

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES DE  
CORROSIÓN EN UNA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE AGUA**

**Realizado por:**

**IVANNA GABRIELA GIL LUNA**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**INGENIERO QUÍMICO**

Puerto la Cruz, mayo de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES DE  
CORROSIÓN EN UNA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE AGUA**

**ASESORES**

---

Ing. Químico Ronald Arias  
Asesor Académico

---

Ing. Mecánico Jhonny Rodríguez  
Asesor Industrial

Puerto la Cruz, mayo de 2011

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES DE  
CORROSIÓN EN UNA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE AGUA**

**JURADO CALIFICADOR**

---

Ing. Químico Ronald Arias  
Asesor académico

---

Ing. Químico Fidelina  
Moncada, M.sc  
Jurado principal

---

Ing. Químico Frank Parra  
Jurado principal

Puerto la Cruz, mayo de 2011

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado:

“LOS TRABAJO DE GRADO SON DE LA EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”

## **DEDICATORIA**

A mis padres Carlos e Ingrid, a mi hermana Vivian y a mi abuelita Belén,

**LOS AMO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Primeramente a Dios todo poderoso por guiarme, iluminarme y darme la sabiduría y la fuerza necesaria para emprender y culminar este largo camino para cumplir una de las metas de mi vida.

A mis padres Carlos e Ingrid, por educarme, enseñarme e inculcarme los valores y el camino a seguir adelante, y que en esta vida las cosas se obtienen con mucha lucha y perseverancia.

A mi hermana Vivian quien más que una hermana, ha sido para mí una madre y una amiga, y que al igual que mis padres es una base para mí y quiere verme en lo alto, te amo hermana.

A mi tía Miriam y mi primo Gustavo Adolfo con quienes viví y compartí durante mucho tiempo, y quienes me apoyaron y estuvieron conmigo durante este recorrido en los buenos y malos momentos, a ellos muchas gracias.

A mi abuela Belén, a mis tíos maternos y paternos, y primos, porque también me apoyaron y ayudaron con lo que estuviera en sus manos para cumplir esta meta, yo se que todos y cada uno de ellos están muy orgullosos de mi.

A todos las personas con las que viví y compartí, y que también me apoyaron y sirvieron de compañía y de ayuda, entre las cuales esta Patricia que más que una compañera es una gran amiga y la aprecio mucho por estar ahí incondicionalmente, y a Yajaira quien ahora nos acompaña desde el cielo y se que sigue estando a nuestro lado.

A unas personitas a las cuales nunca me cansare de agradecer y estaré eternamente agradecida eternamente con cada uno de ellos. Ellos mas que compañeros de clase, resultaron amigos muy valiosos, os mejores que he podido encontrar en este largo camino y con los que aprendi que amigos no son aquellos a los que conoces de toda una vida, sino aquellos que llegan a tu corazón en poco tiempo y dejan su huella, Marybeth, Jesus, Fergie, Moira, Maria Fernanda, Cariana, Roberth, Antonio, Luis y Diego gracias los quiero un monton.

Y por ultimo pero no menos importante a mi amiga Marta quien también colaboro conmigo en lo que tuvo en sus manos para la realización de mi tesis, gracias te quiero.

## RESUMEN

Para llevar a cabo el estudio de la factibilidad de inyección de inhibidores de corrosión en las tuberías que transportan agua de producción de la estación principal del distrito Cabrutica, se realizó inicialmente la selección de las líneas de transferencia a analizar y se obtuvieron los parámetros bajo los cuales operan dichas líneas, para luego efectuar la caracterización fisicoquímica del agua y determinar el grado de tendencia corrosiva de éstas. El agua de producción presentó gran contenido de sólidos, alta dureza, un grado elevado de alcalinidad y alta concentración de cloruros, obteniéndose que estos factores promueven un ambiente corrosivo bajo ciertas condiciones; Se obtuvieron las concentraciones de gases como el CO<sub>2</sub> (1 al 3 %) y de H<sub>2</sub>S (25ppm -50ppm), los cuales no representan cantidades elevadas. Seguidamente se utilizaron los simuladores PIPESIM® Y PREDICT® para generar los perfiles de las condiciones hidrodinámicas y los perfiles de velocidad de corrosión con la finalidad de precisar si existe un fenómeno corrosivo y el grado en el cuál se encuentra. Finalmente se obtuvieron velocidades de corrosión consideradas bajas por la norma NACE RP0775, lo cual indica que no se hace estrictamente necesario la implantación de un plan de tratamiento anticorrosivo debido a que la velocidades de corrosión obtenida se encuentran en su mayoría en un rango bajo (2,24-0,19 mpy) sin embargo se propuso la aplicación de un inhibidor tipo fílmico que se adhiera a la superficie de las tuberías.

## TABLA DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
RESUMEN .....	viii
TABLA DE CONTENIDO .....	ix
CAPÍTULO I .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 Reseña histórica de la empresa .....	1
1.2 Ubicación geográfica del lugar de estudio .....	2
1.3 Planteamiento del problema .....	2
1.4 Objetivos .....	5
1.4.1 Objetivo general .....	5
1.4.2 Objetivos específicos .....	5
CAPÍTULO II .....	7
MARCO TEÓRICO .....	7
2.1 Antecedentes .....	7
2.2 Corrosión .....	8
2.3 Factores que favorecen el proceso de corrosión .....	11
2.3.1 Factores electroquímicos .....	11
2.3.2 Factores ambientales .....	12
2.3.3 Factores metalúrgicos .....	16
2.3.4 Factores termodinámicos .....	16
2.4 Formas de corrosión interna .....	17
2.4.1 Corrosión uniforme .....	17
2.4.2 Corrosión por picaduras .....	18

2.4.3 Corrosión por hendiduras .....	18
2.4.4 Corrosión galvánica.....	19
2.4.5 Corrosión por esfuerzo .....	19
2.4.6 Corrosión inducida por el flujo .....	19
2.4.7 Corrosión microbiológica .....	21
2.5 Corrosión por CO <sub>2</sub> .....	22
2.6 Corrosión por H <sub>2</sub> S.....	26
2.7 Corrosión por efecto combinado de dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) y sulfuro de hidrogeno (H <sub>2</sub> S) .....	28
2.8 Desgaste erosivo .....	30
2.9 Simulación de flujo de fluidos dentro de las tuberías.....	31
2.9.1 Simulador PIPESIM® .....	31
2.9.2 Simulador PREDICT®.....	32
2.10 Correlación de De Waard y Milliams.....	33
2.11 Regímenes de fluido.....	34
2.11.1 Flujo tipo burbuja .....	35
2.11.2 Flujo intermitente tipo pistón.....	35
2.11.3 Flujo estratificado suave.....	36
2.11.4 Flujo estratificado ondulante.....	36
2.11.5 Flujo intermitente tipo tapón .....	36
2.11.6 Flujo anular.....	37
2.11.7 Flujo tipo disperso (flujo tipo rocío).....	38
2.12 Técnicas para la medición de corrosión .....	38
2.13 Monitoreo de la corrosión .....	39
2.13.1 Técnicas de monitoreo .....	40
2.14 Tratamiento químico de la corrosión.....	44
2.15 Inhibidores de corrosión .....	45
2.15.1 Tipos de adsorción .....	45
2.15.1.1 Adsorción física.....	45

2.15.1.2 Adsorción química.....	46
2.15.2 Factores que afectan la inhibición.....	46
2.15.3 Clasificación de los inhibidores .....	46
2.15.3.1 Soluble en crudo .....	46
2.15.3.2 Soluble en agua .....	47
2.15.3.3 Inhibidores pasivantes (Anódicos).....	47
2.15.3.4 Inhibidores catódicos.....	48
2.15.3.5 Inhibidores orgánicos .....	48
2.15.4 Efecto del metal en la efectividad de un inhibidor .....	49
2.15.4.1 Homogeneidad química del metal.....	49
2.15.4.2 Tratamiento térmico .....	49
2.15.4.3 Trabajo en metal frío .....	49
2.16 Aplicación de los inhibidores de corrosión.....	50
CAPÍTULO III.....	51
DESARROLLO DEL TRABAJO .....	51
3.1 Identificación de los parámetros de operación de las líneas que manejan el agua de producción de la estación principal .....	51
3.1.1 Reconocimiento de las líneas de transferencia que manejan el agua de producción.....	51
3.1.2 Caracterización de las condiciones operacionales por medio de información de los sistemas computacionales .....	52
3.1.3 Especificación del número de tramos comprendidos con respecto a los lugares de tomas de muestras.....	53
3.2 Caracterización fisicoquímica del agua de producción estimando posteriormente su potencial de corrosión.....	54
3.2.1 Medición de H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> .....	55
3.2.2 Contenido de sólidos suspendidos en agua.....	57
3.2.3 Contenido de crudo en agua .....	58
3.2.4 Determinación del pH.....	58
3.2.5 Determinación de la dureza (Norma COVENIN 2771) .....	58

3.2.5.1 Dureza total .....	58
3.2.5.2 Dureza cálcica .....	61
3.2.5.3 Dureza magnésica .....	62
3.2.6 Determinación de alcalinidad .....	62
3.2.6.1 Alcalinidad parcial .....	62
3.2.6.2 Alcalinidad total .....	64
3.2.7 Determinación de sulfatos (método 375.4 de la USEPA) .....	65
3.2.8 Determinación de cloruros (Norma COVENIN 3141) .....	66
3.2.9 Determinación del hierro total.....	67
3.2.10 Equipos .....	68
3.2.11 Materiales.....	68
3.2.12 Sustancias.....	69
3.3 Realización de las simulaciones hidrodinámicas y de velocidad de corrosión en las líneas de objeto a estudio.....	69
3.1.1 Utilización del programa de simulación PIPESIM® .....	69
3.3.2 Utilización Programa de simulación PREDICT® .....	72
3.4 Determinación del tipo de inhibidor y lugar de inyección más idóneo para el sistema fluido-metal, en caso de que se requiera el uso del mismo .....	74
CAPÍTULO IV.....	77
DISCUSIÓN DE RESULTADOS,.....	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	77
4.1 Identificación de los parámetros de operación de las líneas que manejan el agua de producción de la estación principal .....	77
4.2 Caracterización fisicoquímica del agua de producción estimando posteriormente su potencial de corrosión.....	78
4.2.1 Contenido de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S.....	78
4.2.2 Contenido de sólidos suspendidos.....	84
4.2.3 Contenido de crudo en agua .....	86
4.2.4 Determinación de pH.....	89

4.2.5 Determinación de dureza .....	90
4.2.6 Determinación de alcalinidad .....	91
4.2.7 Determinación de sulfatos .....	91
4.2.8 Determinación de cloruro .....	92
4.2.9 Contenido de hierro total .....	92
4.3. Realización de las simulaciones hidrodinámicas y de velocidad de corrosión en las líneas de objeto a estudio.....	94
4.3.1 Utilización del programa PIPESIM®.....	94
4.3.2 Utilización Programa de simulación PREDICT® .....	106
4.4 Determinación de el tipo de inhibidor y lugar de inyección más idóneo para el sistema fluido-metal, en caso de que se requiera el uso del mismo.....	108
4.5 CONCLUSIONES .....	113
4.6 RECOMENDACIONES.....	115
BIBLIOGRAFÍA.....	117
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	120

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Reseña histórica de la empresa**

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), es una empresa propiedad de la República Bolivariana de Venezuela, creada el 30 de agosto de 1975 por el ejecutivo nacional mediante el decreto presidencial N° 1.123, registrada por la Ley Orgánica que reserva al estado la industria y comercio de los hidrocarburos.

PDVSA, lleva a cabo las operaciones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos (aguas arriba) en Venezuela. Así como operaciones de venta, comercialización, refinación, transporte, infraestructura, almacenamiento y embarque (aguas abajo) en Venezuela, el Caribe, América del sur, América del norte y Europa.

PDVSA, Se encarga del desarrollo de la industria petrolera, petroquímica y carbonífera; tiene como actividad planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela, como en el exterior; ocupa una destacada posición entre los refinados mundiales y su red de manufactura y mercado. Además, realiza actividades en las áreas de investigación y desarrollo tecnológico, educación y adiestramiento en sectores vinculados con la industria energética. También promueve y participa en el desarrollo de las comunidades cercanas a sus áreas de operación significando para la empresa el compromiso de contribuir con el desarrollo armónico de las comunidades donde desarrolla actividades.

## 1.2 Ubicación geográfica del lugar de estudio

La faja petrolífera del Orinoco está situada en la parte sur de la cuenca oriental de Venezuela, al norte del río Orinoco. Cubre un área de 700 Km. de largo y de ancho entre 50 y 100 Km. en los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. El área de interés está ubicada en el distrito Cabrutica, que tiene una extensión de aproximadamente 3.528 Km<sup>2</sup> y presenta un volumen de petróleo en sitio de 255 MMBN, compuesto básicamente de crudo extrapesado con una gravedad de 8 a 11° API.



**Figura 1.1 Ubicación geográfica de la faja petrolífera del Orinoco**

## 1.3 Planteamiento del problema

En el distrito Cabrutica, área Junín de la faja petrolífera del Orinoco (FPO), son extraídos de los pozos, fluidos con grandes cantidades de agua, crudo y gas que además contienen contaminantes como sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y arena, estos fluidos pasan directamente a los múltiples de producción, en donde los fluidos provenientes de varios pozos se unen a una línea de transferencia y de allí son separados para ser tratados de acuerdo a las especificaciones requeridas.

El crudo pasa a través de un sistema de tratamiento de crudo a fin de separar el gas para luego ser deshidratado. El gas es llevado a los separadores y luego pasa directamente a los incineradores de gas, el crudo se envía a los tanques de almacenamiento y el agua pasa a la planta de procesamiento de agua.

La planta de procesamiento de agua es el lugar a donde se transporta el agua separada del proceso para luego ser devuelta a los pozos inyectoros de agua de disposición final. En esta planta las líneas de transferencia podrían presentar un desgaste interno como consecuencia de la corrosión presente en las mismas, lo cual representa un factor importante a nivel de producción, ya sea por la pérdida de fluido a través de filtraciones y fallas que pueden generar pérdidas de barriles diarios por tubería y de esta manera influir en la ganancia neta a la cual se incluyen los gastos por costos de reparación de equipos, saneamiento ambiental e inseguridad operacional en el área general de trabajo.

Los problemas de corrosión se originan porque el agua viaja a través de las tuberías junto con una serie de materiales y compuestos como arena, sedimentos, sulfuros de hidrógeno y otros iones ocasionando la interacción con el material de las mismas. El paso de este fluido origina el deterioro del material como consecuencia de una reacción electroquímica por su entorno y va a depender en gran parte de la temperatura, presión, salinidad del fluido en contacto con el metal y de las propiedades del metal (tuberías) en cuestión.

Para disminuir el porcentaje de los daños que puedan ser ocasionados se hace necesario su monitoreo y control por medio de la utilización de algunos mecanismos tales como inhibidores de corrosión a fin de

contrarrestar el avance de la misma, ya que la interacción del fluido con el medio provoca grandes turbulencias e impacto de la arena que remueven los inhibidores y/o capas de protección interna. El transporte del inhibidor hacia la pared de la tubería es difícil ya que éste tiene que pasar por diferentes fases (agua, crudo, gas) y por la presencia de arena. Por ello se hace un estudio exhaustivo para determinar no sólo el tipo de inhibidor adecuado sino aquel que más se adapte a las características predominantes del sistema al cual se desee aplicar.

Existen numerosos tipos de inhibidores de corrosión, algunos de ellos son compuestos polares que cubren la superficie del metal protegiéndola con una película de aceite, otros compuestos pueden adsorber el agua para que sólo el aceite toque la superficie del metal y otros se combinan químicamente con el metal para formar una superficie no reactiva, todos con el fin de disminuir la velocidad de corrosión.

Para el estudio de la factibilidad de inyección de inhibidores de corrosión en las tuberías que transportan agua de producción de la estación principal del distrito Cabrutica, se realizará la identificación de las líneas de transferencia lo cual comprende la ubicación geográfica, tipo de material, diámetro, longitud; así como también la identificación de los parámetros de operación de las líneas tales como temperatura y presión con la finalidad de evaluar el impacto de estas variables en los procesos corrosivos internos que puedan presentar dichas líneas y se tomarán muestras del fluido para la determinación de pH, dureza, alcalinidad, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), cloruros, arena, sedimentos y sulfatos para caracterizar el fluido desde el punto de vista del potencial de corrosión.

Una vez obtenidos los datos de operación y características del fluido mencionados anteriormente, se procederá a introducir los mismos en los programas PIPESIM® y PREDICT® para obtener las simulaciones hidrodinámicas y de velocidad de corrosión respectivamente. Los resultados obtenidos por medio de los programas de simulación, se analizarán para cumplir con el objetivo planteado, y en tal sentido conocer si es factible la utilización de un inhibidor de corrosión que se adapte a estos resultados, así como la proporción adecuada y el lugar de inyección de acuerdo a las características del sistema.

El trabajo a realizar busca solucionar o reducir de cierta manera los problemas antes mencionados, en el caso de que se obtenga algún grado de corrosión en las líneas de manejo de agua, a fin de prolongar la vida útil de la planta y evitar fallas que puedan originar riesgos y en consecuencia pérdidas económicas.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo general**

Estudiar la factibilidad de inyección de inhibidores de corrosión en las tuberías que transportan agua de producción de la estación principal del distrito Cabrutica.

### **1.4.2 Objetivos específicos**

1. Identificar los parámetros de operación de las líneas que transportan el agua de producción en la estación principal.

2. Caracterizar fisicoquímicamente el agua de producción estimando posteriormente su potencial de corrosión.
3. Realizar las simulaciones hidrodinámicas y de velocidad de corrosión en las líneas de objeto a estudio.
4. Determinar el tipo de inhibidor y lugar de inyección más idóneo para el sistema fluido-metal, en caso de que se requiera el uso del mismo.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes**

Blanco (2008), estudió el fenómeno de corrosión interna teniendo en cuenta las condiciones hidrodinámicas del fluido que se presenta en la red de distribución de gas natural de alta presión de la unidad de producción de Morichal, haciendo uso del simulador PipePhase®. Se determinó que el agente corrosivo predominante es el CO<sub>2</sub> y que el patrón de flujo que más se presenta es el de tipo estratificado. Los resultados indicaron que la corrosión presente en los gasoductos es de tipo uniforme y siempre que se mantenga el uso de tratamiento químico anticorrosivo con una eficiencia mayor del 90%, la vida útil será mayor de 20 años.

Jaramillo (2005), estableció las variables que influyen en la corrosión interna del sistema de distribución de gas de la planta compresora Orinoco de la unidad de producción Morichal, haciendo uso del simulador PIPESIM para estimar los patrones de flujo y los puntos de condensación en el gasoducto y así detectar zonas de alto riesgo potencial. Se encontró que el mecanismo de corrosión predominante en el gasoducto es el de corrosión por CO<sub>2</sub>, también se obtuvo que las velocidades del gas y del líquido estaban por debajo de la velocidad crítica descartándose la posibilidad de corrosión por erosión.

Rodríguez (2004), propuso mejorar la resistencia a la corrosión interna en tuberías que transportan crudo y/o gas en la unidad de extrapesado ubicada en Morichal, con la finalidad de optimizar los niveles de producción

aumentando la vida útil de dichas tuberías y bajando los costos de mantenimiento. Una de las principales conclusiones a las que se llegó en este trabajo, fue que el mecanismo de corrosión más probable es el de corrosión por CO<sub>2</sub> y dicho ataque se encuentra entre leve y moderado.

Márquez (2001), realizó un estudio conceptual de corrosión e incrustación por aguas de formación en las estaciones GED 3,6 y 14. Este trabajo estuvo orientado al estudio del comportamiento de varios químicos inhibidores de incrustación empleados en las estaciones antes nombradas, y el manejo conceptual de la corrosión de materiales industriales. Entre las conclusiones destaca que la actividad microbiológica induce, cataliza y coopera en un proceso de corrosión ya existente, pero no es capaz aisladamente de producir corrosión y, debido a las reacciones químicas producidas en el proceso, se origina hidrógeno atómico que puede difundir por el material, contribuyendo a su fragilización.

Las tesis citadas anteriormente sirvieron de soporte para estudiar los mecanismos y principales agentes a través de los cuales ocurre el proceso de corrosión interna, además de incluir el estudio de los parámetros operacionales, las caracterizaciones fisicoquímicas de los fluidos y utilización de programas simuladores, cabe destacar que en el distrito Cabrutica es la primera vez que se realiza un estudio completo de este tipo.

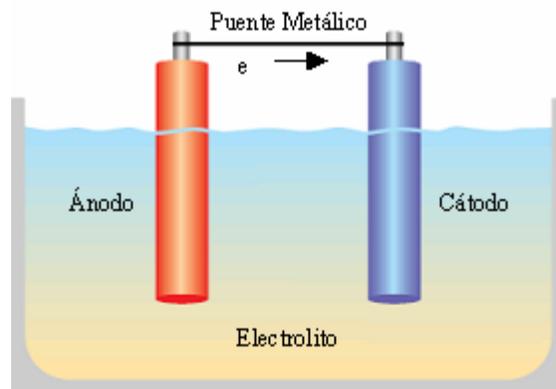
## **2.2 Corrosión**

La corrosión es el resultado destructivo de la reacción química entre un metal o aleación metálica y su ambiente. Los átomos metálicos, se encuentran presentes en la naturaleza en compuestos químicos. Las mismas cantidades de energía que se necesitan para extraer a los metales de sus

minerales son emitidas durante las reacciones químicas que producen la corrosión. La corrosión devuelve al metal a su estado combinado en los compuestos químicos, que son similares o hasta idénticos a los minerales de los cuales los metales fueron extraídos (Uhlig, 1975).

La corrosión es esencialmente un proceso electroquímico que origina parte o el total del metal que está transformándose del estado metálico al iónico. La corrosión requiere un flujo de electricidad entre ciertas áreas de la superficie de un metal a través de un electrolito, el cual es cualquier solución que contiene iones. Los iones son átomos o grupos de átomos eléctricamente cargados; por ejemplo, el agua pura contiene iones hidrógeno positivamente cargados ( $H^+$ ) e iones hidroxilo negativamente cargados ( $OH^-$ ) en cantidades iguales.

Para completar el circuito eléctrico, debe haber dos electrodos, un ánodo y un cátodo, que deben conectarse. Los electrodos pueden ser dos diferentes clases de metales o distintas áreas sobre la misma pieza de metal. La conexión entre el ánodo y el cátodo puede ser mediante un puente metálico, pero en la corrosión se lleva a cabo simplemente por contacto. Para que fluya la electricidad, debe haber una diferencia de potencial entre los electrodos. En la figura 2.1 se ilustra una celda electroquímica con los componentes necesarios para que se produzca la corrosión (Palacios, 1995).



**Figura 2.1 Diagrama esquemático del proceso de corrosión en una celda electroquímica (Palacios, 1995)**

Para efectos prácticos, es casi imposible eliminar la corrosión y el secreto efectivo de la ingeniería en este campo radica más en su control, que en su eliminación siendo necesario tomar en cuenta el fenómeno corrosivo desde el diseño de las instalaciones y no después de ponerlas en operación.

El ingeniero que trabaja en problemas de corrosión necesita saber dónde empezar y tener un conocimiento básico para reconocer la corrosión, cómo se produce, cómo impedir su severidad, qué herramientas son necesarias, técnicas de inspección, variables de diseño que afectan a la corrosión, selección de materiales y la forma de interpretar y aplicar la información del problema corrosivo, así como saber donde obtener ayuda.

Todos los metales y aleaciones son susceptibles de sufrir el fenómeno de corrosión, no habiendo material útil para todas las aplicaciones. Por ejemplo el oro, conocido por su excelente resistencia a la atmósfera, se corroe si se pone en contacto con mercurio a temperatura ambiente. Por otra parte el acero no se corroe en contacto con el mercurio, pero rápidamente se oxida expuesto a la atmósfera (Palacios, 1995).

## 2.3 Factores que favorecen el proceso de corrosión

La resistencia que ofrece un material ante el fenómeno de corrosión es afectada por elementos de diversas naturalezas: electroquímicos, ambientales, metalúrgicos y termodinámicos (Fontana, 1986).

### 2.3.1 Factores electroquímicos

Involucran la producción de un flujo de electrones, siendo este gobernado por factores de tipo electroquímicos como son las reacciones electroquímicas, polarización y pasividad.

