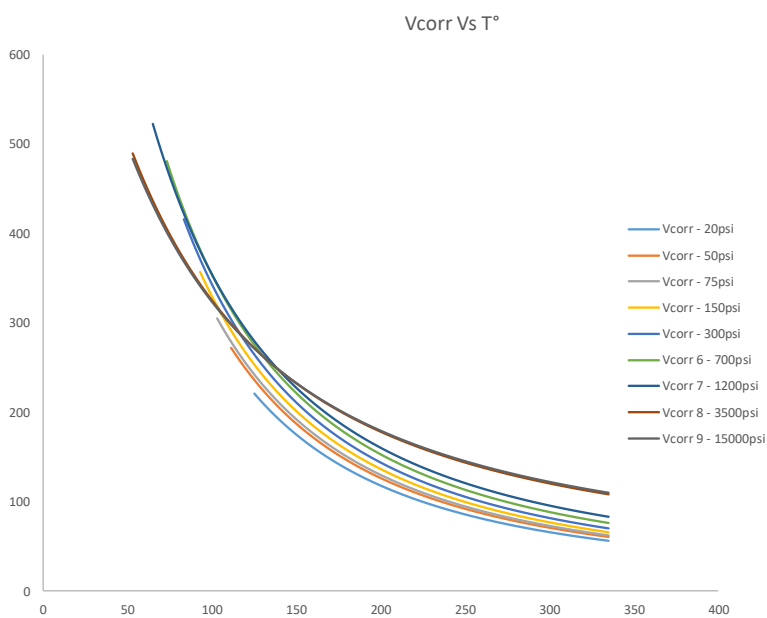
En la figura 14 a. se indica una variabilidad importante en la velocidad de corrosión relacionada con el cambio de temperatura. La velocidad de corrosión aumenta considerablemente cuando el factor de corrección de pH alcanza la unidad (1),

debido a que mediante cálculo de factor de incrustaciones se encuentra por debajo de 1.

Gráfica 14. *Velocidad de corrosión Vs Temperatura*



a. Vcorr calculada Vs T°



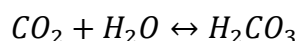
b. Max Vcorr calculada Vs T°

Las velocidades de corrosión bajas calculadas cuando la temperatura de las incrustaciones es superior a la temperatura del fluido, puede resultar de incrustaciones refractarias y por ende es menor que cuando la temperatura de incrustación es menor que la temperatura del fluido. Esta relación obedece generalmente a que el coeficiente de fugacidad del CO₂ es 1 y que ya se encuentra totalmente disuelto en agua, lo que acelera considerablemente la velocidad de corrosión.

La cantidad de CO₂ gaseoso que se disuelven es proporcional a la fugacidad del CO₂ o en la mezcla gaseosa. La concentración del CO₂ o del H₂S en la fase acuosa también depende de la temperatura. El CO₂ disuelto en la fase líquida está en equilibrio con el CO₂ presente en la fase gaseosa.

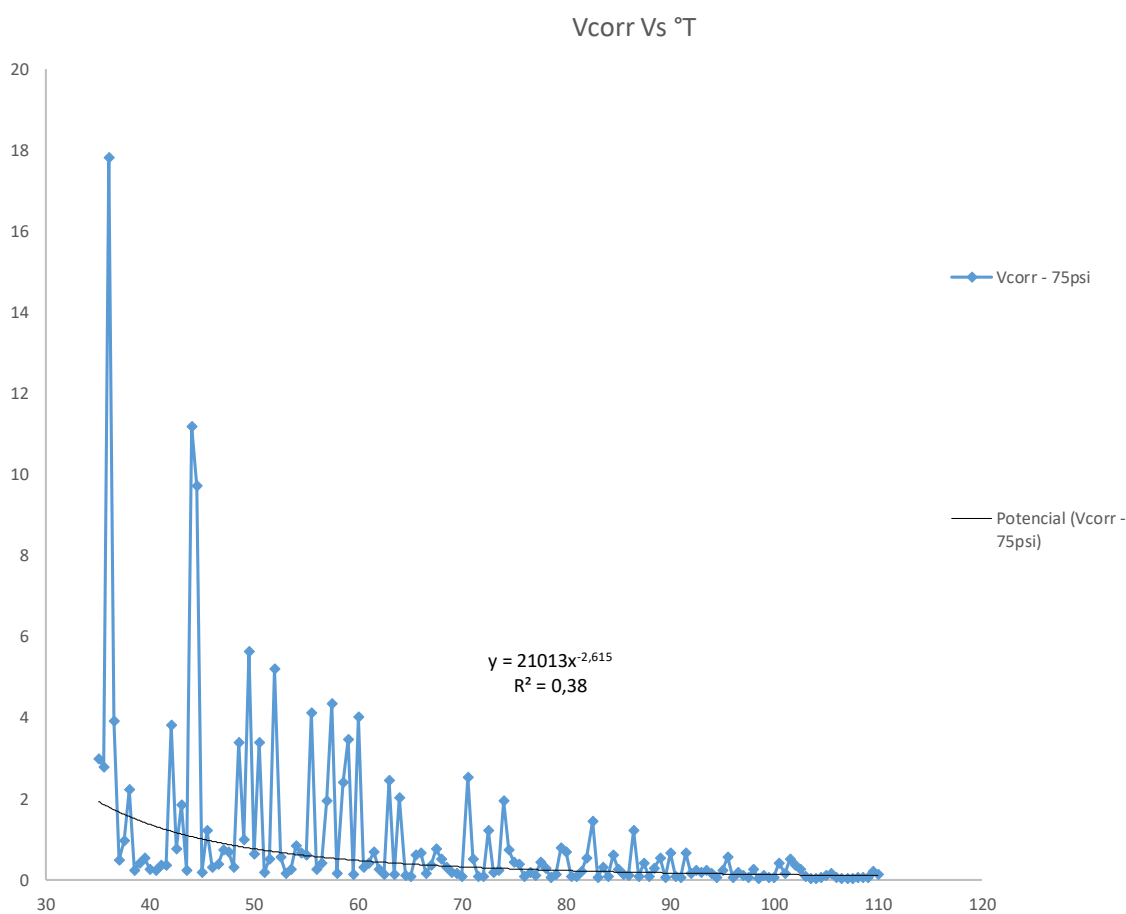
Como ejemplo, a una presión de 20psi y 123°C, aún existe CO₂ en el agua y se calcula una velocidad de corrosión de 7,57mpy, sin embargo, a la misma presión y con una temperatura de 125°C, la disolución del CO₂ es completa y la velocidad de corrosión se acelera hasta alcanzar los 221mpy, lo que correspondería a una velocidad de corrosión incoherente, es decir se puede concluir que la disolución del gas es total.

Se producen varias reacciones en la solución acuosa por la presencia del dióxido de carbono disuelto. El dióxido de carbono disuelto reacciona con agua para formar ácido carbónico (5).



Aplicando el método de Montecarlo al modelo de predicción de corrosión con respecto a la temperatura – gráfica 15, se obtiene una tendencia descendente similar al modelo de velocidad de corrosión vs temperatura indicado en las figuras 12, 13 y 14. Aunque los valores no se ajustan exactamente, se puede establecer una relación exponencial con un patrón igualmente decreciente, lo que indica una predicción muy aproximada a los cupones de corrosión.

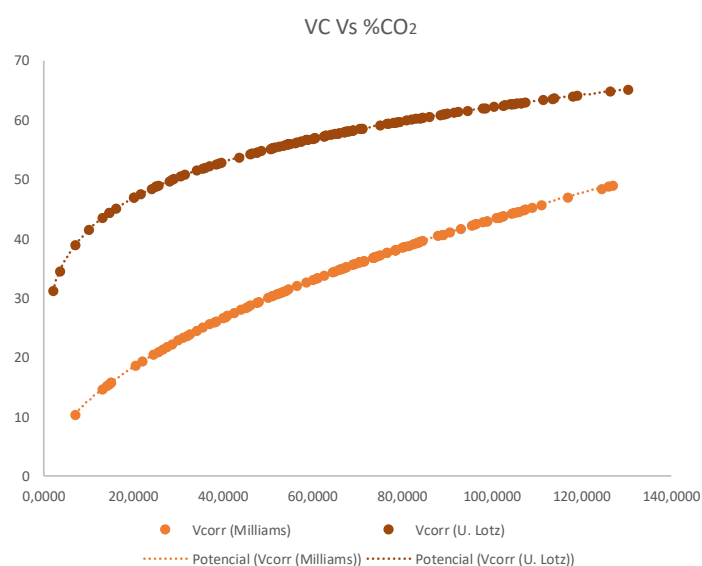
Gráfica 15. *Modelo Montecarlo - Velocidad de corrosión Vs Temperatura*



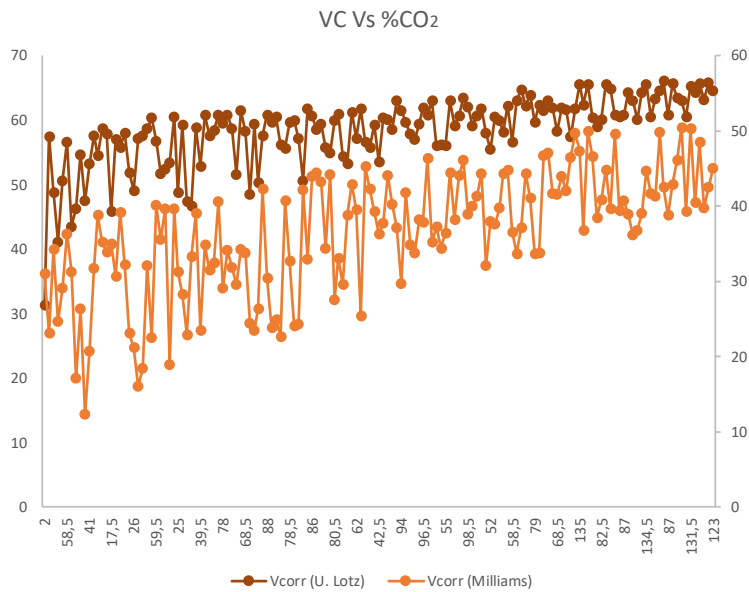
3.3 VELOCIDAD DE CORROSIÓN Vs %CO₂

Mediante el aumento gradual de la concentración de CO₂, se observa igualmente un aumento de la velocidad de corrosión. La tendencia corrosiva indica aumento progresivo como se indica en la Gráfica 16a. Esta tendencia calculada con variabilidad de concentración de CO₂ y demás variables constantes, indica un modelo típico de aumento de velocidad de corrosión. Al igual que la tendencia de velocidad de corrosión con respecto a la temperatura del punto 3.2, la variabilidad de la concentración del CO₂ con aumento progresivo de temperatura y/o presión, pueden también generar una variabilidad importe en la velocidad de corrosión, lógicamente porque existe más cantidad de CO₂ que se puede disolver en el agua la cual obviamente aumenta considerablemente cuando el factor de corrección de pH alcanza la unidad (1), debido a que mediante cálculo de factor de incrustaciones se encuentra igualmente por debajo de 1.

Gráfica 16. *Velocidad de corrosión Vs CO₂*



a. Velocidad de corrosión Vs % CO₂ – Calculo sin metodología de Montecarlo



b. Velocidad de corrosión Vs % CO₂ – Calculo con metodología de Montecarlo

La grafica 16b, indica una variabilidad con tendencia creciente si existe un cambio en las variables como presión y temperatura, la cual disminuye a medida que aumenta el % de CO₂, sin embargo, la velocidad de corrosión tiende a ser lineal a medida que aumenta tanto la presión como la temperatura y esto se debe a que existe un nivel de saturación mayor a condiciones por encima de 140°C y presiones superiores.

3.4 VELOCIDAD DE CORROSIÓN Vs VELOCIDAD DE FLUJO/DÍAMETRO

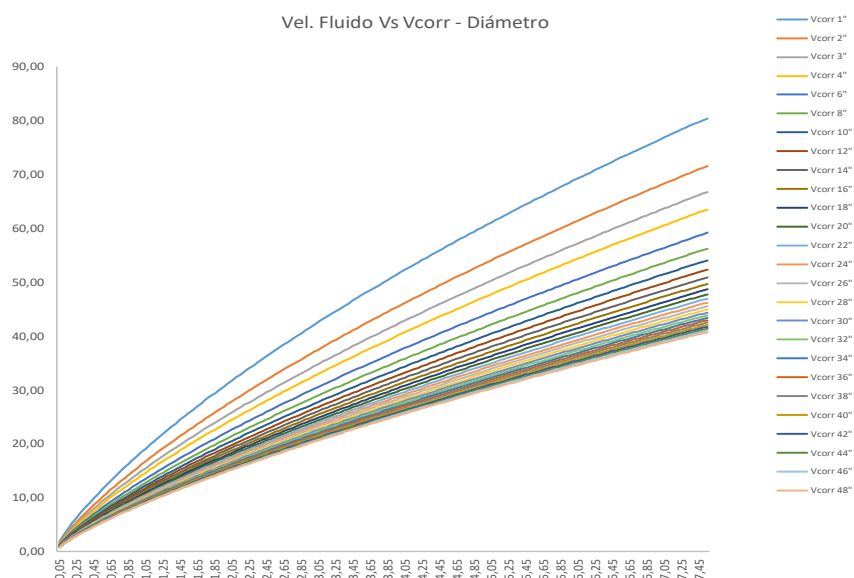
La velocidad del fluido es una de las variables más importantes a la hora de realizar el cálculo de velocidad de corrosión, el cambio de esta variable, puede aumentar considerablemente la velocidad de corrosión y más aún cuando el fluido presenta

sólidos en suspensión (partículas sólidas), lodos, arcillas y/o arenas propias de la formación.

