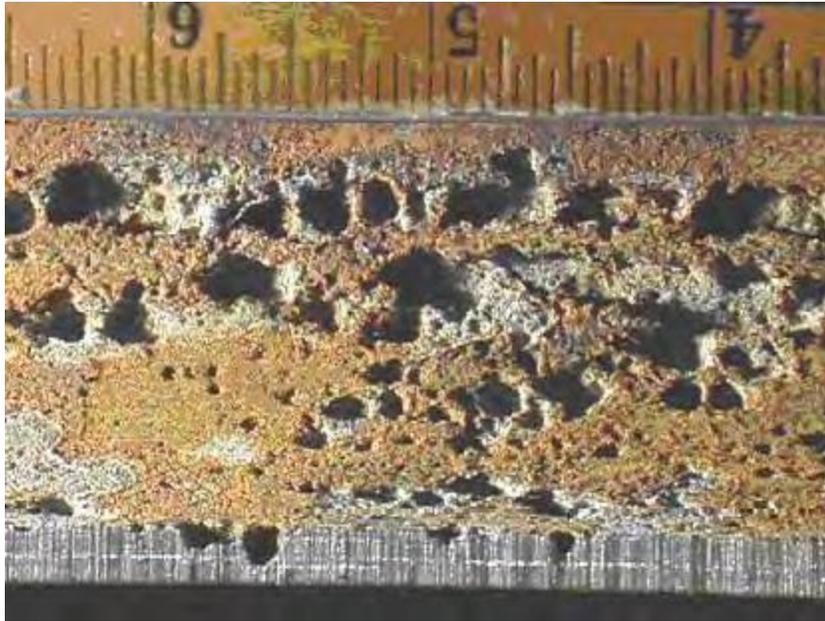




**Uptc**<sup>®</sup>  
Universidad Pedagógica y  
Tecnológica de Colombia

## “CORRELACIONES PARA LA PREDICCIÓN DE CORROSIÓN POR CO<sub>2</sub> EN SISTEMAS MULTIFÁSICOS”



MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

PRESENTA:

ING. SANDRA ROCIO CHAMORRO SOSA

---

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
TUNJA  
2021



Escuela de Posgrados  
facultad de ingeniería

**CORRELACIONES PARA LA PREDICCIÓN DE CORROSIÓN POR CO<sub>2</sub> EN  
SISTEMAS MULTIFÁSICOS**

**SANDRA ROCIO CHAMORRO SOSA**

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
FALCULTAD DE INGENIERÍA**

**TUNJA**

**2021**

**CORRELACIONES PARA LA PREDICCIÓN DE CORROSIÓN POR CO<sub>2</sub> EN  
SISTEMAS MULTIFÁSICOS**

**SANDRA ROCIO CHAMORRO SOSA**

**MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA  
INTEGRIDAD Y CORROSIÓN**

**DIRIGIDO POR: ING. PhD JOSÉ ANÍBAL SERNA GIL**

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
FALCULTAD DE INGENIERÍA**

**TUNJA**

**2021**

**Tabla de Contenido**

AGRADECIMIENTOS.....	9
RESUMEN .....	10
1. OBJETIVOS.....	11
1.1 Objetivo General .....	11
1.2 Objetivos Específicos.....	11
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	12
2.1 Formulación Del Problema .....	12
2.2 Descripción del Problema.....	12
3. JUSTIFICACIÓN.....	13
4. MARCO TEÓRICO .....	15
4.1 Generalidades De La Corrosión .....	15
4.2 Corrosión Por CO <sub>2</sub> .....	16
4.3 Tipos de Caño Causados por Corrosión Por CO <sub>2</sub> .....	19
4.3.1 Picadura .....	19
4.3.2 Ataque tipo mesa .....	19
4.3.3 Inducida por flujo.....	19
4.4 Factores que Influyen en la Corrosión por CO <sub>2</sub> .....	20

<b>CORRELACIONES PARA LA PREDICCIÓN DE CORROSIÓN</b>	<b>5</b>
4.4.1 pH.....	20
4.4.2 Presión parcial de CO <sub>2</sub> .....	20
4.4.3 Temperatura.....	21
4.4.4 Carburo de Hierro (Fe <sub>3</sub> C).....	22
4.4.5 Solubilidad del FeCO <sub>3</sub> y formación de la película protectora.....	22
4.4.6 Flujo.....	22
4.4.7 Flujo multifásico .....	22
4.5 Modelos de Predicción de Corrosión Por Co <sub>2</sub> .....	23
4.5.1 Correlación de De Waard-Milliams (1975) .....	25
4.5.2 Correlación De Waard-Lotz-Milliams (1991) .....	27
4.5.3 Modelo de Norsok M-506 .....	29
5. MARCO METODOLOGICO.....	31
5.1 Revisión bibliográfica de los procesos de corrosión.....	31
5.2 Selección de los Modelos Predictivos para la Corrosión por CO <sub>2</sub> y organización de las bases de datos.....	31
5.3 Análisis de Resultados.....	32
6 ANALISIS DE DATOS .....	33
CONCLUSIONES .....	41
RECOMENDACIONES.....	42

**BIBLIOGRAFÍA**..... 43

**ANEXO 1** ..... 46

**Lista de Tablas**

Tabla 1 .....	21
Tabla 2 .....	34
Tabla 3 .....	35
Tabla 4 .....	35
Tabla 5 .....	36
Tabla 6 .....	37
Tabla 7 .....	38

**Lista de Figuras**

Figura 1.....	39
Figura 2.....	46
Figura 3.....	47



## **AGRADECIMIENTOS**

Mi infinito agradecimiento a Dios por permitirme culminar este peldaño en mi proceso de formación, los triunfos y momentos difíciles nos hacen más fuertes cada día.

A mi familia, padres y hermanos quienes de muchas maneras visibles fueron mi mayor motor para continuar y finalizar este proyecto.

A mis amigos y compañeros de estudio, su apoyo y compañía fueron fundamentales para alcanzar este objetivo.

Al profesor Ph.D Ingeniero José Serna y en general a todo el cuerpo docente de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, por su dedicación, apoyo y disponibilidad en nuestra formación como Especialistas en Gestión de Integridad y Corrosión.

## RESUMEN

La corrosión es una de las mayores problemáticas a las que se enfrenta la industria petrolera por lo que su comprensión es un tema que preocupa no solo de la industria sino también a la academia. A lo largo de los años, han surgido el desarrollo de modelos para la predicción de la corrosión por CO<sub>2</sub>, desde expresiones empíricas que surgen del mejor ajuste de los datos de campo hasta aquellos que estudian y validan los mecanismos de reacción y la influencia de todos los parámetros involucrados en el proceso. Predecir la ocurrencia de estos fenómenos, proporciona los medios necesarios para prevenir afectación al medio ambiente, la salud y la seguridad del proceso, además de costos por las pérdidas de producción.