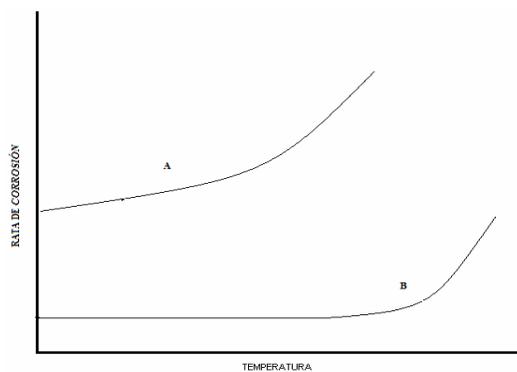
- **Reacciones electroquímicas:** Son aquellas que consumen electrones. Durante el proceso de corrosión puede ocurrir más de una reacción de oxidación y de reducción. Las reacciones anódicas y catódicas son dependientes una de otra; si se producen reacciones anódicas, se produce también reacciones catódicas; por lo tanto es posible reducir la corrosión reduciendo una de las dos reacciones.
- **Polarización:** Es el proceso mediante el cual dos materiales con potenciales diferentes al del hidrógeno al estar conectados, comienzan un proceso de corrosión hasta alcanzar el equilibrio. La polarización se puede dar por concentración o difusión y por activación.
- **Pasividad:** Es la pérdida de actividad química de ciertos metales bajo condiciones ambientales particulares. Estas favorecen la disminución de la velocidad de corrosión porque se forma una película protectora sobre la superficie del metal, la cual es estable por encima de ciertas condiciones de oxidación y es destruida eventualmente al ser expuesta a ambientes corrosivos muy severos (Fontana, 1986).

### 2.3.2 Factores ambientales

Estos factores tienen relación directa con las condiciones predominantes en el ambiente al cual se encuentra expuesto el material. Entre estos factores se pueden mencionar:

- **Temperatura**

La temperatura incrementa la velocidad de reacción en casi todas las sustancias químicas al igual que en la mayoría de los procesos de corrosión. Generalmente pueden presentarse dos casos, como se muestra en la figura 2.2. El primero, en el cual un incremento en la temperatura va asociada a un aumento inmediato de la velocidad de corrosión (línea A), mientras que en el segundo, un aumento de la temperatura, no parece tener mucha influencia, hasta que se alcanza cierto valor, a partir del cual se presenta un incremento rápido de la velocidad de corrosión (línea B). Esto es frecuente en materiales que se encuentran en su estado pasivo y el aumento de la temperatura (lo que usualmente se traduce en aumento en el poder oxidante del medio); hace que el material pase a su estado transpasivo donde es fácilmente corroído (Nalco, 1997).



**Figura 2.2 Efecto de la temperatura (Nalco, 1997)**

- **Presión**

La presencia de gases disueltos es muy común en cualquier sistema, pero cuando ocurre un incremento en la presión del mismo, resulta en un incremento en la solubilidad de estos gases, dando lugar a la formación de ácidos débiles que reducen el pH del agua y disuelven o corroen cualquier superficie de hierro que contacten (Nalco, 1997).

- **Composición electrolítica del agua**

Los electrolitos son sustancias que al disolverse en el agua dan lugar a la formación de iones. Los electrolitos pueden ser fuertes y débiles, según estén, parcial o totalmente ionizados o disociados en medio acuoso. La composición electrolítica del agua está dada por el contenido total de los iones presentes en ella como consecuencias de las disociaciones de dichos electrolitos.

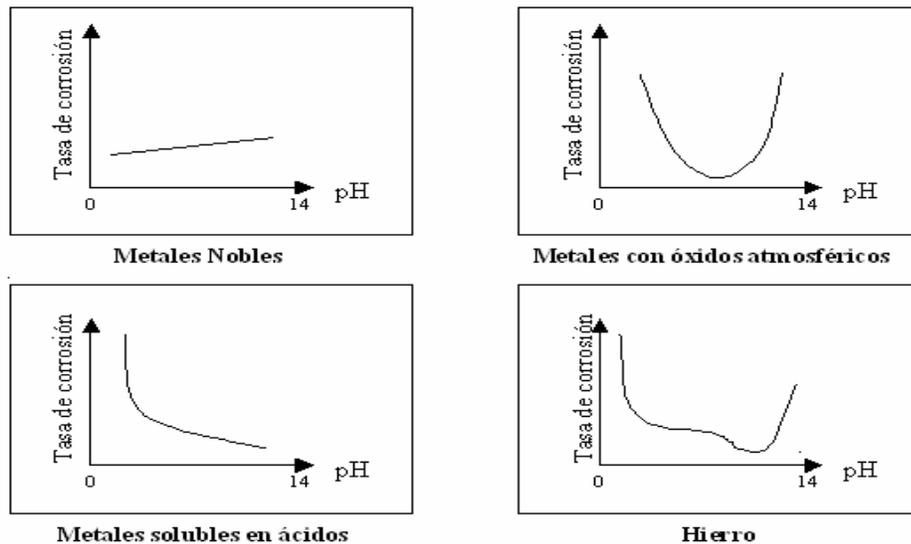
El agua destilada no es muy conductora, en comparación con el agua de mar que es bastante conductora y puede ser muy corrosiva. Este punto de vista es considerando sólo la conductividad. La presencia de gases disueltos puede hacer corrosiva al agua destilada, en cuanto un agua salina que no contenga gases disueltos y a un pH alcalino puede ser casi no corrosiva. La mayoría de las aguas de formación producidas con el crudo y el gas contienen altos niveles de sales y por ende son muy conductoras. La corrosividad se incrementa a medida que el agua adquiere mayor cantidad de sales (Nalco, 1997).

- **El pH**

El pH se refiere a la medida de alcalinidad y acidez del agua. La corrosividad del agua usualmente se incrementa cuando el pH disminuye (se hace más ácido). A mayores valores de pH las incrustaciones protectoras (hidróxido de hierro, carbonato de calcio) pueden formarse sobre la superficie del acero y prevenir o disminuir la posibilidad de una posterior corrosión. Sin embargo, para ciertos metales la variación de la velocidad de corrosión con el pH no tiene esta tendencia. La figura 2.3 muestra como la velocidad de corrosión de varios metales cambia con el incremento del pH.

La velocidad de corrosión del hierro se incrementa cuando el pH del agua disminuye por debajo de 4. Entre pH 4 y pH 12 una película protectora de hidróxido provee protección. A un pH extremadamente alto, alrededor de 12, el hierro es nuevamente atacado por el fenómeno conocido como corrosión cáustica. Para el agua sin sólidos que fluye a velocidades de 3 pie/s o menos, se aplican los siguientes "métodos prácticos" (Uhlig, 1975):

pH de 7,0 o superior	Corrosión significativa poco probable
pH entre 7,0 y 6,5	Corrosión menor es posible
pH entre 6,5 y 6,0	Corrosión moderada con posibles picaduras
pH de 6,0 o inferior	Corrosión significativa con probables picaduras



**Figura 2.3 Comportamiento de la velocidad de corrosión con el aumento del pH (Uhlig, 1975)**

- **Velocidad**

Depende de las características del metal y del ambiente expuesto. En los procesos de corrosión que son controlados por procesos de polarización por activación, la velocidad del fluido no tiene efecto en la velocidad de corrosión. Por el contrario, si la corrosión se encuentra controlada por polarización de concentración, entonces a medida que la velocidad del fluido aumenta, la velocidad de corrosión también aumenta.

Existen velocidades del fluido a las cuales estas películas protectoras se deterioran y la velocidad de corrosión se incrementa. La velocidad que define este punto de incremento en la velocidad de corrosión se le denomina crítica. Esta velocidad crítica depende de las propiedades del producto de corrosión que forma la película protectora (Fontana 1986).

### 2.3.3 Factores metalúrgicos

Los metales y sus aleaciones son sólidos cristalinos, lo que significa que los átomos de un metal están ordenados. Los metales, cuando se encuentran en su estado natural tienen un estado termodinámico estable. Luego en los procesos de manufactura de aceros y otras aleaciones, al metal se le añade energía; durante este proceso, si no se ha cambiado significativamente el metal, su termodinámica tampoco habrá cambiado. Entonces cuando el metal procesado es expuesto a un ambiente natural, éste regresa a su estado natural mediante el proceso de corrosión para formar compuestos como hidróxido de hierro  $\text{Fe}_2(\text{OH})_3$ .

Cuando el metal se ha solidificado y enfriado se crean los bordes entre los granos de metal. Los bordes de los granos son áreas de mucha energía y son los más activos químicamente y es por eso que son atacados más rápidamente que las mismas caras del grano cuando son expuestos a ambientes corrosivos. También las zonas de imperfección en la estructura de los metales son puntos susceptibles a la corrosión. Las zonas de imperfección se manifiestan como interrupciones en las cadenas de átomos que forman el cristal. Estas interrupciones aparecen por la ausencia de una matriz de átomos, la presencia de un átomo impuro o por la presencia de una matriz de átomos en el lugar equivocado (Fontana, 1986).

### 2.3.4 Factores termodinámicos

Para la corrosión, la termodinámica indica si una reacción puede ocurrir espontáneamente o no. Para esto se utiliza el concepto de energía libre. El cambio de energía libre es una medida directa de la capacidad de un sistema de producir trabajo o de la capacidad eléctrica máxima disponible en el

sistema. Si el cambio de energía libre de un estado a otro de un sistema es negativo, indica una pérdida de energía libre y la dirección espontánea de la reacción del sistema. Si no existen fuerzas externas actuando en un sistema, el sistema siempre tratará de transformarse en un estado donde su energía sea el mínimo. Si el cambio de energía libre es positivo, entonces implica que la reacción ocurre si se le añade energía al sistema, pero no ocurre espontáneamente.

Las condiciones sirven como guía para determinar si las reacciones son termodinámicamente posibles bajo las circunstancias dadas. Se puede decir entonces, que un metal tiende a corroerse cuando está en contacto con una solución donde las reacciones catódicas son posibles con un potencial de equilibrio mayor que el de las reacciones de disolución del metal. Es importante mencionar que la termodinámica indica si las reacciones son posibles, pero no dice nada acerca de la velocidad a la cual ocurren. Una reacción que sea termodinámicamente posible puede estar ocurriendo a velocidades tan lentas que para la práctica se puede decir que no ocurre del todo (Fontana, 1986).

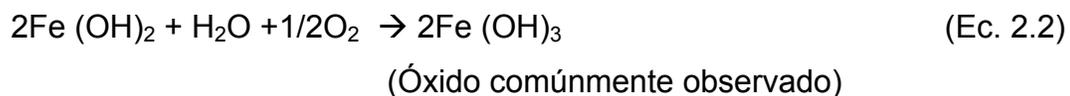
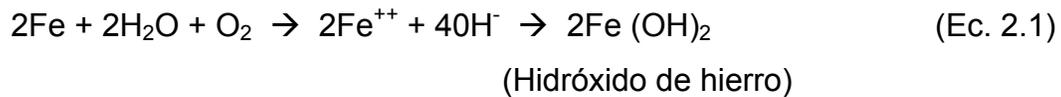
## **2.4 Formas de corrosión interna**

Se clasifican de acuerdo a la apariencia del metal corroído, dentro de las más comunes están:

### **2.4.1 Corrosión uniforme**

Es la forma más común de corrosión y se caracteriza por el desgaste uniforme y general del material, por una reacción electroquímica en la superficie de éste. El material se va adelgazando progresivamente hasta que

falla. Este tipo de corrosión se representa por las siguientes reacciones (Palacios, 1999):



#### 2.4.2 Corrosión por picaduras

Es una forma de corrosión extremadamente localizada, definida como una picadura cuyo diámetro en la superficie es generalmente mayor que el diámetro en la profundidad. Es una de las formas más destructivas de corrosión; ya que además, de perforarse el metal con muy poca pérdida de peso, puede ser el inicio de una grieta por la concentración de esfuerzos. Este tipo de corrosión es difícil de detectar debido a que las picaduras son de muy pequeño tamaño, además de que éstas usualmente están cubiertas de productos de corrosión.

Con frecuencia, las picaduras se presentan debajo de sustancias que se adhieren en donde la capacidad de oxidación no se repone en forma suficiente dentro de los poros o cavidades para mantener la pasividad allí. Una vez que la picadura se activa, la superficie que rodea el punto se vuelve catódica y la penetración dentro del poro es rápida (IESL, 2009).

#### 2.4.3 Corrosión por hendiduras

Es una corrosión localizada, frecuentemente ocurre en espacios confinados y otras áreas resguardadas expuestas al fluido corrosivo. Este

tipo de ataque es usualmente asociado con pequeños volúmenes de solución estancadas en hoyos, superficies juntas, uniones sobrepuestas y depósitos en la superficie. La intensidad del ataque en las zonas afectadas, suele ser mayor que en las zonas circundantes de la misma superficie. Este tipo de corrosión puede presentarse debido a una deficiencia de oxígeno en la hendidura, cambios de acidez, acumulación de iones o agotamiento de un inhibidor (ASVENCOR, 2007).

#### **2.4.4 Corrosión galvánica**

Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto, ambos metales poseen potenciales eléctricos diferentes lo cual favorece la aparición de un metal como ánodo y otro como cátodo, a mayor diferencia de potencial el material más activo será el ánodo. (Palacios, 1999).

#### **2.4.5 Corrosión por esfuerzo**

Ocurre cuando un material se fractura por la presencia de un medio corrosivo, aquellos materiales que son sensibles a la aplicación de esfuerzos pueden agrietarse espontáneamente cuando están sujetos simultáneamente a esfuerzos y agentes corrosivos específicos, en un rango favorable de presión y temperatura (Palacios, 1999).

#### **2.4.6 Corrosión inducida por el flujo**

##### **A. Erosión**

La erosión consiste en la remoción de material de la superficie de un elemento metálico a consecuencia de la fricción de un fluido o por el impacto de partículas sólidas sobre la misma. La erosión se presenta en los

componentes de un pozo tales como las rejillas, niples y válvulas de seguridad, así como también en los equipos de superficie como las tuberías, las válvulas y los tanques. Los principales parámetros que influyen en la magnitud, la localización y la severidad de la erosión son (NACE RP0775, 1999):

- ◆ El tamaño de las partículas, dureza y concentración.
- ◆ El tipo y las propiedades de la superficie del material.
- ◆ El caudal y las propiedades del fluido (velocidad, temperatura).
- ◆ El ángulo de impacto

### **B. Corrosión-Erosión**

Cuando el movimiento del medio corrosivo sobre la superficie metálica incrementa la velocidad de ataque debido a desgaste mecánico, este recibe el nombre de corrosión por erosión. La importancia relativa del desgaste mecánico y la corrosión, es a menudo difícil de establecer y varía grandemente de una situación a otra, y el mecanismo de la erosión generalmente se atribuye a la remoción de películas superficiales protectoras, como por ejemplo, películas de óxido formadas por el aire, o bien, productos adherentes de la corrosión.

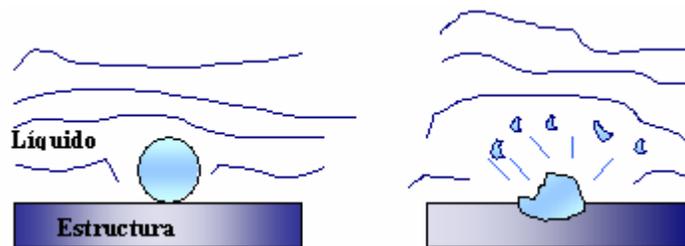
La corrosión-erosión, generalmente tiene la apariencia de picaduras poco profundas de fondo terso y el ataque puede presentar también una distribución direccional debido al camino seguido por el agente agresivo cuando se mueve sobre la superficie del metal (Dayalan, 1995).

### **C. Corrosión por cavitación**

La corrosión por cavitación es considerada por algunos como una forma especial de la corrosión-erosión. Este ataque consiste en la formación y

condensación de burbujas de vapor en un líquido cerca de una superficie metálica. La cavitación se presenta en zonas alternadas de altas y bajas presiones. Estas zonas alternas de altas y bajas presiones provocan la vaporización del líquido, formando burbujas de vapor que chocan fuertemente contra las paredes metálicas del sistema, produciendo un martilleo tan violento que destruye todo tipo de capa protectora formada y un ataque local muy serio con formación de picaduras profundas (Dayalan, 1995).

La figura 2.4 ilustra esquemáticamente este tipo de corrosión, al comienzo del ataque se forman una burbuja de cavitación sobre la capa protectora, luego la burbuja se evapora violentamente y destruye la película protectora, dejando agujeros profundos y depresiones en la superficie del metal (Palacios, 1995).



**Figura 2.4 Corrosión por cavitación producida por el choque de burbujas (Palacios, 1995)**

#### **2.4.7 Corrosión microbiológica**

Es el proceso resultante de la actividad de organismos vivos, usualmente por sus procesos de ingestión de nutrientes y eliminación de desperdicios que son ácidos o hidróxidos corrosivos que atacan al material.

En las aguas de los campos petroleros se pueden encontrar muchas clases diferentes de bacterias, que pueden ser separadas en dos grupos:

- **Bacterias aeróbicas:** Son aquellas que se desarrollan en ambientes en los que el oxígeno está presente en el agua. Los principales problemas en aguas que contienen oxígeno son la presencia de moho, algas, hongos, bacterias y otras sustancias babosas que tienden a tapar y ensuciar los equipos. Las bacterias aeróbicas oxidan el sulfuro elemental para producir ácido sulfúrico, son llamadas bacterias oxidantes de sulfuro. Los síntomas de problemas con estas bacterias son: bajo pH, daños notables al medio ambiente y altos índices de corrosión.
- **Bacterias anaeróbicas:** Son bacterias que se desarrollan en donde no existe oxígeno presente. Las bacterias sulfato-reductoras, única especie anaeróbica que puede causar corrosión en campos petroleros, digiere los sulfatos contenidos en el agua y los reduce a sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ), que es usualmente corrosivo a la mayoría de los metales. El producto de corrosión de las bacterias sulfato-reductoras es sulfuro de hierro ( $FeS$ ). Los síntomas de problemas con estas bacterias son: olor a  $H_2S$ , aguas oscuras y productos negros de corrosión (Palacios, 1999).

## 2.5 Corrosión por $CO_2$

La corrosión por  $CO_2$  es considerada como uno de los principales problemas que afronta la industria petrolera, produciéndose en forma frecuente deterioros severos en los equipos e instalaciones pertenecientes a las áreas de producción, almacenaje y transporte.

Debido a su bajo costo, el material mayormente utilizado en construcción es el acero al carbono, pero a su vez es el más susceptible a ser corroído en ambientes con alto contenido de CO<sub>2</sub>. Este tipo de corrosión es frecuentemente asociada a pozos de gas condensado y pozos de petróleo (Gerus, 1974).

De acuerdo a la norma NACE MR075-2000 el grado de corrosividad se puede predecir de acuerdo a la presión parcial de CO<sub>2</sub>, tal como se muestra en la tabla 2.1.

**Tabla 2.1 Criterio de corrosión por CO<sub>2</sub> dependiendo de la presión parcial del mismo (Gerus, 1974)**

Presión parcial del CO <sub>2</sub> (psia)	Corrosividad
Pp < 7	No corrosivo
7 < Pp < 30	Ligeramente corrosivo
Pp > 30	Moderada a altamente corrosivo

La presión parcial de CO<sub>2</sub> (P<sub>pCO<sub>2</sub></sub>) se calcula con la siguiente ecuación (Guevara, 2010):

$$P_{pCO_2} = \frac{P \times \%CO_2}{100} \quad (\text{Ec.2.3})$$

Donde:

P = Presión total del sistema.

%CO<sub>2</sub> = Porcentaje de CO<sub>2</sub> en la fase gas.

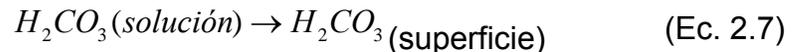
Es necesario entender el proceso de corrosión por CO<sub>2</sub> para poder predecir, prevenir y atacar sus efectos de una manera efectiva. El

mecanismo de corrosión por  $\text{CO}_2$  envuelve una serie de reacciones químicas que pueden ser divididas en las siguientes etapas (Nalco, 1997):

**Etapa I:** Disolución de  $\text{CO}_2$  en agua para la formación de especies químicas que van a tomar parte en la reacción. El  $\text{CO}_2$  se disuelve en presencia de agua formando un ácido débil (ácido carbónico), creándose un ambiente sumamente corrosivo. El  $\text{H}_2\text{CO}_3$  obtenido sufre una doble disociación formando en primer lugar iones bicarbonato y luego iones carbonatos



**Etapa II:** Transporte de los reactantes desde la solución hasta la superficie del metal:



**Etapa III:** Reacciones electroquímicas (anódicas y catódicas) en la superficie del metal. El hierro de la tubería se oxida (reacción anódica):



Los iones  $\text{H}^+$  disociados se reducen al ganar dos electrones (reacción catódica):





**Etapla IV:** La combinación de los iones carbonato producidos en la ecuación 2.11 con el ion ferroso de la reacción 2.10 para formar carbonato de hierro:



El carbonato de hierro obtenido como producto de corrosión se precipita, depositándose sobre la superficie del metal, donde forma una capa que va proporcionando cierto grado de protección al acero contra una mayor corrosión. Esta capa retarda la velocidad de corrosión cuando no es removida (debido a la acción del flujo) de la superficie del metal. De acuerdo a estudios y observaciones realizados y basados en la configuración del ataque corrosivo en la superficie del metal, en el estado del producto de corrosión y en la velocidad de corrosión, clasifican el mecanismo de corrosión por CO<sub>2</sub> dentro de tres tipos básicos (Nalco, 1997):

**Tipo I:** La corrosión es homogénea, ocurre a temperaturas menores de 60 °C (140°F), en donde la disolución del hierro no es muy alta, pequeñas cantidades de FeCO<sub>3</sub>, se forman en la superficie, pero éste tiene poca capacidad de adhesión y es arrastrado de la superficie del metal por el fluido en movimiento, pasando a la solución. La mayoría de los carbonatos en este rango de temperatura son estables a un pH por encima de 5, de esta manera los carbonatos formados en solución de pH menor de 5 no contribuyen a la formación de una película estable sobre la superficie del metal.

**Tipo II:** La corrosión es localizada, se define para temperaturas intermedias cercanas a los 100 °C (212°F), en este rango de temperaturas se produce la mayor velocidad de corrosión, y se observan picaduras en el

metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de  $\text{FeCO}_3$ , sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta manera la capa de  $\text{FeCO}_3$ , será heterogénea de lento crecimiento y porosa, los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, propiciando corrosión localizada.

**Tipo III:** Ocurre a temperaturas relativamente altas, superiores a los  $150\text{ }^\circ\text{C}$  ( $302^\circ\text{F}$ ), la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, compacta y adherente de  $\text{FeCO}_3$ . La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del  $\text{FeCO}_3$  son altas, de tal manera que la nucleación de cristales de  $\text{FeCO}_3$  sobre la superficie es rápida y uniforme. Esto nos indica que la corrosión por  $\text{CO}_2$  es controlada por la rápida formación y lenta disolución de esta capa protectora.

## 2.6 Corrosión por $\text{H}_2\text{S}$

El gas  $\text{H}_2\text{S}$  disuelto en agua, normalmente, en pequeñas cantidades, puede crear un ambiente sumamente corrosivo. Este tipo de ataque puede ser identificado dada la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por  $\text{H}_2\text{S}$ . La corrosión por  $\text{H}_2\text{S}$ , conocida como corrosión agria, es común en sistemas de transporte de gas que contengan dicho elemento en presencia de agua. El mecanismo bajo el cual opera se puede resumir en tres etapas (Nalco, 1997):

**Etapa I:** El sulfuro de hidrógeno gaseoso se disuelve en agua donde ocurre una doble disociación como se muestra a continuación:





**Etapa II:** Nuevamente como en el caso de corrosión por CO<sub>2</sub>, la disolución del hierro en la intercara metal/electrolito:



**Etapa III:** Los productos de las reacciones 2.16 y 2.17 se combinan para formar sulfuro de hierro.



La capacidad protectora de la capa de sulfuro de hierro dependerá de las propiedades físicas y homogeneidad de la misma. Varios productos del tipo Fe<sub>x</sub>S<sub>y</sub> pueden formarse dependiendo de la presión parcial del sulfuro de hidrógeno gaseoso. A presiones parciales de H<sub>2</sub>S por debajo de 0,1 psia, se forman los productos más protectores FeS (triolita) y FeS<sub>2</sub> (pirita), mientras que por encima de este valor, se forman los productos más imperfectos Fe<sub>9</sub>S<sub>8</sub> (kansita) y Fe<sub>7</sub>S<sub>8</sub> (pirolita) que permiten la difusión del Fe<sup>2+</sup> y son menos protectores (API RP14E, 1991).