Naturalmente el acero siempre tiende a volver a su estado natural, por lo tanto, el área expuesta al O_2 está en continuo cambio tal como la formación de capas de óxido y/o herrumbre las cuales pueden generar protección natural si el nivel de energía es equivalente.

Estas capas protectoras contribuyen con la protección de material, sin embargo, si es retirada debido al choque y arrastre constante de sólidos en suspensión o transportados por el fluido, los cuales la eliminan, vuelve a formarse naturalmente, pero este arrastre vuelve y la retira, alcanzando una velocidad de corrosión – erosión altamente perjudicial para los activos hechos con acero al carbono de baja ductilidad; no obstante los aceros al carbono de media aleación endurecidos tales como la serie 40XX o 43XX, aportan una dureza adicional que contribuye a disminuir la velocidad de corrosión por erosión.

Gráfica 17. Velocidad de corrosión Vs Velocidad de Flujo(m/s)



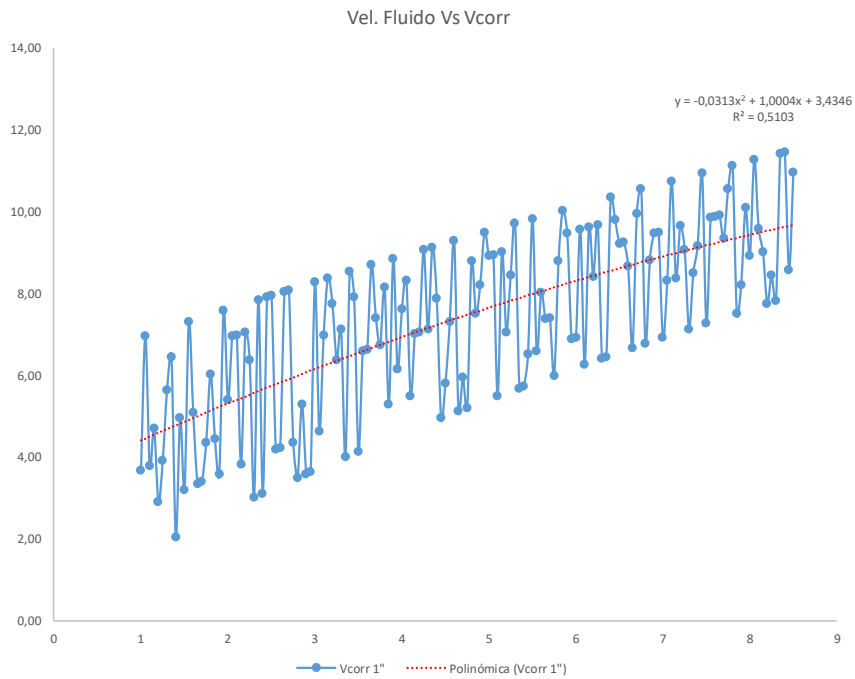
Generalmente los tiempos de los activos con fenómenos de arrastre de sólidos son muy cortos y las velocidades erosionales muy altas, lo que dificulta en el diseño la selección de materiales, pues se requieren que sean altamente resistentes a la erosión (mayor dureza) y/o optar por materiales no metálicos tipo cerámicos y/o recubrimientos cerámicos internos en tuberías de acero al carbono.

En la gráfica 17, se indica la tendencia corrosiva cuando se presentan velocidades de flujo altas, en esta se muestran velocidades de corrosión de hasta 80mpy en diámetros bajos. En diámetros de 48in, se indican velocidades de hasta 41mpy a bajas presiones y temperaturas entre 45°C y 75°C. Con presiones medias (250 – 450) psi y altas (>450psi), la velocidad de corrosión aumenta de manera considerable (por encima de 150mpy), por lo tanto, esta es una de las variables más importantes para tener en cuenta en el diseño y análisis de la velocidad de corrosión y manejo de integridad.

Se debe tener en cuenta que este cálculo se realiza solo con modelo de Waard – Milliams, el cual tiene integrado el diámetro y velocidad de flujo.

Aplicando el método de Montecarlo al modelo de predicción de corrosión con respecto a la velocidad del Fluido – gráfica 18, se observa una tendencia ascendente similar al modelo de velocidad de corrosión vs velocidad de flujo indicado en la gráfica 17. Aunque los valores no se ajustan exactamente, se puede establecer una tendencia. Estos valores si establecen características similares a los cupones de corrosión, ya que el patrón real (natural en campo) no es lineal.

Gráfica 18. *Modelo Montecarlo - Velocidad de corrosión Vs Velocidad de Fluido*



4 MODELO APLICADO

La simulación obtenida del estudio de predicción del presente documento, es comparada con cuatro (4) campos a nivel nacional – 21 pozos, los cuales muestran monitoreo de corrosión directa mediante cupones gravimétricos¹⁸ y análisis fisicoquímicos, esenciales para determinar la precisión del modelo.

En el anexo 2, se muestran los datos de los campos correspondientes con las variables fundamentales necesarias para el cálculo (datos fisicoquímicos), los datos de resultados de cupones gravimétricos y la velocidad de corrosión calculada.

Dentro de los campos se toman pozos al azar que cuenten con monitoreo gravimétrico y a su vez con muestras de fluido fisicoquímicos, estos últimos necesarios para realizar el cálculo de simulación de velocidad de corrosión.

De acuerdo con el modelo y como se observa en el anexo 2 y tabla 1, la simulación determina niveles de corrosividad que en algunos casos son casi idénticos a los de los resultados obtenidos por pérdida de corrosión en cupones gravimétricos, siendo acertado en el 70% de los pozos en cuales se compara el modelo con el monitoreo de corrosión interna (cupones).

¹⁸ Existen nuevas tecnologías de monitoreo de velocidad de corrosión tipo probetas, los cuales miden la pérdida de metal de la sonda (electrodo) con una resolución sumamente alta. Cuando existe un desgaste y/o pérdida de metal en el electrodo, este genera una resistencia eléctrica diferente a la original del elemento, la cual es medida por el procesador del equipo y traducida en Mills. Como consecuencia, se la puede utilizar prácticamente en cualquier entorno, a diferencia de los métodos electroquímicos que sólo se pueden utilizar en entornos esencialmente acuosos

Las variables analizadas y requeridas en las muestras tomadas en los fisicoquímicos son las ajustadas en el Anexo 1. En este, se indican además del % CO₂, H₂S, O₂, pH, T° y P, variables como BSR/BPA (bacterias sulfato reductoras y productoras de ácido), Cloruros, Índice de Langelier, composición del Gas (cromatografía), sólidos disueltos, sólidos totales, % de H₂O entre otras.

Los cuatro (4) campos productores de crudo y gas comparados con el modelo (anexo 4), indican velocidades de corrosión calculas muy cercanas a las reales por cupones, como por ejemplo 11,83mpy Vs 11,03mpy en el Pozo B del Campo 1 – Tabla 1.

TABLA 1. Comparación entre la Velocidad de Corrosión Calculada Vs Real

CAMPO 1	VCR*	VCC**	PRECISIÓN (%)
POZO A	17,70	14,71	83,11
POZO B	11,83	11,03	93,24
POZO C	8,06	6,55	81,27
POZO D	3,76	5,20	72,31
POZO E	5,87	4,25	72,40
POZO F	11,50	2,99	26,00
POZO G	0,41	8,43	4,86
POZO H	35,32	6,08	17,21
POZO I	3,94	5,76	68,40
POZO J	26,62	22,12	83,10

<u>CAMPO 2</u>	VCR	VCC	
POZO A	0,35	2,11	16,59
POZO B	27,09	4,53	16,72
POZO C	24,03	17,87	74,37
POZO D	7,63	3,41	44,69
<u>CAMPO 3</u>	VCR	VCC	
POZO A	0,35	8,30	4,22
POZO B	7,11	3,10	43,60
POZO C	13,81	18,70	73,85
<u>CAMPO 4</u>	VCR	VCC	
POZO A	8,36	7,20	86,12
POZO B	12,46	4,27	34,27
POZO C	2,07	5,61	36,90
POZO D	1,83	1,01	55,19

*VCR – Velocidad de Corrosión Real – Cupones

** VCC – Velocidad de Corrosión Calculada

CASO 1

Si bien existen desviaciones en algunas de las muestras entre los datos obtenidos calculados y los directos mediante cupones en el muestreo realizado, como el caso del Pozo H del Campo 1 (82,79% de desviación – Tabla 1), al analizar las demás variables relacionadas en los datos de laboratorio como BRS/BPA y contenido de sólidos disueltos, se observan altos niveles en estas variables.

Al observar la morfología de daño en el cupón gravimétrico de este pozo, se observa pérdida significativa de espesor del cupón debido a desgaste –

erosión y corrosión bajo deposito con daño por MIC (micro bacteriano) -
Figura 18.

TABLA 2. Porcentaje de regularidad de los diferentes pozos basados en
Velocidad de corrosión calculada y medida

	GENE RAL	GENER AL %	CAM PO 1	% CAMP O 2	CAM PO 2	% CAMP O 2	CAM PO 3	% CAMP O 3	CAM PO 4	% CAMP O 4
1-15	2	9,52	1	10	0	0	0	0,0	1	25
15-30	7	33,33	5	50	1	25	1	33,3	0	0
30-50	2	9,52	1	10	0	0	0	0,0	1	25
50-80	5	23,81	1	10	1	25	1	33,3	2	50
80-100	5	23,81	2	20	2	50	1	33,3	0	0
	21	100	10	100	4	100	3	100	4	100
PRECISIÓN DEL MODELO		52%		70%		25%		33%		50%

Figura 18. Mecanismo de daño por corrosión erosión y MIC evidenciado mediante
cupón de gravimétrico en el Pozo H



CASO 2

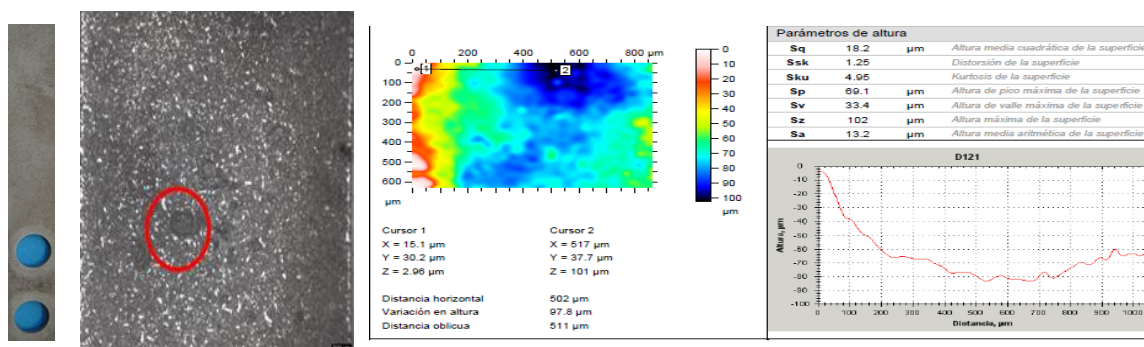
Para el pozo G, cuya velocidad de corrosión real (medida por cupón) es inferior a la calculada (predicha por el modelo), se observa que el $\%CO_2 = 15$ (medio), por ende, la presión parcial es alrededor de 7psi, que al igual que los criterios descritos en el anexo 3 de NACE, establece que, para esta presión, la susceptibilidad de corrosión es moderada (media), sin embargo, el cupón de corrosión no evidencia morfología de daño asociado a este mecanismo ni a otros como en el caso 1.

Al realizar un análisis de las variables asociadas para determinar por qué el cupón no evidencia daño en la superficie si el fluido presenta $\%CO_2=15$, se observa que este pozo se encuentra incluido en la estrategia de tratamiento químico del campo, por lo que se concluye que las variables del gas asociado del fluido sí presentan alta tendencia a corrosión por CO_2 , pero se encuentra en control debido a su tratamiento químico. Esto mismo se concluye cuando se realiza una revisión igual en el pozo A del campo 3, el cual se encuentra en control, pero con alta velocidad de corrosión calculada.