Este trabajo cubre una revisión general de la corrosión y la corrosión por CO<sub>2</sub>, los tipos de daños causados y los principales factores que influyen en la misma. Se aborda de manera específica el estudio de tres modelos propuestos por Da Waard y colaboradores en los años 1975 y 1991 y el modelo de la industria petrolera de Noruega Norsok M-506. Con estas expresiones se realizan cálculos para 13 facilidades del Campo Sur distribuidas en 4 áreas y se comparan con los datos de campo obtenidos mediante cupones gravimétricos. Los resultados muestran altos valores en la velocidad de corrosión para los modelos predictivos y no es posible establecer una relación de proporcionalidad de los datos teóricos con los prácticos, por lo que finalmente se recomienda en la implementación de modelos más robustos y una mayor data para los cálculos.

## 1. OBJETIVOS

### 1.1 Objetivo General

Analizar modelos de predicción de corrosión por CO<sub>2</sub> disponibles para evaluar sistemas multifásicos de producción de crudo.

### 1.2 Objetivos Específicos

1. Indicar el mecanismo de reacción del CO<sub>2</sub>, que induce a los procesos corrosivos en los fluidos multifásicos.
2. Realizar una revisión bibliográfica de los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub>, que permitan predecir y/o evaluar las tendencias corrosivas en los sistemas multifásicos.
3. Identificar los parámetros requeridos para evaluar las tendencias de corrosión por CO<sub>2</sub> en sistemas de producción multifásicos.
4. Evaluar la capacidad de predicción de los modelos estudiados comparando los resultados con datos de análisis de un campo petrolero.

## 2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

### 2.1 Formulación Del Problema

¿Cómo contribuye la aplicación de modelos de corrosión por CO<sub>2</sub>, a una efectiva predicción de este mecanismo de daño en sistemas multifásicos de producción de crudo?

### 2.2 Descripción del Problema

La caracterización de fluidos, variables de proceso y parámetros de producción realizada en los campos petroleros, proveen información que de manera individual no muestran tendencias y resultados contundentes y por tanto se quedan en las bases de datos mientras en campo se materializan los problemas de corrosión en las estructuras. La evaluación de esos datos, a través de modelos predictivos se presenta como una opción cada vez más aceptada por la comunidad científica. Por medio del entendimiento de los mecanismos de reacción o el ajuste de datos empíricos, estos modelos se convierten en una herramienta para evaluar el comportamiento del sistema, principalmente en campos donde la concentración de CO<sub>2</sub> es representativa y se ha observado mediante otras técnicas de evaluación que este mecanismo de daño está presente. Sin embargo, es necesario evaluar la pertinencia de aplicación de estos modelos y corroborar si en efecto sus resultados son confiables para la predicción de la corrosión por CO<sub>2</sub>.

### 3. JUSTIFICACIÓN

Las pérdidas de contención en tuberías, tanques y oleoductos debido a procesos de corrosión representan para la industria petrolera un problema no solo en el ámbito económico, sino también en la salud, seguridad, medio ambiente e imagen de las compañías. En la diversidad de factores que pueden provocar esos procesos corrosivos, se atribuye una parte de ésta a la acción del  $\text{CO}_2$ . Según la norma (API 571, 2020) la corrosión por  $\text{CO}_2$ , resulta cuando este gas se disuelve en agua y forma ácido carbónico  $\text{H}_2\text{CO}_3$ . El ácido baja el pH de la solución y puede provocar corrosión generalizada y/o corrosión por picaduras en el acero al carbono. Por tanto, predecir los procesos de corrosión por  $\text{CO}_2$ , ya sea a través de modelos mecanicistas, empíricos o una combinación de los dos ha sido por décadas una ardua labor tanto de la industria como de la academia.

En el desarrollo de este trabajo, se pretende realizar una revisión inicial de los modelos de predicción de corrosión por  $\text{CO}_2$  que se encuentran libres y que además son de fácil acceso para los ingenieros de corrosión y aplicables a los datos que usualmente se miden en campo al caracterizar los fluidos de producción. Evaluar la eficacia de estas predicciones, permitirá establecer si estos modelos se pueden usar como herramientas adicionales para prever la tendencia corrosiva de los fluidos, principalmente cuando se registran cambios en los parámetros fisicoquímicos, en la metalurgia de las estructuras o se inicia el diseño de nuevos proyectos.

Para el campo petrolero en estudio, la aplicación de los modelos predictivos de corrosión por CO<sub>2</sub>, mostrará la importancia de la medición de parámetros, su correlación con otras variables y los factores se deben tener en cuenta en los procesos de corrosión para focalizar los esfuerzos de control y mitigación de las fallas en los sistemas de producción.

## 4. MARCO TEÓRICO

### 4.1 Generalidades De La Corrosión

(NACE, 2004), define la corrosión como el deterioro de una sustancia (usualmente un metal) o sus propiedades debido a la reacción con su medio ambiente. La velocidad con la que ocurre este proceso dependerá en su mayoría de parámetros relacionados con el agua y su entorno como la temperatura, presión, pH, la concentración de reactivos y productos, gases ácidos, sales disueltas, velocidad de flujo y las medidas preventivas que se tomen a lugar para mitigarla.

Las reacciones de corrosión, con excepción de algunas a altas temperaturas, son reacciones electroquímicas ocurriendo en un electrolito. La reacción completa de la corrosión sucede bajo la existencia de una celda electroquímica, donde fluyen los electrones a través del metal desde los sitios donde ocurren las reacciones anódicas hasta los sitios donde se permiten las reacciones catódicas. Los iones del electrolito permiten el flujo de la corriente eléctrica para balancear el flujo de electrones en el metal.

Los componentes de la celda electroquímica son: (NACE, 2004)

1. **Ánodo:** sitio de pérdida de metal y donde los electrones son producidos.
2. **Cátodo:** sitio donde los electrones producidos en el ánodo son consumidos.
3. **Ruta metálica:** conduce los electrones de los sitios anódicos a los sitios catódicos.
4. **Electrolito:** provee los reactantes para la reacción catódica y permite el flujo de iones.

Dado el caso de que alguno de los componentes o de los procesos descritos se disminuya o se detenga, la reacción de corrosión será reducida o eliminada.

#### 4.2 Corrosión Por CO<sub>2</sub>

Existen diversos mecanismos que ocasionan el fenómeno de corrosión. La corrosión por CO<sub>2</sub> (corrosión dulce) afecta principalmente al acero al carbono y aceros de baja aleación. Este proceso implica la disolución del CO<sub>2</sub> gaseoso en una fase acuosa donde se forma ácido carbónico H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, compuesto que baja la concentración de pH e induce el ataque corrosivo de la superficie del metal. (API 571, 2020), (Hashim Abbas, 2016).

El CO<sub>2</sub> seco no es corrosivo en sí mismo a la temperatura y presión de un campo petrolífero promedio (T= 0-100°C y P<7.4 MPa), su acción corrosiva inicia cuando se disuelve en la fase acuosa y se promueven las reacciones electroquímicas. Estos compuestos entran en contacto con la superficie metálica e inducen su disolución (Hashim Abbas, 2016). El mecanismo de reacción aceptado en la actualidad implica reacciones anódicas y catódicas con la hidratación del gas y la formación de H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> y consiste en 4 pasos que se describen a continuación: (Hatami, y otros, 2016)

1. *Creación de los agentes reactivos en la solución:*

- El CO<sub>2</sub> presente en la corriente de fluido ejerce una presión parcial, permitiendo su disolución en la fase acuosa.