La presencia de otros reactantes, tales como cloruros y dióxido de carbono, también alteran las características de la película de sulfuro de hierro y por lo tanto, el efecto corrosivo del H<sub>2</sub>S. La ruptura de la película de sulfuro de hierro y la formación incompleta o porosa de ésta genera desnudos en el metal. Estos puntos, que son anódicos, serán atacados preferencialmente obteniéndose la corrosión localizada en forma de picaduras en la superficie del tubo. A continuación se presenta la tabla 2.2, la cual mediante las presiones parciales del sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) indica el tipo de corrosión que se produce.

**Tabla 2.2 Tipo de corrosión por H<sub>2</sub>S dependiendo de la presión parcial**

<b>Presión parcial H<sub>2</sub>S (psia)</b>	<b>Tipo de corrosión por H<sub>2</sub>S</b>
$P_p \geq 0,015$	Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC)
$P_p \geq 0,05$	Corrosion bajo tension (SCC)
$P_p \geq 0,1$	General

Se puede establecer un criterio de la corrosividad de H<sub>2</sub>S según los ppm de este componente en el gas, de tal modo si los ppm de H<sub>2</sub>S son mayores a 4 hay una posibilidad de que ocurra la corrosión y, cuando los ppm son menores a 4 las probabilidades son pocas (Panchon, Xiques, 2010).

La presión parcial de H<sub>2</sub>S se calcula de la siguiente manera:

$$P_p = \frac{P \times \text{ppm H}_2\text{S}}{100} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Donde:

P= Presión total del sistema (psi).

ppm H<sub>2</sub>S = Concentración de H<sub>2</sub>S en la fase gas

## **2.7 Corrosión por efecto combinado de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S)**

El gas proveniente de los pozos de producción presenta mezclas en concentraciones variables de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y cloruros (Cl<sup>-</sup>). La presencia de algunos de estos agentes, en un medio acuoso, es capaz de producir graves daños por corrosión, pero la

combinación de los mismos puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión y la criticidad del daño esperado.

Es importante el efecto del H<sub>2</sub>S en la corrosión por CO<sub>2</sub> y su comportamiento, ya que pueden formarse películas de productos de corrosión en forma competitiva entre el sulfuro de hierro (FeS) y el carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>), lo que puede, en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión, acelerar o disminuir la velocidad de corrosión, por lo que se considera importante definir cuál de los mecanismos de corrosión (por CO<sub>2</sub> o por H<sub>2</sub>S) es el predominante, antes de determinar el comportamiento de la velocidad de corrosión en un sistema determinado.

De acuerdo a los resultados obtenidos por Kane, la relación entre las presiones parciales de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> proporciona un indicativo que permitirá determinar el mecanismo de corrosión predominante en el sistema (Shlumberger, 2002):

$$\frac{P_p CO_2}{P_p H_2S} > 200 \quad \text{Corrosión por CO}_2 \quad (\text{Ec. 2.20})$$

$$\frac{P_p CO_2}{P_p H_2S} < 200 \quad \text{Corrosión por H}_2\text{S} \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Donde:

PpCO<sub>2</sub>: Presión parcial del dióxido de carbono

PpH<sub>2</sub>S: Presión parcial del sulfuro de hidrogeno

## 2.8 Desgaste erosivo

El desgaste por erosión, es fundamentalmente mecánico y se produce por el choque o impacto de partículas transportadas por un fluido (líquido o gas), contra un objeto, debido al movimiento relativo existente entre ambos.

La erosión por partículas sólidas en equipos e instalaciones de superficie en la industria petrolera origina problemas en la producción, ya que los costos asociados son muy elevados. Las tuberías de acero al carbono, grado API, tradicionalmente utilizadas en instalaciones de subsuelo y superficie, bajo condiciones de elevadas presiones y temperaturas de trabajo, cambios bruscos en la dirección de los fluidos, altos regímenes de flujo y elevadas velocidades, además de la presencia de sólidos, resultan muy susceptibles a los ataques erosivos.

La velocidad de los fluidos y la fuerza de impacto son factores importantes que influyen en el desgaste del material y en la pérdida de sus propiedades (dureza, ductilidad, resistencia a la fatiga, etc.). Los estudios de laboratorio y campo sugieren que existen velocidades críticas de producción, por encima de las cuales las velocidades de erosión aumentan rápidamente hasta valores inaceptablemente altos. La correlación más comúnmente utilizada en la industria petrolera para determinar la “velocidad erosional”, definida como aquella velocidad del fluido por encima de la cual los problemas de erosión comienzan, está dada por la norma API - RP14E (API RP14E, 1991):

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_m}} \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Donde:

Ve: velocidad máxima permisible, sobre la cual la erosión ocurre (pie/s)

C: constante empírica

$\rho_m$ : densidad del fluido a condiciones fluyentes (lb/pie<sup>3</sup>)

## **2.9 Simulación de flujo de fluidos dentro de las tuberías**

Este tipo de procedimiento se ha constituido en una herramienta muy acertada y de gran aplicación en el campo de la predicción de fenómenos como la velocidad de corrosión de sistemas que transportan gas, agua, crudo o fluidos multifásicos, ya que pretende esquematizar y analizar de manera virtual el comportamiento de un sistema de tuberías en función a cada uno de los parámetros involucrados en el proceso corrosivo (Gerus, 1974).

### **2.9.1 Simulador PIPESIM®**

Es un programa de simulación de modelos multifásicos cuasiestáticos en petróleo y gas en una red de computadoras y/o sistemas en línea. PIPESIM® tiene la capacidad y la flexibilidad de planear aplicaciones que tienen cierto alcance sobre el análisis de la sensibilidad de parámetros importantes en un pozo y redes de tuberías, y su planificación a través de los años. El software PIPESIM 2003® provee un simulador seguro de flujo multifásico para sistemas de producción de petróleo y gas. El mayor rasgo del PIPESIM 2003® es la integración de sistemas y las facilidades que están disponibles para el desarrollo de un plan total de producción desde el origen de la producción hasta la finalización del proceso. Este programa de software permite conocer mediante la simulación de condiciones o características de operación, parámetros importantes como la velocidad de corrosión por erosión, así como también la caída de presión y perfil de temperatura a lo

largo de la tubería y permite evaluar la acumulación de líquidos dentro de la tubería, los cuales son parámetros importantes a la hora de calcular la velocidad de corrosión en una tubería determinada. Este programa permite determinar (Shlumberger, 2002):

- La velocidad, tipo y patrones de flujo.
- Caídas de presión y perfil de la misma a lo largo de la tubería.
- La velocidad erosional.
- La cantidad de líquido acumulado a lo largo de las tuberías
- Caracterizar los factores termodinámicos de la corriente como lo son: temperatura, presión, entalpía, fase envolvente, punto de rocío, etc.

### **2.9.2 Simulador PREDICT®**

Es un software dirigido a la predicción de la velocidad de corrosión en aceros expuestos a un medio ambiente corrosivo. El programa fue diseñado a partir de la correlación de DeWaard y Milliams, la cual se modificó para tener un modelo fundamentado en una extensa base de datos de la literatura, pruebas de laboratorio y experiencias de campo que permiten superponer diferentes parámetros que conllevan a determinar valores reales de velocidad de corrosión, aunque presenta la desventaja de que sólo es capaz de predecir velocidades de corrosión superiores a 0,01 mpy (milésimas de pulgadas por año).

El método adoptado en el software PREDICT® abarca tanto el efecto de los principales parámetros causantes de la corrosión por separado como el efecto de la interacción de los mismos. Este programa complementa al software PIPESIM® en cuanto a la predicción de velocidad o velocidad de corrosión ya que se basa principalmente en cálculos y resultados arrojados por el software PIPESIM®. Como ventajas principales, este programa

permite determinar la velocidad de corrosión dentro de la tubería así como establecer los puntos susceptibles a la corrosión localizada. Algunos de los fenómenos que permite conocer el simulador son los siguientes:

- Evaluar y predecir la corrosión para una variedad de ambientes corrosivos como: tuberías de crudo, líneas de gas, plantas de procesamiento, entre otros.
- Calcular con precisión el pH del sistema con los datos de los componentes que forman parte del sistema.
- Evaluar la corrosión por  $\text{CO}_2 / \text{H}_2\text{S}$ .
- Predecir la conducta de la fase de agua en los sistemas acuosos.
- Ver el perfil de corrosión a lo largo de la tubería enterrada.
- Predecir efectos corrosivos de sistemas con los cloruros, oxígeno o azufre.
- Realizar comprensión de la corrosión y caracterización del costo para los sistemas.

El simulador PREDICT se basa en la ecuación desarrollada por DeWaard y Milliams en el año 1990, por lo que se explicará los fundamentos de esta ecuación (InterCorr International, 2002).

## **2.10 Correlación de De Waard y Milliams**

Este modelo ha sufrido numerosas actualizaciones, logrando incorporar nuevos y numerosos parámetros a la ecuación original, a fin de lograr reportar resultados más exactos a la realidad de los sistemas de tuberías. En el año 1995 estos investigadores consiguieron incorporar a su correlación factores de vital importancia al cálculo como son: la transferencia de masa y

la formación de capas de carbonatos, entre otros, llegando a la siguiente ecuación (Patton, 1995):

$$V_{\text{corr}} = \frac{V_D * V_r * fc * fs * fcr}{V_D + V_r * fc} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde:

$V_{\text{corr}}$ : velocidad de corrosión (mmpy)

$V_d$ : velocidad de corrosión controlada por transferencia de masa (mmpy)

$V_r$ : velocidad de corrosión controlada por la reacción (mmpy)

$fs$ : factor de corrección por formación de capa de carbonato de hierro ( $\text{FeCO}_3$ )

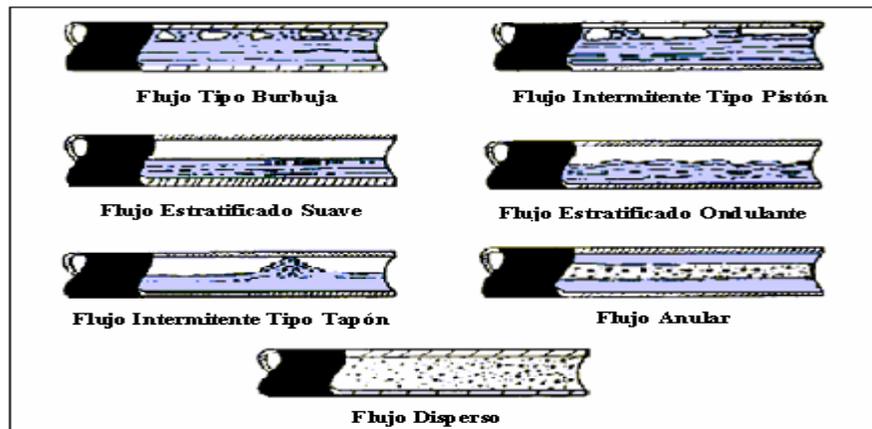
$fc$ : factor de corrección por contenido de hierro en el acero.

$fcr$ : factor de corrección por contenido de cromo en el acero.

## 2.11 Regímenes de fluido

En flujo bifásico (líquido/vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas, 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. El régimen de flujo establece la velocidad crítica de erosión así como la zona específica de corrosión por acumulación de materiales o no. Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regímenes se describen abajo en orden creciente de velocidad del vapor. En la figura 2.5 se muestran los diferentes

regímenes de flujo, la dirección del fluido es de izquierda a derecha (Montgomery, 2002):



**Figura 2.5 Patrones de flujo en tuberías horizontales o ligeramente inclinadas (Montgomery, 2002)**

### 2.11.1 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.

### 2.11.2 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.

### **2.11.3 Flujo estratificado suave**

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 interfase 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.

### **2.11.4 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 interfase 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.

### **2.11.5 Flujo intermitente tipo tapón**

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.

#### **2.11.6 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.

### 2.11.7 Flujo tipo disperso (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.

### 2.12 Técnicas para la medición de corrosión

La medición de la corrosión emplea una variedad de técnicas destinadas a determinar que tan corrosivo es el ambiente del sistema y a que rapidez se experimenta la pérdida de metal. La medición de la corrosión es un método cuantitativo por medio del cual la efectividad de las técnicas de control y prevención de la corrosión pueden ser evaluadas y proveer la retroalimentación necesaria para optimizarlas. Existe una amplia variedad de técnicas para la medición de la corrosión, incluyendo (introducción al monitoreo de corrosión, 2004):

- **Análisis químico:** medición de pH, gas disuelto ( $O_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ ), conteo de iones metálicos ( $Fe^{2+}$ ,  $Fe^{3+}$ ), análisis microbiológico.
- **Pruebas no destructivas:** ultrasonido, radiografía, termografía, corriente Eddy/ Flujo Magnético.
- **Datos operacionales:** pH, tasa de flujo, presión, temperatura.
- **Fluido electroquímico:** medición de potencial medición potencioestática, medición potencio-dinámica, impedancia A.C.

- **Monitoreo de corrosión:** cupones de pérdida de peso, resistencia eléctrica, polarización lineal, penetración de hidrógeno, corriente galvánica.

Las técnicas de monitoreo de corrosión proveen una medición directa y en línea de la pérdida de metal y/o velocidad de corrosión en el sistema de un proceso industrial. Típicamente, un programa de medición de la corrosión, inspección y mantenimiento utilizado en cualquier industria, emplea una combinación de técnicas de medición en línea, directa e indirecta.

- Monitoreo de corrosión: directa y en línea.
- Pruebas no destructivas: directas.
- Análisis químicos: indirecta y desconectada.
- Datos operacionales: indirectas y en línea.

### **2.13 Monitoreo de la corrosión**

Hay muchos parámetros ambientales y de operación que pueden afectar la corrosión de un metal. Por esta razón es muy importante una rápida detección y correcta medida del impacto de dichos cambios. La correcta y oportuna medición de la velocidad de corrosión es parte esencial de casi todos los programas de control de corrosión. La tecnología de la detección y medición de la corrosión ha avanzado rápidamente en estos últimos años. Hoy día, los ingenieros de corrosión tienen a su disposición muchas técnicas de análisis en laboratorio y monitoreo en campo, que permiten planear y manejar un efectivo programa de control de corrosión.

### **2.13.1 Técnicas de monitoreo**

#### **A. Probetas de resistencia eléctrica**

Éste es un método de monitoreo de corrosión en el cual una platina delgada de metal se expone al medio corrosivo. A medida que el alambre se corroe, su diámetro disminuye y su resistencia eléctrica aumenta. Esto ocurre porque la resistencia, manteniendo la longitud y temperatura constantes, es directamente proporcional al área de la sección transversal del metal. Para casos a temperatura constante, la resistencia eléctrica de un espécimen de longitud determinada, aumenta como el área seccional decrece. En consecuencia, la medida de la resistencia eléctrica puede ser usada para determinar la disminución del metal. La compensación por el cambio de resistividad con la temperatura es proporcionada por el uso de un elemento de referencia protegido del proceso de corrosión.

La resistencia eléctrica del elemento de medida aumenta con la temperatura del mismo modo que lo hace la del elemento de referencia. De cualquier manera, la proporción de las resistencias de los dos elementos permanece constante, con lo cual se proporciona una compensación automática para cambios de temperatura. La velocidad de corrosión se determina por los cambios de resistencia que son convertidos en pérdida de peso del material en un intervalo de tiempo determinado (Enden, 1989).

#### **B. Probetas de polarización lineal**

La polarización lineal es una técnica electroquímica que permite medir la velocidad de corrosión instantánea. Requiere un contacto directo entre la probeta y un electrolito, normalmente agua líquida. El uso frecuente está para la supervisión de la corrosión de aguas con salinidad sobre 2 g/l.

Las probetas industriales tienen generalmente 2 electrodos (electrodo de trabajo, electrodo de la referencia), hechos del mismo material que la línea o el equipo que se monitorea. La medida consiste en la polarización del electrodo de trabajo a cierto valor (generalmente 10-30 mV) con respecto al electrodo auxiliar (el electrodo de referencia), y en medir la corriente necesitada para la polarización. El cociente entre la polarización y la corriente se llama resistencia de la polarización,  $R_p$ , y es inversamente proporcional a la velocidad de corrosión (Enden, 1989).

Las medidas se toman usando un corrosómetro o instrumentos automáticos, que proporcionan directamente velocidad de corrosión. Los instrumentos serán comprobados periódicamente para asegurar el funcionamiento correcto. Una probeta calibrada se utiliza para este propósito (NACE RP0775, 1999).

### **C. Radiografía de rayos X**

Es un método extremadamente valioso que se utiliza ampliamente, consiste en colocar de un lado de la tubería o el equipo a analizar una fuente radioactiva y del otro lado una película. La película se expone a la emisión de rayos X que pasan por el metal, a medida que sea mayor la cantidad de material que atraviesan los rayos mayor será la reducción de la intensidad. La absorción de los rayos X es proporcional a la masa de metal que los rayos hayan atravesado, por lo cual los daños localizados aparecen como puntos oscuros en la película (Dayalan, 1995).

### **D. Mediciones de ultrasonido**

Involucra la medición de espesores de pared de tuberías y equipos mediante ondas de sonido, consiste en una probeta transductora acoplada a

un instrumento de registro digital, en el cual las ondas de sonido se transmiten a través del metal y regresan al transductor, ese intervalo entre emisión y recepción el registrador digital lo convierte en medidas de espesor de pared del metal. Mediante la técnica ultrasónica se pueden realizar gran cantidad de mediciones en poco tiempo, el equipo es portátil y puede utilizarse en campo. Las mediciones con ultrasonido deben comenzar a efectuarse desde la instalación de la tubería con la finalidad de caracterizar el sistema antes de ser expuesto al medio corrosivo (Ikeda, Mukay y Ueda, 1984).

#### **E. Inspección visual**

- Es raramente práctico hacerla durante el trabajo de una planta de procesos. Sin embargo cuando la oportunidad se presenta hay que aprovecharla al máximo.
- Solamente a través de una inspección visual podemos estar absolutamente seguros de lo que acontece en un proceso.
- Durante una parada de planta programada por mantenimiento o imprevista, debemos verificar los resultados de un programa de monitoreo en línea (Ikeda, Mukay y Ueda, 1984).

#### **F. Ensayo metalográfico de materiales**

Un ensayo de metalografía se realiza con el fin de obtener toda la información que es posible encontrar en la microestructura de los diferentes materiales. Este ensayo se realiza con la ayuda de un microscopio en donde se observa la estructura de ciertas muestras, que permiten concluir que tipo de aleación se tiene, contenido de carbono (aproximadamente) y tamaño de

grano. Una vez que se logra esto, la muestra se relaciona con las propiedades físicas y mecánicas que se desean.

Uno de los objetivos más importantes de este tipo de prueba, es la realización de una reseña histórica del material buscando microestructura, inclusiones, y tratamientos térmicos a los que haya sido sometido, con el fin de determinar si dicho material cumple con los requisitos para los cuales ha sido diseñado; además también se puede conocer la presencia de material fundido, forjado y laminado. Así como también la distribución de fases que componen la aleación y las inclusiones no metálicas, así como la presencia de segregaciones y otras heterogeneidades que tan profundamente puedan modificar las propiedades mecánicas y el comportamiento general del metal. Para este ensayo se requiere de equipos especiales y experiencia por que el proceso de análisis metalográfico es de gran cuidado y precisión (Ikeda, Mukay y Ueda, 1984).

### **G. Análisis químicos**

Es el monitoreo de la composición química u otras características químicas de los fluidos de proceso. Es una buena práctica para determinar la presencia de productos de corrosión. Este tipo de análisis puede conducir a un buen estimado de la pérdida del metal como consecuencia de la corrosión.

En los sistemas de gas agrio húmedo, se pueden tomar muestras de agua y determinar el contenido de hierro y manganeso (constituyentes principales de los aceros al carbono). Las muestras son tomadas a intervalos regulares y posteriormente se grafican las variaciones de estos elementos con el tiempo. Cualquier incremento significativo en las concentraciones del

hierro y del manganeso se interpretará como un incremento en la velocidad de corrosión del sistema (Nalco/Exxon, 1997).

#### **2.14 Tratamiento químico de la corrosión**

El tratamiento químico de la corrosión implica la inyección de inhibidores de corrosión. Los inhibidores son sustancias químicas que protegen al metal contra el ataque electroquímico de soluciones agresivas. Son usados ampliamente por la industria para modificar el comportamiento de las aguas, a efectos de un mejor control de la corrosión. Estos proporcionan a la superficie del metal un cierto nivel de protección que puede ser por:

- Incremento del comportamiento de la polarización aniónica o catódica
- Disminución del movimiento o difusión de iones a la superficie metálica.
- Incremento de la resistencia eléctrica de la superficie del metal.

Los inhibidores de corrosión hacen su trabajo a dosis relativamente bajas (en ppm) y normalmente no interaccionan químicamente en proporciones estequiométricas. El comportamiento de los inhibidores puede ser muchas veces peligroso, ya que en función de la concentración o de las circunstancias, pueden jugar tanto el papel de inhibidores como de estimuladores de la corrosión.

Los químicos comúnmente utilizados son las aminas derivadas de los hidrocarburos alifáticos o cíclicos y el principio de operación de la mayoría de estos inhibidores de corrosión es la adsorción en la superficie metálica creando una barrera que impide la acción del agente corrosivo. En la

composición global de los inhibidores de corrosión se utilizan varias sustancias. Los ingredientes principales son los activos filmicos (moléculas orgánicas) y el solvente. Los activos son de dos tipos: solubles en hidrocarburos y solubles en agua (Roberge, 1999).

## **2.15 Inhibidores de corrosión**

Es una sustancia que retarda o disminuye el proceso de corrosión al ser añadidas en pequeñas cantidades. Están diseñados en función del tipo de fluidos a los que están expuestos, ya que su misión es “ir” hasta la superficie de la instalación sobre la cual se adsorbe para formar una película de protección contra el electrolito. La adsorción de los inhibidores de corrosión está influenciada por:

- La naturaleza y la carga de la superficie de los metales.
- Tipo de electrolito.
- Composición química del electrolito.
- Condiciones dinámicas del electrolito.

### **2.15.1 Tipos de adsorción**

#### **2.15.1.1 Adsorción física**

Se produce por la atracción de las fuerzas electrostáticas entre los iones orgánicos de los inhibidores y la superficie del metal la cual está cargada eléctricamente. Este tipo de adsorción es de baja energía de activación, independiente de la temperatura, muy susceptible a cambios en el electrolito

### **2.15.1.2 Adsorción química**

En este tipo de adsorción las especies que se adsorben están en contacto directo con el metal, se comparten las cargas o transferencia de cargas entre las moléculas del inhibidor y las cargas en la superficie del metal, formando un enlace coordinado. Este tipo de adsorción es específica para cada metal, es un proceso más lento, requiere mayor energía de activación, depende de la temperatura.

### **2.15.2 Factores que afectan la inhibición.**

- Adsorción: química vs. Física.
- Composición química del inhibidor.
- Composición iónica del electrolito.
- Composición química del electrolito (pH).
- Aspectos metalúrgicos.
- Efectos de las velocidades del fluido.
- Sólidos.

### **2.15.3 Clasificación de los inhibidores**

Existen varias formas de clasificarlos, los inhibidores de acuerdo a su aplicación se clasifican en:

#### **2.15.3.1 Soluble en crudo**

Se utilizan en sistemas de gas, se debe aumentar su concentración a medida que aumente el porcentaje de agua. Entre los inhibidores solubles en

crudo se encuentran las aminas, ácidos grasos, ésteres de fosfato y imidazolinas.

#### **2.15.3.2 Soluble en agua**

Se utiliza cuando el porcentaje de agua es mayor al 10 por ciento, su concentración debe aumentar a medida que aumenta la concentración de agua. Entre los inhibidores solubles en crudo se encuentran las aminas cuaternarias, sales de amina y sales de imidazolina (Palacios, 2005).