CASO 3

Dentro de los pozos tomados al azar, usados para el ejercicio del presente documento y teniendo en cuenta los resultados con mayor precisión entre la velocidad de corrosión calculada Vs Real, se tiene por ejemplo el Pozo B del Campo 1, el cual presenta un 93% de acierto ($VCR=11,83\text{mpy}$ Vs $VCC=11,03\text{mpy}$). Al analizar las demás variables relacionadas en los datos de laboratorio, no se observan condiciones adicionales a las relacionadas con probabilidad alta de CO_2 y nivel de cloruros, por ende, este pozo es altamente susceptible a corrosión por CO_2 y la velocidad de corrosión es alta. Al observar la morfología de daño en el cupón gravimétrico de este pozo – Figura 19, se observa mecanismo de daño asociado a CO_2 , es decir se tiene una tendencia corrosiva la cual se puede identificar claramente tanto con el modelo de predicción como el de medición directa mediante cupón gravimétrico.

Figura 19. Mecanismo de daño por CO_2 evidenciado mediante cupón de corrosión



Relacionando los resultados de los 21 pozos con el nivel de valoración¹⁹ establecido según NACE, se observa una similitud de valoración entre Severo, Alto, Medio y Bajo del 71,67%, lo que se considera una precisión buena teniendo en cuenta las múltiples variables analizadas – Tabla 3.

Como se describe en los tres casos, el modelo determina una velocidad de corrosión muy aproximada a la velocidad de corrosión real medida mediante cupones gravimétricos instalados en las líneas de superficie e incluyendo mecanismo de daño asociado al CO₂ y lo que para este determina variables esenciales tales como velocidad de flujo, pH, diámetro de la tubería, tipo de material, temperatura y presión.

TABLA 3. Coincidencia entre las valoraciones de tendencia a la corrosión entre los Cupones y Modelo

NIVELES DE VALORACIÓN	CAMPO 1	CAMPO 2	CAMPO 3	CAMPO 4
BAJO	0	1	0	0
MEDIO	3	1	1	2
ALTO	1	0	0	1
SEVERO	3	1	1	0
TOTAL	10	4	3	4
SIN VALORACION	3	1	1	1
% COINCIDENCIA	70,0	75,0	66,7	75,0
TOTAL % COINCIDENCIA ENTRE VALORACIONES	71,67			

¹⁹ Los niveles de valoración Severo, Alto, Medio y Bajo, corresponden a la escala practica de advertencia en la cual se determinan los niveles de corrosión actuales y su factor de riesgo, con el fin de tomar decisiones

Los resultados no coincidentes, al ser analizados, revelan otros patrones de mecanismos de daño asociados como corrosión-erosión, los cuales son analizados de manera detallada e individual.

Teniendo en cuenta la velocidad de corrosión erosional del fluido debido al material sólido particulado en suspensión (tipo arena, lodo, arcilla, etc), se puede determinar una velocidad de corrosión general acelerada e incluirla a la velocidad de corrosión calculada mediante el modelo, como el del caso 1 anteriormente mencionado.

En el caso 1, el cupón de corrosión presenta daños relevantes debido a corrosión-erosión, sin embargo, el modelo indica una susceptibilidad baja de corrosión por CO₂. No obstante, al realizar el cálculo de velocidad erosional de acuerdo con 2.3.1 se establece una pérdida de aproximadamente 12mpy adicionales, para lo cual se tendría una velocidad de corrosión total aproximada de 18mpy Vs 35mpy por cupón.

Mediante el modelo de Montecarlo, las predicciones matemáticas pueden ser realizadas asociando números aleatorios (variables esenciales) para realizar proyecciones en el tiempo y determinar velocidades de corrosión en el futuro, que nos ayuden a tomar decisiones anticipadas y evitar daños asociados a la salud, medio ambiente y a la producción de las empresas. Es muy importante que la corrida del modelo, sea realizada con datos fisicoquímicos en fechas similares a los que se monitorea con cupones gravimétricos, teniendo en cuenta que la variabilidad en el tiempo del fluido es fundamental, sin embargo, la naturaleza de un fluido corrosivo por lo general lo sigue siendo, solo que cambia su concentración y/o %, pero su agresividad no.

En el anexo 1, se encuentra la base de datos del campo 1, donde se indican los valores recolectados y las simulaciones relacionadas de cálculo de velocidad de corrosión y las predicciones con respecto a la presión, temperatura, %CO₂, diámetro y velocidad de flujo entre otros.

Dentro de las consideraciones se tiene, por ejemplo:

- Si el pozo X - (sin afectación del patrón de recobro) contiene un porcentaje pequeño de CO₂ (1ppm) y este presenta un corte de agua igual o menor a 15%, puede presentar corrosión por CO₂ si las variables de presión y temperatura se ajustan para que exista esta corrosión. Sin embargo, Sí este pozo entra a ser afectado por un patrón de recobro, la probabilidad de corrosión aumenta debido a que el porcentaje de agua es mayor y por ende así la concentración de CO₂ propia del Pozo sea baja, la disolución del CO₂ en el agua es mayor.
- Si este pozo X presenta un corte de agua bajo, el CO₂ no tiene en donde disolverse y su disolución es en gran medida menor.
- Por otro lado, si el mismo pozo X presenta un corte de agua alto (>50%), el CO₂ tiene el medio para disolverse y la probabilidad de corrosión es mayor, sin embargo, esto no garantiza que existan velocidades de corrosión elevadas, debido a que esta velocidad no depende necesariamente de estas variables, sino de otras tales como T^o, presión, velocidad del fluido, diámetro, etc.

Es muy importante que el agua de recobro sea de la mejor calidad y de hecho lo es en la mayoría de los campos donde se ha incluido recobro por inyección de agua, y no necesariamente el agua de inyección debe contener CO_2 , de hecho, la concentración de CO_2 de ser $<10\text{ppb}$. El CO_2 proviene del yacimiento ya sea en pequeñas o en grandes cantidades, sin embargo, al introducir agua en mayores o menores cantidades, el CO_2 inicia su proceso de disolución en el agua formando Acido Carbónico (H_2CO_3) el cual es el que finalmente ataca el acero al carbono y produce picado.

- Para determinar la velocidad de corrosión del CO_2 , se hace necesario verificar la mayor cantidad de variables posibles pues esto no depende solo de la concentración de CO_2 y el volumen de agua como se indicó anteriormente. Cualquiera de las siguientes opciones puede producir velocidades altas de corrosión, sin embargo, con mayor o menor probabilidad:
 - i. Alta concentración de CO_2 - Alto % de agua
 - ii. Alta concentración de CO_2 - bajo % de agua
 - iii. Baja concentración de CO_2 - Alto % de agua
 - iv. Baja concentración de CO_2 - Bajo % de agua

La experiencia, las evidencias, mediciones y cálculos de los campos donde existen concentraciones (así sean mínimas de CO_2) indican que con **altas tasas (%) de agua** existe una mayor velocidad de corrosión por picado producto del CO_2 (opciones i y iii de las mencionadas anteriormente), debido a que el CO_2 tiene una mayor fuente de disociación (el agua), sin embargo, no quiere decir que con las opciones anteriores no exista corrosión, solo que la probabilidad es menor.

La validación del modelo y las velocidades calculadas, se realizan tanto de los pozos de la misma formación que eran de producción y ahora son pozos convertidos a recobro. Si existe una data de información de velocidades de corrosión por cupón antes de ingresarlo a recobro y después de ingresarlo a recobro, se pueden comparar estos datos y validarlos con una corrida del simulador (predicción). El objetivo es que, con las variables del modelo, se tenga la capacidad de predicción a futuro, cuál sería la velocidad de corrosión en caso de incrementar el corte de agua en los pozos. En el documento, se evidencia que en el 70% de los casos, la velocidad de corrosión medida por cupón gravimétrico, es similar a la calcula por el modelo como se indica en las tablas 2 y 3.

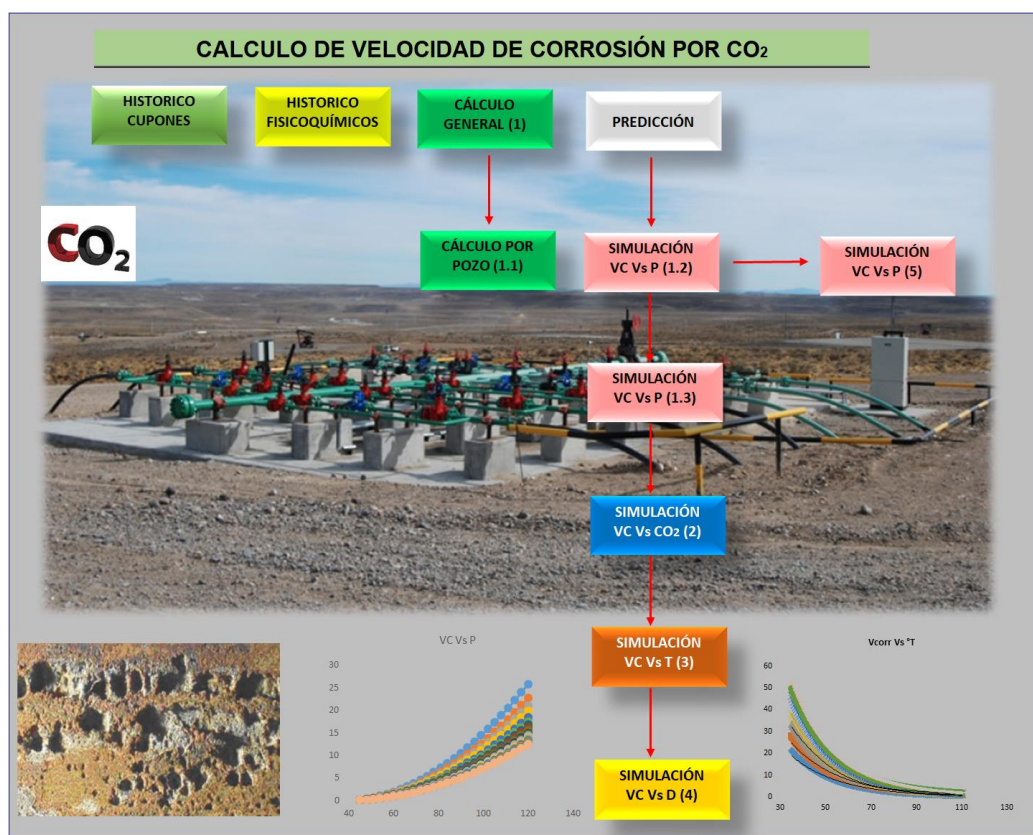
El modelo predice la velocidad de corrosión de acuerdo a unos cálculos y estimaciones estadísticas y de probabilidad (Montecarlo) de las variables que se ingresen al simulador. La validación del ejercicio, se realizó con datos de cuatro (4) campos en el país, dando como resultado precisión en el 70% de los casos, es decir de los 21 pozos valorados, 14 presentan velocidades de corrosión casi iguales (precisión de hasta 93%) (con la misma valoración). En consideración a la valoración, se usa como norma las publicaciones NACE.

4.1 MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo de simulación es realizado bajo ambiente Excel en hojas de cálculo independientes y con macros para el modelo de Montecarlo. Dentro del modelo, cada hoja determina la predicción para las variables Temperatura, Presión, Concentración de CO₂, Velocidad de flujo y Diámetro.

Para la simulación, se selecciona un pozo, luego el modelo realiza un filtro en la base de datos tanto de cupones de corrosión como de fisicoquímicos, posteriormente realiza los cálculos de acuerdo a Waard & Milliams y a Waard & U. Lotz y mediante macros realiza iteraciones con valores aleatorios de las variables seleccionadas en cada hoja, seleccionando en los en cada uno de los íconos de la primera hoja y como se indica en la figura 20.