**Ecuación 1**

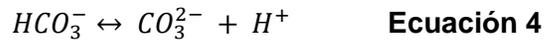
- La hidratación de este compuesto provoca la formación de ácido carbónico  $H_2CO_3$ ,



- El ácido carbónico se disocia para formar iones hidrogeno  $H^+$  y bicarbonato  $HCO_3^-$



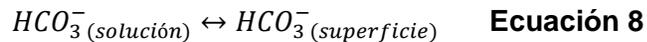
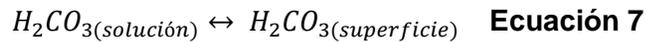
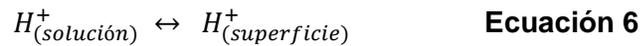
- Los iones bicarbonato también se disocian para formar iones carbonato e iones hidrogeno,



- Los iones  $H^+$  permiten también la reacción de disociación de agua,

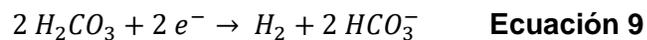


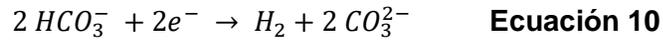
2. *Transferencia de los agentes reactivos desde la solución hacia la superficie del metal:*



3. *Reacciones electroquímicas en la superficie del metal:*

**Catódicas:**

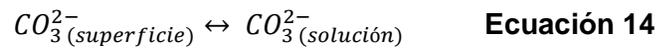
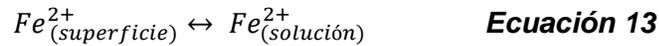




**Anódica:**



4. *Transporte de productos de corrosión desde la superficie del metal a la solución*



Cuando las concentraciones de iones ferrosos e iones de carbonato superan el límite de solubilidad del carbonato de hierro, se requiere especial atención a la formación de este compuesto que se indica en la siguiente reacción: (Nešić, Li, Huang, & Sormaz, 2009)



Esta reacción es heterogénea, ya que la nucleación del carbonato de hierro se presenta en forma sólida, se produce en la superficie metálica o dentro de los poros de la película presente. La precipitación de  $\text{FeCO}_3$  puede aumentar la resistencia a la transferencia de masa para las especies corrosivas, al tiempo que disminuye la superficie metálica disponible para el proceso de corrosión y en algunos casos puede llegar a controlar la velocidad de reacción del  $\text{CO}_2$ .

### **4.3 Tipos de Caño Causados por Corrosión Por CO<sub>2</sub>**

La corrosión por CO<sub>2</sub> se caracteriza por adoptar forma de corrosión general o uniforme por medio de una reacción electroquímica en la superficie metálica, aunque también puede adoptar 3 formas de ataque localizado: picadura, ataque tipo mesa y corrosión inducida por flujo (Hashim Abbas, 2016).

#### **4.3.1 Picadura**

Este tipo de corrosión ocurre en general en fluidos a baja velocidad y en ambientes alrededor de las temperaturas del punto de rocío en un pozo productor de gas y da como resultado la aparición de agujeros en la superficie del metal. Es difícil de predecir y su desarrollo bajo la superficie de metal puede provocar fallas mecánicas por fatiga.

#### **4.3.2 Ataque tipo mesa**

Este tipo de corrosión localizada se presenta en un flujo de fluido bajo a medio, donde por la intensidad del régimen operativo la película protectora formada en la superficie del metal es incapaz sostenerse en la superficie. En apariencia física, los ataques tipo mesa se manifiestan en grandes depresiones similares a cuencas de fondo plano con bordes afilados.

#### **4.3.3 Inducida por flujo.**

Este tipo de corrosión generalmente comienza en pozos/depresiones que anteriormente han sido ataques localizados de mesa. Esta forma de corrosión depende únicamente de altos caudales de fluido.

#### 4.4 Factores que Influyen en la Corrosión por CO<sub>2</sub>

Los factores claves que influyen en el proceso de corrosión por CO<sub>2</sub>, se describen de manera general (Nešić & Lunde, 1994), (Hashim Abbas, 2016): (Nešić S. , Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines – A review, 2007) (Nešić, S; Kahyarian, A; Seok Choi, Y., 2019)

##### 4.4.1 pH

El pH tiene una fuerte influencia en la velocidad de corrosión. El agua condensada y saturada de CO<sub>2</sub> típicamente presenta un pH de 4 o algo menos y las salmueras tamponadas de 5 < pH < 7. De manera directa un pH alto, favorece una velocidad de corrosión baja al decrecer la disponibilidad de iones H<sup>+</sup> y disminuir la velocidad de la reacción de reducción de hidrógeno. De forma indirecta el incremento en el pH, cambia las condiciones de solubilidad del FeCO<sub>3</sub>, promoviendo la precipitación del compuesto y formando la película protectora.

##### 4.4.2 Presión parcial de CO<sub>2</sub>

En el caso de corrosión por CO<sub>2</sub> sin incrustaciones, el incremento de la presión parcial del gas conduce al aumento en la velocidad de corrosión, esto como consecuencia de la aceleración de la reacción catódica y por tanto del aumento de la concentración de H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> y los bajos valores de pH en la solución. Sin embargo, si existen condiciones como pH alto y presión parcial del CO<sub>2</sub> más alta, se favorecen las altas concentraciones de iones bicarbonato y carbonato y la sobresaturación permitiendo la precipitación y la formación de escamas de FeCO<sub>3</sub>.

Kermany y Harrop (1999) citado en (Sánchez Quiñones, 2012) establecen una relación entre la probabilidad de corrosión por CO<sub>2</sub> en función de las presiones parciales como se aprecia en la Tabla 1:

**Tabla 1**

Límites en presiones parciales de CO<sub>2</sub> para la determinación de las condiciones de corrosión.

Condiciones	Corrosión por CO <sub>2</sub>	Tasa de corrosión
$P_{CO_2} < 7.25 \text{ psi}$	Muy poco probable	Uniforme tasa < 1 mm/ año
$7.5 \text{ psi} < P_{CO_2} < 29 \text{ psi}$	Posible	Entre 0.1 a 1 mm/año
$P_{CO_2} > 29 \text{ psi}$	Segura	> 1 mm/año

Fuente: (Sánchez Quiñones, 2012)

#### 4.4.3 Temperatura

La temperatura acelera todos los procesos involucrados en la corrosión como electroquímico, químico, transporte, etc. Las temperaturas más altas proporcionan mayor energía a las moléculas, lo que permite colisiones más rápidas entre las especies presentes y por ende mayor velocidad de reacción. Sin embargo, al exceder la solubilidad del FeCO<sub>3</sub> u otra sal, a un pH alto, la temperatura favorece la cinética de la precipitación y formación de incrustaciones protectoras disminuyendo así la velocidad de corrosión. Este pico en la velocidad de corrosión generalmente se presenta entre 60 y 80°C, y es dependiente de la fisicoquímica del agua y de las condiciones de flujo.