Otra manera de clasificar los inhibidores, de las cuales la más aceptada es debida a su mecanismo de acción. Esta clasificación comprende (Roberge, 1999):

#### **2.15.3.3 Inhibidores pasivantes (Anódicos)**

Actúan formando un compuesto insoluble (óxido férrico), el cual precipita en los lugares anódicos, evitando la reacción anódica y por tanto, inhibiendo todavía más la corrosión. Ejemplos de estos son ciertos fosfatos, tungstenos y molibdenos que requieren la presencia de oxígeno para pasivar el acero, y los inhibidores que pueden pasivar el acero en ausencia de oxígeno como cromato sódico, nitritos, nitratos. Estos inhibidores son los más efectivos y por lo tanto los más utilizados. Uno de los principales problemas de los inhibidores anódicos es que tienen que estar presentes en una concentración suficiente, con el objeto de asegurar que cualquier posible defecto en la película de óxido será cubierto, ya que de lo contrario puede ocurrir una corrosión por picaduras (localizada) muy intensa (Roberge, 1999).

#### **2.15.3.4 Inhibidores catódicos**

Actúan sobre toda la superficie y son menos eficaces. Reducen la corrosión mediante la formación de una capa o película de alta resistencia eléctrica sobre la superficie, la cual funciona como una barrera para la corriente de corrosión (Roberge, 1999). Estos funcionan por tres mecanismos diferentes:

- Como venenos catódicos.
- Como precipitados catódicos.
- Secuestrantes de oxígeno.

Entre los inhibidores catódicos se encuentran el sulfato de cinc, sulfato de magnesio, bicarbonato de calcio, entre otros.

#### **2.15.3.5 Inhibidores orgánicos**

Los efectos anódicos y catódicos son observados algunas veces en la presencia de inhibidores orgánicos, pero como una regla general, los inhibidores orgánicos afectan toda la superficie del metal cuando se encuentran en una concentración suficiente. Los inhibidores orgánicos son comúnmente designados como formadores de film que protegen al metal por la formación de un film hidrofóbico en la superficie del mismo. Su efectividad depende de la composición química, la estructura molecular y la afinidad por la superficie del metal. Como la formación del film es un proceso de adsorción, la presión y la temperatura del sistema son factores importantes (Roberge, 1999).

En este tipo de inhibidores, el constituyente catódico disminuye la velocidad de corrosión y así permite al constituyente anódico "sellar" la capa de óxido con una concentración mucho menor que si estuviera actuando solo. Actualmente, los sistemas de inhibidores que se están empleando para el control de la corrosión de aguas son de este tipo, por ejemplo, el sistema cromato/polifosfato de cinc (Metal Samples Corrosion Monitorin Systems, 2004)

#### **2.15.4 Efecto del metal en la efectividad de un inhibidor**

##### **2.15.4.1 Homogeneidad química del metal**

Trae como consecuencia la formación de productos de corrosión uniforme. Mientras más homogéneo sea el metal, mayores serán las velocidades de corrosión y se requiere un inhibidor de mayor efectividad.

##### **2.15.4.2 Tratamiento térmico**

El tratamiento térmico ayuda a definir la microestructura del metal dependiendo del medio ambiente donde el acero se desempeñe, determina el grado de protección de los productos de corrosión. El tratamiento térmico ayuda a definir la dureza del metal por lo que determina el mecanismo de falla de corrosión.

##### **2.15.4.3 Trabajo en metal frío**

Requiere un inhibidor de mayor resistencia. Mayor número de dislocaciones a nivel molecular del acero, y actúan como puntos débiles influyendo en la reacción de inhibición (Palacios, 2005).

## **2.16 Aplicación de los inhibidores de corrosión**

La selección de un inhibidor es muy importante, pero la propia aplicación de un inhibidor es aun más importante. Si un inhibidor no cubre las áreas corrosivas, no puede ser efectivo. La máxima protección de corrosión puede ser alcanzada por la continua inyección del inhibidor a través de la tubería dual, capilar, perforada o por los mandriles. Alguno de estos métodos suministrará una continua aplicación de inhibidor para mantener la protección de la corrosión. Las concentraciones del inhibidor son basadas en el volumen del fluido producido, dependiendo de la severidad de las condiciones. Muchos de los pozos no están equipados con facilidades para el tratamiento continuo y deben ser tratados por algún tipo de tratamiento por bache (Roberge, 1999).

## **CAPÍTULO III**

### **DESARROLLO DEL TRABAJO**

#### **3.1 Identificación de los parámetros de operación de las líneas que manejan el agua de producción de la estación principal**

##### **3.1.1 Reconocimiento de las líneas de transferencia que manejan el agua de producción**

Para cumplir con este objetivo, fue necesario realizar una inspección visual de la estación a fin de hacer la selección de las líneas que fueron objeto de estudio para el reconocimiento de las características, de esta manera se pudo identificar el tipo de tubería, el diámetro y la longitud total, además se utilizaron documentos técnicos que permitieron corroborar la información obtenida, esto a través de la dotación del personal autorizado de la empresa. Los datos obtenidos se muestran en la tabla 3.1

**Tabla 3.1. Características de las tuberías objeto a estudio.**

<b>Características de las tuberías</b>	
<b>Material</b>	API 5L X52
<b>Longitud (pie)</b>	1.467
<b>Diámetro (pulg)</b>	6 y 10
<b>Cédula (Schedule)</b>	40

### 3.1.2 Caracterización de las condiciones operacionales por medio de información de los sistemas computacionales

Son programas analizadores de datos en tiempo real, que toman lecturas de temperatura, flujo, presión, nivel, directamente desde la fuente de donde se produce. Es un instrumento que facilita la toma de datos, en el que se accede desde el computador mostrando las condiciones de operación puntuales. Los lugares especificados en la tabla 3.2, se refieren a los lugares en donde se realizaron la toma de muestras. Estos datos fueron facilitados por el personal que labora en la sala de control de la empresa.

**Tabla 3.2 Condiciones de operación en lugares en donde se realizó las tomas de muestras.**

Condiciones de operación	Salida deshidratador	T301 Entrada	T302 Entrada	IGFA	IGF B	IGF C	T950
Temperatura	210°F	160°F	150°F	(140-130)°F			130°F
Presión	(90-100) psig	(60-70) psig	(50-60) psig	Presión atmosférica			(40-50) psig
Caudal (BDP)	16000	16000	16000	16000			16000

**Donde:**

**T301:** tanque 301.

**T302:** tanque 302.

**IGF:** equipos de inyección de gas.

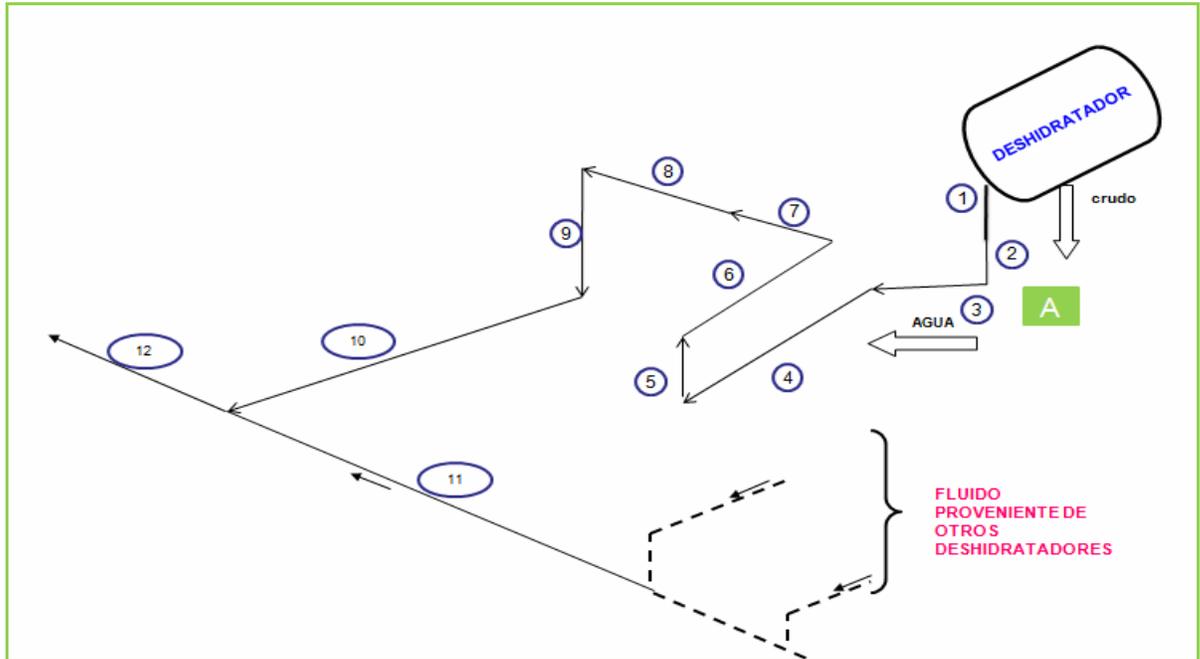
**T950:** tanque 950 (descarga)

### 3.1.3 Especificación del número de tramos comprendidos con respecto a los lugares de tomas de muestras

Esta especificación se realizó con la finalidad de diferenciar el número de tramos existentes entre cada lugar de las tomas de muestras ya que en las simulaciones hidrodinámicas y de velocidad de corrosión, las líneas de transferencias están referenciadas por dichos tramos, conociéndose los tramos por cada elevación o cambio de dirección existente, como se muestra en las figuras 3.1 y B.2.2 del anexo B. Dichas especificaciones se muestran en la tabla 3.3.

**Tabla 3.3 Número de tramos existentes entre los diferentes lugares de toma de muestra.**

<b>Lugares de toma de muestra</b>	<b>Número de tramos</b>
Salida del deshidratador	del tramo 1 al tramo 13
Tanque 301	tramo 14
Tanque 302	tramo 15
IGF(A,B,C)	del tramo 16 al tramo 18
Descarga del tanque 950	del tramo 18 al tramo 20



**Figura 3.1 Esquema de líneas de transferencia y lugares de toma de muestras del tramo 1 al tramo 12.**

### **3.2 Caracterización fisicoquímica del agua de producción estimando posteriormente su potencial de corrosión**

En esta etapa se procedió a la toma de muestras para determinar que potencial corrosivo representa cada elemento que conforma el fluido. Los análisis químicos realizados estuvieron orientados a la determinación de la presencia dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), ppm de hierro, ppm de cloruros, ppm de manganeso, agua, pH, arena y sedimentos. Para esto se tomaron muestras del fluido en las facilidades de toma de muestras ubicadas en las áreas mencionadas anteriormente. La mayoría de los procedimientos se realizaron con la utilización de equipos Hach como se muestra en las figuras A.1. A.2 y A.3 del anexo A.

### 3.2.1 Medición de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>

Para medir los niveles de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> presente en las líneas se utilizó el detector (Dragger), las galoneras en donde se concentraban los gases y las ampollas graduadas. Estas mediciones se realizaron en la entrada y en la salida de la planta de agua producida y los resultados promedios se muestran en la tabla 3.4.

El procedimiento para tomar la muestra de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S se realiza de la siguiente forma:

1. Se coloca un tubing de muestra en la válvula.
2. Se toma una ampolla de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S.
3. Se procede a romper la ampolla en el orificio que se encuentra a uno de los lados de la bomba de succión.
4. Se introduce la ampolla en el orificio inferior de la bomba de succión (dragger).
5. Se coloca el envase en el tubing de muestra.
6. Se abre la válvula.
7. Luego se hala la palanca de la bomba a 50 ml de gas (esta bomba trae para medir a 50 ml y a 100 ml, se utiliza el de 50 ml porque no se sabe qué cantidad de compuesto existe).
8. Se introduce la ampolla con la bomba en el envase.
9. Se espera a que el bombillo que se encuentra en la parte de arriba por la manilla de la palanca se coloque de color rojo, esto indica que ya se tomó la muestra.
10. Se cierra la válvula y se retira el envase.

Observar la cantidad de CO<sub>2</sub> o H<sub>2</sub>S que marcó la ampolla.

**Tabla 3.4 Contenido promedio de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en las líneas de transferencia.**

Muestra	% V CO <sub>2</sub>	ppm H <sub>2</sub> S
1	2,5	40
2	3	50
3	2	30
4	1	25

A partir de los porcentajes de CO<sub>2</sub> obtenidos previamente mediante el uso de las ampollas Gastec, mostrados en la tabla 3.4, se realizó el cálculo de la presión parcial de este gas corrosivo a partir de la ecuación 2.3.

Entonces, tomando uno de los datos de presión del sistema mostrados en la tabla 4.6 arrojados por el simulador y el porcentaje promedio de dióxido de carbono para las líneas de transferencia, se sustituye en la ecuación 2.3 como se muestra a continuación:

$$PpCO_2 = \frac{105,61psia * 2.5}{100}$$

$$PpCO_2 = 2,27psia$$

Igualmente de la tabla 3.4 se extraen los ppm de sulfuro de hidrógeno para de las líneas de transferencia, se siguió el patrón de cálculo anterior y teniendo en cuenta que 1 % = 10.000 ppm se tiene que:

$$PpH_2S = \frac{105,61psia * 50}{1000000}$$

$$PpH_2S = 0,0036psia$$

Para determinar el mecanismo de corrosión predominante en las líneas de transferencia estudiadas, se empleó la correlación de Kane (ecuación 20) sustituyendo las presiones calculadas anteriormente de la siguiente manera:

$$\frac{PpCO_2}{PpH_2S} = \frac{2.27}{0,0036} = 630,55$$

Para los tramos restantes se siguió el mismo procedimiento de cálculo, los resultados son reportados en la tabla 4.1 del capítulo 4.

### 3.2.2 Contenido de sólidos suspendidos en agua

Se determinó la cantidad de sólidos suspendidos en cada una de las muestras mediante el siguiente procedimiento:

1. Se introduce en el Espectrofotómetro Hach DR 2100 el número del programa para calcular sólidos suspendidos, en este caso el 630 y se presiona ENTER.
2. Seguidamente se mueve el dial de la longitud de onda o se espera a que el equipo busque dicho programa que es de 810 nm.
3. Posteriormente se toma una muestra de 1 ml del agua que posee los sólidos, se introduce en la celda y se diluyo con agua destilada hasta la marca de 25 ml.
4. Se prepara el blanco con 25 ml de agua destilada en una celda y se introduce en el espectrofotómetro presionando ZERO, y se observa 0.00 mg/L sólidos suspendidos quedando calibrado el equipo.
5. Finalmente se retira el blanco de espectrofotómetro y se introduce la muestra presionando (READ) en el equipo el cual indicará la cantidad de sólidos suspendidos. Los resultados se reportan en la tabla 4.2.

### **3.2.3 Contenido de crudo en agua**

Este análisis se realizó a través del Espectrofotómetro Hach DR 2100 a una longitud de onda de 400 nm, empleando el siguiente procedimiento:

1. Se toma una muestra de agua de 1 ml que posee el crudo.
2. Se diluye la muestra con agua destilada hasta la marca de 25 ml.
3. Se prepara el blanco con 25 ml de agua destilada en una celda y se introduce en el espectrofotómetro presionando ZERO y se observa 0.00 mg/L crudo en agua quedando calibrado el equipo.
4. Se retira el blanco del espectrofotómetro y se introduce la muestra presionando READ.
5. El equipo indicará la cantidad de crudo en agua. Los resultados se reportan en la tabla 4.3.

### **3.2.4 Determinación del pH**

1. Se toman una muestra de agua de 20 ml y se introduce en un cilindro.
2. Se introduce la punta del medidor de pH digital marca Hach.
3. Se espera unos segundos hasta que la pantalla muestre un valor fijo. Los resultados se reportan en la tabla 4.4.

### **3.2.5 Determinación de la dureza (Norma COVENIN 2771)**

Se determinaron la dureza total y la dureza cálcica mediante los siguientes procedimientos:

#### **3.2.5.1 Dureza total**

Se ajusta el pH de la muestras con solución buffer, luego se le añade el indicador y posteriormente se titula con solución EDTA hasta que se observe un color vinotinto.

1. Seleccionar el volumen de la muestra y el cartucho de titulación de la solución EDTA correspondiente a la concentración de dureza cálcica esperada como mg/l carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), tal como se muestra en la tabla 3.6.
2. Insertar un tubo de alimentación limpio en el cartucho de titulación. Ajustar el cartucho al cuerpo del titulador.
3. Girar la perilla de descarga para expulsar unas gotas del titulante. Reiniciar el contador a cero y limpiar la punta.
4. Utilizar una probeta o una pipeta para medir el volumen de la muestra según la tabla 3.6. Transferir la muestra a un frasco de erlenmeyer limpio de 250 ml. Diluir hasta la marca de 100 ml aproximadamente con agua desmineralizada, si es necesario.
5. Adicionar 2 ml de la solución de buffer solución hardness, pH  $10,1 \pm 0,1$  (son aquellas que ante la adición de un ácido o base son capaces de reaccionar oponiendo la parte de componente básica o ácida para mantener fijo el pH). Agitar hasta mezclar.
6. Se le agrega indicador Manver 2.
7. Colocarlo en la plancha agitadora y dentro del erlenmeyer un agitador magnético.
8. Titular con EDTA. Los resultados son comparados con la tabla 3.5.

**Tabla 3.5 Aguas según su dureza (Química del agua, 2005).**

Dureza total (ppm $\text{CaCO}_3$ )	Clasificación
< 50	Blanda o suave
50 – 100	Ligeramente dura
100 – 200	Moderadamente dura
> 200	Dura

La dureza se calcula utilizando la siguiente fórmula:

Dígitos requeridos x Factor de Multiplicación = mg/l CaCO<sub>3</sub> Dureza total (Ec. 3.1)

Donde:

Dígitos requeridos: se refiere al número de vueltas que gira el cartucho titulador para lograr el viraje.

**Tabla 3.6 Volumen de la muestra según el rango de CaCO<sub>3</sub> esperado  
(Hach, 2002)**

Rango (mg/l CaCO <sub>3</sub> )	Volumen de la muestra (ml)	Cartucho de titulación (EDTA)	Número de Catálogo	Factor de Multiplicación
40-10	100	0.08	14364-01	0.1
40-160	25	0.08	14364-01	0.4
100-400	100	0.8	14399-01	1.0
200-800	50	0.8	14399-01	2.0
500-2000	20	0.8	14399-01	5.0
1000-4000	10	0.8	14399-01	10.0

Partiendo de la ecuación 3.1 se sustituyen los valores, esperándose que se obtenga un valor de 500- 2000 mg/l CaCO<sub>3</sub>, para la muestra 1 a la salida del deshidratador, los dígitos requeridos fueron 187 por lo que se tiene:

$$187 \times 5 = 935 \text{ mg/l CaCO}_3$$

De igual manera se realiza para cada una de las muestras en los diferentes lugares de toma de muestra y los valores se encuentran reportados en la tabla 4.4.

### **3.2.5.2 Dureza cálcica**

1. Seleccionar el volumen de la muestra y el cartucho de titulación de la solución EDTA correspondiente a la concentración de dureza cálcica esperada como mg/l carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), tal como se muestra en la tabla 3.6
2. Insertar un tubo de alimentación limpio en el cartucho de titulación Ajustar el cartucho al cuerpo del titulador.
3. Girar la perilla de descarga para expulsar unas gotas del titulante. Reiniciar el contador a cero y limpiar la punta.
4. Utilizar una probeta o una pipeta para medir el volumen de la muestra según la tabla 3.6. Transferir la muestra a un frasco de erlenmeyer limpio de 250 ml. Diluir hasta la marca de 100 ml aproximadamente con agua desmineralizada, si es necesario.
5. Agregar los contenidos de una bolsa de polvo indicador CalVer y remover para mezclar.
6. La solución deber cambiar de color rosa a color azul. Colocar la punta del tubo de alimentación dentro de la solución y remover el frasco mientras se titula con la solución EDTA. Registrar el número de dígitos requeridos por el cartucho. La dureza cálcica se calcula utilizando la ecuación 3.1, tomando el factor de multiplicación de la tabla 3.6.

Al igual que la dureza total, la dureza cálcica se calcula partiendo de la ecuación 3.1, para la muestra 1 a la salida del deshidratador, los dígitos requeridos fueron 105 por lo que se tiene:

$$105 \times 2 = 210 \text{ mg/l CaCO}_3$$

De igual manera se realiza para cada una de las muestras en los diferentes lugares de toma de muestra y los valores se encuentran reportados en la tabla 4.4.

### 3.2.5.3 Dureza magnésica

La dureza magnésica se determina mediante la aplicación de una ecuación.

$$D_{Mg} = D_T - D_{Ca} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

$D_{Mg}$ : Dureza magnésica (mg  $Mg^{+2}$ /L).

Se sustituyen los valores de dureza total y dureza cálcica obtenidos y se tiene que:

$$D_{Mg} = 935 - 210 = 725$$

De igual manera se realiza para cada una de las muestras y los valores se encuentran reportados en la tabla 4.4.

### 3.2.6 Determinación de alcalinidad

#### 3.2.6.1 Alcalinidad parcial

1. Seleccionar el volumen de la muestra y el cartucho de titulación del ácido sulfúrico ( $H_2SO_4$ ) correspondiente a la concentración de alcalinidad

esperada como mg/l carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), tal como se muestra en la tabla 3.7.

2. Insertar un tubo de alimentación limpio en el cartucho de titulación. Ajustar el cartucho al cuerpo del titulador.
3. Girar la perilla de descarga para expulsar unas gotas del titulante. Reiniciar el contador a cero y limpiar la punta.
4. Utilizar una probeta o una pipeta para medir el volumen de la muestra según la tabla 3.7. Transferir la muestra a un frasco de erlenmeyer limpio de 250 ml. Diluir hasta la marca de 100 ml aproximadamente con agua desmineralizada, si es necesario.
5. Agregar los contenidos de una bolsa de polvo indicador de fenolftaleína y remover para mezclar.
6. Si la solución se torna rosa, titular en un punto final incoloro. Colocar la punta del tubo de alimentación dentro de la solución y remover el frasco mientras se titula con ácido sulfúrico. Registrar el número de dígitos requeridos
7. Si la solución es incolora antes de la titulación con el ácido sulfúrico, la alcalinidad de la fenolftaleína (P) es cero. Si presenta coloración la alcalinidad parcial se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Dígitos requeridos} \times \text{Factor de Multiplicación} = \text{mg/l CaCO}_3 \text{ Alcalinidad P}$$

(Ec. 3.3)

Debido a que la solución permaneció incolora antes de la titulación, la alcalinidad parcial es cero, los resultados se encuentran en la tabla 4.4.

**Tabla 3.7 Volumen de la muestra según el rango de CaCO<sub>3</sub> esperado  
(Hach, 2002).**

Rango (mg/lCaCO <sub>3</sub> )	Volumen de la muestra (ml)	Cartucho de titulación (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> )	Número de Catálogo	Factor de Multiplicación
40-10	100	0,1600	14388-01	0.1
40-160	25	0,1600	14388-01	0.4
100-400	100	1.600	14389-01	1.0
200-800	50	1.600	14389-01	2.0
500-2.000	20	1.600	14389-01	5.0
1.000-4.000	10	1.600	14389-01	10.0

### 3.2.6.2 Alcalinidad total

1. Se realizan los primeros 4 pasos del procedimiento anterior.
2. Se agregan los contenidos de una bolsa de polvo de indicador roja bromocresol verde-metilo al frasco y girar para mezclar.
3. Continuar la titulación con ácido sulfúrico hasta un color gris azulado

Dígitos requeridos x Factor de Multiplicación =mg/l CaCO<sub>3</sub> Alcalinidad T  
(Ec. 3.4)

Partiendo de la ecuación 3.4 se sustituyen los valores, esperándose que se obtenga un valor de 1000-4000 mg/l CaCO<sub>3</sub> Alcalinidad T, para la muestra 1 a la salida del deshidratador, los dígitos requeridos fueron 196 por lo que se tiene:

$$196 \times 10 = 1960 \text{ mg/l CaCO}_3$$

De igual manera se realiza para cada una de las muestras en los diferentes lugares de toma de muestra y los valores se encuentran reportados en la tabla 4.4.