Figura 20. Inicio de Modelo

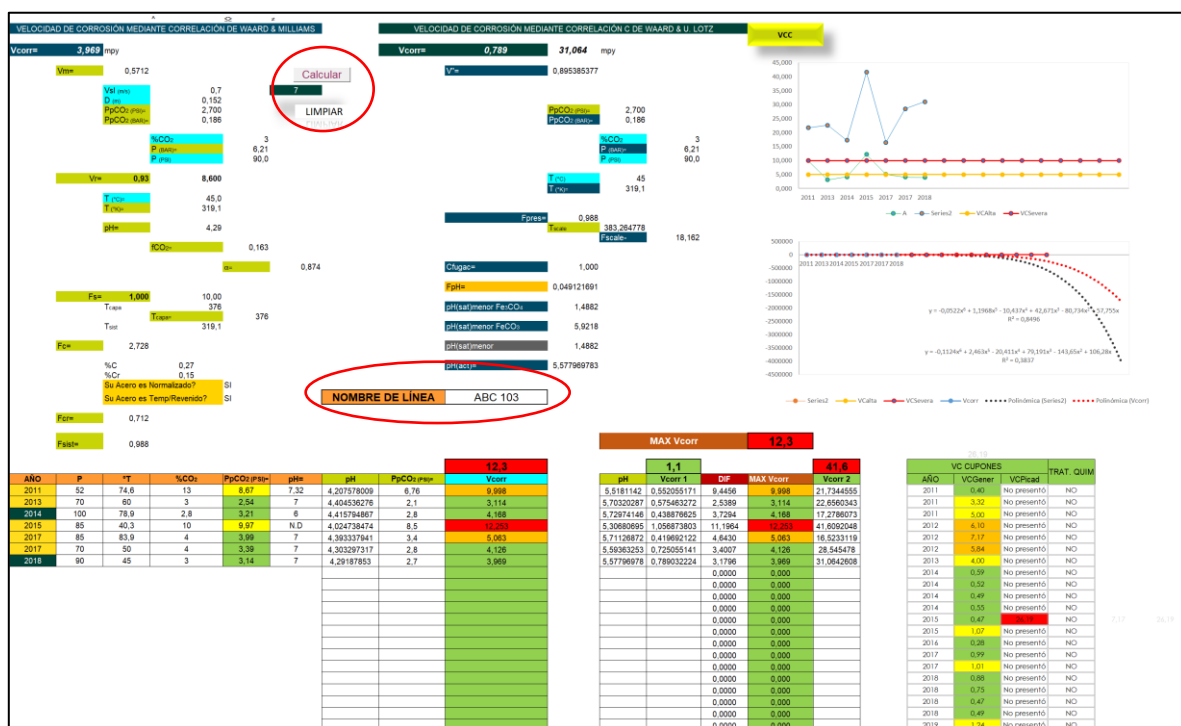


Al seleccionar el icono “Cálculo por Pozo (1.1)” en la Hoja VCC, ingresa a la hoja cálculo 1.1, como se indica en la figura 22.

Figura 21. Variables - Ventana Cálculo General

VELOCIDAD DE CORROSIÓN CORRELACION DE WAARD & MILLIAMS		VELOCIDAD DE CORROSIÓN MEDIANTE CORRELACIÓN C DE WAARD & U. LOTZ																									
Vcorr=	94,008 mpy	2,39 mm/año	Vcorr= 21,875 861,205 mpy																								
Vm=	117,6352	Vm=	29,60098604																								
<table border="1"> <tr><td>Val (mm)</td><td>0,8</td></tr> <tr><td>D (mm)</td><td>0,1524</td></tr> <tr><td>PpCO2 (mmHg)</td><td>500,000</td></tr> <tr><td>PpCO2 (BARa)</td><td>34,475</td></tr> <tr><td>%CO2</td><td>100</td></tr> <tr><td>P (atm/año)</td><td>34,48</td></tr> <tr><td>P (atm)</td><td>500,0</td></tr> </table>	Val (mm)	0,8	D (mm)	0,1524	PpCO2 (mmHg)	500,000	PpCO2 (BARa)	34,475	%CO2	100	P (atm/año)	34,48	P (atm)	500,0		<table border="1"> <tr><td>PpCO2 (mmHg)</td><td>500,000</td></tr> <tr><td>PpCO2 (BARa)</td><td>34,475</td></tr> <tr><td>%CO2</td><td>100</td></tr> <tr><td>P (atm/año)</td><td>34,48</td></tr> <tr><td>P (atm)</td><td>500,0</td></tr> </table>	PpCO2 (mmHg)	500,000	PpCO2 (BARa)	34,475	%CO2	100	P (atm/año)	34,48	P (atm)	500,0	
Val (mm)	0,8																										
D (mm)	0,1524																										
PpCO2 (mmHg)	500,000																										
PpCO2 (BARa)	34,475																										
%CO2	100																										
P (atm/año)	34,48																										
P (atm)	500,0																										
PpCO2 (mmHg)	500,000																										
PpCO2 (BARa)	34,475																										
%CO2	100																										
P (atm/año)	34,48																										
P (atm)	500,0																										
Vr= 2,25	177,715	T (°C)	45																								
T (°C)	45,0	T (°C)	319,1																								
pH=	3,16	Fpres=	0,934																								
%O2=	30,140	T (atm)	314,845604																								
α=	0,874	Fscale	0,791																								
Fs= 0,145	1,40	Cfusac=	1,001																								
T (°C)	317	FpH=	1																								
T (°C)	325	pH(sat)menor	1,1026																								
T (°C)	319,1	pH(sat)menor	4,4249																								
Fc= 2,728	2,728	pH(sat)menor	1,1026																								
%C	0,27	pH(act)=	4,44397442																								
%Cr	0,15																										
Su Acero es Normalizado?	SI																										
Su Acero es Temp/Revenido?	SI																										
Fcr=	0,712	AREA=	0,018 m²2																								
Fast=	0,934		28,274 m²2																								
			182,414 cm²2																								

Figura 22. Ventana Cálculo por Pozo (1.1)



Las bases de datos muestran para cada pozo y por cada monitoreo, variables como se indican en el Anexo 1.

VELOCIDAD DE CORROSIÓN MEDIANTE CORRELACIÓN DE WEAARD & WILLIAMS

Vcorr = **1,877** mpy

View = 15,6755

Vel (mm) 0.7
D (mil) 0.152
P_{CO2} (atm) 74.100
P_{CO2} (atm) 5.109

%CO₂ 26
P (atm) 19.65
P (psi) 285.0

View = **2.30** **229.252**

T (°C) 110.0
T (°F) 384.1

pH 3.83

%O₂ 4.827

ρ = 0.945

F_{Fe} = -0.763 0.17
T_{Fe} 382
T_{Fe} 384.1 342

F_{Cr} = 2.728

%C 0.27
%Cr 0.15

Si Acero es Normalizado? SI
Si Acero es Temp/Revenido? SI

F_{Fe} = 0.712
F_{Fe} = 0.984

P T %CO₂ D

45 35 1.31 56.028492
75 35.5 1.81 44.519881
105 36 2.31 53.040838
135 36.5 2.81 51.623151
165 37 3.31 50.240379
195 37.5 3.81 48.997932
225 38 4.31 46.770437
255 4.41 46.1166858

Vcorr =

Vcorr 1 Vcorr 2

1.66416834 65.518435
1.64790769 64.872555
1.63118447 64.240028
1.61508441 63.605932
1.60322324 63.048185
1.58484597 62.369632
1.5695958 61.723987
1.54474749 61.166858

VELOCIDAD DE CORROSIÓN MEDIANTE CORRELACIÓN C DE WEAARD & U. LOTZ

Vcorr = **0.683** **347.862** mpy

V_{Fe} = 66.47074198

P_{CO2} (atm) 74.100
P_{CO2} (atm) 5.109

%CO₂ 26
P (atm) 19.65
P (psi) 285

T (°C) 110.0
T (°F) 384.1

F_{Fe} = 0.984
F_{Fe} = 336.835264
F_{Fe} = 0.133

Clap_{Fe} = 1.001
F_{Fe} = 1

pH_{Fe} (minor) FeCO₃ 1.2429
pH_{Fe} (minor) FeCO₃ 4.9723
pH_{Fe} (minor) 1.2429
pH_{Fe} (H₂) 5.164823742

VCC

Vcorr Vs T

Vcorr = 45 mpy T = 35°C
Vcorr = 105 mpy T = 75°C
Vcorr = 165 mpy T = 105°C
Vcorr = 195 mpy T = 135°C
Vcorr = 225 mpy T = 165°C
Vcorr = 255 mpy T = 195°C
Vcorr = 285 mpy T = 225°C
Vcorr = 315 mpy T = 255°C

Exponential
Vcorr = 45 mpy T = 35°C
Exponential
Vcorr = 105 mpy T = 75°C
Polynomial
Vcorr = 165 mpy T = 105°C
Polynomial
Vcorr = 195 mpy T = 135°C

T Vcorr = 45 mpy T = 35°C Vcorr = 105 mpy T = 75°C Vcorr = 165 mpy T = 105°C Vcorr = 195 mpy T = 135°C Vcorr = 225 mpy T = 165°C Vcorr = 255 mpy T = 195°C Vcorr = 285 mpy T = 225°C Vcorr = 315 mpy T = 255°C

30 40 50 60 70 80 90 100 110 120

0 10 20 30 40 50 60

139

concentración del CO_2 o del H_2S en la fase acuosa también depende de la temperatura. El CO_2 disuelto en la fase líquida está en equilibrio con el CO_2 presente en la fase gaseosa, sin embargo, a medida que aumenta la temperatura la disolución del CO_2 disminuye en la fase líquida, puesto que el agua genera calor latente y vaporización, disminuyendo la velocidad de corrosión.

5 PLANES DE MITIGACIÓN

Cuando se implementa inyección de agua en pozos productores de crudo y estos intrínsecamente presentan concentraciones de CO_2 , H_2S , altas BSR/BPA, sólidos etc., la susceptibilidad de daño aumenta debido a la reacción de estos elementos (especialmente CO_2 , H_2S), los cuales son solubles en agua y generan ácidos débiles que degradan de una manera acelerada la infraestructura de acero.

No necesariamente existe corrosión si los fluidos presentan CO_2 , H_2S en presencia de agua, para que esta condición de corrosión se produzca, son necesarias una serie factores que ayuden a que esto ocurra, entre ellos la presión que hace un papel fundamental, la temperatura, la velocidad del fluido etc., como se describe anteriormente en los ítems 2.3 y 3 del presente documento.

La velocidad de corrosión determinada por métodos matemáticos (presente modelo), cupones de corrosión y/o por inspección directa, debe ser analizada de manera integral con base en los criterios y juicios de expertos, teniendo en cuenta la gran variabilidad de los fluidos en el yacimiento.

Los fluidos del yacimiento por lo general son cambiantes y por ende, deben ser monitoreados constantemente para determinar su nivel de corrosividad. Los análisis fisicoquímicos dan una visión solo del momento en el cual estos están siendo tomados, sin embargo, pueden darnos un enfoque y/o perspectiva interesante para determinar la condición corrosiva de los fluidos y son las entradas fundamentales para realizar cálculos de predicción como el actual.

Una vez establecida la velocidad de corrosión ya sea por métodos matemáticos (presente modelo), cupones de corrosión y/o por inspección directa, se debe desarrollar una valoración de riesgo mediante prácticas recomendadas y/o procedimientos establecidos como los descritos en API 580/581 teniendo en cuenta la probabilidad de falla y la consecuencia, para generar un plan de inspección y mantenimiento idóneo. Un plan de inspección abarca todo lo relacionado a los NDT (Nondestructive Testing – Ensayos no Destructivos) que se requieren para garantizar la búsqueda de discontinuidades y/o defectos en la superficie, según los mecanismos de daño evaluados y su probabilidad de falla, inclusión de tratamiento químico y/o cambio de metalurgia.

En el plan de inspección y mantenimiento es clave determinar la fecha y frecuencia y/o intervalo de inspección. Estos tiempos de intervalo de inspección pueden ser aumentados o disminuidos según la evaluación realizada en el análisis de RBI.

Un incremento en los tiempos de inspección evaluando el riesgo, ayuda al ahorro de costos tanto de mantenimiento como de inspección y adicionalmente se asegura cual es el verdadero riesgo que puede tener cada uno de los activos evaluados, en este caso líneas de producción.

5.1 PLAN DE INSPECCIÓN Y MONITOREO

Un análisis idóneo estableciendo las velocidades de corrosión ajustadas en el modelo y las tomadas en campo, pueden ayudar considerablemente a tomar decisiones acertadas para determinar el plan de inspección y monitoreo.

Es necesario adelantar valoraciones extras en los pozos donde el modelo predice alta susceptibilidad de daño, realizando:

- a. Un monitoreo adicional de cupón de corrosión²⁰.
- b. Un análisis fisicoquímico de manera inmediata y cálculo mediante el método propuesto.
- c. Comparación entre el modelo y el cupón.
 - ✓ Si la valoración entre el cupón y el modelo es igual – incluir en la estrategia de tratamiento químico de manera inmediata.
 - ✓ Si la valoración no coincide y la velocidad de corrosión del cupón es > que la calculada, instalar nuevamente cupón de corrosión²¹ y realizar revisión en la estrategia de mantenimiento de pozos, es posible que este haya tenido una estimulación, well service, WO (cañoneo) etc., y por ende un incremento en la velocidad de corrosión por ácidos estimulantes usados. Finalizado el tiempo de exposición determinar velocidad de corrosión, si es alta y/o severa, incluir en la estrategia de tratamiento químico de manera inmediata. Si la valoración es baja, realizar seguimiento con frecuencia mayor y realizar corrida mediante modelo. Realizar análisis de datos, pero se concluye que el pozo no tiene tendencia corrosiva por CO₂.
 - ✓ Si la velocidad de corrosión calculada es mayor que la del cupón, realizar análisis de variables adicionales observables en los resultados de laboratorio.
- d. Si la velocidad de corrosión calculada es mayor que la del cupón, verificar si el pozo se encuentra incluido en la estrategia de tratamiento químico y

²⁰ Se recomienda tiempo de exposición para todos los cupones de 45 días, sin embargo, no deben ser inferior a 30 días y máximo de 90 días, en caso de ser requeridos.