#### 4.4.4 Carburo de Hierro ( $\text{Fe}_3\text{C}$ )

Se considera que la presencia de este compuesto en la película superficial aumenta la reacción de corrosión al aumentar selectivamente la velocidad de reacción catódica (efecto galvánico).

#### 4.4.5 Solubilidad del $\text{FeCO}_3$ y formación de la película protectora

Cuando se alcanza o supera el límite de solubilidad de  $\text{FeCO}_3$ , se precipita sobre la superficie del metal y forma una película protectora, sin embargo, su formación es una función compleja de muchos parámetros incluyendo en otros a temperatura, el pH y la solubilidad del  $\text{Fe}^{2+}$ . La película producida en muchos casos es considerada como protectora porque reduce la velocidad de corrosión al limitar el transporte de las especies químicas envueltas en las reacciones electroquímicas.

#### 4.4.6 Flujo

La velocidad de flujo alta usualmente incrementa la velocidad de corrosión debido al aumento en el transporte de las especies reactivas hacia y desde la superficie metálica y porque previene o destruye por lavado mecánico la película protectora que se forma en la misma. Por el contrario cuando se forman las escamas protectoras de  $\text{FeCO}_3$ , el efecto del flujo se vuelve insignificante ya que la principal resistencia ahora es la capa superficial

#### 4.4.7 Flujo multifásico

El efecto del flujo multifásico es uno de los problemas más complejos sobre la corrosión por  $\text{CO}_2$ . Las tuberías y líneas de flujo de crudo y gas funcionan bajo condiciones de flujo de dos o tres fases que se pueden encontrar en patrones como: estratificado, slug, flujo anular,

entre otros. En fase líquida, el agua y el crudo pueden fluir separados o mezclados (uno fase continua y el otro en fase dispersa). Estos patrones de flujo diferente conducen a una variedad de mecanismos de humectación de la superficie metálica y generan los procesos de corrosión. Cuando el sistema se encuentra libre de incrustaciones o escamas protectoras, el flujo multifásico puede dar lugar a tasas de transferencia de masa fluctuantes muy altas que contribuyen a la corrosión. Otras fluctuaciones mayores como la tensión de cizallamiento superficial producen la eliminación de incrustaciones protectoras o en su defecto de los inhibidores.

#### **4.5 Modelos de Predicción de Corrosión Por $\text{CO}_2$**

En el diseño de la infraestructura industrial, la predicción de velocidades de corrosión cobra importancia porque permite establecer entre otros parámetros, el tiempo de vida útil de la misma, el control de consecuencias para la salud, la seguridad de procesos, el medio ambiente y la economía. La evolución del desarrollo de modelos predictivos de tasa de corrosión data de la década del 1970 con monogramas simplistas hasta la actualidad con elaborados y exhaustivos modelos matemáticos mecanicistas. (Nešić, S; Kahyarian, A; Seok Choi, Y., 2019)

A través de los años, algunas instituciones de investigación y compañías petroleras han desarrollado modelos de predicción de corrosión por  $\text{CO}_2$ . (Hashim Abbas, 2016), algunos de los cuales son de dominio público y su aplicación permite a los interesados abordar el tema de la predicción a través de los datos que tienen disponibles en campo.

Los modelos de predicción desarrollados hasta la fecha se pueden clasificar dependiendo de la descripción matemática de los procesos cinéticos y termodinámicos que

involucran el proceso de corrosión. De esta manera se pueden agrupar en las siguientes categorías (Nešić, S; Kahyarian, A; Seok Choi, Y., 2019), (Nešić, Postlethwaite, & Vrhovac, CO2 Corrosion of Carbon Steel from Mechanism to Empirical Modelling, 1997):

- *Modelos empíricos*: parten en expresiones de muy poca base teórica dado que se ajustan a una gran cantidad de datos experimentales disponibles. La mayor parte de las constantes tienen poco significado físico. Estos modelos presentan excelentes características de interpolación, sin embargo, la extrapolación puede resultar en predicciones incorrectas. Como ejemplo de este tipo de modelo se encuentra el de Norsok M-506.
- *Modelos semiempíricos*: se basan en algunas consideraciones mecanicistas rudimentarias o hipótesis teóricas. Con fines prácticos se extienden a áreas de conocimientos teóricos insuficientes por lo que los fenómenos adicionales se describen con funciones empíricas. Aunque algunas constantes tienen claro significado físicos otras son parámetros que mejor se ajustan. como la serie de modelos desarrollados por de De Waard y colaboradores. Calibrados con una base experimental lo suficientemente grande, estos modelos permitirán buenas predicciones de interpolación. La extrapolación puede conducir a resultados poco fiables o físicamente poco realistas.
- *Modelos Mecanicistas*: describen las reacciones subyacentes que tienen una base teórica sólida. La mayor parte de las constantes que aparecen en los modelos tienen un significado físico y sus valores numéricos se pueden encontrar en la literatura, aunque no se excluye que algunos datos se puedan obtener comparando el comportamiento del modelo con datos

experimentales. Una calibración confiable de éstos permitirá una interpolación precisa y físicamente realista así como predicciones de extrapolación:

- *Modelos mecanicistas elementales*: que utilizan un enfoque teórico similar al introducido originalmente por Gray.
- *Modelos mecanicistas completos*: similares al introducido por Nešić y colaboradores, donde la mayoría de los procesos se describen basándose en las leyes fisicoquímicas fundamentales.

En el estudio de los modelos de predicción de velocidades de corrosión por CO<sub>2</sub>, no se puede generalizar respecto a que unos modelos sean mejores que otros, de la experiencia surge que algunos se adecuan a las condiciones específicas (las cuales deben cumplirse a cabalidad para una buena predicción) y por lo tanto se limitan a la aplicación de los mismos. Algunos modelos requieren muchos datos de entrada y su disponibilidad es una de esas limitaciones, otros por el contrario funcionan con entradas menos detalladas.