### 3.2.7 Determinación de sulfatos (método 375.4 de la USEPA)

Este análisis se realizó a través del espectrofotómetro Hach DR 2010 a una longitud de onda de 450 nm, empleando el siguiente procedimiento:

1. Se ingresa el número de programa almacenado adecuado para las bolsas de polvo de sulfato ( $\text{SO}_4$ )
2. Presionar 680 ó 9 ENTER.
3. Girar el cuadrante de longitud de onda hasta que la pantalla pequeña muestre 450 nm.
4. Llenar una celda de muestra limpia con 25 ml de muestra.
5. Agregar los contenidos de una bolsa de polvo de reactivo de sulfato SulfaVer 4 en la celda de muestra (la muestra preparada), girar para disolver.
6. Presionar **SHIFT TIMER**, se iniciará un período de reacción de 5 minutos.
7. Cuando suene el cronómetro, en la pantalla se podrá leer **mg/L  $\text{SO}_4^{2-}$**
8. Llenar una segunda celda de muestra con 25 ml de muestra (el blanco).
9. Colocar el blanco en el soporte de la celda y cerrar el escudo para la luz.
10. Presionar **ZERO**, en la pantalla se podrá leer 0 mg/L  $\text{SO}_4^{2-}$ .
11. Colocar la muestra preparada en el soporte de la celda y cerrar el escudo para la luz.
12. Presionar **READ**, luego aparecerán los resultados en mg/l  $\text{SO}_4^{2-}$ . Los resultados se reportan en la tabla 4.4.

### 3.2.8 Determinación de cloruros (Norma COVENIN 3141)

Se realizó el mismo procedimiento utilizado en la determinación de la alcalinidad y de dureza:

1. Seleccionar el volumen de la muestra y el cartucho de titulación nitrato de plata N# 14397-0.1 correspondiente a la concentración de cloruros esperados
2. Insertar un tubo de alimentación limpio en el cartucho de titulación. Ajustar el cartucho al cuerpo del titulador.
3. Girar la perilla de descarga para expulsar unas gotas del titulante. Reiniciar el contador a cero y limpiar la punta.
4. Utilizar una probeta o una pipeta para medir el volumen de la muestra. Transferir la muestra a un frasco de erlenmeyer limpio de 250 ml. Diluir hasta la marca de 100 ml aproximadamente con agua desmineralizada, si es necesario.
5. Agregar el indicador de cloruro en polvo, observándose el cambio a un color a amarillo.
6. Continuar la titulación con el cartucho de nitrato de plata hasta observar un color rojizo.

**Tabla 3.8 Salmueras en el campo petrolero (Gutti, s, f).**

Agua	ppm de cloruros
Agua fresca	0 – 12.000
Salmuera baja	12.000 - 30.000
Salmuera mediana	30.000 - 60.000
Salmuera pesada	> 60.000

Los resultados obtenidos fueron suministrados por una empresa encargada y se comparan con la tabla 3.8 y se reportan en la tabla 4.4

### **3.2.9 Determinación del hierro total**

El método está basado en la determinación espectrofotométrica de hierro, mediante la adición de fenantrolina, produciendo esto un cambio de color tan intenso como sea la concentración de hierro presente en la muestra.

1. Encender el espectrofotómetro DR-2010. Introducir el número de método presionando las teclas 265 y ENTER.
2. Llevar la longitud de onda a 510, cuando la longitud de onda sea la correcta la pantalla mostrara Zero Sample luego mg/L Fe FV.
3. Se prepara el blanco con 25 ml de agua destilada en una celda y se introduce en el espectrofotómetro presionando ZERO y se observa 0.00 mg/L crudo en agua quedando calibrado el equipo.
4. Tomar 10 ml de la muestra con un cilindro y llenar la celda del espectrofotómetro.
5. Añadir a la muestra el contenido de un sobre de FerroVer (fenantrolina), agitar para disolver. Una coloración rosada se formará si hay hierro presente.
6. Presionar las teclas SHIFT TIMER para iniciar.
7. Cuando el reloj del DR-2010 suene, la pantalla mostrara mg/L Fe FV. Colocar la celda dentro del equipo y tapar.
8. Presionar ZERO y la pantalla mostrara 0 mg/L Fe FV.
9. presionar la tecla READ.
10. El resultado en mg/L se mostrara en la pantalla. los resultados son reportados en los tabla 4.5

### 3.2.10 Equipos

- Titulador digital marca Hach.
- Bureta automática 775 Dosimat, de 20 ml, con reservorio de 1L, precisión de 0,001 ml.
- Espectrofotómetro Hach DR-2010, unidad de medición absorbancia (Abs.), precisión de 0,00001.
- Medidor de pH marca Hach.
- Dragger marca GALVEC, modelo GV-100S, unidad de medición (ppm) y precisión de  $\pm 5$  %.
- Ampollas de CO<sub>2</sub> marca GASTEC, rango de 1.0-10 %V.
- Ampollas de H<sub>2</sub>S marca GASTEC, rango de 10-120 ppm.

### 3.2.11 Materiales

- Matraces erlenmeyer de 250 ml.
- Beakers de 250 ml.
- Micropipeta.
- Buretas de 10 ml con reservorio de 50 ml (Clase A).
- Pipeta.
- Balones aforados con capacidad de 1000 y 100 ml.
- Celdas de 1 cm y 2,5 cm.
- Plancha agitadora.
- Agitador magnético.
- Galoneras

### 3.2.12 Sustancias

- Sobre indicador de fenolftaleína
- Sobre indicador de fenantrolina
- Cartucho de  $H_2SO_4$  n# 14389-0.1.
- Sobre de polvo indicador roja bromocresol verde-metilo
- Cartucho de EDTA n# 14399-0.1.
- Solución tampón 1
- Manver 2 Indicador dureza bolsa de polvo
- KOH 8TD 8N
- Bolsas de polvo reactivo CalVer®
- Cartucho de nitrato de plata N# 14397-0.1.
- Bolsas de polvo de reactivo de cloruros
- Bolsas de polvo de reactivo de sulfato SulfaVer4®
- Bolsas de polvo con reactivo de hierro FerroVer® de 25 ml

### 3.3 Realización de las simulaciones hidrodinámicas y de velocidad de corrosión en las líneas de objeto a estudio

#### 3.1.1 Utilización del programa de simulación PIPESIM®

En esta etapa se hizo el uso de programas tales como el PIPESIM® que permitió conocer mediante la simulación de condiciones o características de operación, parámetros importantes a la hora de calcular la velocidad de corrosión en una tubería determinada; así como la utilización de el programa PREDITC® dirigido a la predicción de la velocidad de corrosión en aceros expuestos a un medio ambiente corrosivo que abarca tanto el efecto de los principales parámetros causantes de la corrosión por separado como el

efecto de la interacción de los mismos, para lo cual se lleva a cabo la elaboración de esquemáticos realizando un estudio topográfico de las líneas a estudiar, un vaciado de parámetros de trabajo, para posteriormente realizar la corrida de la simulación y de esta manera obtener los resultados con un ajuste de los resultados. En la figura B.1.1 del anexo B se muestra la imagen de los esquemáticos representados en el programa PIPESIM®

Algunos de los datos requeridos por el simulador se muestran en la tabla 3.9 y son:

- **Presión a la entrada (Pe) de las líneas de transferencia:** se tomaron las presiones a la entrada de los lugares de toma de muestra, tomadas directamente con el sistema de control de la empresa.
- **Temperatura a la entrada de las líneas de transferencia (T):** al igual que las presiones fueron proporcionados por el sistema de control.
- **Caudal de líquido manejado por las líneas de transferencias:** se obtuvieron a partir de los reportes diarios suministrados por los sumarios de producción.
- **Diámetro interno y espesor de tubería:** se obtuvieron a partir de los ensayos realizados, y de tabla B.2.1 mostrada en el anexo B.2.
- **Concentración de los compuestos contaminantes (%CO<sub>2</sub>, ppm H<sub>2</sub>S):** fueron obtenidos mediante el empleo de las ampollas Gastec como se explica anteriormente en los ensayos realizados y fueron utilizados los valores intermedios.

**Tabla 3.9 Datos utilizados en el programa PIPESIM®**

Tramo	T	Pe	Caudal	Diametro	Espesor	%CO2	H2S
1	210	100	16.000	10"	0,365	2	37,5
2	210	100	16.000	6"	0,280	2	37,5
3	210	100	16.000	6"	0,280	2	37,5
4	210	100	16.000	6"	0,280	2	37,5
5	210	100	16.000	6"	0,280	2	37,5
6	210	100	16.000	6"	0,280	2	37,5
7	210	100	16.000	6"	0,280	2	37,5
8	210	95	16.000	6"	0,280	2	37,5
9	210	90	16.000	6"	0,280	2	37,5
10	210	90	16.000	6"	0,280	2	37,5
11	210	90	16.000	6"	0,280	2	37,5
12	210	90	16.000	6"	0,280	2	37,5
13	210	65	16.000	6"	0,280	2	37,5
14	160	65	16.000	6"	0,280	2	37,5
15	150	65	16.000	6"	0,280	2	37,5
16	140	P.atm	16.000	6"	0,280	2	37,5
17	130	P.atm	16.000	6"	0,280	2	37,5
18	130	50	16.000	6"	0,280	2	37,5
19	130	45	16.000	6"	0,280	2	37,5
20	130	40	16.000	6"	0,280	2	37,5

Este simulador arroja valores importantes para el estudio como lo son:

- **Velocidad superficial del Líquido:** Esta velocidad es comparada con la velocidad mínima establecida por la norma API RP 14E para determinar

la tendencia a que dicha velocidad produzca desgaste por erosión en las paredes de las tuberías estudiadas.

- **Patrón de flujo:** Este resultado nos indica bajo que patrón se están moviendo los fluidos dentro de la tubería y como afecta este tipo de flujo a la velocidad de corrosión.
- **Cantidad de agua que se queda estancada a lo largo de la tubería:** Nos informa de la cantidad de agua que se queda en la tubería, **Caída de presión a lo largo de la tubería:** Con esto se estiman las presiones parciales de los compuestos como CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S a lo largo de la tubería.

### 3.3.2 Utilización Programa de simulación PREDICT®

Es un programa computacional dirigido a la predicción de la velocidad de corrosión en aceros expuestos a un medio ambiente corrosivo. Este programa fue diseñado a partir de la correlación de De Waard y Milliams y complementa al software PIPESIM® en cuanto a la predicción de acumulación de líquidos ya que mientras éste permite solo conocer si existe o no acumulación, el software PREDICT® permite conocer la ubicación de los puntos en los cuales se produce la acumulación. Los datos requeridos por el simulador son:

- **Presión de entrada de las líneas de transferencia:** una vez realizadas las simulaciones hidrodinámicas, el PIPESIM® calcula las presiones a la entrada de cada tramo y estas presiones fueron las utilizadas en el software PREDICT®.
- **Temperatura a la entrada de las líneas de transferencia:** se obtuvo de la misma forma que la presión para el programa de simulación PIPESIM®

- **Caudal de líquido manejado por las líneas de transferencia:** se tomaron de los reportes diarios suministrados por los sumarios de producción.
- **Velocidad del líquido (VI):** se obtuvo como resultado de las simulaciones hidrodinámicas realizadas con el PIPESIM®.
- **Concentración de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S:** se obtuvieron con el mismo método utilizado para el programa PIPESIM®. Los valores se reportan en la tabla 3.10

El valor que se obtiene de este simulador es la velocidad de corrosión, los cuales son comparados con los datos presentes en la tabla 3.11, a fin de clasificar el grado de corrosión existente.

**Tabla 3.10 Datos utilizados en el programa PREDICT®.**

Tramo	T	Pe	Caudal	Diametro	%CO2	ppm H2S
1	210	100	16.000	10"	2	37,5
2	210	100	16.000	6"	2	37,5
3	210	100	16.000	6"	2	37,5
4	210	100	16.000	6"	2	37,5
5	210	100	16.000	6"	2	37,5
6	210	100	16.000	6"	2	37,5
7	210	100	16.000	6"	2	37,5
8	210	95	16.000	6"	2	37,5
9	210	90	16.000	6"	2	37,5
10	210	90	16.000	6"	2	37,5
11	210	90	16.000	6"	2	37,5
12	210	90	16.000	6"	2	37,5
13	210	65	16.000	6"	2	37,5
14	160	65	16.000	6"	2	37,5
15	150	65	16.000	6"	2	37,5
16	140	P.atm	16.000	6"	2	37,5
17	130	P.atm	16.000	6"	2	37,5
18	130	50	16.000	6"	2	37,5
19	130	45	16.000	6"	2	37,5
20	130	40	16.000	6"	2	37,5

**Tabla 3.11 Potencial corrosivo de acuerdo a las velocidades de corrosión según la norma NACE RP0775 (“Principio de la corrosión”, s, f).**

<b>Corrosividad</b>	<b>Velocidad de Corrosión promedio (mpy)</b>
Baja	< 1,0
Moderada	1,0 – 4,9
Alta	5,0 – 10
Severa	> 10

### **3.4 Determinación del tipo de inhibidor y lugar de inyección más idóneo para el sistema fluido-metal, en caso de que se requiera el uso del mismo**

En esta etapa se realizará un análisis de los resultados obtenidos a fin de determinar el estado y el grado de dichas tuberías por efecto de la corrosión que causan limitaciones en operación del sistema, para posteriormente deliberar sobre las medidas que han de tomarse y comprobar si resulta factible o no la inyección de algún inhibidor de corrosión en las líneas transferencia de agua de producción, que están diseñados en función del tipo de fluido al que será expuesto, así como las condiciones bajo las cuales el sistema donde se encuentre opere y de esta manera crear una barrera de protección que sea la más adecuada para contrarrestar los problemas ,además debe seleccionar la manera en que este debe ingresar al sistema de acuerdo a las características del mismo y la cantidad pertinente de acuerdo al grado de corrosión como se muestra en la tabla 3.12.

**Tabla 3.12 Concentración de inhibidor de corrosión necesario de acuerdo a el grado de corrosividad (Guevara, 2010).**

Corrosión	Concentración (ppm)
Leve	25
Moderada	35
Severa	50

1. Las condiciones operacionales del sistema en el cual se pretende la aplicación del inhibidor de corrosión juegan un papel importante al momento de realizar la evaluación y caracterización del mismo. Debido a que los inhibidores de corrosión son diseñados para dar solución a problemáticas específicas, y no para solucionar problemas de corrosión interna bajo cualquier circunstancia, no existe un producto inhibidor universal para la corrosión interna, por lo que se deben conocer con precisión las características que presenta cada sistema, tales condiciones deben ser suministradas por la unidad requeriente, en la Tabla 3.13, se listan los parámetros básicos a ser suministrados:

**Tabla 3.13 Parámetros operacionales requeridos para la evaluación de inhibidores de corrosión (Química del agua, 2005).**

Parámetro Operacional
Presión parcial de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S
Presión total del sistema
Temperatura del sistema
Tipo y características del fluido (agua, crudo, gas)
Otros aditivos existentes en el sistema
Régimen flujo
Características o tipo de material de las tuberías o equipos

Según el tipo de fluido, se deben evaluar algunas características tales como el corte de agua para determinar qué tipo de inhibidor debe utilizarse, ya sea soluble en agua o soluble en crudo como se presenta en la tabla 3.14. Si el sistema presenta la inyección de otros aditivos, es necesario proporcionar una muestra de los mismos a fin de determinar la compatibilidad del inhibidor de corrosión con éstos.

**Tabla 3.14 Inhibidor de corrosión empleado de acuerdo al corte de agua (Guevara, 2010).**

<b>Corte de Agua (%)</b>	<b>Inhibidor</b>
< 50	Soluble en petróleo y dispersable en agua
> 80	Soluble en agua

## **CAPÍTULO IV**

### **DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **4.1 Identificación de los parámetros de operación de las líneas que manejan el agua de producción de la estación principal**

Los parámetros obtenidos mostrados en la tabla 3.2, se tomaron para conocer la tendencia de la presión y la temperatura como condiciones operacionales.

Las líneas de transferencia de la planta cuentan con una temperatura de operación que varía entre 140-210°F. La temperatura tiene un efecto muy significativo en la velocidad de corrosión; Con temperaturas superiores a los 300°F se formarían capas en la superficie del metal debido a la presencia de las sales y minerales que al reaccionar con el entorno por donde fluyen forman complejos que proporcionan de cierto modo protección contra la corrosión, por lo tanto es de esperarse que estas capas que se forman como producto de la presencia de minerales no sean lo suficientemente adherentes a la superficie y no resulten altamente protectoras, lo que también estaría relacionado con el pH que presente y en consecuencia podrían ser removidas como consecuencia velocidades del flujo, aumentando de esta manera las velocidades de corrosión.

Las líneas de transferencia de la planta cuentan con una presión de operación que varía entre 40-90 psig. El efecto causado por la presión manejada por dichas líneas puede ser explicado como la medida potencial

de las presiones parciales de los compuestos responsables del fenómeno de corrosión, los resultados de las presiones parciales de  $H_2S$  y  $CO_2$  definirán el efecto que tiene en la corrosión. En la tabla 4.1 se encuentran los valores de estas presiones parciales.

Por otra parte, para cumplir con este objetivo se realizó el reconocimiento de las líneas de manejo de agua, cuyas características descritas en la tabla 3.1 son utilizadas en las simulaciones hidrodinámicas y de velocidad de corrosión.

## **4.2 Caracterización fisicoquímica del agua de producción estimando posteriormente su potencial de corrosión**

### **4.2.1 Contenido de $CO_2$ y $H_2S$**

La existencia de gases como el  $CO_2$  y el  $H_2S$ , son grandes responsables del desarrollo de procesos corrosivos en las tuberías de producción debido a la disolución de los mismos en el agua, lo cual se traduce como la solubilización de los gases disueltos en la corriente, dando lugar a la formación de ácidos débiles que reducen el pH del agua, causando la corrosión de la tubería con la cual están en contacto, dados los niveles de las presiones de operación que presentan las líneas de transferencia estudiadas el riesgo de sufrir daños por corrosión por estas condiciones, no son muy elevados.

En la tabla 3.4 se encuentran los resultados de las mediciones de estos compuestos en las líneas de transferencia estudiadas y en la tabla 4.1 se encuentran las presiones parciales obtenidas

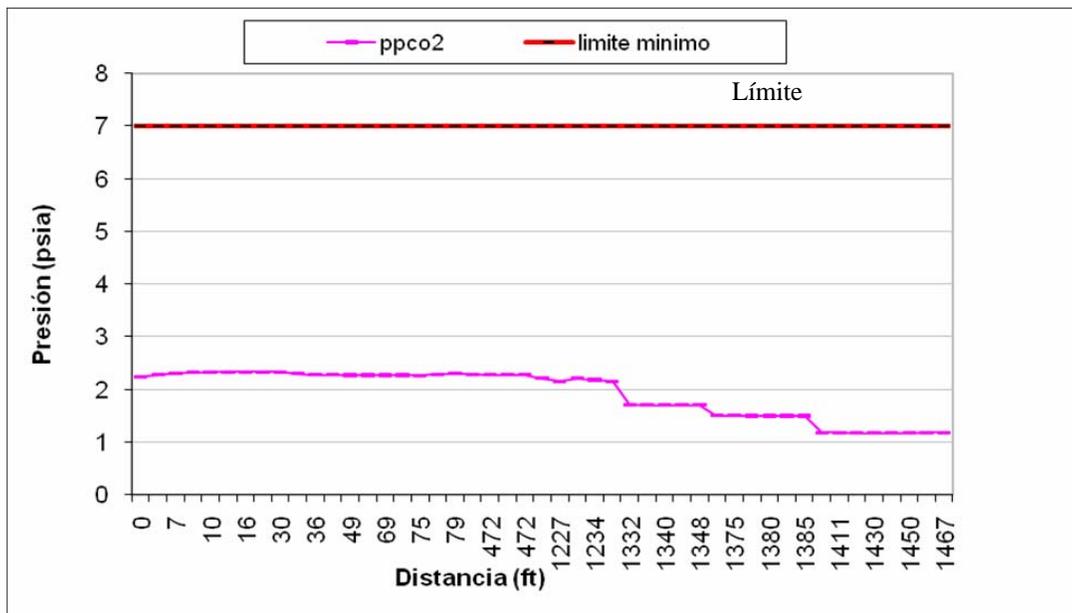
**Tabla 4.1 Presión parcial de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S de las líneas de transferencia calculados por medio de las ecuaciones 2.3 y 2.19.**

<b>Tramos</b>	<b>Pp<sub>CO2</sub></b>	<b>Pp<sub>H2S</sub></b>	<b>Pp<sub>CO2</sub>/Pp<sub>H2S</sub></b>
1	2,27	0,0036	630,55
2	2,32	0,0038	610,53
3	2,33	0,0038	613,10
4	2,29	0,0038	613,10
5	2,26	0,0037	618,22
6	2,26	0,0036	627,78
7	2,26	0,0036	627,77
8	2,26	0,0036	627,77
9	2,28	0,0037	616,22
10	2,28	0,0037	616,22
11	2,24	0,0037	613,51
12	2,21	0,0035	631,43
13	2,17	0,0035	620,00
14	1,71	0,0028	417,86
15	1,64	0,0027	607,41
15	1,50	0,0024	625,00
17	1,40	0,0023	608,69
18	1,17	0,0019	615,80
19	1,17	0,0019	615,80
20	1,18	0,0019	621,05

El dióxido de carbono tiene un efecto predominante en la corrosión del acero ya que éste se disuelve en agua para formar ácido carbónico, disminuyendo el pH de la solución, aumentando su corrosividad. Según la tabla 2.1, la cual indica que por debajo de los 7 psia de presión parcial este

gas no ejerce un efecto corrosivo de acuerdo a la norma NACE MR075-2000, se muestra que las presiones parciales de CO<sub>2</sub> obtenidas se encuentran por debajo del valor mínimo para considerar algún ataque corrosivo por este agente, ya que los valores de presiones parciales obtenidos oscilan entre 2,27 y 1,19 como se muestra en la tabla 4.1.

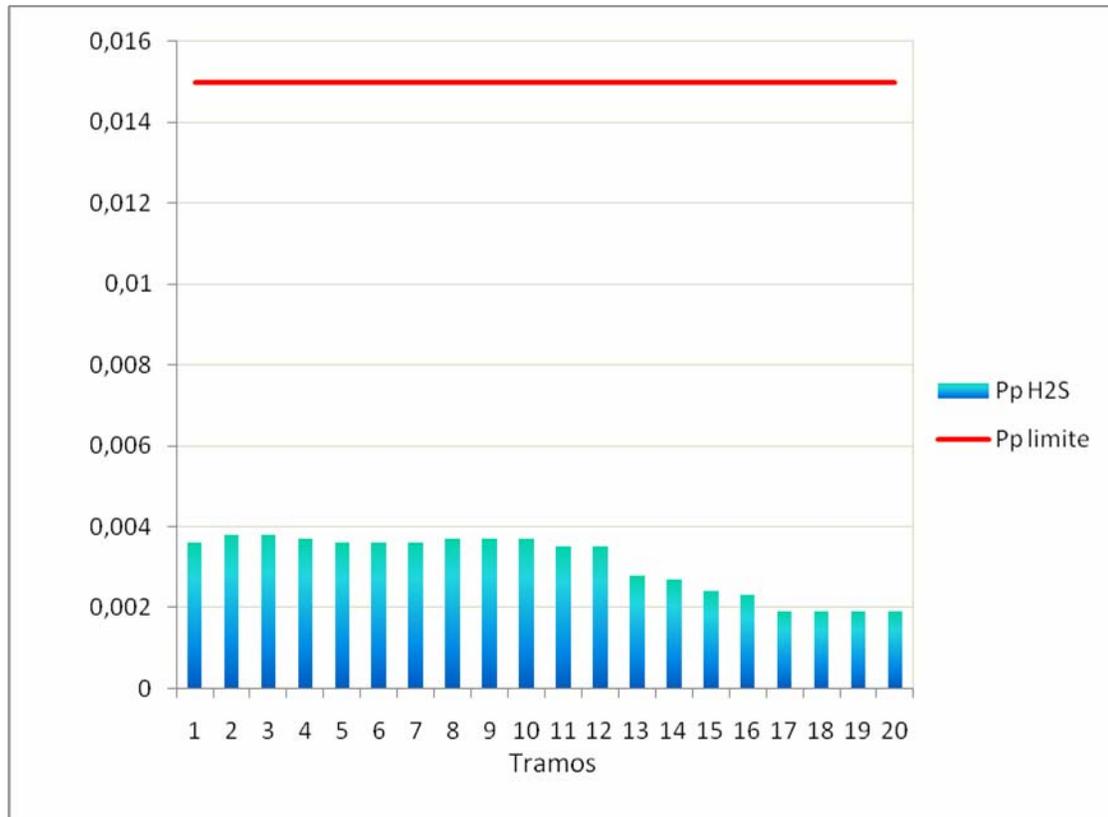
En la figura 4.1 se muestra la región de susceptibilidad en función de las presiones parciales del CO<sub>2</sub> de las líneas de transferencia en la cual se observa gráficamente que están por debajo del rango mínimo, si estos valores de presiones superaran los 7 psia de presión, como la temperaturas manejadas en las líneas de transferencia de agua estudiadas varían entre 210 Y 120°F, estarían ubicadas en un tipo de corrosión tipo II, donde existe la probabilidad de formación de una capa delgada sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica.