²¹ Se puede realizar el monitoreo mediante herramientas tecnológicas tipo probetas.

determine variables adicionales observables en los resultados de laboratorio.

Las inspección de las líneas de superficie usadas para el recobro mejorado mediante inyección de agua, requieren generalmente revisión tanto interna como externamente, inspección visual a las líneas en parte externa²², inspección mediante ensayo de ultrasonido (medición de espesores técnica Scan A y Scan B), MFL (magnetic flux leakage – fuga de campo magnético), Ondas Guiadas, EMAT (Electro Magnetic Acoustic Transducers – transductores acústicos electro magnéticos), etc., que ayuden a determinar si existe pérdidas internas de espesor (estos procedimientos se encuentran en su mayoría establecidos por el dueño u operador). Es fundamental crear el plan de inspección idóneo para descartar eventos que puedan generar incidentes con riesgos a la salud, medio ambiente y producción.

Los accesorios (tipo codos, té, uniones, reducciones, válvulas, etc.), cambios de dirección, loops, piernas muertas, branch conection (conexiones), zona de inclusión de tratamiento químico etc., deben ser especialmente monitoreados teniendo en cuenta que el fluido presente en estas zonas puede ser propicio para precipitar CO₂, H₂S, existir depósitos que favorecen el crecimiento de colonias – microorganismos que aceleran el proceso de corrosión y/o procesos erosivos por fluidos con sólidos en suspensión.

Se recomienda siempre realizar un análisis extra con toda la información necesaria y determinar la mejor estrategia de monitoreo y mantenimiento. Se entiende que los

²² En la inspección se debe determinar todos los mecanismos de daño presentes y su dimensionamiento. Dentro de los daños se deben identificar focos de corrosión activos, CUI, daños mecánicos y deformaciones.

tratamientos químicos son costosos y adicionalmente requieren de limpieza extrema en el interior de la tubería. Los inhibidores fílmicos deben tener una adherencia a la superficie para que protejan de la corrosión, sin embargo, se requiere también un estudio para determinar cuál es el mejor y más acertado.

Cabe destacar que los puntos de inyección de inhibidores son altamente corrosivos, por eso es esencial que se realice el monitoreo mediante ultrasonido – medición de espesores en estos puntos.

Si la velocidad de corrosión es muy alta y no puede ser controlada, se debe tomar medidas de recubrimientos internos en tuberías y/o cambios de materiales.

El análisis de riesgo R.B.I (risk based inspection) es necesario para determinar el nivel de riesgo expuesto en las líneas, sin embargo, este puede tener un análisis equivocado dependiendo de cuan acertado es su evaluación, su validez no debe ser infundada en la metodología propia de la práctica recomendada como un sistema de gestión, por lo tanto, esta no aplica ni funciona al 100% cuando:

- La información incorrecta o faltante.
- Los diseños inadecuados o instalación de equipos defectuosos.
- Los equipos operan fuera de las iows (ventanas operativas) aceptables²³.
- No ejecutar con eficacia los planes.
- Falta de personal o el trabajo en equipo cualificado.
- La falta de ingeniería acertada o un juicio operacional.

²³ Condiciones a las cuales es diseñado y operado el equipo, por ejemplo, presión y temperatura de operación

La utilización de R.B.I proporciona un vehículo para la mejora continua de la inspección de instalaciones y reduciendo sistemáticamente el riesgo asociado con los fallos de límite de presión. A medida que nuevos datos (como resultados de las inspecciones y las experiencias de la industria con procesos similares) esté disponible o cuando se producen cambios (por ejemplo, las condiciones de operación), una reevaluación del programa R.B.I se puede realizar, el cual proporcionará una vista actualizada de los riesgos, por lo tanto, los planes de gestión de riesgos deberían entonces ser debidamente ajustada.²⁴

El taller de RBI debe ser desarrollado mediante el procedimiento establecido por el dueño u operador y teniendo en consideración todos los pasos descritos en la práctica recomendada API 580 – 16.2.

El equipo de trabajo, debe ser integrado por personal calificado y competente en todas y cada una de las áreas correspondientes, dentro de los cuales se tienen:

- **Un (1) Líder del taller:** el cual es un Ingeniero Especialista con alta experiencia y conocimiento en la metodología de Inspección RBI.
- **Un (1) Inspector o Especialista en Inspección:** Una persona a cargo de la inspección y recopilación de los datos e historial del equipo en estudio.
- **Un (1) Operador y/o Supervisor:** Persona a cargo de la planta y/o la facilidad a ser evaluada. Persona encargada de comprobar que los equipos se encuentren operando dentro de las IWO (ventanas operativas).

²⁴ API 580

- **Un (1) Especialista en Corrosión:** Una persona encargada de evaluar los mecanismos de daño presente y su severidad, descritos por el especialista de inspección.
- **Un (1) Ingeniero de Integridad:** Persona encargada del manejo y la gestión del mantenimiento e inspección de los activos.
- **Un (1) Analista de riesgos:** Persona encargada de reunir todos los datos del taller de RBI y responsable de verificar la veracidad de la información, calidad y cantidad de los datos y calcular manualmente el riesgo.
- **Un (1) Analista Ambiental y de seguridad:** Responsable de proporcionar datos de los sistemas y regulaciones ambientales y de seguridad, así mismo es la responsable de evaluar y mitigar la consecuencia de falla (COF).
- **Un (1) Analista financiero:** Persona responsable de proporcionar datos sobre los costos de las instalaciones y los equipos, así como evaluar y mitigar la consecuencia de falla (COF).
- **Personal de evaluación de riesgos:** Personas con conocimientos avanzados de análisis de riesgos y evaluación de metodologías de RBI.
- **Otros miembros:** Persona encargado de recopilar la información, realizar seguimiento y acompañamiento en las actividades del taller.

Todos los miembros del taller y evaluación de la metodología de RBI, deben demostrar sus conocimientos en la evaluación y esta familiarizados con los conceptos de la metodología.

6 CONCLUSIONES

- La Integridad de las tuberías son un gran desafío para el control de la corrosión en la Industria Petrolera, debido a la disolución de gases como CO_2 y H_2S en el agua, que al reaccionar generan ácidos muy nocivos, generando corrosión acelerada en la tubería de acero al carbono. Los mecanismos de daño presentes en estas tuberías, resultan de la combinación de los elementos asociados propios del fluido tales como el CO_2 y el H_2S más un medio húmedo, los cuales elevan el riesgo de falla de cada uno de los equipos involucrados.
- Con los resultados obtenidos mediante predicción en cuatro (4) campos a nivel nacional y 21 pozos elegidos, el modelo predijo entre la valoración obtenida general y mediante el monitoreo directo (cupones gravimétricos) en el 71% de los casos, lo cual se considera de resultados de aceptabilidad buena. Adicionalmente el modelo aserto en los cálculos de velocidad de corrosión en 80% en 5 de los pozos evaluados y en 1 de ellos llego hasta el 93% con respecto a la velocidad de corrosión obtenido mediante cupones gravimétricos.
- Las tendencias calculadas de velocidad de corrosión mediante el método de Montecarlo desarrollado en el presente trabajo, se ajustan a los modelos probabilísticos y matemáticamente se puede concluir que el modelo concuerda a lo que puede suceder en campo, es decir, el modelo realizado demuestra una precisión de hasta el 70%, lo cual es un % alto, teniendo en cuenta que, comparando con otros simuladores, estos cuentan con una confiabilidad menor al 50% en comparación con cupones de corrosión.

- Con el modelo matemático y estadístico realizado, las variables esenciales que se contemplaron para la predicción son; CO₂, H₂S, Presión, Temperatura, Velocidad de flujo y diámetro. El pH por su parte, es calculado de acuerdo con los modelos de Waard & Millian y Waard & U. Lotz y que a la vez depende de la presión parcial del gas evaluado y esta a su vez depende de la presión, la cual es un valor aleatorio. Estas variaciones en las variables, demuestran en todos los casos una clara tendencia identificada y demostrada como se indica en el ítem 3, para cada uno de los casos.
- Las altas velocidades de corrosión encontradas en las líneas evaluadas deben ser controladas mediante tratamiento químico. Si este no es suficiente, reevaluar el tratamiento y/o realizar un cambio de materiales. El agua incluida en la inyección para recobro, aumenta la corrosión en los campos cuyo corte de agua es inferior al 35%, por lo tanto, se debe enfocar esfuerzos en predecir el nivel de corrosión por CO₂, H₂S, debido a que estos disueltos en agua son los más agresivos agentes en los campos productores de hidrocarburos.
- En los casos donde existe una diferencia significativa entre el modelo y el monitoreo directo, se realiza un análisis minucioso y se determina que la pérdida de material del cupón, se debe a mecanismos de daño de corrosión – erosión, por lo tanto, se debe ajustar el modelo a mecanismos de daño asociados no solo a la corrosividad de los gases evaluados como CO₂, H₂S, sino también a partículas y/o sólidos en suspensión, los cuales son igualmente perjudiciales para los activos.

BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Avoiding Environmental Cracking in Amine Units. Third Edition. API 945. NW Washington. June 2003. 36p.
2. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry, Recommended Practice 571. API 571. First Edition. NW Washington. December 2003. 270p.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Fitness-For-Service, API 579-1/ASME FFS-1, Second Edition. NW Washington. June 2007. 1128p.
4. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Inspection of Pressure Vessels (Towers, Drums, Reactors, Heat Exchangers, and Condensers), Second Edition. API 572. NW Washington. February 2001. 80p.
5. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration, Ninth Edition. API 510. NW Washington. June 2006. 70p.
6. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk Based Inspection, API Recommended Practice 580. Second Edition. API 580. NW Washington. November 2009. 96p.
7. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk-Based Inspection Technology, API Recommended Practice 581. Second Edition. API 581. NW Washington. September 2008. 654p.

8. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. Fourth Edition – Addendum 2. API 653. NW Washington. January 2012. 170p.
9. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Boiler and Pressure Vessel Code an International code. Rules for Construction of Pressure Vessels. 2010 Edition. ASME Sec VIII Div I. NW Washington. July 2010. 798p.
10. GAS PROCESSORS SUPPLIERS ASSOCIATION. Engineering Data Book. Twelfth Edition - FPS Version. GPSA. Tulsa, Oklahoma. 2004. 821p.
11. G.M. Buchheim, "Maneras de hacer frente a medio húmedo con H₂S grietas revelado por el estudio," Oil and Gas Journal, 9 de julio, 1990, pp 92-96.
12. MPC Informe FS-26, de Aptitud para los procedimientos de evaluación de servicio para recipientes a presión de operación, tanques, y tuberías en el servicio de refinería y químicas, Proyecto 5, octubre de 1995, propiedades de los materiales del Consejo, Nueva York, 1995.
13. NACE Standard RP0296, Directrices para la detección, reparación y mitigación de Cracking de los actuales Petróleo Refinería de vasijas presión en ambientes húmedos, H₂S NACE International, Houston, TX.
14. NACE Standard RP0472, métodos y controles para prevenir el agrietamiento en el servicio ambiental de Piezas soldadas de acero al carbono en ambientes corrosivos refinación de petróleo, NACE International, Houston, TX.

15. NACE publicación 8X194, Materiales y Prácticas de Fabricación para recipientes a presión nuevos usados en mojado Servicio de H₂S Refinería, NACE International, Houston, TX, 1994.
16. NACE MR0103 de materiales resistentes al estrés sulfuro de Craqueo en las refinerías de petróleo Corrosivo Entornos, NACE International, Houston, TX, 2003.
17. NACE MR0175/ISO 15156 - Petroleum and natural gas industries, materials for use in H₂S containing environments in oil and gas production ((latest revision))
18. NACE MR0176-2012 - Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfield Environments
19. NACE SP0775-2013 - Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.
20. NACE SP0106-2006 - Control of Internal corrosion in steel pipelines and piping systems.
21. SANTOS SANTOS Nicolas. Diseño y Operación de Unidades de Tratamiento y Procesamiento de Gas Natural – Plantas de Tratamiento de Gas Natural. Bucaramanga. Especialización en Ingeniería de Gas 2013. 3221p
22. RB Nielson et al, "corrosión en los sistemas de aminas refinería", Documento N ° 571, CORROSION/95, NACE Internacional, Houston, TX, 1995.

23. R.D. Kane, R.J. Horvath y M.S. Cayard, Editores, "Cracking medio húmedo con H₂S de aceros al carbono y Piezas soldadas, "NACE International, Houston, TX, 1996.

24. UOP. Manual de Entrenamiento. Edición 1978. Illinois. 1978. 593p. UOP.

INFOGRAFÍA

1. <https://revistas.unal.edu.co/index.php/dyna/article/view/1713/11605>
2. <https://sites.google.com/site/bioingenieriauv15/unidad-2-biorreactores-y-su-aplicacion/2-3-reactor-de-flujo-piston>
3. <https://sites.google.com/site/flujomultifasicogasliquido2017/definiciones-de-patrones-de-flujo-y-clasificaciones>

ANEXO 1. VARIABLES ESENCIALES FISICOQUÍMICAS MÍNIMAS NECESARIAS RECOMENDADAS PARA EL ANÁLISIS DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN

	ANÁLISIS IN SITU (MATRIZ AGUA)								ANÁLISIS EN LABORATORIO (MATRIZ AGUA)																							
MUESTRA DE AGUA (SI/NO)	T (°C)	pH	CO ₂ (ppm)	O ₂ (ppm)	H ₂ S (ppm)	Hierro Fe ²⁺ (ppm)	BS &W (%)	Alcalinidad (ppm)	BSR (NMP/100ml)	BSR (UFC/100ml)	BSR (Bacterias/ml)	BPA (UFC/100ml)	Alcalinidad (ppm)	Bario (ppm)	Bicarbonatos (ppm HCO ₃)	Calcio (ppm)	Carbonatos (ppm CO ₃ ²⁻)	Cloruros (ppm Cl ⁻)	Conductividad (µS /cm)	Dureza Total (ppm CaCO ₃)	Hierro (ppm)	Magnesio (ppm)	Manganeso (ppm)	pH	Potasio (ppm)	Sodio (ppm)	Sólidos disueltos (ppm)	Sólidos totales (ppm)	Sulfatos (ppm SO ₄ ²⁻)	Índice de Langelier	Estroñcio (ppm)	Ácido acético (ppm)
SI	59	7	35	N.D	0	10	50.69	360	1600	N.D	N.D	N.D	132.66	1.80	132.66	63.48	0.00	483.8925	1669.00	177.18	1.26	4.59	0.24	7.30	16.98	258.31	967.00	1212.00	<2	-0.24	2.59	18.23

	ANÁLISIS IN SITU (MATRIZ GAS)									ANÁLISIS EN LABORATORIO ((MATRIZ GAS)																		
MUESTRA DE GAS (SI/NO)	Presión (psi)	CO2 (%)	O2 (%)	H2S (ppm)	Agua (ppm)	H2S (% molar)	pCO2 (psia)	pH2S (psia)	Relación CO2:H2S	CO2 (%molar)	N2 (%molar)	Metano (% molar)	Etano (% molar)	Propano (% molar)	Iso - Butano (% molar)	n - Butano (% molar)	Iso - Pentano (% molar)	n - Pentano (% molar)	Hexano (% molar)	Heptano (% molar)	Gravedad específica (Air=1 @ 14,73 psia, 60F)	Peso molar (g/gmol)	Densidad gas ideal (kg/m³ @ 14.65 psia, 60F)	Valor calorífico ideal bruto (BTU/ft³ @ 14,65 psia, 60F)	Valor calorífico ideal neto (BTU/ft³ @ 14,65 psia, 60F)	Presión pseudo crítica (psia)	Temperatura pseudo crítica (Rankine)	Factor de compresibilidad del gas @ 14,65 psia & 60F
SI	40	0.5	13	10	50	0.001	0.3	0.0005	500	N.D	8.72	54.51	9.85	6.44	3.52	4.92	2.93	3.13	4.15	N.D.	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D	N.D

ANÁLISIS EN LABORATORIO (MATRIZ CRUDO)										
MUESTRA DE CRUDO (SI/NO)	API (°API)	Viscosidad @100F (cSt)	Viscosidad @122F (cSt)	Viscosidad @210F (cSt)	Nitrógeno básico (% masa)	Nitrógeno básico (ppm)	Densidad (g/ml)	Número ácido (mg KOH/g)	Azufre (%)	Contenido de sólidos (%)
SI	11.32	8997.00	3368.00	81.26	0.0912	912.00	0.9908	0.13	0.79	0.06

ANEXO 2. COMPARACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN CALCULADA VS VELOCIDAD DE CORROSIÓN REAL POR CUPONES EN DIFERENTES POZOS DE 4 CAMPOS

CAMPO 1

POZO A										POZO F									
AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones	AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones
2011	83	73,7	7	6,84	7,15	4,23694577	5,81	8,60	17,70	2010	50	73,6	1,2	0,78	5	4,72956745	0,6	0,90	-
2012	98	68,2	3,8	4,28	7	4,31205992	3,724	5,52	5,01	2010	20	75,6	1,8	0,62	7	4,84830989	0,36	0,54	-
2014	80	57,5	4	3,79	N.D	4,30336197	3,2	4,73	5,84	2011	94	58,5	1	1,09	6	4,57325532	0,94	1,40	5,35
2015	83	72,8	10	9,77	7	4,15597848	8,3	12,25	12,23	2012	40	66,9	4	2,19	6	4,49043716	1,6	2,38	9,26
2016	100	80,4	4	4,59	7	4,34421854	4	5,95	7,68	2013	50	80	3	1,94	5	4,55563601	1,5	2,24	8,01
2017	100	70,1	10,0	11,5	7	4,10497605	10	14,71	17,07	2014	45	84	1,8	1,07	6	4,70511818	0,81	1,21	8,51
2017	100	67	7	8,0	6	4,17033785	7	10,32	8,60	2015	50	90,3	4	2,59	6	4,53350613	2	2,99	11,50
2018	100	65	6	6,9	7	4,19601991	6	8,85	6,41	2018	35	80	5	2,5	6	4,52216262	1,75	2,61	0,73
POZO B										POZO G									
AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones	AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones
2010	50	68,2	2	1,29	5	4,59756475	1	1,49	-	2010	70	69,1	4,1	3,47	4	4,37213371	2,87	4,26	-
2010	20	63	10	3,47	8	4,42679571	2	2,97	-	2011	40	80	5	2,74	6	4,49316665	2	2,98	0,52
2011	4	52,8	5	0,94	8,98	4,88719875	0,2	0,30	1,49	2015	38	71,0	15	7,91	6	4,2305512	5,7	8,43	0,41
2013	90	56	7	7,33	7	4,15044651	6,3	9,24	4,06	2015	35	78,0	3	1,49	5	4,625256	1,05	1,57	-
2014	78	70,5	6,2	5,75	8	4,26429389	4,836	7,16	7,94	2017	30	71,8	2,0	0,9	6	4,72253634	0,6	0,90	0,67
2016	129,38	82,1	4,8	6,92	8	4,25516016	6,21024	9,21	3,03										
2017	37	72,9	20,0	10,4	8	4,17918974	7,472	11,03	2,48										
2017	140	70	20	30,9	7	3,88100682	28	40,69	11,83										
2018	30	75	15	6,7	7	4,29750883	4,5	6,67	0,41										
POZO C										POZO H									
AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones	AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones
2010	49	45	3	1,91	N.D	4,42390174	1,47	2,17	-	2010	70	70,5	4	3,39	7	4,38295802	2,8	4,16	-
2010	50	73,3	1,4	0,91	7	4,69492186	0,7	1,05	-	2011	72	69,7	6	5,20	8,96	4,28567343	4,32	6,40	35,32
2011	42	69,7	2,8	1,59	6	4,56821164	1,176	1,75	8,06	2012	95	88,5	4,3	4,72	7	4,37142999	4,085	6,08	1,53

2012	45	74,5	2,5	1,49	6,8	4,5965842	1,125	1,68	1,81		2014	90	61	3,9	4,08	7	4,29687894	3,51	5,19	3,76
2014	145	81	2,7	4,31	6	4,35123341	3,915	5,82	0,62		2015	80	90,0	0,2	0,19	7	5,08086051	0,16	0,24	0,43
2015	110	91,6	4	4,99	6	4,36756352	4,4	6,55	0,23		2016	65	84,3	4,5	3,59	6	4,42747459	2,925	4,36	1,75
2018	70	85	4	3,4	6	4,43970492	2,8	4,17	1,37		2017	70	82	2,5	2,1	6	4,52999933	1,75	2,61	2,98
											2018	82	90	4	3,9	6	4,42498358	3,28	4,89	5,95
POZO D											POZO I									
AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones		AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones
2010	100	75,3	3,5	4,01	7	4,35325403	3,5	5,20	-		2010	15	81,8	1,2	0,36	7	5,02309818	0,18	0,27	-
2011	70	52,5	4	3,39	9,05	4,31297289	2,8	4,13	0,96		2014	70	67,1	3,9	3,30	N.D	4,37519528	2,73	4,05	3,01
2014	65	71,9	1,5	1,20	6	4,61750015	0,975	1,46	1,88		2015	25	65,0	3	1,19	7	4,6475649	0,75	1,12	0,75
2015	44	80,1	5	2,94	7	4,472862	2,2	3,28	0,78		2016	121,12	79,9	3,2	4,35	6	4,34928112	3,87584	5,76	0,41
2018	50	90	4	2,6	6	4,5324055	2	2,99	3,76		2017	60	73	2,5	1,9	6	4,52825319	1,5	2,24	2,17
											2018	74	75	2,5	2,2	6	4,49052923	1,85	2,76	3,94
POZO E											POZO J									
AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones		AÑO	P	°T	%CO2	PpCO2 (PSI)=	pH=	pH	PpCO2 (PSI)=	Vcorr Calculada	VC Cupones
2010	40	62,8	2,5	1,37	6	4,57653258	1	1,49	-		2011	100	54,6	2,5	2,87	6	4,34571819	2,5	3,70	-
2010	50	55,5	1,5	0,97	7	4,61064697	0,75	1,12	-		2012	100	80	5,5	6,31	7	4,2735003	5,5	8,16	-
2011	40	62,8	3	1,64	6	4,53694196	1,2	1,79	2,90		2013	100	80	2,5	2,87	6	4,44471164	2,5	3,72	27,62
2014	40	85,1	2,3	1,26	6	4,68178242	0,92	1,38	1,41		2014	95	80,3	8	8,78	7	4,20444999	7,6	11,25	2,20
2015	60	52,4	4,8	3,59	N.D	4,30635225	2,88	4,25	0,48		2015	100	83,5	15	17,21	6	4,06935396	15	22,12	5,69
2017	43	35,9	5,0	2,9	N.D	4,30834263	2,13	3,12	5,87		2017	105	80,1	3,2	3,83	7	4,38090371	3,36	5,00	5,54
2018	55	59	4	2,8	N.D	4,39054971	2,2	3,26	0,81		2017	100	84,2	6	6,9	6	4,27106961	6	8,91	9,71

CAMPO 2

		IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MUESTREO	TEMPERATURA MUESTRA. °C	pH	CO2 DISUEL PPM	H2S DISUEL PPM	O DISUEL PPB	CO2 EN GAS %	H2S EN GAS PPM	PRESION PSI	TEMP. °C	Pparcial CO2	Pparcial H2S
		POZO A	40	*	10	0		0,3	0,1	200	50	0,6	0,00002
		VC CUPON											
POZO A		0,35497543		CALCULADO	2,11								
		0,21154059											
		0,18914218											
		0,26629227											
		POZO B	40	6,81	30	0		0,5	0,1	168	42	0,84	0,0000168
		VC CUPON	40	6,58	30	0		1	6	60	36	0,6	0,00036
POZO B		0,62642723		CALCULADO	3,9								
		0,38983909		CALCULADO	4,53								
		27,0971054											
		48,4303519											
		POZO C	40	6,66	25	0		3,0	0,0	180	33	5,4	0
		VC CUPON											
POZO C		34,4		CALCULADO	17,87								
		24,0287046											
		31,2507672											
		POZO D						1	20	54	40	0,54	0,00108
		VC CUPON											
POZO D		7,94		CALCULADO	3,41								
		14,41											

CAMPO 3

		IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MUESTREO	TEMPERATURA MUESTRA. °C	pH	CO2 DISUEL PPM	H2S DISUEL PPM	O DISUEL PPB	CO2 EN GAS %	H2S EN GAS PPM	PRESION PSI	TEMP. °C	Pparcial CO2	Pparcial H2S
		POZO A	40	7,2	40	0,8		5	12	100	40	5	0,0012
		VC CUPON											
POZO A		0,09		CALCULADO	8,3								
		0,16											
		0,35											
		0,08											
		POZO B	40	6,56	149	< 1		0,5	0	100	40	0	0
		VC CUPON											
POZO B		7,11		CALCULADO	3,1								
		1,26											
		0,31											
		POZO C	40	6,91	0,5	0		25,0	0,0	52	32	13	0
		VC CUPON											
POZO C		13,81		CALCULADO	18,7								
		0,21											
		3,17											
		POZO D	40	6,9	0,5	0,1		40	0	50	34	20	0
		VC CUPON											
POZO D				CALCULADO	18,75								
					33,96								

CAMPO 4

		IDENTIFICACIÓN DEL PUNTO DE MUESTREO	TEMPERATURA MUESTRA. °C	pH	CO2 DISUEL PPM	H2S DISUEL PPM	O DISUEL PPB	CO2 EN GAS %	H2S EN GAS PPM	PRESION PSI	TEMP. °C	Pparcial CO2	Pparcial H2S
		POZO A	38	7,51	16	0		0,5	0,1	110	29	0,55	0,000011
		VC CUPON											
POZO A		10,4		CALCULADO	7,2								
		8,36											
		22,12											
		1,39											
		POZO B	40	7,47	< 100	0		0,3	0	180	40	0,54	0
		VC CUPON											
POZO B		18.87		CALCULADO	4,27								
		17.37											
		20.38											
		12.46											
		POZO C	40	6,84	8	1		2,0	0,2	55	40	1,1	0,000011
		VC CUPON											
POZO C		1,88		CALCULADO	5,61								
		1,26											
		2,07											
		POZO D	40	GAS	BAJO BSW		0	0,1	0,05	50	40	0,05	0,0000025
		VC CUPON											
POZO D		1,83		CALCULADO	1,01								
		2,26											
		0,35											
		0,21											

ANEXO 3. CRITERIOS DE CORROSIVIDAD

PARÁMETRO		GRADO DE CORROSIVIDAD				FUENTE
		BAJA	MODERADA	ALTA	SEVERA	
VELOCIDAD DE CORROSIÓN	VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL CR (mpy)	< 1,0	1,0 - 4,9	5,0 - 10	> 10	Criterios de clasificación para corrosividad de fluidos según norma NACE 00775-05 (Tabla 2: Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems).
	MÁXIMA VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR PICADO	< 5,0	5,0 - 7,9	8,0 - 15	> 15	
CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIVIDAD DEL AGUA	BS&W	< 25 %	25 % - 75 %		> 75 %	Criterios de clasificación para corrosividad del agua según norma NACE MR-0176-06 (Table 1: Classification of metal-loss corrosion for sucker-rod pumps.
	H ₂ S	< 10ppm	10 a 100 ppm		> 100 ppm	
	CO ₂	< 250 ppm	250 a 1500 ppm		> 1500 ppm	
CONCENTRACIÓN DE O ₂ DISUELTO		0 - 20 ppb	20 - 40 ppb	40 - 100 ppb	> 100 ppb	Paper 03160 CORROSION 2003. Risk Based corrosion management system for oilfield production installations - development, methodology and application Carlos A. Palacios - PECOM Venezuela
		0 - 0,02 ppm	0,02 - 0,04 ppm	0,04 - 0,1 ppm	>0,1 ppm	
CONCENTRACIÓN DE CLORUROS		0 - 50 ppm	50 - 200 ppm	200 -500 ppm	> 500 ppm	Uhlig, H.H., and Revie R. W., 1985, Corrosion and Corrosion Control, John Wiley & Sons. New York
PRESIÓN PARCIAL (psi)CO ₂		0 - 7 psi	7 - 30 psi		> 30 psi	H. Byars, Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd edición (Houston, TX: NACE, 1999,
PRESIÓN PARCIAL (psi) H ₂ S		< 0,05 psi	NACE MR-0175 establece como criterio de presión parcial para la susceptibilidad a SSC un valor de 0,05 psi			NACE MR01175 "Sulfide stress cracking resistant metallic materials for oilfield equipment" (Parágrafo 1.3. 1.1)
RELACIÓN CO ₂ /H ₂ S		H ₂ S menor a 200	CO ₂ mayor a 200			PREDICT- Prediction and determination of corrosivity of Carbon in CO ₂ /H ₂ O environments

Clasificación de la corrosividad del agua		
Corte de Agua	< 25 %	Pérdida leve de metal por corrosión
H₂S	< 10 ppm	
CO₂	< 250 ppm	
Corte de Agua	25 % - 75 %	Pérdida moderada de metal por corrosión
y/o H₂S	10 a 100 ppm	
y/o CO₂	250 a 1500 ppm	
Corte de Agua	> 75 %	Pérdida severa de metal por corrosión
y/o H₂S	> 100 ppm	
y/o CO₂	> 1500 ppm	

ANEXO 4. TIPO DE ADELGAZAMIENTO – API 581.

Thinning Mechanism	Condition	Type of Thinning
Hydrochloric Acid (HCl) Corrosion	---	Local
High Temperature Sulfidic/Naphthenic Acid Corrosion	TAN $\leq$ 0.5	General
	TAN $>$ 0.5	Local
High Temperature H ₂ S/H ₂ Corrosion	---	General
Sulfuric Acid (H ₂ SO ₄) Corrosion	Low Velocity $\leq$ 0.61 m/s (2 ft/s) for carbon steel, $\leq$ 1.22 m/s (4 ft/s) for SS, and $\leq$ 1.83 m/s (6 ft/s) for higher alloys	General
	High Velocity $\geq$ 0.61 m/s (2 ft/s) for carbon steel, $\geq$ 1.22 m/s (4 ft/s) for SS, and $\geq$ 1.83 m/s (6 ft/s) for higher alloys	Local
Hydrofluoric Acid (HF) Corrosion	---	Local
Sour Water Corrosion	Low Velocity: $\leq$ 6.1 m/s (20 ft/s)	General
	High Velocity: $>$ 6.1 m/s (20 ft/s)	Local
Amine Corrosion	Low Velocity $<$ 1.5 m/s (5 ft/s) rich amine $<$ 6.1 m/s (20 ft/s) lean amine	General
	High Velocity $>$ 1.5 m/s (5 ft/s) rich amine $>$ 6.1 m/s (20 ft/s) lean amine	Local
High Temperature Oxidation	---	General
Acid Sour Water Corrosion	$<$ 1.83 m/s (6 ft/s)	General
	$\geq$ 1.83 m/s (6 ft/s)	Local
Cooling Water Corrosion	$\leq$ 0.91 m/s (3 ft/s)	Local
	0.91-2.74 m/s (3-9 ft/s)	General
	$>$ 2.74 m/s (9 ft/s)	Local
Soil Side Corrosion	---	Local
CO ₂ Corrosion	---	Local
Atmospheric Storage Tank Bottom	Product Side	Local
	Soil Side	Local

ANEXO 5. ADELGAZAMIENTO - FACTORES DE DAÑO – API 581.

A_{rt}	Inspection Effectiveness												
	E	1 Inspection				2 Inspections				3 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500
A_{rt}	Inspection Effectiveness												
	E	4 Inspections				5 Inspections				6 Inspections			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
0.14	20	7	2	1	1	5	1	1	1	4	1	1	1
0.16	90	30	5	1	1	20	2	1	1	14	1	1	1
0.18	250	100	15	1	1	70	7	1	1	50	3	1	1
0.20	400	180	20	2	1	120	10	1	1	100	6	1	1
0.25	520	200	30	2	1	150	15	2	1	120	7	1	1
0.30	650	240	50	4	2	180	25	3	2	150	10	2	2
0.35	750	440	90	10	4	350	70	6	4	280	40	5	4
0.40	900	500	140	20	8	400	110	10	8	350	90	9	8
0.45	1050	600	200	30	15	500	160	20	15	400	130	20	15
0.50	1200	800	270	50	40	700	210	40	40	600	180	40	40
0.55	1350	900	350	100	90	800	260	90	90	700	240	90	90
0.60	1500	1000	450	220	210	900	360	210	210	800	300	210	210
0.65	1900	1200	700	530	500	1100	640	500	500	1000	600	500	500

ANEXO 6. FACTORES DE AJUSTE EN MONITOREO On-Line PARA ADELGAZAMIENTO – API 581.

Thinning Mechanism	Adjustment Factors as a Function of On-Line Monitoring, F_{OM}		
	Key Process Variable	Electrical Resistance Probes (See Note 3)	Corrosion Coupons (See Note 3)
Hydrochloric Acid (HCl) Corrosion	10 (20 if in conjunction with Probes)	10	2
High Temperature Sulfidic/Naphthenic Acid Corrosion	10	10	2
High Temperature H ₂ S/H ₂ Corrosion	1	10	1
Sulfuric Acid (H ₂ S/H ₂) Corrosion Low Velocity ≤ 3 ft/s for CS, ≤ 5 ft/s for SS, ≤ 7 ft/s for higher alloys High Velocity > 3 ft/s for CS, > 5 ft/s for SS, > 7 ft/s for higher alloys	20	10	2
	10 (20 if in conjunction with Probes)	10	1
Hydrofluoric Acid (HF) Corrosion	10	1	1
Sour Water Corrosion Low Velocity ≤ 20 ft/s High Velocity > 20 ft/s	20	10	2
	10	2	2
Amine Low Velocity High Velocity	20 10	10 10	2 1
Other Corrosion Mechanism	1	1	1
1. The adjustment factors shown above are estimates providing a measure of the relative effectiveness of various on-line monitoring methods. Factors based on the user's experience can be used as a substitute for the values presented in this table. 2. Factors shall not be added unless noted. This table assumes that an organized on-line monitoring plan is in place that recognizes the potential corrosion mechanism. Key process variables are, for example, oxygen, pH, water content, velocity, Fe content, temperature, pressure, H₂S content, CN levels, etc. The applicable variable(s) should be monitored at an appropriate interval, as determined by a knowledgeable specialist. For example: coupons may be monitored quarterly while pH, chlorides, etc. may be monitored weekly. 3. The effectiveness of other on-line corrosion monitoring methods (e.g. Hydrogen flux, FSM, LP probe) shall be evaluated by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.			

ANEXO 7. ADELGAZAMIENTO - DATOS DE GEOMETRIA SEGÚN EL TIPO – API 581.

Geometry Type	Geometry Description	Geometry Data
CYL	Cylindrical Shell	• Diameter (OD for Component Types Pipe and Tube/NS Pipe, ID for all other Component Types) • Length • Volume
ELB	Elbow or Pipe Bend	• Diameter (OD for Component Types Pipe and Tube/NS Pipe, ID for all other Component Types) • Bend Radius • Volume
SPH	Spherical Shell	• Diameter (ID) • Volume
HEM	Hemispherical Head	• Diameter (ID) • Volume
ELL	Elliptical Head	• Diameter (ID) • Major-to-Minor Axis Ratio • Volume
TOR	Torispherical Head	• Diameter (ID) • Crown Radius (IR) • Knuckle (IR) • Volume
CON	Conical Shell	• Diameter (ID) • Length • Cone Angle • Volume
NOZ	Nozzle	• Diameter (ID) • Length • Volume

ANEXO 8. DATOS REQUERIDOS PARA DETERMINACIÓN DE FACTOR DE DAÑO EN ADELGAZAMIENTO – API 581.

Basic Data	Comments
Thinning Type (General or Localized)	Determine whether the thinning is general or localized based on inspection results of effective inspections. General corrosion is defined as affecting more than 10% of the surface area and the wall thickness variation is less than 1.27 mm (50 mils). Localized corrosion is defined as affecting less than 10% of the surface area or a wall thickness variation greater than 1.27 mm (50 mils).
Corrosion Rate (mm/yr.mpy)	The current rate of thinning calculated from thickness data, if available. Corrosion rates calculated from thickness data typically vary from one inspection to another. These variations may be due to variations in the wall thickness, or they may indicate a change in the actual corrosion rate. If the short-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the previous thickness) is significantly different from the long-term rate (calculated from the difference between the current thickness and the original thickness), then the component may be evaluated using the short term rate, but the appropriate time and thickness must be used.
Inspection Effectiveness Category	The effectiveness category of each inspection that has been performed on the component during the time period (specified above).
Number of Inspections	The number of inspections in each effectiveness category that have been performed during the time period (specified above).
On-Line Monitoring	The types of proactive on-line monitoring methods or tools employed, such as corrosion probes, coupons, process variables (Coupons, Probes, Process Variables, or Combinations, etc.)
Thinning Mechanism	If credit is to be taken for on-line monitoring, the potential thinning mechanisms must be known. A knowledgeable materials/corrosion engineer should be consulted for this information, also see API 571 [13].
Presence of Injection/Mix Point (Yes or No).	For piping, determine if there is an injection or mix point in the circuit.
Type of Injection/Mix Point Inspection	For piping circuits which contain an injection or mix point, determine whether not the inspection program is highly effective or not highly effective to detect local corrosion at these points.
Presence of a Deadleg (Yes or No).	For piping, determine if there is a deadleg in the circuit.
Type of Inspection for Deadleg Corrosion	For piping circuits which contain a deadleg, determine if the inspection program currently being used is highly effective or not highly effective to detect local corrosion in dead legs has been performed.
Welded Construction	Applicable to Atmospheric Storage tanks only, tanks may be welded or riveted construction. Is the tank of welded construction? (Yes or No)
Maintained to API 653	Applicable to Atmospheric Storage tanks only. Is the tank maintained in accordance with API 653 [11]? (Yes or No)
Settlement	Applicable to Atmospheric Storage tanks only, tanks may be welded or riveted construction. What is the settlement history of the tank - Recorded settlement exceeds API 653 criteria - Recorded settlement meets API 653 criteria - Settlement never evaluated - Concrete foundation, no settlement

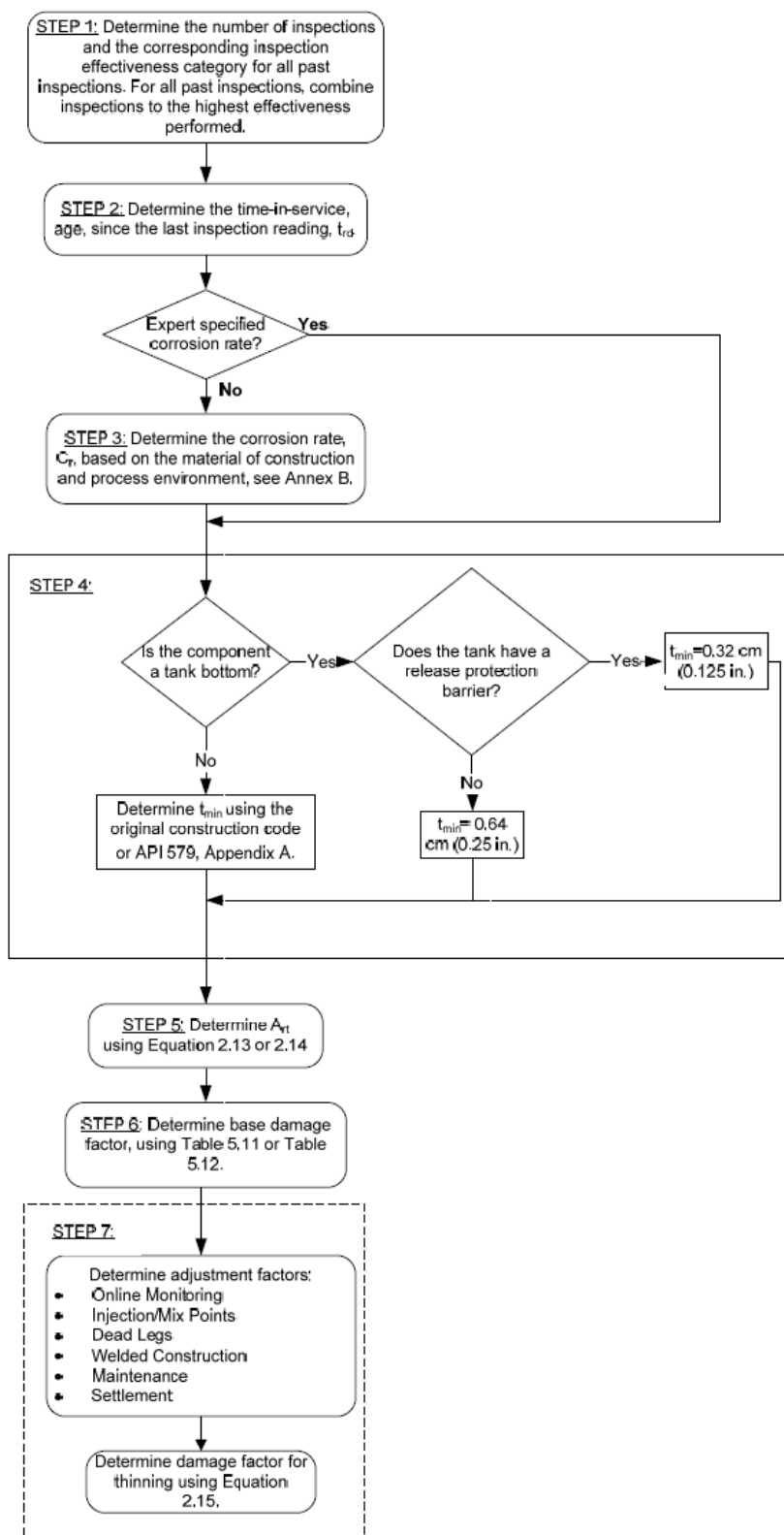
ANEXO 9. EFECTIVIDAD DE LA INSPECCIÓN– API 581 - ADELGAZAMIENTO GENERAL

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example	Non-intrusive Inspection Example
A	Highly Effective	50 to 100% examination of the surface (partial internals removed), and accompanied by thickness measurements	50 to 100% ultrasonic scanning coverage (automated or manual) or profile radiography
B	Usually Effective	Nominally 20% examination (no internals removed), and spot external ultrasonic thickness measurements	Nominally 20% ultrasonic scanning coverage (automated or manual), or profile radiography, or external spot thickness (statistically validated)
C	Fairly Effective	Visual examination with thickness measurements	2 to 3% examination, spot external ultrasonic thickness measurements, and little or no internal visual examination
D	Poorly Effective	Visual examination	Several thickness measurements, and a documented inspection planning system
E	Ineffective	No inspection	Several thickness measurements taken only externally, and a poorly documented inspection planning system

ADELGAZAMIENTO LOCALIZADO

Inspection Category	Inspection Effectiveness Category	Intrusive Inspection Example	Non-intrusive Inspection Example
A	Highly Effective	100% visual examination (with removal of internal packing, trays, etc.) and thickness measurements	50 to 100% coverage using automated ultrasonic scanning, or profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
B	Usually Effective	100% visual examination (with partial removal of the internals) including manways, nozzles, etc. and thickness measurements.	20% coverage using automated ultrasonic scanning, or 50% manual ultrasonic scanning, or 50% profile radiography in areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
C	Fairly Effective	Nominally 50% visual examination and spot ultrasonic thickness measurements	Nominally 20% coverage using automated or manual ultrasonic scanning, or profile radiography, and spot thickness measurements at areas specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
D	Poorly Effective	Nominally 20% visual examination and spot ultrasonic thickness measurements	Spot ultrasonic thickness measurements or profile radiography without areas being specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.
E	Ineffective	No inspection	Spot ultrasonic thickness measurements without areas being specified by a corrosion engineer or other knowledgeable specialist.

**ANEXO 10. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE DAÑO POR ADELGAZAMIENTO–
API 581.**



ANEXO 11. NOMENCLATURA – PROBABILIDAD – FACTOR DE DAÑO – API 581

D_f^{thin} – Adelgazamiento localizado

CA – Corrosión admisible

D_f^{elin} – Componente de Revestimiento

DF_f^{thin} – Valor base del factor de daño por adelgazamiento

D_f^{extd} – Daño Externo

F_{AM} – Ajuste de factor de daño por mantenimiento por API 653

D_f^{SCC} – Agrietamiento de corrosión bajo tensión y Sulfuro

F_{DL} – Ajuste de factor de daño para piernas muertas

D_f^{htha} – Ataque por H₂ a alta temperatura

F_{DL} – Ajuste de factor de daño para piernas muertas

D_f^{mfat} – Fatiga mecánica (Solo para líneas)

F_{IP} – Ajuste de factor de daño de puntos de inyección

D_f^{brit} – Fractura Frágil

F_{OM} – Ajuste de factor de daño para monitoreo Online

$D_f^{Caustic}$ – Agrietamiento cáustico

F_{SM} – Ajuste de factor de daño por asentamiento – Para tanques

$D_f^{carbonate}$ – Agrietamiento por carbonato

F_{WD} – Ajuste de factor de daño para construcción de soldadura

D_f^{PTA} – Agrietamiento por ácido poli atómico en aceros austeníticos y componentes en aleaciones no ferrosas

t_{min} – Mínimo espesor requerido de pared

age – Medición de espesor desde la última lectura

t – Espesor del metal base del componente del horno

age_{rc} – Tiempo o edad desde la última fecha de inspección

t_{rc} – Espesor remanente del Cladding

A_{rt} – Parámetro del factor de daño

t_{rd} – Espesor actual – lectura actual

C_r – Velocidad de corrosión

$C_{r,cm}$ – Velocidad de corrosión en el Cladding

$C_{r,bm}$ – Velocidad de corrosión en el metal base

D_{fB}^{SCC} – Valor base del factor de daño Agrietamiento de corrosión bajo tensión

S_{VI} – Índice de Severidad

ANEXO 12. NOMENCLATURA – CONSECUENCIA – API 581

A_{IT} – Temperatura de Auto – Ignición,
K

CA – Corrosión admisible

A_n – Área asociada con el agujero –
tamaño del agujero de liberación mm²
(in²)

DF_f^{thin} – Valor base del factor de daño
por adelgazamiento

C_d – Coeficiente de descarga del
agujero de liberación

F_{AM} – Ajuste de factor de daño por
mantenimiento por API 653

C_p – Calor específico del fluido liberado
J/kg-K

F_{DL} – Ajuste de factor de daño para
piernas muertas

CA – Área de consecuencia final, m²
(ft²)

F_{DL} – Ajuste de factor de daño para
piernas muertas

CA^{AIL} – Área de consecuencia
inflamable – posible auto ignición, m²
(ft²)

F_{IP} – Ajuste de factor de daño de
puntos de inyección

CA^{AINL} – Área de consecuencia
inflamable – no es posible auto
ignición, m² (ft²)

F_{OM} – Ajuste de factor de daño para
monitoreo Online

CA^{AIT_blend} – Área de consecuencia
inflamable – por mezcla, m² (ft²)

F_{SM} – Ajuste de factor de daño por
asentamiento – Para tanques

CA_n^{INST} – Área de consecuencia para
una liberación instantánea, m² (ft²)

F_{WD} – Ajuste de factor de daño para
construcción de soldadura

CA_n^{CONT} – Área de consecuencia para una liberación continua, m² (ft²)

t_{min} – Mínimo espesor requerido de pared

$CA_n^{IC-blend}$ – Área de consecuencia para mezcla de liberación continua e instantánea, m² (ft²)

t – Espesor del metal base del componente del horno

$CA_{cmd,n}^{AINL-CONT}$ – Área de consecuencia inflamable de los componentes para liberación continua no susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

t_{rc} – Espesor remanente del Cladding

$CA_{cmd,n}^{AIL-CONT}$ – Área de consecuencia inflamable de los componentes para liberación continua susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

t_{rd} – Espesor actual – lectura actual

$CA_{cmd,n}^{AINL-INST}$ – Área de consecuencia inflamable de los componentes para liberación instantánea no susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$C_{r,cm}$ – Velocidad de corrosión en el Cladding

$CA_{cmd,n}^{AIL-INST}$ – Área de consecuencia inflamable de los componentes para liberación instantánea susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

D_{fB}^{SCC} – Valor base del factor de daño Agrietamiento de corrosión bajo tensión

$CA_{cmd,n}^{flam}$ – Área de consecuencia

inflamable de daño de mezcla en el componente asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$CA_{cmd,n}^{flam}$ – Área de consecuencia

inflamable de daño de mezcla en el componente asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

CA_{cmd}^{flam} – Probabilidad final ponderada

del área de consecuencia inflamable de daño en el componente, m² (ft²)

CA_{cmd} – Área de consecuencia final de daño en el componente, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{AINL-CONT}$ – Área de consecuencia

inflamable de lesiones personales para liberación continua no susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

CA_{inj}^{tox} – Probabilidad final ponderada de lesiones personales en un Área de consecuencia toxica, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{AIL-CONT}$ – Área de consecuencia

inflamable de lesiones personales para liberación continua susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

CA_{inj}^{nfmt} – Probabilidad final ponderada de lesiones personales en un Área de consecuencia no tóxica y no inflamable, de liberación de ácido y vapor, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{AINL-INST}$ – Área de consecuencia

inflamable de lesiones personales para

CA_{inj}^{nfmt} – Probabilidad final ponderada

de lesiones personales en un Área de

liberación instantánea no susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

consecuencia no tóxica y no inflamable, de liberación de ácido y vapor, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{ALL-INST}$ – Área de consecuencia

inflamable de lesiones personales para liberación instantánea susceptibles a auto – ignición, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

CA_{cmd} – Componente final en área de consecuencia de daño, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{flam}$ – Área de consecuencia

inflamable de lesiones personales en mezcla, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

CA_{inj} – Área de consecuencia final de Lesiones personales, m² (ft²)

CA_{inj}^{flam} – Probabilidad final ponderada de área de consecuencia inflamable de lesiones personales en mezcla, m² (ft²)

CA_{max} – Área de consecuencia final máxima, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{tox}$ – Lesiones personales en un

Área de consecuencia tóxica, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

d_n – Diámetro del agujero de liberación mm (in)

$CA_{inj,n}^{stm}$ – Lesiones personales en un

Área de consecuencia de fuga de vapor, asociado al tamaño de agujero de liberación, m² (ft²)

$effmass_n^{ALL-INST}$ – Velocidad efectiva de liberación para fugas instantáneas en fluidos con posibilidad auto – ignición asociada con el tamaño del agujero kg/s (lb/s)

$CA_{inj,n}^{acid}$ – Lesiones personales en un
Área de consecuencia de fuga caustica
y acida, asociado al tamaño de agujero
de liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{leak}$ – Lesiones personales en un
Área de consecuencia no tóxica y no
inflamable, de fugas con vapor y ácido
asociado al tamaño de agujero de
liberación, m² (ft²)

$CA_{inj,n}^{nft}$ – Lesiones personales en un
Área de consecuencia no tóxica y no
inflamable, asociado al tamaño de
agujero de liberación, m² (ft²)