A continuación se describen las correlaciones de código abierto que permiten cálculos con los datos disponibles en campo y que contienen expresiones matemáticas asequibles para personal de corrosión. Los modelos por estudiar son: De Waard-Milliams (1975), De Waard-Lotz-Milliams (1991) y Norsok M-506:

#### **4.5.1 Correlación de De Waard-Milliams (1975)**

Esta correlación es un intento para predecir la corrosión por CO<sub>2</sub> en oleoductos y gasoductos y expresa la velocidad de corrosión en mm/año utilizando términos de temperatura

(T) y presión parcial del CO<sub>2</sub> (P<sub>CO<sub>2</sub></sub>). La expresión se resume a continuación (Hashim Abbas, 2016):

$$\log_{10}(V_{corr}) = 5.8 - \frac{1710}{T_k} + 0.67 \log_{10}(P_{CO_2}) \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

$V_{corr}$  = Tasa de corrosión (mm/año)

$T_k$  = Temperatura (K)

$P_{CO_2}$  = presión parcial del CO<sub>2</sub> (bar)

La expresión anterior, expresada en función de la temperatura fue propuesta bajo las siguientes asunciones: (Lee, 2014)

1. Dependencia de tipo Arrhenius para el proceso controlado por transferencia de carga.
2. Para la función de la presión parcial de CO<sub>2</sub> todos los iones H<sub>+</sub> en la solución se originan de la disociación de ácido carbónico, hecho que solo es válido cuando la solución está saturada de CO<sub>2</sub> libre de salmueras.
3. Disolución anódica del hierro fuertemente influenciada por la concentración de OH<sup>-</sup>.  
Esta es falsa dado que el mecanismo dependiente de pH solo es válido en una solución de ácido fuerte (pH<4)

Además de lo anterior, la limitación del método radica en el aumento de la tasa de corrosión como función potencial (potencia de 10), lo que es difiere a los datos de laboratorio y campo, donde se han obtenido gráficos típicos que muestran un pico distinto aproximado al

rango de 60-90°C, seguido de una disminución de la magnitud de velocidad de corrosión relacionada al aumento de la temperatura por encima de los 90°C debido a la formación de la película protectora. Además otra limitación del método está relacionada con el uso de las presiones parciales de CO<sub>2</sub> en lugar de la fugacidad, en el caso de superar la presión de 20 bares, se debe hacer uso de este término. (Hashim Abbas, 2016)

#### 4.5.2 Correlación De Waard-Lotz-Milliams (1991)

De Waard et al, reemplazaron en su correlación, el término de presión parcial por fugacidad. Los factores de corrección asociados a efectos fisicoquímicos (ejemplo pH, formación de incrustaciones), provocan un ligero cambio en el resultado de predicción de la corrosión respecto al modelo de 1975. Esta nueva correlación se resume en la siguiente expresión. (Hashim Abbas, 2016):

$$\log_{10}(V_{corr}) = 5.8 - \frac{1710}{T_k} + 0.67 \log_{10}(f_{CO_2}) \quad \text{Ecuación 17}$$

$$f_{CO_2} = a * P_{CO_2} \quad \text{Ecuación 18}$$

El coeficiente de fugacidad  $a$  se calcula de acuerdo con las expresiones: (NORSOK Standard M-506, 2005)

$$a = 10^{P * (0.0031 - \frac{1.4}{T})} \quad \text{para } P \leq 250 \text{ bar} \quad \text{Ecuación 19}$$

$$a = 10^{250 * (0.0031 - \frac{1.4}{T})} \quad \text{para } P > 250 \text{ bar} \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde

$V_{corr}$  = velocidad de corrosión (mm/año)

$T_k$  = Temperatura (K)

$f_{CO_2}$  = Fugacidad dióxido de carbono (bar)

$a$  = Coeficiente de fugacidad

### ***Películas protectoras para altas temperaturas.***

La precipitación de  $FeCO_3$  y/o  $Fe_2O_3$  no necesariamente conduce a la formación de las películas protectoras, cuyo efecto ha sido ampliamente estudiado, en este aspecto, es la temperatura la que tiene una gran influencia para la ocurrencia de este fenómeno. A baja temperatura la que tiene una gran influencia para la ocurrencia de este fenómeno. A baja temperatura (<60°C), la película de producto de corrosión tiene apariencia de mancha y se elimina fácilmente con los líquidos que fluyen. A una temperatura más alta, la película toma consistencia y es más difícil lavar, pero un aumento adicional arroja como resultado tasas de corrosión más bajas, además de registrarse un máximo en la tasa de corrosión. Esta temperatura es conocida como  $T_{scale}$ , y junto con el pH local y la concentración de  $Fe^{++}$  permiten la formación de la película protectora sobre la superficie. (De Waard, Lotz, & Milliams, 1991) (Hashim Abbas, 2016)

$$T_{scale} = \frac{2400}{6.7 + 0.6 \log_{10}(fCO_2)}$$

**Ecuación 21**

Donde

$T_{scale}$  = Temperatura Scale (K)

$f_{CO_2}$  = Fugacidad dióxido de carbono (MPa)

El modelo permite calcular la curva en tres partes. La parte ascendente con la Ecuación-17 y el punto máximo con la Ecuación-21. La parte descendente se calcula al multiplicar la expresión de la velocidad de corrosión por el  $F_{scale}$ , Ecuación- 23 que se obtiene mediante las siguientes expresiones:

$$\log_{10}(F_{scale}) = \frac{2400}{T_K} - 0.6 \log_{10}(f_{CO_2}) - 6.7 \quad \text{Ecuación 22}$$

$$\log_{10}(V_{corr}) = \left\{ 5.8 - \frac{1710}{T_k} + 0.67 \log_{10}(f_{CO_2}) \right\} * \left\{ \frac{2400}{T_K} - 0.6 \log_{10}(f_{CO_2}) - 6.7 \right\}$$

**Ecuación 23**

#### 4.5.3 Modelo de Norsok M-506

Es un modelo empírico desarrollado por las petroleras noruegas Statoil, Norsk Hydro y Saga Petroleum en colaboración con la IFE y se ha emitido como estándar para la industria petrolera en Noruega. Cubre los cálculos de velocidad de corrosión en acero al carbono con el  $CO_2$  como único agente corrosivo. El modelo simula el comportamiento del agua que contiene  $CO_2$  a diferentes temperaturas, pH, fugacidades de  $CO_2$  y esfuerzos cortantes de pared. Se basa principalmente en datos de laboratorio y campo a temperaturas de 5 a 160°C y considera el efecto de las películas de protección, por lo que a mayor temperatura y pH el modelo exhibe menores tasas de corrosión comparado con otros modelos. (NORSOK Standard M-506, 2005) (Sánchez Quiñones, 2012)

La ecuación general para la predicción velocidad de corrosión por CO<sub>2</sub> para cada temperatura se resume a continuación: (NORSOK Standard M-506, 2005) (Hashim Abbas, 2016)

$$CR_t = K_t f_{CO_2}^{0.62} \left(\frac{S}{19}\right)^{0.146+0.0324 \log(f_{CO_2})} f(pH)_t \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

$CR_t$  = Tasa de corrosión a la temperatura  $t$  (mm/año)

$K_t$  = Constante para la temperatura  $t$  en cálculos de velocidad de corrosión

$f_{CO_2}$  = fugacidad del CO<sub>2</sub> (bar)

$S$  = Esfuerzo cortante en la pared (Pa)

$f(pH)_t$  = factor de pH a la temperatura  $t$

El Software para interactuar con este modelo es abierto y se presenta una interfaz de fácil acceso y comprensión para el usuario.