**Figura 4.1. Representación de las presiones parciales de CO<sub>2</sub> obtenidas con respecto a límite mínimo establecido.**

El sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), así como el dióxido de carbono, es un gas ácido que se disuelve en ambientes acuosos para contribuir con la reducción del pH. Típicamente, el pH disminuye con el aumento de la presión parcial del  $H_2S$  en la solución, lo que genera un aumento de las velocidades de corrosión al aumentar la presión parcial de este compuesto. Para el caso del  $H_2S$  la norma NACE MR – 0175 indica que para que ocurra algún tipo de corrosión por  $H_2S$  en presencia de agua líquida, la presión parcial debe estar por encima de 0,015 psia.

Los valores reflejados en la tabla 4.2 se encuentran reflejados gráficamente en la figura 4.2 y en ella se observa que los valores obtenidos están por debajo del valor estimado por la NACE, permitiendo este argumento descartar la posibilidad de que las líneas de transferencia puedan presentar susceptibilidad a algún tipo de fractura asistida por corrosión y esfuerzo, sin embargo es importante considerar que en estas líneas se maneja un contenido entre 25 y 50 ppm de  $H_2S$  por lo tanto es de esperarse que este compuesto produzca un ambiente más agresivo y ayude a un incremento de las velocidades de corrosión junto con la presencia de otros reactantes.

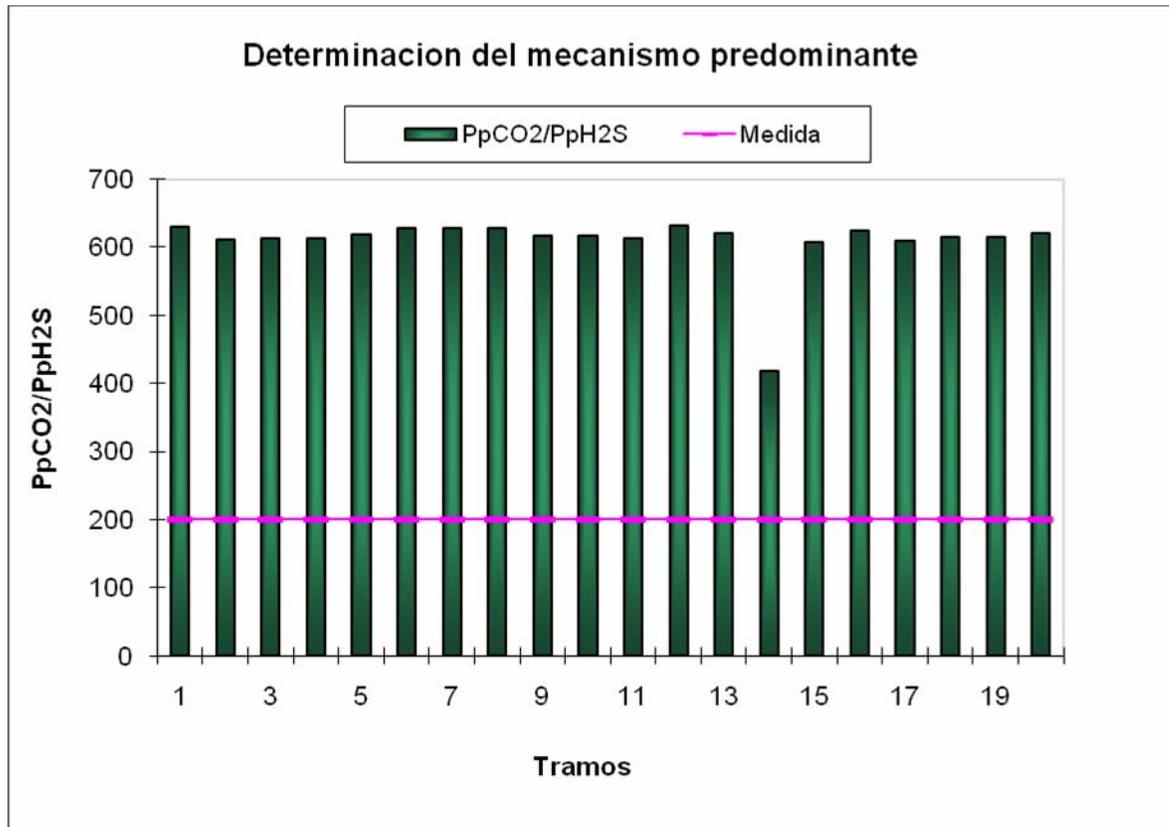


**Figura 4.2 Representación de las presiones parciales de H<sub>2</sub>S obtenidas con respecto a límite mínimo establecido.**

De los gases disueltos el oxígeno se puede considerar como uno de los agentes más dañinos; basta con una pequeña concentración y puede producir una corrosión severa. En fluidos que contienen H<sub>2</sub>S como es el caso de las aguas estudiadas, el oxígeno puede causar la oxidación a sulfuros elementales. Estos productos producen acidificación de la fase acuosa; el oxígeno siempre acelera la corrosión ya que es un oxidante fuerte y se reduce rápidamente en el cátodo, lo que significa que se combina muy fácilmente con los electrones del cátodo, con lo cual la velocidad de corrosión estará limitada con la rapidez con la cual este gas se difunde desde el seno del electrolito a la superficie del metal (Gil, 1995). Para la determinación del

mecanismo de corrosión predominante se utilizó la relación de Kane la cual relaciona las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. Según lo indicado por Kane

se tiene establecido que cuando,  $\frac{P_{pCO_2}}{P_{pH_2S}} > 200$  el mecanismo de corrosión está dominada por el CO<sub>2</sub> y si por el contrario es menor que 200 el mecanismo de corrosión predominante es el H<sub>2</sub>S. Una vez obtenidas la relación para las distintas presiones parciales se obtuvo que en todos los casos evaluados la relación fue mayor a 200 como se muestra en la figura 4.3, este resultado permite argumentar que el CO<sub>2</sub> predomina sobre el H<sub>2</sub>S, es decir que el mecanismo de corrosión predominante corresponde al CO<sub>2</sub>; sin embargo por lo estudiado en los puntos anteriores se descarta la posibilidad de cualquier tipo de corrosión ocasionada por estos agentes, estos valores son mostrados en la tabla 4.2.



**Figura 4.3 Representación del mecanismo de corrosión predominante.**

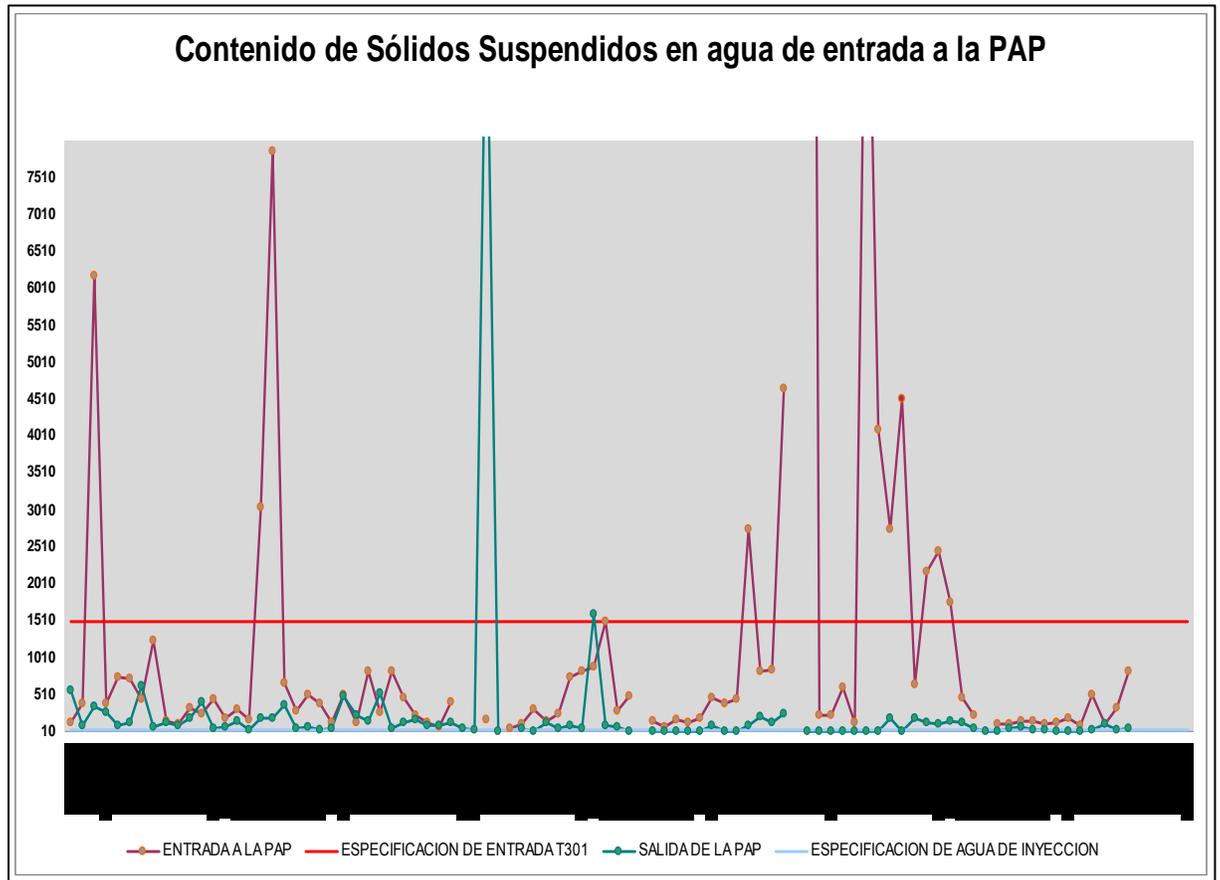
#### 4.2.2 Contenido de sólidos suspendidos

Se presenta una cantidad en ppm de sólidos suspendidos en las líneas que manejan el agua de producción, así como en los diferentes equipos dentro de ella, esto representa una gran probabilidad de erosión y formación de incrustaciones que dependiendo de las condiciones operacionales a las que se encuentren estas tenderán a ocasionar daño de la superficie metálica, a la salida de la planta que corresponde al tanque 950 se puede observar que los ppm de arena y sedimentos se encuentran por encima de los ppm de especificación es decir por encima de los 1.500 ppm establecidos por normas de la empresa, así como en la entrada , como se muestra en la figura 4.4.

Es importante destacar, que las bajas velocidades y presiones a las que se transporta el líquido, no permite que los sólidos queden suspendidos y por el contrario estos desciendan al fondo de la línea; por lo tanto, en el punto inferior de las tuberías se puede acumular mayor cantidad de partículas produciendo incrustaciones e inclusive inducir a la corrosión por bacterias. Los resultados obtenidos mediante los ensayos se muestran en la tabla 4.2 cuyo valor mínimo y máximo es de 2 a 6.510 respectivamente. En la figura 4.4 se muestra gráficamente la tendencia de la presencia de dichos sólidos registrados diariamente, la línea roja representa los ppm de especificación mencionados anteriormente.

**Tabla 4.2 Contenido de sólidos suspendidos en los diferentes lugares de la toma de muestra.**

Contenido de sólidos suspendidos(ppm)							
Muestras	Salida del deshidratador	T-301(entrada de la planta)	T-302	IGF A	IGF B	IGF C	T-950
A	100	85	60	7	6	12	2
B	200	186	62	33	54	52	55
C	986-	821	4142	6510	1133	1846	244
D	800	780	1642	420	564	560	312
E	800	751	119	177	218	181	402
F	2000	1923	94	164	577	76	120
G	1200	856	246	294	612	310	200



**Figura 4.4 Representación del comportamiento del contenido de sólidos en las líneas de transferencia.**

#### 4.2.3 Contenido de crudo en agua

Debido a que el lugar de estudio es una planta de agua, es de esperarse que el porcentaje de agua sea el más elevado posible, sin embargo por medio de las muestras tomadas mostradas en la tabla 4.3 se puede observar que en algunos casos se encuentran elevadas cantidades de crudo, representado en la figura 4.5, ya sea por problemas de operación como tiempo de residencia entre otros. Con los resultados obtenidos se realizó un promedio de corte de agua, que es uno de los datos requeridos para la realización de simulación hidrodinámica.



En operaciones de manejo de agua, la principal preocupación son aquellos iones y minerales disueltos que le dan al agua ciertas propiedades físicas, que son importantes para la determinación de la existencia de problemas corrosivos. En la tabla 4.4 se encuentran los resultados del análisis fisicoquímico del agua, realizado en los puntos de las tomas de muestra mencionados en el capítulo anterior.

**Tabla 4.4 Propiedades fisicoquímicas del agua de producción de las líneas de la planta de agua.**

Componentes	Muestras	Salida del deshidratador	Entrada T-301	Salida T-950
pH	1	8,552	8,622	8,6
	2	8	8	8,6
	3	8,2	8,3	8,4
Cl <sup>-</sup>	1	2550	2750	2700
	2	5025	4850	4750
	3	4875	4900	4950
A.P	1	0	0	0
	2	0	0	0
	3	0	0	0
A.T	1	1960	1970	1910
	2	1800	2000	1745
	3	1850	1880	1900
D.T	1	935	900	905
	2	1105	1108	1105
	3	950	955	1000
D <sub>Ca</sub>	1	210	200	190
	2	240	241	240
	3	200	220	250
D <sub>Mg</sub>	1	725	700	715
	2	865	868	865
	3	834	786	867

**Tabla 4.4 Propiedades fisicoquímicas del agua de producción de las líneas de la planta de agua (continuación).**

Componentes	Muestras	Salida del deshidratador	Entrada T-301	Salida T-950
$\text{SO}_4^-$	1	1,3	1,8	1,6
	2	100	80	100
	3	50	46	75

Donde:

$\text{Cl}^-$ : Ion cloruros [mgCl<sup>-</sup>/L].

A.P: Alcalinidad Parcial [mgCO<sub>3</sub><sup>=</sup>/L].

A.T: Alcalinidad Total [mg HCO<sub>3</sub><sup>=</sup>/L].

D.T: Dureza Total [mgCaCO<sub>3</sub>/L].

D<sub>Ca</sub> : Dureza cálcica [mgCa<sup>+2</sup>/L].

D<sub>Mg</sub>: Dureza magnésica [mgMg<sup>+2</sup>/L].

SO<sub>4</sub><sup>=</sup>: Ion sulfato [mgSO<sub>4</sub><sup>=</sup>/L].

Fe<sup>+2</sup>: Ion hierro [mgFe<sup>+2</sup>/L].

#### 4.2.4 Determinación de pH

El pH es un indicativo de cuan corrosiva es el agua para el acero o el hierro y es afectado por la alcalinidad, compuestos de hierro, presión y temperatura. La mayoría de las muestras de agua analizadas tienen un pH entre 8 y 8,6 como se muestra en la tabla 4.4. Este parámetro tiende a ser bajo cuando se disuelven los gases ácidos H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, incrementándose así la corrosividad del agua. La velocidad de corrosión del acero aumenta a medida que disminuye el pH, el cual al ser muy altos suele ser muy corrosivo.

Según los resultados obtenidos se tiene un pH que no representa un fuerte potencial corrosivo donde puede ocurrir la pasivación del metal como se muestra en la figura B.1.4 del anexo B.1.

En cuanto al efecto de las sales disueltas, estas forman complejo con el ion del metal que se corroe, desplaza fuertemente los potenciales de los procesos anódicos a las zonas negativas y condicionan la realización de procesos anódicos al disminuir la polarización lo que conduce al aumento de la corrosión.

#### **4.2.5 Determinación de dureza**

Las aguas naturales contienen calcio y magnesio disueltos, en forma de sales, si la concentración de estas sales es muy alta, se dice que es agua dura y si la concentración es baja, se tiene agua blanda o suave, en los resultados obtenidos en la tabla 4.4 se obtuvieron valores que oscilan entre 900 y 1.108 mgCaCO<sub>3</sub>/l lo que se considera un agua muy dura ya que se encuentra muy por encima de los 200 ppm (química del agua, 2005). Generalmente, el agua suave es mucho más corrosiva que el agua dura, el agua dura proporciona un depósito natural sobre la superficie del metal de forma tal que este depósito sirve de barrera del paso de oxígeno hacia el metal, lo que ayuda a la barrera de Fe(OH)<sub>3</sub>. Esta película está compuesta principalmente de CaCO<sub>3</sub> (Gil, 1995).

En el agua estudiada los iones de magnesio resultaron mayores a los de calcio; ambos iones pueden combinarse con los iones sulfatos y carbonatos y con elevadas temperaturas precipitar y convertirse en agentes incrustantes.

#### 4.2.6 Determinación de alcalinidad

La alcalinidad es la capacidad de neutralizar ácidos y viene dada por los iones carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) y bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) presentes en el agua, por lo que está directamente relacionado con el pH. En aguas de en donde el pH se encuentra en un rango de 8 a 8.4 la alcalinidad total es sinónimo del ion bicarbonato, debido a que las concentraciones de los carbonatos son consideradas cero “0” y por ende la alcalinidad parcial igualmente es 0 químicamente ya que están expresados como  $[\text{mgCO}_3^-/\text{L}]$  como es mostrado en la figura B.1.3 del B.1. Este es el caso de las aguas de producción del distrito Cabrutica. La concentración del ion bicarbonato sobrepasa los 1.500 ppm como se muestra en la tabla 4.4, por lo tanto las aguas son altamente alcalinas y dependiendo de las temperaturas manejadas representan un importante agente incrustante.

#### 4.2.7 Determinación de sulfatos

El sulfato al igual que el cloruro es unos de los iones más comunes que se encuentra en el agua. Las sales solubles particularmente los sulfatos y los cloruros inician y aceleran la corrosión del acero y se anclan profundamente dentro de la corrosión o la zona oxidada y además sirve como fuente de energía para las bacterias sulfato reductoras (BSR) que pueden ocurrir en el fondo de los tanques, ya que se forma un medio anaeróbico lo que permite la actividad bacteriana que es otro de los problemas asociados con la corrosión, los resultados son reflejados en la tabla 4.4 que muestra valores entre 1.8 y 100 ppm y debido a su habilidad de reaccionar con el calcio y el bario puede formar incrustaciones altamente insolubles.

#### **4.2.8 Determinación de cloruro**

El ion cloruro es el anión que se encuentra en mayor proporción en las aguas asociadas al crudo que proviene de la disociación de las sales. La concentración del ion cloruro se usa como una medida de la salinidad del agua. Por lo tanto, a concentraciones altas de cloruro el fenómeno de corrosión es más severo. De acuerdo a los resultados obtenidos, las aguas tienden a ser aguas frescas, ya que la concentración del ion cloruro oscila entre 2.000 y 5.000 ppm (Gutti, s, f) y también son una fuente de corrosión severa ya que las concentraciones de este ion son mayores a 500 ppm (Pachon y Xiques, 2010). Por las altas concentraciones de cloruros y las temperaturas que se manejan en ciertos tramos, se podría presentar problemas de corrosión bajo tensión, los cuales causan el fisuramiento de los aceros, como se muestra en la figura B.1.5 del anexo B.1, los resultados son reportados en la tabla 4.4

#### **4.2.9 Contenido de hierro total**

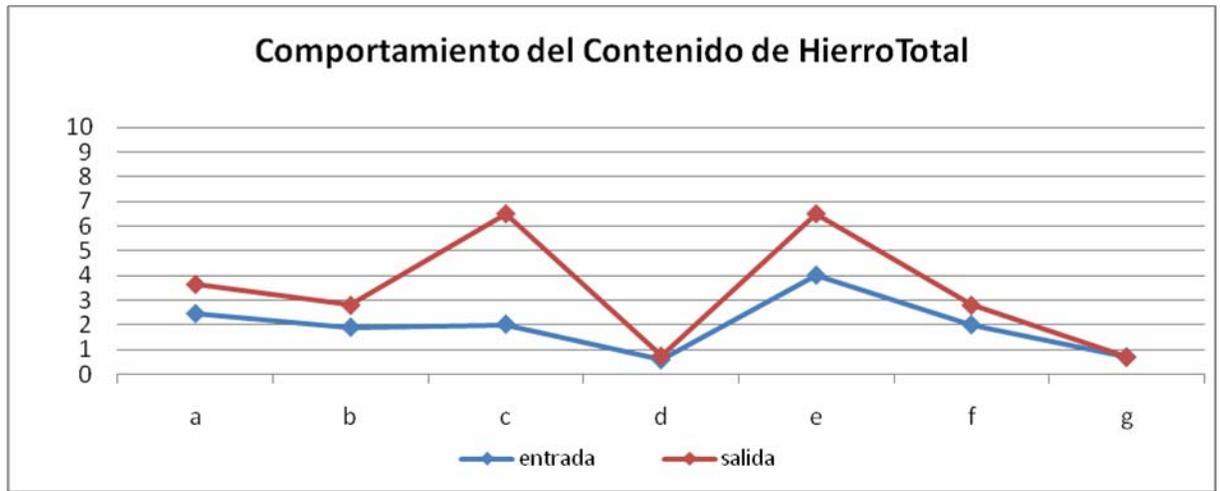
El análisis de hierro es muy importante para el monitoreo y control de la corrosión interna. La importancia que tiene el conteo de hierro para la industria, es la advertencia de un fenómeno de corrosión en tuberías y equipos, este tipo de análisis puede conducir a un buen estimado de la pérdida del metal como consecuencia de la corrosión. En este estudio en particular en el cual se realizó el monitoreo en los diferentes facilidades de toma de muestras de la planta de procesamiento de agua, en el cual no se notó una gran continuidad en el incremento del hierro desprendido, el resultado fue de unos 0,58 ppm hasta un máximo de 9,2 ppm, no obstante no se descarta la presencia de un proceso corrosivo, en la tabla 4.5 se muestran los valores obtenidos a partir de los ensayos realizados y se

encuentran mostrados gráficamente en la figura 4.6 en la cual se representa una grafica que muestra una tendencia diaria que diferencia el contenido de hierro de las líneas desde la salida del deshidratador hasta la salida de la planta correspondiente al tanque 950, siendo mayor el contenido de ppm a la salida de la planta como es de esperarse. El lugar donde se nota la mayor de cantidad de ppm es en las tomas de los IGF ya que estos están expuestos a la atmósfera y en consecuencia presentan mayor actividad corrosiva.

**Tabla 4.5 Contenido de hierro en los diferentes lugares de la toma de muestra.**

Contenido de Hierro (ppm)							
Muestra	Salida del deshidratador	T-301(entrada de la planta)	T-302	IGF A	IGF B	IGF C	T- 950
A	n/r	2,45	0,75	1,3	1,05	1,75	3,56
B	n/r	1,9	2,5	0,9	1,08	1,07	2,8
C	n/r	2,02	1,7	4,2	3,4	9,2	6,5
D	6,92	0,58	n/r	n/r	n/r	n/r	0,75
E	4	4	2	7	f/s	5	6,5
F	2,4	2	n/r	n/r	n/r	n/r	2,8
G	0,8	0,7	n/r	n/r	n/r	n/r	0,7

N/r: no se realizó.