Las limitaciones del modelo se centran en que solo considera la fase líquida (agua) y que no incluye efectos adicionales de componentes como gases corrosivos O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S entre otros, éstos se deben evaluar por separado. Además el modelo no tiene en cuenta la humectación por aceite y su uso no es aplicable a los sistemas que realizan estabilización del pH para el control de la corrosión. (Hashim Abbas, 2016)

## 5. MARCO METODOLOGICO

El desarrollo de este trabajo se orienta a la consecución de correlaciones que se ajusten a los datos disponibles en el Campo Sur, y que permitan la predicción de corrosión por CO<sub>2</sub>. El estudio propone las siguientes etapas para su desarrollo:

### 5.1 Revisión bibliográfica de los procesos de corrosión.

Esta etapa se fundamenta en la recopilación las bases teóricas de los fenómenos de la corrosión por CO<sub>2</sub>, los conceptos, clasificación de modelos, variables que influyen en el proceso, expresiones matemáticas. Las fuentes consultadas fueron principalmente las bases de datos digitales de la biblioteca de la UPTC (publicaciones indexadas,) además de tesis de grado y páginas web.

### 5.2 Selección de los Modelos Predictivos para la Corrosión por CO<sub>2</sub> y organización de las bases de datos.

Se enfoca en la revisión del material sobre los modelos de predicción de CO<sub>2</sub> que se encuentran en literatura abierta y pueden ser ajustados a las bases de datos del Campo Sur. Estos modelos fueron escogidos por la disponibilidad de los datos de entrada y son objeto de estudio para identificar si son capaces de arrojar respuestas comparables con los datos observados históricamente

**5.3 Análisis de Resultados.**

La validación de los modelos predictivos e interpretación de resultados se enfoca en comparar los valores obtenidos, compararlos con los datos de corrosión históricos del Campo Sur que incluyen cupones de corrosión.

## 6 ANALISIS DE DATOS

La revisión bibliográfica y recolección de datos en artículos indexados, tesis, y otras publicaciones permitió iniciar la comprensión de los procesos corrosivos, las condiciones que los potencian o los limitan y el gran esfuerzo que hace la academia y la industria por predecir estos fenómenos bajo las condiciones de sus sistemas. Sin embargo, por estas mismas razones, los modelos de predicción de mayor complejidad se encuentran limitados al público, por lo que su utilización requiere de compras de software o licencias. Bajo estas limitaciones se determinó que para efectos prácticos del desarrollo de este trabajo, utilizaran los modelos empíricos (Norsok M-206) y semiempíricos (DeWaad- Milliams et al.), que requieren la información que se mide en campo (presión, temperatura, %CO<sub>2</sub>, pH, bicarbonatos, entre otros) por lo que pueden ser utilizados para las verificaciones.

La selección de las facilidades para el estudio, se llevó a cabo tras un análisis de varios factores como son: índices de corrosión por gravimetría verificando la presencia de mecanismos de daño sobre los cupones, la evaluación inicial de los límites de presiones parciales reportadas en la Tabla 1 (todas las facilidades presentan presión parcial de CO<sub>2</sub> mayor a 7.5 psi) y la disponibilidad de las dos variables de mayor influencia temperatura y presión parcial de CO<sub>2</sub> acotadas en los límites máximos de 150°C y 20 bar respectivamente. De esta manera se seleccionaron 13 facilidades (pozos productores) de las 4 áreas del Campo Sur de las cuales 8 cuentan con caracterización fisicoquímica completa como se resume en la Tabla 2.

Adicionalmente se seleccionaron 2 pozos inyectoros que no tienen los datos mínimos para el análisis en los modelos de predicción de corrosión. Se calcularon para estas dos facilidades los índices de saturación de Langelier, Riznar, Puckorius y Standard Methods (2330B) reportados en la **Tabla 3**. El cálculo de estos índices no hace parte del objeto de este trabajo, por lo que usó para su determinación las bases de datos del Campo Sur. De acuerdo con los valores obtenidos, todos los índices reportan tendencia incrustante, lo que es consecuente con los hallazgos en los cupones analizados, cuyo mecanismo de daño adicional a otros refiere corrosión bajo depósito.

Tabla 2  
*Facilidades para estudio de modelos de corrosión por CO<sub>2</sub>*

Ubicación / facilidad	CS_I								CS_II			CS_III			CS_IV
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15
P. Productor	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>										
P. Inyector										<input checked="" type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>
Fisicoquímicos		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
Gases	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>										

Fuente: Elaboración Propia CS: Campo Sur, Áreas I, II; III y IV

**Tabla 3**

*Cálculo de Índices de Saturación para pozos Inyectores*

Facilidad	P (psi)	T (°C)	pH	C.E. μS/cm	Ca <sup>+2</sup> mg/L	DT mg/L CaCO <sub>3</sub>	HCO <sup>3-</sup> mg/L	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> mg/L	Cl <sup>-1</sup> mg/L	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> mg/L	IS_L	IS_R	IS_P	IS_SM
CS_I:P10	90	34	6.64	4715	323	1160	851	2	1093	190	0.88	4.88	2.68	0.53
CS_I:P15	150	34	6.53	86840	2541	9635	247	2	26080	500	1.03	4.46	2.94	1.93

Fuente: Elaboración Propia

IS: Índice de saturación; L: Langelier; R: Riznar; P:Puckorius; SM: Standar Methods- 2330B

A continuación se indican los resultados obtenidos en las simulaciones (Tabla 4 y Tabla 5) y el resumen de velocidades mediante la técnica de análisis gravimétrico (cupones). **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Tabla 6 y Tabla 7.

**Tabla 4**

*Cálculo de Velocidades de corrosión por CO<sub>2</sub> con modelos De Waard- Milliams (1975) y De Waard- Lotz y Milliams (1991)*

Facilidad	P (psi)	T (°C)	% CO <sub>2</sub>	VC <sub>1975</sub> (mm/y)	VC <sub>1991</sub> (mm/y)	T <sub>scale</sub> (°K)	F <sub>scale</sub>
CS_I: P1	60	48	60 *	2.319	2.308	363.652	7.472
CS_I: P5	130	60	60 *	15.440	15.206	335.179	1.106
CS_I: P6	180	48	55	11.428	11.156	332.798	1.826
CS_III: P12	300	45	57.5	14.476	13.887	326.908	1.593
CS_III: P13	145	53	60 *	12.800	12.567	334.037	1.492

Fuente: Elaboración Propia

\* Máximo valor de detección del método

Tabla 5

*Cálculo de las velocidades de corrosión, facilidades con caracterización fisicoquímica*

Facilidad	PT Sm <sup>3</sup> /d	PG SMm <sup>3</sup> /d	% BS&W	P (psi)	T (°C)	% CO <sub>2</sub>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (mg/l)	VC <sup>-1975</sup> (mm/y)	VC <sup>-1991</sup> (mm/y)	F <sub>scale</sub>	VC <sup>-1991</sup> Corregida	VC NOR-M506
CS_I:P2	241.8	0.006	91%	115	60	20 *	848	6.864	6.772	2.279	6.772	2.7
CS_I:P3	195.2	0.001	91%	200	40	20 *	1302	4.525	4.395	4.927	4.395	5.6
CS_I:P4	14.31	0.006	44%	500	40	20 *	1777	8.137	7.564	3.032	7.564	9.7
CS_I:P7	548.1	0.002	98%	225	65	10	772	7.753	7.562	1.889	7.562	2.6
CS_I:P8	191.7	0.002	82%	107	60	25	1139	7.64	7.544	2.069	7.544	2.5
CS_II:P9	182.2	0.01	85%	140	38	60*	1093	7.002	6.857	3.449	6.857	11
CS_II:P11	103.7	0.001	93%	235	70	37	830	22.716	<b>22.166</b>	<b>1</b>	22.716	9.4
CS_IV:P14	230.5	0.003	89%	225	55	60	1451	18.093	17.594	1.064	17.594	13

Fuente: Elaboración Propia

\* Máximo valor de detección del método PT: Producción Total Líquido; PG: Producción Gas

El Campo Sur presenta altas concentraciones de CO<sub>2</sub> en el gas producido de la extracción de crudo, por tanto, para algunas facilidades el valor de CO<sub>2</sub> reportado, es el máximo de detección del método usado (tubos colorimétricos), por lo que los valores de velocidad de corrosión por CO<sub>2</sub>, pueden estar subestimados.

La Tabla 4, presenta los resultados de los pozos que tienen análisis de gases y las variables de temperatura y presión. Las velocidades de corrosión por los modelos de De Waard et al., son muy altas comparadas con resultados de los cupones gravimétricos (Tabla 6) y que para las facilidades monitoreadas se encuentran en valores críticos >1.2 mm/y (5 mpy valor

máximo aceptado). Estos pueden observarse en el *Anexo 1*. En ninguno de los casos, la  $T$  alcanza la  $T_{scale}$  o punto de inflexión para la formación de la capa protectora de  $FeCO_3$ , el factor  $F_{scale}$ , no representa ninguna corrección sobre el valor de la velocidad obtenida por primer método.

**Tabla 6**

*Comparación de velocidad de corrosión de los modelos 1975 y 1991 con cupones gravimétricos.*

Facilidad	VC-1975 (mm/y)	VC-1991 (mm/y)	VC -Gravimetría (mm/y)	Categorización de VC- gravimetría <sup>a</sup>
CS_I:P10			0.526	SEVERO
CS_I:P15			0.879	SEVERO
CS_I:P5	15.440	15.206	0.29	SEVERO
CS_I:P6	11.428	11.156	0.03	MODERADO
CS_III:P12	14.476	13.887	0.59	SEVERO
CS_III:P13	12.800	12.567	0.04	MODERADO

Fuente: Elaboración Propia

<sup>a</sup> (NACE, 2018)

Las facilidades con datos fisicoquímicos permiten el uso del modelo de Norsok M-506, para el cual se observan velocidades de corrosión menos conservadoras que en los modelos iniciales Tabla 5. Sin embargo, la comparación de los resultados con los cupones gravimétricos Tabla 7, nuevamente muestra valores extremadamente altos para los modelos

predictivos con respecto a los valores de campo. Los cupones se pueden observar en el Anexo 1.

La facilidad CS\_II: P11, presenta alta temperatura de proceso y para esta la  $T > T_{scale}$ , condición que de acuerdo a (De Waard, Lotz, & Milliams, 1991) convierte el valor de  $F_{scale}=1$  y no representa corrección sobre el valor de la velocidad obtenida por primer método igual que para las demás facilidades.

**Tabla 7**

*Comparación de resultados de velocidad de corrosión de los 3 modelos con cupones gravimétricos*

Facilidad	VC-1975 (mm/y)	VC-1991 Corregida	VC NORSOK M506	VC_Gravimetría (mm/y)	Categorización de VC- gravimetría <sup>a</sup>
CS_I:P2	6.864	6.772	2.7	0.174	0.174
CS_I:P3	4.525	4.395	5.6	1.102	1.102
CS_I:P4	8.137	7.564	9.7	0.315	0.315
CS_I:P7	7.753	7.562	2.6	0.15	0.15
CS_I:P8	7.64	7.544	2.5	0.269	0.269
CS_II:P9	7.002	6.857	11	0.245	0.245
CS_II:P11	22.716	14.681	9.4	0.105	0.105
CS_IV:P14	18.093	17.594	13	0.182	0.182

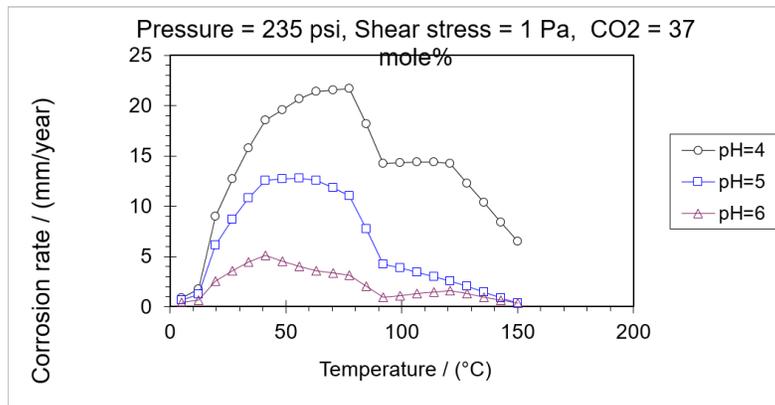
Fuente: Elaboración Propia

<sup>a</sup> (NACE, 2018)

Para el caso especial de la facilidad antes mencionada se muestra el perfil obtenido por el modelo de Norsok con el objeto de visualizar el comportamiento una vez alcanzada la  $T_{scale}$  para la cual se presume el descenso de la velocidad de corrosión por la formación de la capa protectora de  $FeCO_3$ , este comportamiento se indica en la Figura 1

**Figura 1.**

*Simulación CS\_II:P11, modelo Norsok M-506*



Una vez estudiadas las correlaciones para la predicción de corrosión por  $CO_2$ , se observa que la expresión más básica de De Waard de 1975 calcula el “peor escenario” al cual está sometido el sistema, el aumento de la temperatura de manera potencial y el modelo no indica el punto de inflexión donde la formación de scale sobre la superficie favorece la disminución de la velocidad de corrosión. Las correlaciones de De Waard de 1991, por su parte ya predicen la temperatura Scale, sin embargo, la ausencia de otros factores importantes

como la velocidad y composición del fluido, el pH y la influencia de otros componentes, muestran resultados alejados frente a los observados en campo. Por su parte el modelo de Norsok que incluye en el cálculo parte de las variables mencionadas además del esfuerzo cortante de las paredes, exhibe valores menores en la predicción de la corrosión.

**CONCLUSIONES**

1. El estudio de los modelos de predicción de velocidad de corrosión por CO<sub>2</sub>, permitió una mayor comprensión de los procesos corrosivos y las variables de mayor impacto. Para los modelos seleccionados estas variables fueron la temperatura, la presión total, la concentración de CO<sub>2</sub> y el pH, que se ajustan dentro de los rangos límite propuestos por los autores.
2. Los análisis y toma de variables que en general se miden en campo, son una excelente herramienta para el estudio del comportamiento del sistema y en este caso para el uso de las correlaciones de predicción. Sin embargo, se requiere la comprensión y aplicación de modelos de mayor complejidad para que estas predicciones puedan validar los resultados obtenidos de manera experimental.
3. En este estudio, el efecto de parámetros como la concentración de otros gases corrosivos, ácidos orgánicos, inhibidores entre otros no se tiene en cuenta por lo que se desconoce su aporte en la variación de la velocidad de corrosión.
4. Con el número de datos estudiados y la nula tendencia observada, no fue posible establecer una relación de los valores obtenidos en campo con los valores arrojados por los métodos predictivos, se requiere para ello una mayor cantidad de datos de calidad verificable.

**RECOMENDACIONES**

1. Realizar la caracterización completa de los sistemas a estudiar, que incluya la mayor cantidad de datos posibles de operación, producción, diseño y variables fisicoquímicas para usar las correlaciones de manera confiable.
2. Diseñar un esquema de mediciones a lo largo del sistema que permita observar el perfil de corrosión durante el trayecto, ya que en el alcance de este trabajo se analizó un solo punto en específico.
3. Complementar el uso de estas correlaciones con otros modelos que incluyan el efecto de factores como el corte de agua, el grado API del crudo, el régimen de flujo, otros gases corrosivos, la caída de presión y temperatura y las distancias recorridas, de manera que se pueda evaluar con mayor precisión la velocidad de corrosión con los datos disponibles en campo.

## BIBLIOGRAFÍA

API 571. (2020, Marzo). Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry.

*ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 571.*

De Waard, C., Lotz, U., & Milliams, D. E. (1991). Predictive Model for CO<sub>2</sub> Corrosion

Engineering in Wet Natural Gas Pipelines. *CORROSION*, 47(12), 976–985.

doi:doi:10.5006/1.3585212

Hashim Abbas, M. (2016). *Modelling CO<sub>2</sub> Corrosion of Pipeline Steels*. Thesis Doctor of

Philosophy, Newcastle University.

Hatami, S., Ghaderi-Ardakani, A., Niknejad-Khomami, M., Karimi-Malekabadi, F., Rasaei, M. R.,

& Mohammadi, A. H. (2016, Junio 6). On the prediction of CO<sub>2</sub> corrosion in petroleum

industry. *J.Supercritical Fluids*(117), 108-112.

Lee, K.-L. J. (2014). *A Mechanistic Modeling of CO<sub>2</sub> Corrosion of Mild Steel in the presence*

*H<sub>2</sub>S*. Thesis Doctor of Philosophy, Ohio University.

Moretto Ferreira, L. R., Araujo Ponte, H., Schmidlin Sanches, L., & Gomes Abrantes, A. C.

(2015, Marzo). CO<sub>2</sub> Corrosion in the Region Between the Static and Turbulent Flow

Regimes. *Materials Research*.

NACE. (2004). *Curso de Corrosión Básica, Manual del Estudiante*. NACE International.

- NACE. (2018). Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. *NACE Standard RP 00775*, 1-15.
- Nešić, S. (2007). Key issues related to modelling of internal corrosion of oil and gas pipelines – A review. *Corrosion Science*(49), 4308–4338.
- Nešić, S., & Lunde, L. (1994, Septiembre). Carbon Dioxide Corrosion of Carbon Steel in Two-Phase Flow. *Corrosion*, 50(9), 717–727. doi:10.5006/1.3293548
- Nešić, S., Li, H., Huang, J., & Sormaz, D. (2009). An open source mechanistic model for CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S corrosion of carbon steel. *Corrosion 2009 Conference & Expo* (pp. 1-19). Athens: Nace International.
- Nešić, S., Postlethwaite, J., & Vrhovac, M. (1997). CO<sub>2</sub> Corrosion of Carbon Steel from Mechanism to Empirical Modelling. *Corrosion Reviews*, 15(1-2).
- Nešić, S; Kahyarian, A; Seok Choi, Y. (2019). Implementation of a Comprehensive Mechanistic Prediction Model of Mild Steel Corrosion in Multiphase Oil and Gas Pipelines. *CORROSION*, 75(3), 271-294. doi:https://doi.org/10.5006/3093
- Nešić, S; Postlethwaite, J; Vrhovac, M. (2007). CO<sub>2</sub> Corrosion of Carbon Steel from Mechanism to Empirical Modelling. *Corrosion Review*, 15(1-2).
- NORSOK Standard M-506. (2005, Marzo). CO<sub>2</sub> corrosion rate calculation model. *Standards Norway, Draft 1 for Rev. 2*.

Sánchez Quiñones, C. A. (2012). *Desarrollo de un algoritmo de cálculo para integrar un modelo de estimación de tasas de corrosión con modelos de flujo multifásico Gas-Líquido.*

Caracas: Tesis Escuela de Ingeniería Química.

## ANEXO 1

**Figura 2.**

*Cupones de corrosión de facilidades con caracterización de Gases*

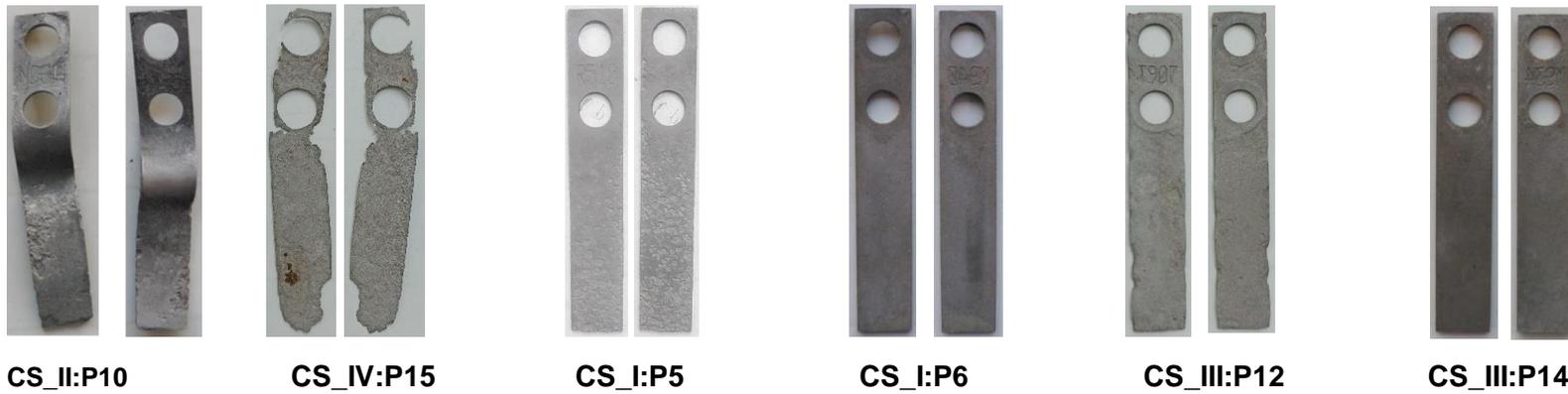


Figura 3.

*Cupones de corrosión de facilidades con caracterización fisicoquímica*