**Figura 4.6 Representación del comportamiento del contenido de hierro en las líneas de transferencia.**

### **4.3. Realización de las simulaciones hidrodinámicas y de velocidad de corrosión en las líneas de objeto a estudio**

#### **4.3.1 Utilización del programa PIPESIM®**

Las caída de presión vienen dadas en tuberías rectas horizontales, las cuales aumentan proporcionalmente con la longitud de la misma y que son causadas mayormente por la fricción del fluido en la pared de la tubería, sin embargo en el caso estudiado se presentan cambios de elevación por lo que existen también pérdidas hidrostáticas. En los primeros tramos se obtuvieron caídas de presión aproximadamente de 1 psia, lo que no representa una gran caída de presión por lo tanto no se generan grandes cambios en las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y del H<sub>2</sub>S a lo largo de las tuberías y no hay cambios considerables en la agresividad de estos gases a lo largo de dichas líneas.

Cuando existe una mayor velocidad de flujo se incrementa la caída de presión, es por ello que en los tramos en los cuales se obtiene mayor velocidad, se observa una mayor caída de presión, esto a su vez se debe a la longitud de las tuberías, ya que mientras mayor longitud tenga mayor será la caída de presión y es aquí donde se muestran las mayores caídas, además en estos tramos dichas caídas se ven influenciadas por el ingreso del fluido a equipos como tanques motivo por el cual se expande provocando una disminución de presión así como de temperatura. En la figura 4.7 se muestra el perfil de presión del tramo 1 al tramo 12 obtenido a través del simulador PIPESIM, los resultados de los tramos restantes se encuentra en la figura D.2 del anexo D.

Como se muestra en la figura 4.8, a lo largo del trayecto se puede observar que hay una disminución continua de la presión y consigo la temperatura, trayendo como consecuencia cambios de fase en la corriente de fluido, y a su vez al disminuir la presión y la temperatura ocurre la liberación de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) disuelto en la salmuera, lo que origina un aumento de pH y una disminución en la velocidad de corrosión, La presencia de gases disueltos es muy común en cualquier sistema, dando lugar a la formación de ácidos débiles que reducen el pH del agua y disuelven o corroen cualquier superficie de hierro que contacten por lo que las presiones obtenidas mostradas en la tabla 4.6 no implica amenaza de proceso corrosivo por estos gases como ya se había mencionado.

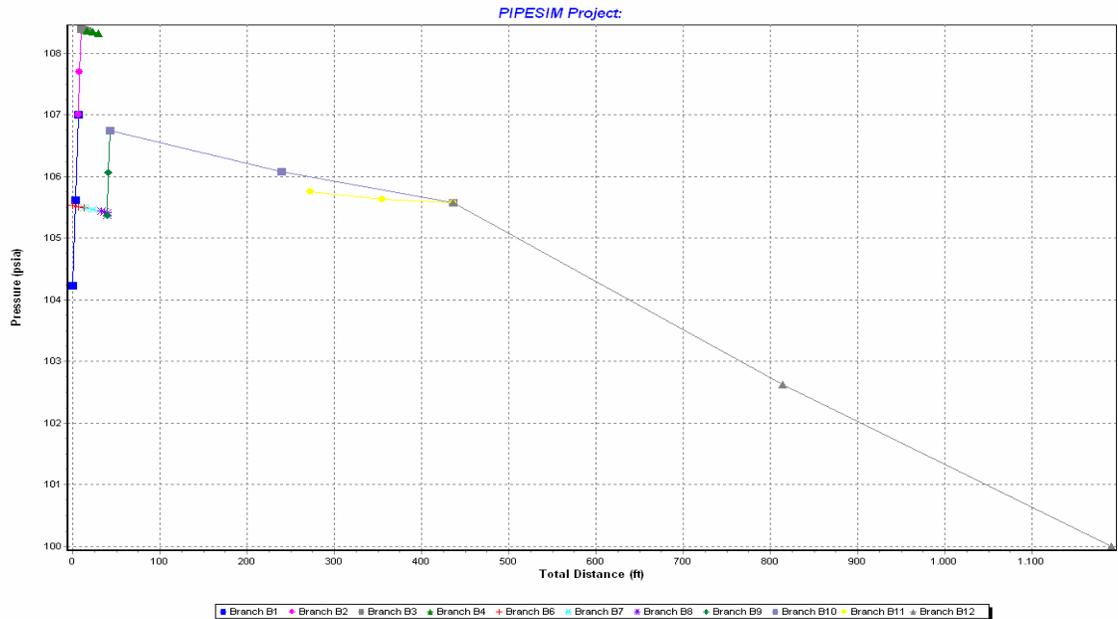


Figura 4.7 Perfil de presión del tramo 1 al tramo 12.

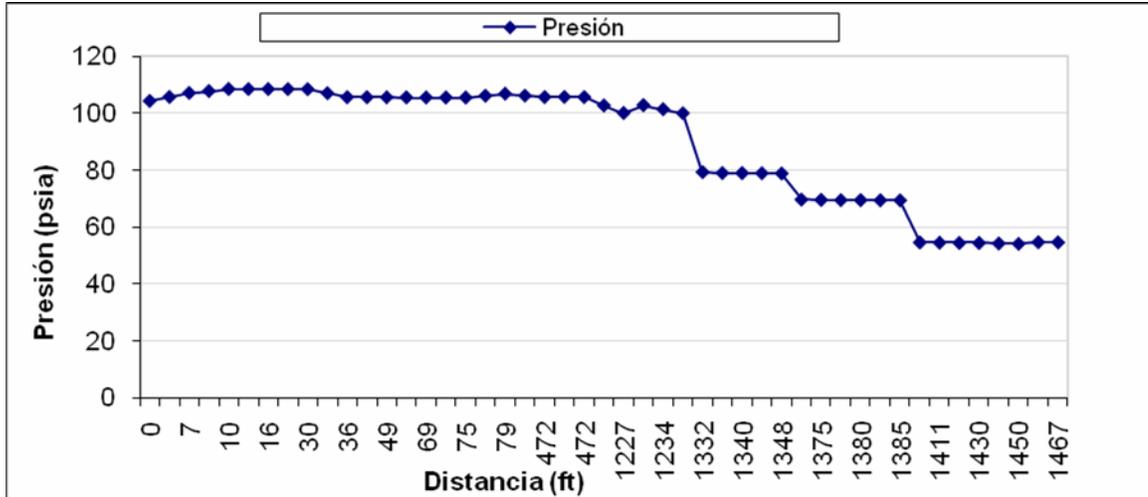


Figura 4.8 Representación del perfil de presión del fluido de las líneas de transferencia obtenidas por medio del simulador.

Es importante resaltar que los valores de los perfiles obtenidos por medio del simulador fueron exportados al programa Excel para la obtención de graficas que resulten de un mayor entendimiento y apreciación.

**Tabla 4.6 Valores promedios del perfil de temperatura y presión obtenidas por medio del simulador PIPESIM®**

Tramos	Presión	Temperatura
1	105,6184	209,9796
2	107,6977	209,9584
3	108,3745	209,9436
4	108,3446	209,9138
5	106,9261	209,8839
6	105,5116	209,8539
7	105,4621	209,8043
8	105,4238	209,7618
9	106,0583	209,7499
10	106,1291	209,1520
11	105,6498	209,5819
12	102,7309	208,0893
13	101,3169	209,9896
14	79,3248	168,2795
15	76,2711	156,9880
15	69,5979	149,8596
17	65,2442	145,4792
18	54,5977	134,8877
19	54,4484	130,4402
20	54,7221	119,9456

### **Perfil de temperatura**

La temperatura tiene un papel determinante en la velocidad de corrosión que influye de diferentes maneras. En la figura 4.9 se muestra gráficamente el perfil de temperatura obtenido por medio de el simulador PIPESIM® y en la figura 4.10 se muestra la representación gráfica de los valores obtenidos, por medio del cual se puede observar los cambios detallados de temperatura, la cual tuvo una disminución constante en gran parte de las líneas de transferencia, hasta llegar a temperaturas cercanas a los 100°F. Haciendo referencia al daño que puedan ocasionar dichas temperaturas con respecto a la composición fisicoquímica del fluido, estas representan un factor de riesgo en ciertos tramos ya que induce a la aparición de corrosión bajo tensión por la presencia de cloruros como se mencionó en el punto 4.2, por la alta presencia de estos iones. Además son temperaturas aptas para que ocurran procesos de incrustación y posiblemente formación de capas protectoras. Los resultados se muestran en la tabla 4.6 y la figura perteneciente al perfil de temperatura de los tramos restantes se encuentra en el anexo D, figura D.2.

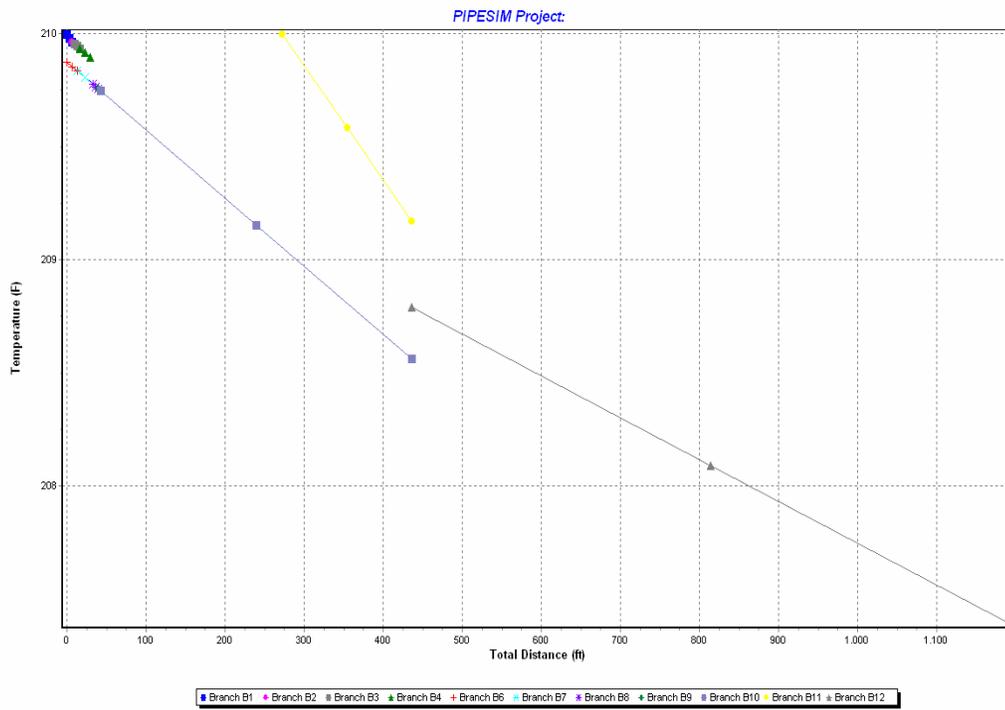


Figura 4.9 Perfil de temperatura del tramo 1 al tramo 12.

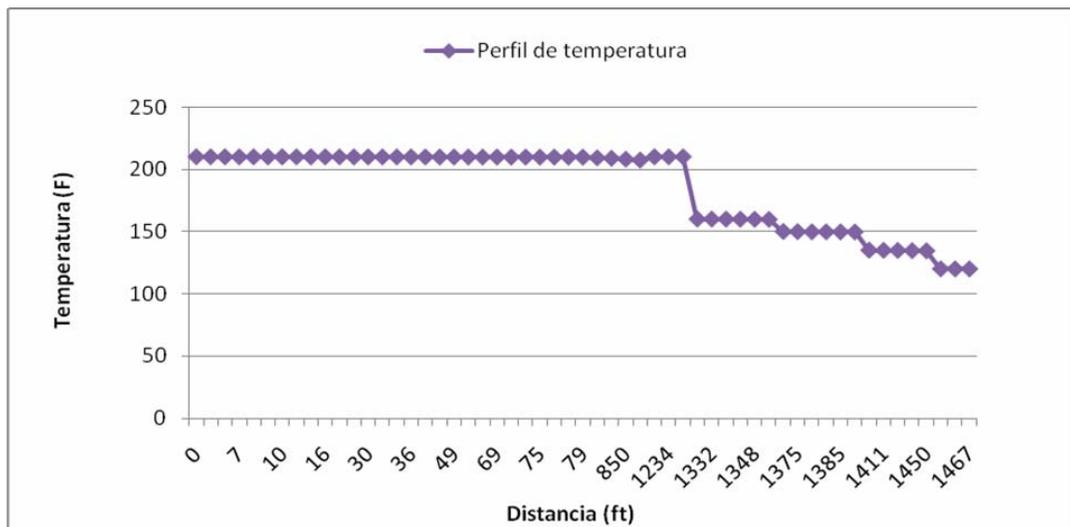


Figura 4.10 Representación del perfil de temperatura del fluido de las líneas de transferencia obtenidas por medio del simulador.

## Velocidades del líquido

La velocidad del fluido es considerado uno de los parámetros más significativos a la hora de determinar el potencial corrosivo de una tubería, ya que determina el comportamiento del fluido; como resultado de las simulaciones se obtuvieron velocidades superficiales del líquido comprendidas entre 1,3 y 3,69 ft/s como se obtienen entre en los primeros tramos mostrados en la tabla 4.7, velocidad debajo de la cual se favorece la decantación de sólidos y sedimentos y se consideran bajas según la norma API RP 14E, la cual dice que cuando la velocidad del fluido tiene un valor superior al de la velocidad erosional se produce el fenómeno de erosión sin embargo al comparar estas velocidades con las velocidades de erosión mostradas en la tabla 4.8 , estas son mucho más elevadas por lo que no existe la posibilidad de que puedan ocurrir procesos erosivos tal como se muestra en la figura 4.13.

Por otra parte las velocidades del tramo 12 al tramo 20 incrementan lo que haría menos probable la deposición de los sedimentos y tampoco existe la posibilidad de procesos erosivos; ya que estas velocidades también se encuentran por debajo de la velocidad erosional. Otro aspecto importante es que estas velocidades del fluido generan otro problema ya que existe la posibilidad de un ataque corrosivo-erosivo y esto se debe a los cambios de dirección que originan mayor agitación del fluido y mayor contacto del medio corrosivo con el metal. Los perfiles de velocidades superficiales y velocidades de erosión de los primeros tramos obtenidos por el simulador se muestran en las figuras 4.11 y 4.12 respectivamente, y los tramos restantes se muestran en las figuras D.4 y D.5 del anexo D.

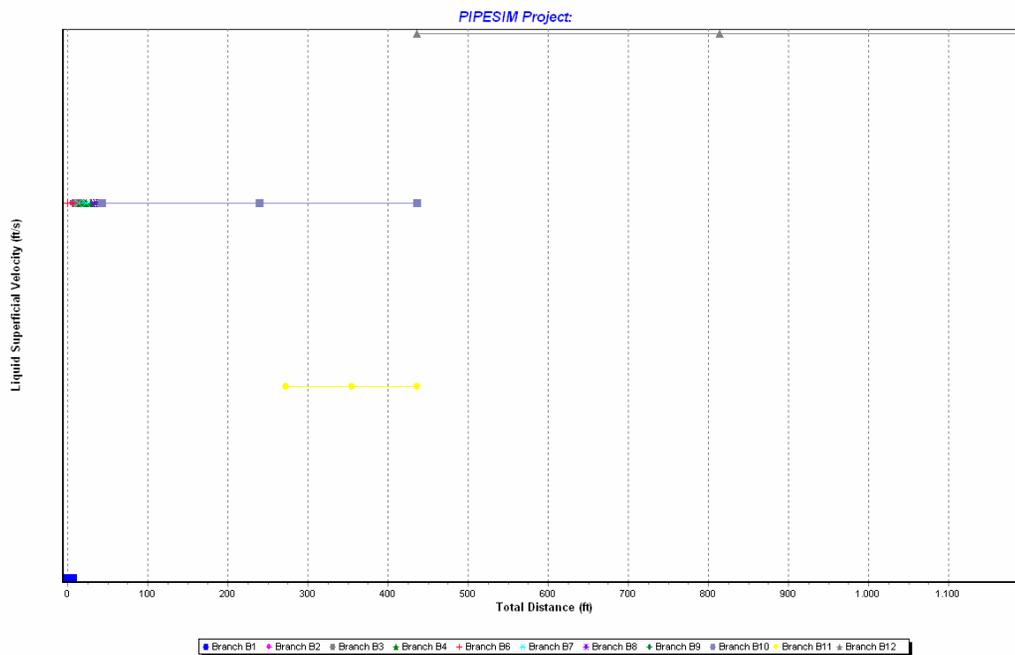


Figura 4.11 Perfil de velocidad superficial del líquido del tramo 1 al tramo 12.

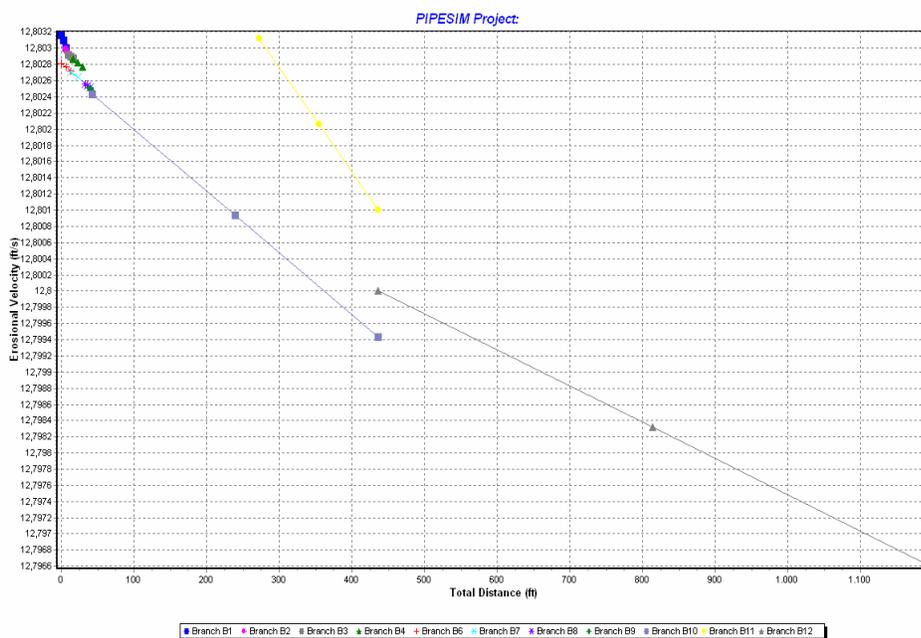
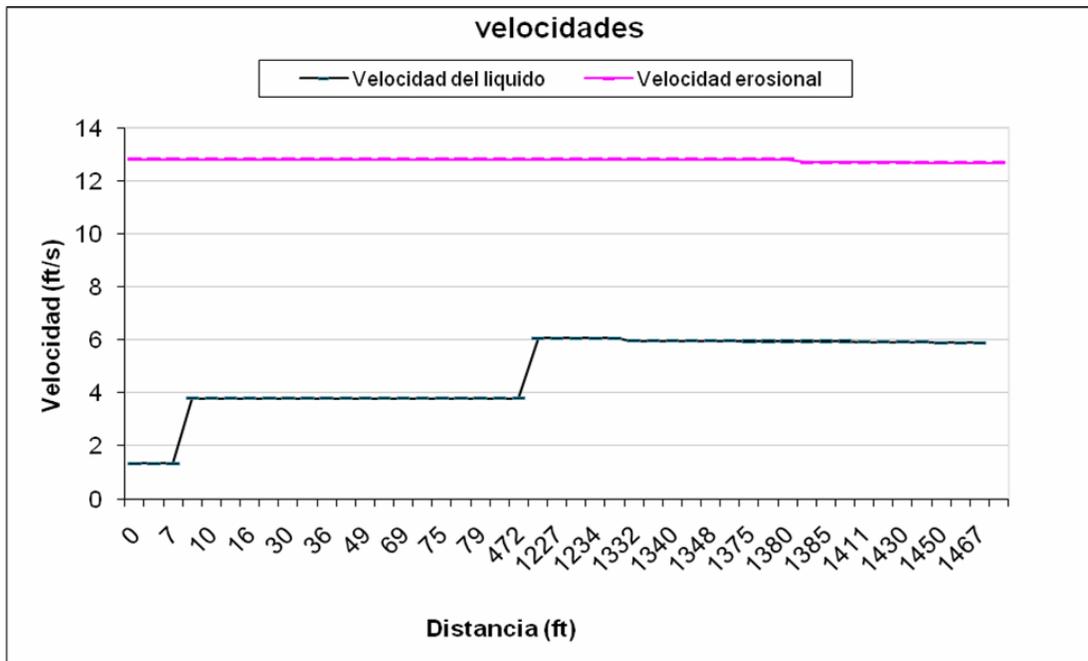


Figura 4.12 Perfil de velocidad erosional del tramo 1 al tramo 12.



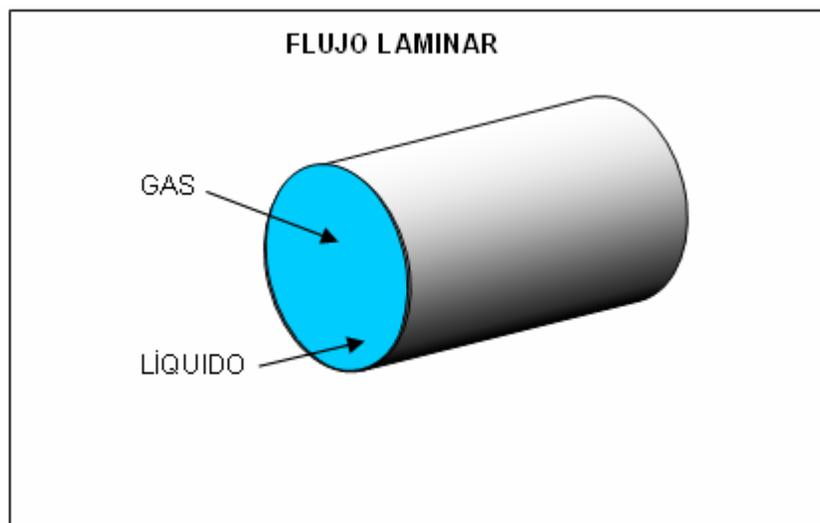
**Figura 4.13 Representación de la velocidad superficial del fluido con respecto a la velocidad erosional.**

El mecanismo de la erosión generalmente se atribuye a la remoción de películas superficiales protectoras, como por ejemplo, películas de óxido formadas por el aire, o bien, productos adherentes de la corrosión y esto es ocasionado por la presencia localizada en la parte inferior de las líneas de transferencia, debido a la acumulación de sustancias en la parte baja de las tuberías (Gil, 1995).

### **Patrón de flujo**

De acuerdo a los resultados generados por el programa PIPESIM®, todas las líneas de transferencia presentaron, a lo largo de su extensión, el patrón de flujo identificado como laminar ya que no indican ninguno de los patrones conocidos tales como estratificado, transitorio entre otro, y esto se

debe que aunque la velocidad superficial del líquido sea un tanto elevada, este no tiene la cantidad de componentes gaseosos necesarios para generar una iteración entre estos componentes y se cree algún tipo de flujo predominante, por lo que es de esperarse que lógicamente el agua este en contacto con toda la superficie de la tubería y se presente un tipo de corrosión uniforme. A bajas velocidades de flujo laminar una delgada película de fluido cubre la rugosidad de las paredes de la tubería provocando que la tubería sea “suave” para el flujo a través de ella. En la figura 4.14 se muestra una figura representativa de un corte transversal de las líneas de transferencia que muestra el paso del fluido. Los reportes de la simulación del programa PIPESIM® se encuentran en el anexo C.



**Figura 4.14 Esquema representativo de un corte transversal de las líneas de transferencia.**

**Tabla 4.7 Velocidades y patrón de flujo en líneas de transferencia obtenidos en la simulación.**

<b>Tramo</b>	<b>Velocidad del líquido (pie/s)</b>	<b>Patrón de flujo</b>
1	1,33	Laminar
2	1,33	Laminar
3	3,69	Laminar
4	3,69	Laminar
5	3,69	Laminar
6	3,69	Laminar
7	3,69	Laminar
8	3,69	Laminar
9	3,69	Laminar
10	3,69	Laminar
11	3,69	Laminar
12	6,06	Laminar
13	6,06	Laminar
14	5,96	Laminar
15	5,96	Laminar
16	5,94	Laminar
17	5,94	Laminar
18	5,91	Laminar
19	5,91	Laminar
20	5,89	Laminar

**Tabla 4.8 Velocidades de erosión en líneas de transferencia obtenidas por medio del simulador PIPESIM®.**

<b>Tramos</b>	<b>Velocidad de erosión (mpy)</b>
1	12,80286838
2	12,80282548
3	12,80277468
4	12,80277348
5	12,80278918
6	12,80281058
7	12,80280918
8	12,80276628
9	12,80271558
10	12,80270788
11	12,80263978

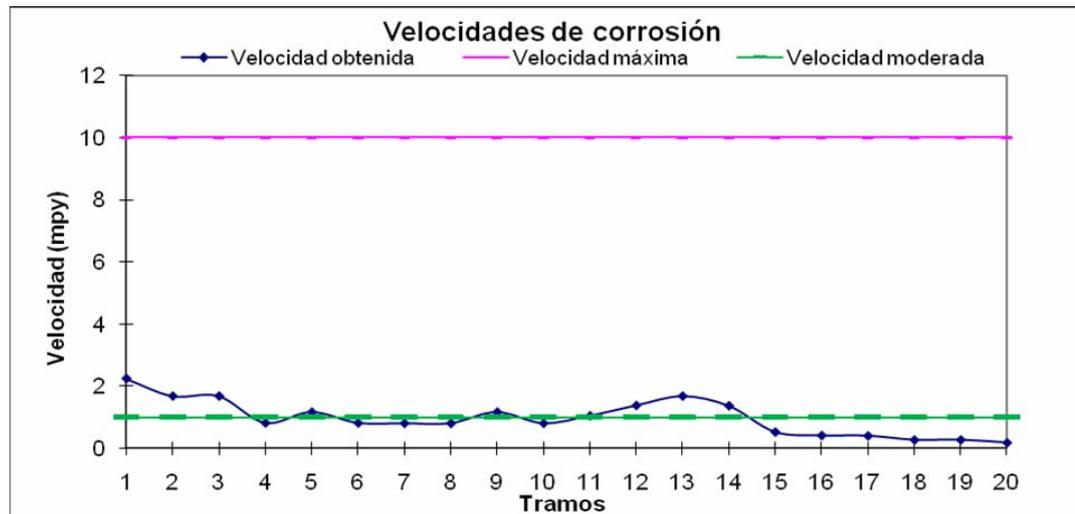
**Tabla 4.8 Velocidades de erosión en líneas de transferencia obtenidas por medio del simulador PIPESIM®.(Continuación)**

<b>Tramos</b>	<b>Velocidad de erosión (mpy)</b>
12	12,802564
13	12,802557
14	12,802538
15	12,802512
15	12,802507
17	12,802479
18	12,802443
19	12,802435
20	12,800933

#### 4.3.2 Utilización Programa de simulación PREDICT®

La velocidad de corrosión es una medida del grado de corrosión que se puede presentar en una instalación. Luego de considerar todos los parámetros requeridos por este software de simulación, se obtuvieron velocidades entre 2.24 y 0.19 mpy. Dichos valores son mostrados en la tabla 4.9 y se muestran gráficamente en la figura 4.15, valores por medio de los cuales se ubican las líneas de transferencia en un nivel de baja corrosión al ser comparados con la norma NACE RP0775, cuyo valor máximo permisible para velocidades de corrosión es de 10 mpy para tuberías de procesos como se muestra en la tabla 3.10.

Al comparar estos resultados de velocidades arrojadas por el programa, con los resultados obtenidos en los diferentes métodos que estiman el potencial de corrosión, se puede observar que existe una relación, debido a que las presiones parciales de los agentes CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S no son suficientemente elevados para generar grandes efectos pero aun así su presencia ocasiona un medio que permite acelerar procesos corrosivos, así como el tipo de patrón de flujo que se presenta de el cual se habló en el punto anterior, por otro lado las temperatura y las velocidades a las que se encuentra el fluido también influyen en la presencia de estas bajas velocidades de corrosión. Los valores arrojados por el programa PREDICT se muestran en la figura 4.16 y figuras E.1 y E.2 del anexo E.



**Figura 4.15 Velocidades de corrosión obtenidas con respecto a la velocidad máxima permitida.**

**Tabla 4.9 Velocidades de corrosión en líneas de transferencia obtenidas por medio del simulador PREDICT®.**

Tramos	Velocidad de corrosión (mpy)
1	2,24
2	1,68
3	1,68
4	0,82
5	1,17
6	0,82
7	0,81
8	0,81
9	1,17
10	0,81
11	1,05
12	1,38
13	1,68
14	1,37
15	0,53
16	0,42
17	0,41
18	0,28
19	0,28
20	0,19

The screenshot shows the PREDICT 20 software interface with the following data and settings:

Parameter	Value	Unit
Temperature	119.996	°F
Pressure	54.785	psia
Fluid Velocity	1.24989	ft/s
Type of Flow	Horizontal	
Gas to Oil	0.05	scf/bbl
Water to Gas	2	bbl/MMscf
Water Cut	94	percent
Oil Type	Not Persistent	
H <sub>2</sub> S	0.0019	psia
CO <sub>2</sub>	1.18	psia
Ionic Strength	0.10148806	M
Sulfur	<input checked="" type="checkbox"/>	
Acetate	0	ppm
HCO <sub>3</sub>	1824.5	ppm
Cl <sup>-</sup>	4133	ppm
Oxygen	5	ppb
Service Life	10	yrs
Allowance	0.056	mils
Measured pH	8	
Method of Inhibition	No Treatment	
Inhibition Efficiency	None (<25%)	
Use Measured pH	<input type="checkbox"/>	
Glycol Injection	<input type="checkbox"/>	

**System Water**

Liquid Water(bbl/MMscf)= 0.00      Vapor Fraction= 1.00

**Results**

**Calc. pH = 7.00**  
**Cor.Index(mpy)= 0.19**  
**Dew Point= 94.7°F**

**The specified corrosion allowance translates to a corrosion rate less than the predicted corrosion rate. Hence the projected life of the steel will be less than the desired service life.**

**Figura 4.16 Representación de los resultados obtenidos por el simulador PREDICT® sin la aplicación de inhibidor.**

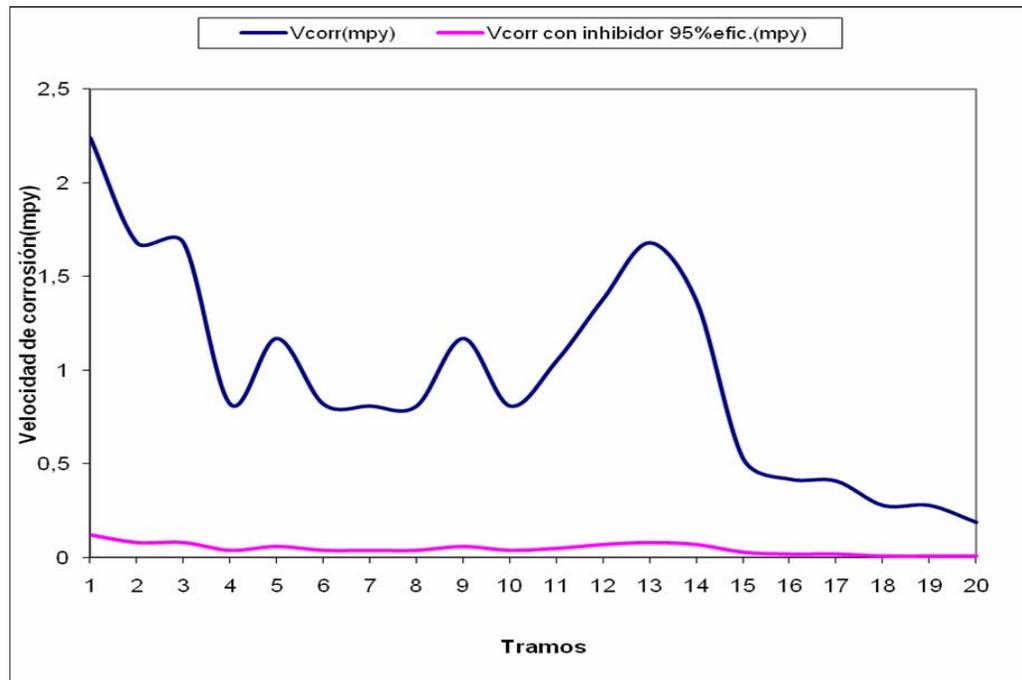
#### **4.4 Determinación de el tipo de inhibidor y lugar de inyección más idóneo para el sistema fluido-metal, en caso de que se requiera el uso del mismo**

Una vez obtenidos los resultados reflejados en los objetivos anteriores se puede observar que el fluido transportado por dichas líneas de transferencia no representa un alto factor de riesgo, puesto que las velocidades de corrosión obtenidas mediante el simulador no son lo

suficientemente elevadas para considerar la aplicación estricta de química como inhibidores de corrosión, sin embargo se puede recomendar el uso de los mismos para evitar problemas de fallas que puedan presentarse a largo plazo y que repercutan negativamente en el funcionamiento de la planta.

Entre los resultados más significativos podemos mencionar que por el alto contenido de cloruros y la temperatura a la que se manejan algunos tramos, estos son susceptibles a presentar fallas conocidas como corrosión bajo presión por efectos de cloruros. Otro de los factores que debería ser tomado en cuenta para la aplicación de inhibidor es la alta presencia de sólidos transportados por las líneas lo que produce el fenómeno conocido como corrosión-erosión que agrede las tuberías por los roces causado y más aun tratándose de tuberías que presentan numerosos cambios de direcciones conformados por codos de 90°. La inyección de inhibidor permite la protección de la tubería, ya que se forma una película protectora que permite la disminución de la velocidad de la corrosión.

En la tabla 4.10 se muestra la comparación entre las velocidades de corrosión obtenidas y las velocidades de corrosión con la aplicación de un inhibidor y en la figura 4.17 se observa que aplicando un tratamiento de inyección de inhibidor con 95% de eficiencia se logra disminuir la velocidad de corrosión de 2,24 a 0,08 mpy, lo cual indica que no se hace estrictamente necesario la implantación de un plan de tratamiento anticorrosivo pues como se puede observar las velocidades de corrosión obtenidas con el inhibidor y sin este se encuentran en el rango de muy bajo nivel de corrosión, sin embargo se propone la utilización de un inhibidor tipo fílmico persistente que se adhiera a la superficie del metal.



**Figura 4.17 Velocidades de corrosión sin la aplicación de inhibidor y con la aplicación del mismo, obtenidas mediante el simulador.**

**Tabla 4.10 Velocidades de corrosión sin inhibidor y con inhibidor de 95% de eficiencia en líneas de transferencia obtenidas por medio del simulador PREDICT®.**

<b>Tramos</b>	<b>Velocidad de corrosión sin inhibidor (mpy)</b>	<b>Velocidad de corrosión con inhibidor (mpy)</b>
1	2,24	0,12
2	1,68	0,08
3	1,68	0,08
4	0,82	0,04
5	1,17	0,06
6	0,82	0,04
7	0,81	0,04
8	0,81	0,04
9	1,17	0,06
10	0,81	0,04
11	1,05	0,05
12	1,38	0,07
13	1,68	0,08
14	1,37	0,07
15	0,53	0,03
16	0,42	0,02
17	0,41	0,02
18	0,28	0,01
19	0,28	0,01
20	0,19	0,01

Como se sabe las condiciones operacionales del sistema representan el factor más importante a evaluar para estudiar la factibilidad de la utilización de algún tipo de inhibidor. Es necesario conocer todos estos parámetros para la evaluación de un inhibidor y siempre que sea posible se debe usar muestra del fluido durante los ensayos de laboratorio, en caso contrario, se considerarán condiciones críticas para evaluar los productos. De estudios realizados se sabe que, uno de los factores más importantes al momento de iniciar un tratamiento de inyección de inhibidor es la velocidad del fluido, debido que cuando ésta excede el límite establecido puede desprender la película de inhibidor que se adhiere a la superficie del metal.

La velocidad superficial del líquido no deja de tener importancia en sistemas donde se utilizan inhibidores de corrosión, según lo propuesto por Geelen y Groenewoud, quienes han reportado que velocidades del líquido superiores a 60 pie/s afectan la permanencia del inhibidor, comparando este valor con la velocidad superficial del fluido promedio obtenida cuyo máximo valor fue de aproximadamente 6 pie/s se observa que la inyección del inhibidor no se ve afectada por este parámetro ya que está muy por debajo del valor crítico lo que indica que no afecta la inyección y en cuanto al régimen de flujo tampoco se vería afectada la inyección de un inhibidor debido a que el paso del fluido no representa agresiones, ni algún tipo de turbulencia hacia las paredes de la tubería.

La dosis del inhibidor va a depender del corte de agua presente en el sistema y, por tanto, de la capacidad del inhibidor de permanecer en la fase acuosa, por lo que también es necesario determinar el régimen, para el caso de las líneas de transferencia estudiadas, estas presentan un corte de agua de un 94% por lo que el tipo de inhibidor a utilizar debería ser soluble en agua, con lo cual se predice que la dosis necesaria de inyección se

encuentra alrededor de los 25 ppm de inhibidor que representa la dosis para necesaria para una corrosión de bajo rango como se muestra en la tabla 3.11.

Debido a que algunos inhibidores se degradan o producen engomamiento a altas temperaturas, los rangos de temperatura donde el inhibidor se aplicará es un parámetro crítico que se debe tener en cuenta en la selección del producto cuando se desea implementar un método, debido a que estos compuestos se degradan a temperatura de aproximadamente 302°F (150°C) (Pachon y Xiques, 2010). Para el caso en estudio la inyección de química no se veía afectado por la temperatura ya que las líneas de transferencia operan a temperaturas por debajo de los 210°F

El lugar de inyección del inhibidor depende del lugar específico donde sea necesaria su utilización, en el caso de las líneas estudiadas, por su alto contenido de sales y sedimentos encontrados tiene la capacidad de producir incrustaciones, una empresa se encarga actualmente de la inyección de antincrustantes en la zonas de mayor temperatura que es donde tienden a formarse las incrustaciones, así como también se está aplicando la inyección de secuestrantes de oxígeno en equipos (IGF) debido a que estos se encuentran abiertos a la atmósfera por lo que tienen una gran entrada de oxígeno y biocida en los tanques donde se hace posible la proliferación de bacterias debido al alto contenido de los iones sulfato.

#### **4.5 CONCLUSIONES**

1. Se estudiaron un total de 20 tramos que están comprendidos entre la salida del deshidratador, hasta la salida de la planta de agua.

2. La temperatura con la cual operan las líneas de transferencia no supera los 210°F por lo que es posible que no se formen capas protectoras en las paredes de las tuberías, producto de los minerales que se encuentran en el fluido.
3. Los tramos con mayor tendencia corrosiva coinciden con los primeros tramos, en donde las condiciones de operación son las más elevadas a lo largo del recorrido.
4. Los potenciales de corrosión de las líneas estudiadas arrojaron, en su mayoría, velocidades de corrosión muy bajas desde unos 2,24 mpy hasta 0,19 mpy.
5. Los porcentajes de CO<sub>2</sub> y concentración de H<sub>2</sub>S medidos en las líneas de transferencia de agua de producción se encuentran entre 1 y 3 %, y 25-50 ppm respectivamente.
6. La presión parcial ejercida por el CO<sub>2</sub> no excede los 7 psia, por lo que no se considera algún tipo de efecto en la corrosión por este factor.
7. La presión parcial ejercida por el H<sub>2</sub>S no excede los 1 psia, por lo que no se considera algún tipo de efecto en la corrosión por este factor.
8. De acuerdo a la relación de Kane entre la presión parcial de CO<sub>2</sub> y la presión parcial de H<sub>2</sub>S, el mecanismo de corrosión predominante es por CO<sub>2</sub>.
9. La alcalinidad de las aguas se encuentran entre los 1.745 y 2.000 ppm CaCO<sub>3</sub>, y es por esto que el pH oscila entre 8 y 8,6.
10. El agua de formación de las líneas estudiadas tienen alta dureza, ya que tienen valores de carbonato de calcio entre los 900 y 1.108 ppm CaCO<sub>3</sub>, y las concentraciones de cloruros oscilan entre 2.550 ppm y 5.025 ppm.
11. Las líneas son susceptibles a sufrir corrosión bajo tensión inducida por la presencia de cloruros.
12. El patrón de flujo predominante en todos los tramos es el laminar.

13. Las velocidades del líquido y la velocidad erosional están comprendidas entre 3 pie/s y 12 pie/s respectivamente, lo que indica que no ocurren procesos erosivos.
14. Las líneas son susceptibles a la agresión por parte de los sólidos en lugares de cambios de dirección, lo que se conoce con el nombre de corrosión-erosión.
15. Es factible la aplicación de un inhibidor mas no es estrictamente necesario.
16. La aplicación de un tratamiento de inyección de inhibidor de corrosión con un 95% de eficiencia logra mantener la velocidad de corrosión por debajo de 0,12 mpy en comparación a 2,24 mpy sin la utilización del mismo.

#### **4.6 RECOMENDACIONES**

1. Realizar análisis bacteriológico adecuado en las líneas de transferencia que tienen bajas velocidades de líquido como es el caso de los tanques debido al contenido existente de sulfuros.
2. Colocar cupones de corrosión en líneas de transferencia para un mejor monitoreo de la corrosión.
3. Revisar continuamente de las condiciones operativas, así como de las propiedades fisicoquímicas del agua ya que todo esto influye en los potenciales corrosivos de las líneas.
4. Incluir la inyección de inhibidor de corrosión tipo filmico adherente, para evitar problemas a largo plazo que repercutan negativamente en el funcionamiento de la planta.
5. Realizar un estudio económico que refleje con mayor exactitud la factibilidad de la aplicación de dicho inhibidor.

6. Monitorear los residuales del producto químico empleado con el fin de medir su efectividad.

## BIBLIOGRAFÍA

API RP14E, **“Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems”**. Washington, D.C (1991).

ASVENCOR, **“Curso Básico de Corrosión”**, Lechería, Edo. Anzoátegui (2007).

Blanco, Y., **“Estudio de corrosión interna en un sistema de distribución de gas natural de alta presión”**. Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química, UDO, Barcelona (1998).

Dayalan, E. y Otros, **“Mechanims CO<sub>2</sub> corrosion of Carbon Steels in pipe flow”**. Paper N° 118. Corrosion 95. Orlando, Florida, USA (1995).

Fontana M., **“Corrosion Engineering”**, McGraw-Hill Book., 3era Edición, New York (1986).

Enden, H., **“Oil Field Corrosion Detection and Control”**, Champion Chemicals, INC., Houston (1989).

Gerus, **“Detection and Mitigacion of Weight Loss Corrosion in Sour Gas Gathering Systems”**, Symposium on Sour Gas and Crude of the Society of Petroleum Engineers, Tyler (1974).

Gil, Linda. **“Trabajo de ascenso a profesor asociado”**. Departamento de Ingeniería. UNEXPO, Puerto Ordaz. (1995)

Guevara M., **“Estimar las tendencias incrustantes y corrosivas en pozos productores y líneas de transferencia del campo Dación, San Tomé.”**. Trabajo de Grado, Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Oriente, Puerto la Cruz Venezuela (2010).

Gutti J., **“Interpretación de análisis de aguas”**, documento técnico de Champion Technologies.

IESL, **“Manejo y disposición de arena”**. EISL, Caracas, Venezuela (2007).

Ikeda, A., Mukay, S. y Ueda, M., **“CO<sub>2</sub> of Carbon and Cr Steel, advances in CO<sub>2</sub> Corrosion”**, Vol. I. NACE, Houston, Texas (1984).

InterCorr International, **“Program for Evaluation and Determination of Corrosion in Steels”**. PREDICT User’s Guide. EE.UU (2002).

Jaramillo, J., **“Establecimiento de las variables que influyen en la corrosión interna del sistema de distribución de gas de la planta compresora Orinoco (PCO) de la Unidad de Producción Morichal”**. Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Química. UDO, Barcelona (2005).

Metal Samples Corrosion Monitorin Systems, **“Introducción al Monitoreo de Corrosión”**, Munford, Alabama (2004).

NACE RP0775, **“Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations”**. Houston, Texas (1999).

Nalco/Exxon Energy Chemicals, L.P., **“Oilfield Chemicals, Training Manual”**, USA (1997)

Norma PDVSA, **“Estimación del potencial de corrosión de sistemas fluido/metal asociados a los procesos de producción de hidrocarburos”**. Venezuela. (2010).

Pachón J. y Xiques J., **“Estrategia de control de corrosión interior en plantas de crudo y gas”**. [En línea] 27 de mayo de 2010

Palacios, C., **“Corrosión”**. Edición de Gerencia de Ingeniería de Petróleo. Corpoven. Puerto La Cruz, Venezuela (1995).

Patton, C., **“Applied Water Technology”**, Segunda Edición, Editorial Campbell Petroleum Series, USA (1995).

**“Principio de la corrosión”**. Manual técnico de Galp energía

**“Química del agua”**, documento técnico LIPESA (2005)

Roberge P., **“Handbook of corrosion engineering”**, McGraw-Hill Book, New York (1999).

Rodríguez, J., **“Mejoras en la resistencia a la corrosión interna en tuberías que transportan crudo y/o gas en el Distrito Sur San Tomé**

**PDVSA**". Tesis de Grado, Departamento de Ingeniería Mecánica, UDO, Barcelona **(2004)**.

Shlumberger, "**Manual del usuario Pipesim 2003**" Garden software.USA. **(2002)**

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

<b>TÍTULO</b>	ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN EN UNA PLANTA DE PROCESAMIENTO DE AGUA
<b>SUBTÍTULO</b>	

AUTOR (ES):

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Gil Luna, Ivanna Gabriela	<b>CVLAC:</b> V-17.871.364 <b>E MAIL:</b> gaby_blond@hotmail.com
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALABRAS O FRASES CLAVES:**

Corrosión

Inhibidores

Planta de agua

Líneas de transferencia

Velocidad de corrosión

Propiedades fisicoquímicas

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

<b>ÁREA</b>	<b>SUBÁREA</b>
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Química

### **RESUMEN (ABSTRACT):**

Para llevar a cabo el estudio de la factibilidad de inyección de inhibidores de corrosión en las tuberías que transportan agua de producción de la estación principal del distrito Cabrutica, se realizó inicialmente la selección de las líneas de transferencia a analizar y se obtuvieron los parámetros bajo los cuales operan dichas líneas, para luego efectuar la caracterización fisicoquímica del agua y determinar el grado de tendencia corrosiva de éstas. El agua de producción presentó gran contenido de sólidos, alta dureza, un grado elevado de alcalinidad y alta concentración de cloruros, obteniéndose que estos factores promueven un ambiente corrosivo bajo ciertas condiciones; Se obtuvieron las concentraciones de gases como el CO<sub>2</sub> (1 al 3 %) y de H<sub>2</sub>S (25ppm -50ppm), los cuales no representan cantidades elevadas. Seguidamente se utilizaron los simuladores PIPESIM® Y PREDICT® para generar los perfiles de las condiciones hidrodinámicas y los perfiles de velocidad de corrosión con la finalidad de precisar si existe un fenómeno corrosivo y el grado en el cuál se encuentra. Finalmente se obtuvieron velocidades de corrosión consideradas bajas por la norma NACE RP0775, lo cual indica que no se hace estrictamente necesario la implantación de un plan de tratamiento anticorrosivo debido a que la velocidades de corrosión obtenida se encuentran en su mayoría en un rango bajo (2,24-0,19 mpy) sin embargo se propuso la aplicación de un inhibidor tipo filmico que se adhiera a la superficie de las tuberías.

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

### CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
Arias, Ronald	CVLAC:	V-13.498.859			
	E_MAIL	ronaldariasc@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
Rodríguez, Jhonny	CVLAC:	V-14.132.755			
	E_MAIL	rodriguezjji@pdvsa.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Parra, Frank	CVLAC:	V-8.265.531			
	E_MAIL	frankparra@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
Moncada, Fidelina	CVLAC:	V- 13.366.691			
	E_MAIL	fidelina@cantv.net			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X

### FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	05	04
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS.Estudio_inyeccióndeinhibidoresdecorrosión_plantatratamientodeagua.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U  
V W X Y Z . a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z . 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 .

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** Planta de tratamiento de aguas PDVSA-Distrito Cabrutica (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** Seis meses (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Químico

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pregrado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Ingeniería de procesos

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

**DERECHOS**

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente: “los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados por otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

**Gil Luna, Ivanna Gabriela**

**AUTOR**

**Ronald Arias**

**TUTOR**

**Frank Parra**

**JURADO**

**Fidelina Moncada**

**JURADO**

**Yraima Salas**

**POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS**