

ESTUDIO DEL MECANISMO DE CORROSIÓN EN LÍNEAS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS



Lic. José Gregorio Biomorgi Muzattiz

Trabajo de Grado presentado ante la ilustres
Universidad Central de Venezuela para
Optar al Título de Magíster Scientiarum en
Metalurgia y Ciencia de los Materiales

Caracas, Julio de 2006

Certifico que he leído este Trabajo de
Grado y que lo encuentro apropiado
tanto en su contenido como en su
formato y apariencia externa

Dr. Alfredo Vitoria, Tutor Industrial

Fecha

Dra. Mariana Staia, Tutora Académica

DEDICATORIA

Quisiera dedicar esta Tesis de Maestría a:

Magaly Henríquez,

Una mujer ejemplar y excepcional. Su amor, amistad, paciencia y apoyo, fueron las principales fuentes de inspiración para lograr las cosas que he podido lograr en la vida.

Mis Padres,

Por estar siempre a mi lado, dándome todo el amor y apoyo de manera incondicional y desinteresada en todo momento.

Mi Tía María Rosa,

Una persona que lamentablemente se ausentó antes de tiempo de este mundo, pero que estoy seguro está arriba viéndome y apoyándome en todas las facetas de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quisiera agradecer a Dios, por darme la dicha de vivir y por iluminarme a lo largo de mi vida, en cada paso que doy y en cada decisión que tomo.

A mis padres (Antonia Muzattiz de Biomorgi y Georges Biomorgi), por estar siempre presente y apoyarme a lo largo de mi existencia.

A PDVSA-INTEVEP por depositar su confianza en mí, para llevar a cabo este proyecto que finalmente concluye con éxito y muy buenos frutos.

Tengo que agradecer nuevamente a la casa que vence las sombras (UCV), por brindarme la oportunidad de seguir creciendo y desarrollándome como profesional. Es un gran orgullo y una satisfacción indescriptible poder decir que crecí y fui formado en esta magnífica institución.

A la Facultad de Ingeniería y Escuela de Metalurgia y Ciencia de los Materiales de la UCV, por otorgarme el aval para realizar mis estudios de Maestría.

A mi tutor industrial Alfredo Vilorio, por poner a mi disposición toda su experiencia y sus conocimientos. Gracias a su insistencia y sus consejos, logré culminar con éxito este trabajo de Tesis.

A mi tutora académica Mariana Staia, quien me ha estado apoyando a lo largo de toda la Maestría y en la etapa final de la misma, que significa la Tesis.

A Samuel Hernández, quien sin su experiencia, conocimiento y apoyo hubiese sido imposible llevar a cabo esta experiencia.

A Magaly Henríquez, una mujer muy especial y una persona maravillosa. Fue sin duda una fuente de inspiración y un punto de apoyo muy importante durante los últimos años de mi vida.

A Magaly González de Henríquez y Rómulo Henríquez, quienes han ocupado una parte importante en mi vida y han sido para mí como unos padres. Gracias por su apoyo, amistad, comprensión y enseñanzas. Me hicieron crecer mucho como persona y como ser humano probo. Siempre los querré, los respetaré y estarán presente en mi vida.

A Celestino Contreras, una persona muy especial, que lamentablemente ya no está con nosotros en este mundo. Siempre lo recordaré con mucho afecto y respeto, como un profesional íntegro y una persona modelo. Sus consejos y sugerencias nunca las olvidaré.

A mis compañeros de trabajo María Afonso, Yeremy Peña, Jaysmlen Jaspe, Yobiris Rigual, Rafael Yoll, Francisco Navarro, Luis Castillo, Erick Rodriguez, Roberto Bello, Erik Hernández, Josefina Salazar, Carlos Sequera, Wolfgang Prieto, Luis Torres, Francisco Escalona, Milton Lara, Sheilar Peña y todos aquellos con los cuales he trabajado.

RESUMEN

Como consecuencia de la enorme demanda energética a nivel mundial y con la finalidad evitar, en la medida de lo posible, alteraciones importantes en los precios actuales de los hidrocarburos, los principales países productores de petróleo han mostrado un elevado interés en el incremento racional de su producción. Venezuela no escapa a este hecho y es por ello que surge la necesidad de construir nuevas instalaciones de producción y manejo de crudo y gas en nuestro país, así como la conservación de la integridad física y mecánica de la infraestructura ya existente, para satisfacer dicha demanda.

En la industria petrolera, la corrosión es una de las principales causas de fallas en las instalaciones de producción (tabla 1) [1] y aproximadamente la mitad de ellas son consecuencia de corrosión por gases ácidos como CO_2 y H_2S (tabla 2) [1]. Producto de esto, anualmente se hacen grandes inversiones para la preservación de la infraestructura de manejo y producción de crudo y gas, con la finalidad de mantener la continuidad operativa en las instalaciones, evitando riesgos y pérdidas económicas asociadas al reemplazo o reparación de equipos y diferimiento de producción.

Tabla 1. Fallas en la industria petrolera

Tipos de fallas	%
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño mecánico	14
Fractura frágil	9
Defecto de fabricación	9
Defectos de soldadura	7
Otros	10

Tabla 2. Corrosión en la industria petrolera

Tipos de fallas	%
Por CO_2	28
Por H_2S	18
En soldadura	18
Por Picadura	12
Corrosión/Erosión	9
Galvánica	6
Hendiduras o Bajo Depósitos	3
Impacto	3
Corrosión Bajo Tensión	3

En este trabajo de investigación se llevó a cabo un estudio con el cual fue posible conocer el mecanismo de corrosión presente en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas al norte del Estado Monagas. Esta región es responsable de más del 30% de la producción total de crudo de PDVSA, lo cual evidencia la importancia de preservar la integridad física de las instalaciones de producción ubicadas en esta zona del país, para evitar diferimiento de producción por fallas en la infraestructura.

Según los análisis realizados, se puede decir que el mecanismo de corrosión predominante en estos sistemas es la corrosión bajo depósito (arena y depósitos sólidos producto de corrosión), lo que trae como consecuencia la formación de picaduras en diferentes posiciones de la tubería. La ubicación del daño tiene relación directa con la dinámica del fluido, ya que dependiendo del patrón de flujo, existirán zonas preferenciales para que el proceso corrosivo se lleve a cabo en mayor proporción.

Es muy común en estos campos utilizar métodos de prevención tales como herramientas de medición (para el seguimiento de la corrosión) y productos químicos inhibidores de corrosión (para el control de la corrosión) para resguardar la infraestructura. Ambos métodos tienen sus beneficios pero también sus limitaciones. Los resultados aquí encontrados indican que ambos métodos tendrían sus limitaciones y habría que aplicarlos con mucho criterio, ya que la formación de picaduras es uno de los mecanismos de degradación más difícil de controlar, dado que su aparición es un hecho totalmente aleatorio. Lo más recomendable es utilizar herramientas con las cuales se pueda hacer un seguimiento alrededor de toda la periferia de la tubería y aplicar tratamientos químicos que tomen en cuenta el efecto del fluido, ya que la mayoría de los inhibidores de corrosión que se utilizan hoy en día son filmicos y algunos patrones de fluido ejercen esfuerzos de cortes importantes sobre la superficie metálica, que podrían interferir con el mecanismo de protección de estos productos.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1 INTRODUCCIÓN	19
1.1 Corrosión	19
1.2 Tipos de Corrosión	21
1.2.1 Corrosión por Dióxido de Carbono o Anhídrido Carbónico (CO_2)	22
1.2.2 Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno o Ácido Sulfhídrico (H_2S)	27
1.2.3 Influencia del Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) sobre la corrosión por Dióxido de Carbono (CO_2)	29
1.3 Influencia de la Dinámica de Flujo sobre los Mecanismos de Corrosión	32
1.3.1 Conceptos Básicos	32
1.3.1.1 Flujo Másico	32
1.3.1.2 Caudal	33
1.3.1.3 Fracción Volumétrica de Líquido (H_L , Holdup de Líquido)	33
1.3.1.4 Fracción Volumétrica de Gas	34
1.3.1.5 Velocidad Superficial	34
1.3.1.6 Velocidades Reales (in-situ)	34
1.3.1.7 Velocidad de Deslizamiento	35
1.3.2 Patrones de Flujo	35
1.3.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales	36
1.3.3.1 Flujo Estratificado	37
1.3.3.2 Flujo Anular	38
1.3.3.3 Flujo Burbuja Dispersa	38
1.3.3.4 Flujo Intermitente	38
1.4 Autoclave Dinámico de Campo	41
2 OBJETIVOS	44
2.1 Objetivo General	44
2.2 Objetivos específicos	44

3	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	46
3.1	ETAPA 1. <i>Acondicionamiento del ADINCAMPO y diseño de pruebas</i>	46
3.2	ETAPA 2. Fabricación de probetas y cupones de ensayo	47
3.3	ETAPA 3. Preparación de los cupones de ensayos de corrosión en el laboratorio	49
3.4	ETAPA 4. <i>Montaje de las pruebas en campo</i>	49
3.5	ETAPA 5. <i>Supervisión y seguimiento de las pruebas</i>	52
3.6	ETAPA 6. <i>Desmontaje de los ensayos y evaluación de las muestras utilizando las siguientes técnicas de análisis</i>	53
3.6.1	<i>Cálculos de velocidades de corrosión uniforme</i>	54
3.6.2	<i>Cálculos de velocidad de corrosión por picaduras</i>	55
3.7	ETAPA 7. <i>Estimación de los patrones de flujos presentes en cada una de las secciones de ensayo</i>	55
4	RESULTADOS Y DISCUSIONES	56
4.1	Análisis Microestructural	56
4.1.1	<i>Caracterización Microestructural</i>	56
4.1.2	<i>Análisis Químico</i>	57
4.1.3	<i>Ensayos de Dureza</i>	58
4.2	Análisis superficial de los cupones tipo T antes de decapar	58
4.3	Determinación de los patrones de flujo presentes en cada una de las secciones de ensayo	68
4.4	Análisis microscópicos de los productos de corrosión y corrosión bajo depósito	76
4.5	Análisis de las velocidades de corrosión uniforme y por picaduras	84
4.5.1	<i>Velocidad de Corrosión obtenidas con las Probetas Tubulares</i>	84
4.5.2	<i>Velocidad de Corrosión obtenidas en los Cupones tipo T</i>	86
4.5.2.1	Cupones tipo T extraídos del carrito de 6 pulgadas	86
4.5.2.2	Cupones tipo T extraídos de los carretos de 4 pulgadas (Entrada y Salida)	89

4.5.2.3	Cupones tipo T extraídos del carrito de 2,05 pulgadas	92
4.5.2.4	Cupones tipo T extraídos del carrito de 1,06 pulgadas	93
4.5.2.5	Comparación entre las velocidades de corrosión obtenidas en todas las secciones de ensayo	95
4.6	Resumen de los resultados de análisis superficiales obtenidos con los cupones tipo T más críticos extraídos de las diferentes secciones de ensayo.	97
5	CONCLUSIONES	101
6	RECOMENDACIONES	103
7	BIBLIOGRAFÍA	104

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Tipos de daños por corrosión más comunes	25
Figura 2. Efecto del H ₂ S en la corrosión asistida por CO ₂	31
Figura 3. Patrones de flujo en tubería horizontal	37
Figura 4.a. Flujo Anular Liso (Neblina)	38
Figura 4.b. Flujo Anular Ondulado	38
Figura 5.a. Flujo Tapón	39
Figura 5.b. Flujo Burbuja Elongada	39
Figura 6. Mapa de distribución de patrones de flujos en términos de velocidades superficiales de agua y aire	40
Figura 7. ADINCAMPO instalado en la estación COT-Pirital	42
Figura 8. Secciones de ensayo del ADINCAMPO	43
Figura 9. Secciones de ensayos dispuestas horizontalmente	43
Figura 10. SECLI de 4"	44
Figura 11. SECLI de 6"	44
Figura 12. SECLI de 4", a la entrada y salida del ADINCAMPO, respectivamente	47
Figura 13. SECLI de 6", conectado directamente a la línea de flujo	47
Figura 14. Cupones tubulares convencionales	48
Figura 15. Cupones Tipo T (nuevo diseño)	48
Figura 16. Preparación de los cupones de ensayo	49
Figura 17. Inserción de los cupones en los porta cupones e identificación y arreglo final de los mismos	50
Figura 18. Inserción de los cupones en los porta cupones e identificación y arreglo final de los mismos	50
Figura 19. Montaje de las secciones de ensayo de 0,79, 1,06, y 2,05 pulgadas	51
Figura 20. Montaje de las secciones de ensayo de 4 y 6 pulgadas	51

Figura 21. Imágenes micrográficas de una muestra extraída de la tubería de acero al carbono 5L grado B	56
Figura 22. Imagen micrográficas del material a 100X, en condición de pulido	57
Figura 23. Disposición de los cupones Tipo T en el porta-cupón de teflón, en los carretos de 4 y 6 pulgadas	59
Figura 24. Disposición de los cupones Tipo T en el porta-cupón de teflón, en los carretos de 1,06 y 2,05 pulgadas	59
Figura 25. Cupones tipo T extraídos de las secciones de 1,06, 2,05, 4 y 6 pulgadas	60
Figura 26. Representación de un flujo de transición en una tubería horizontal	70
Figura 27. Representación de un flujo tipo tapón en una tubería horizontal	73
Figura 28. Representación de un flujo burbuja en una tubería horizontal	75
Figura 29. Gráfica 1, donde se comparan las velocidades de corrosión uniforme obtenidas con las probetas tubulares de todas las secciones de ensayo	85
Figura 30. Gráfica 2, donde se comparan las velocidades de corrosión uniforme y por picaduras obtenidas con los cupones tipo T de la sección de ensayo de 6"	87
Figura 31. Gráfica 3, velocidades de corrosión uniforme y por picaduras obtenidas con los cupones tipo T de la sección de ensayo de 4" (Entrada)	90
Figura 32. Gráfica 4, velocidades de corrosión uniforme y por picaduras obtenidas con los cupones tipo T de la sección de ensayo de 4" (Salida)	91
Figura 33. Gráfica 5, comparación de las velocidades de corrosión uniforme y por picaduras obtenidas con los cupones tipo T de la sección de ensayo de 2,05"	93

- Figura 34. Gráfica 6, comparación de las velocidades de corrosión uniforme y por picaduras obtenidas con los cupones tipo T de la sección de ensayo de 1,06” 95
- Figura 35. Gráfica 7, comparación entre las V_{corr} obtenidas con las probetas tubulares, los cupones tipo T con mayor velocidad de corrosión uniforme y los cupones tipo T con mayor velocidad de corrosión por picaduras 96

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Fallas en la industria petrolera	vi
Tabla 2. Corrosión en la industria petrolera	vi
Tabla 3. Tipos de Corrosión	21
Tabla 4. Corrosividad del CO ₂ sobre aceros al carbono de baja aleación	25
Tabla 5. Pasos involucrados en el proceso de corrosión del hierro por CO ₂ y H ₂ O	26
Tabla 6. Daños ocasionados por el H ₂ S en presencia de agua, en función de su presión parcial	29
Tabla 7. Patrones de flujo utilizando diferentes diámetros internos de tubería	41
Tabla 8. Condiciones de operación de la línea de flujo	52
Tabla 10. Composición química del material evaluado y la que se establece en la norma API 5L	57
Tabla 11. Análisis superficial de los cupones seleccionados (antes de decapar) de las secciones de ensayo de 1,06" y 2,05", para el estudio de los productos de corrosión	61
Tabla 12. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 4 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 4" (Entrada), para el estudio de los productos de corrosión	62
Tabla 13. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 6 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 4" (Entrada), para el estudio de los productos de corrosión	63
Tabla 14. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 12 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 4" (Entrada), para el estudio de los productos de corrosión	64

Tabla 15. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 4 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 6", para el estudio de los productos de corrosión	65
Tabla 16. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 6 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 6", para el estudio de los productos de corrosión	66
Tabla 17. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 12 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 6", para el estudio de los productos de corrosión	67
Tabla 18. Regímenes de flujos presente en cada una de las secciones de ensayo y velocidades de corrosión de los cupones con mayor daño	69
Tabla 19. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 4 extraídos de la sección de ensayo de 4"	76
Tabla 20. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 6 extraídos de la sección de ensayo de 4"	77
Tabla 21. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 12 extraídos de la sección de ensayo de 4"	78
Tabla 22. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 4 extraídos de la sección de ensayo de 6"	80
Tabla 23. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 6 extraídos de la sección de ensayo de 6"	81
Tabla 24. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 12 extraídos de la sección de ensayo de 6"	82
Tabla 25. Velocidades de corrosión tanto uniforme, como por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 6"	86
Tabla 26. Velocidades de corrosión uniforme y por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T extraídos de las secciones de ensayo de 4"	90

Tabla 27. Velocidades de corrosión uniforme y por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 2,05"	93
Tabla 28. Velocidades de corrosión tanto uniforme, como por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 1,06"	94
Tabla 29. Resumen de los resultados de velocidades de mezcla de los fluidos (V_M), patrones de flujo, velocidades de corrosión uniforme y por picaduras, aspectos superficiales y análisis perfilométrico de los cupones críticos extraídos de las secciones de ensayo de 6 y 4 pulgadas	99
Tabla 30. Resumen de los resultados de velocidades de mezcla de los fluidos (V_M), patrones de flujo, velocidades de corrosión uniforme y por picaduras, aspectos superficiales y análisis perfilométrico de los cupones críticos extraídos de las secciones de ensayo de 2,05 y 1,06 pulgadas	100

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

W = Flujo Másico

W_L = Flujo Másico del Líquido

W_G = Flujo Másico del gas

Q = Caudal

Q_L = Caudal de líquido

Q_G = Caudal de gas

H_L = Holdup de Líquido

V_{SL} = Velocidad Superficial del Líquido

V_{SG} = Velocidad Superficial del Gas

r = Coordenada radial

A = Área transversal

t = Tiempo

α = fracción volumétrica de gas

V_{Slip} = Velocidad de deslizamiento

V_{Corr} = Velocidad de corrosión

mpy = Milipulgadas por año

mma = milímetros por año

P_i = Peso inicial del material

P_o = Peso final del material

A_{Epx} = Área de material expuesta

t = Tiempo de exposición del material

ρ = Densidad del acero

R_t = Profundidad de las 10 picaduras mas severas en los cupones de corrosión

$R_{Z(inicial)}$ = Promedio R_t (en milímetros) antes del ensayo de corrosión

$R_{Z(final)}$ = Promedio R_t (en milímetros) después del ensayo de corrosión

SSCC = "Sulfur Stress Corrosion Cracking"

ADINCAMPO = Autoclave Dinámico de Campo

SECLI = Sistema de Evaluación de Corrosión en Línea

MEB = Microscopía Electrónica de Barrido

EDS = Espectroscopía Dispersiva de Energía

1 INTRODUCCIÓN

Como ya se mencionó, la corrosión representa un factor importante en la industria petrolera, debido a los altos costos involucrados en la preservación de las instalaciones de manejo y producción de crudo y gas contra este fenómeno. Este hecho ha despertado el interés en distintos entes de la industria petrolera (PDVSA en este caso), por lo cual se han generado líneas de investigación que permitan desarrollar nuevas tecnologías de seguimiento y control de la corrosión, con la finalidad de evitar daños inesperados en la infraestructura, lo que se traducen en pérdidas económicas por reemplazo de equipos y/o diferimiento de producción. Es por ello de la importancia de un estudio de investigación en una de las áreas de producción de PDVSA, específicamente en las líneas de producción del Norte de Monagas, que permita conocer con mayor certeza y profundidad los mecanismos de corrosión presentes en estas instalaciones y con esta información encontrar y aplicar los métodos preventivos que sean necesario. Antes de entrar en detalle con el planteamiento de la actividad, se realizará una descripción de los principios básicos de la corrosión y su influencia en materiales metálicos utilizados en la industria petrolera.

1.1 Corrosión

La corrosión es un proceso a través del cual un material es degradado por contacto con el medio ambiente, produciendo un deterioro en sus propiedades físicas y químicas [2 y 3]. Puede ser de naturaleza química o electroquímica, según el medio y las condiciones donde se lleva a cabo [4]. Son múltiples los materiales que pueden sufrir problemas de degradación por corrosión (metales, concreto, etc). Existen algunos conceptos encontrados en cuanto a lo que se define como corrosión de materiales no metálicos y corrosión de metales. Algunos autores se refieren a que la corrosión en materiales no metálicos pudiera estar definida como el deterioro del material por causas químicas y en el caso de los metales, la corrosión se define como

la interacción de estos con el medio ambiente [5]. De manera general y tomando en cuenta algunas consideraciones hechas por Shreir y colaboradores, se pudieran dar dos definiciones de la corrosión, que en esencia son iguales:

- Bajo el contexto de la Ciencia de la Corrosión: La corrosión es la reacción de un sólido con el medio ambiente.
- Bajo el contexto de Ingeniería de la Corrosión: La reacción de un material con el medio ambiente, con el consecuente deterioro en sus propiedades.

En este trabajo se centrará la atención en el proceso de corrosión de metales, debido a que el estudio se llevará a cabo en las instalaciones de producción de crudo y gas, constituidas por aceros convencionales. En los metales, la corrosión se lleva a cabo generalmente de manera espontánea a través de reacciones de naturaleza electroquímica, para lo cual es necesaria ciertas condiciones, como la presencia de un ánodo (zona donde se lleva a cabo la oxidación), un cátodo (zona donde se lleva a cabo la reducción), el medio electrolítico (zona de transferencia electrónica) [5]. Al ser un proceso espontáneo, ya que está favorecido desde el punto de vista termodinámico, no se puede entonces pretender disipar totalmente la corrosión. Por el contrario hay que tenerlo presente siempre y trabajar sobre la base de controlar el fenómeno de corrosión, a través del uso o diseño herramientas que permitan hacer un seguimiento continuo (monitoreo) y tomar las previsiones necesarias para alargar la vida útil de los materiales y prevenir fallas inesperadas asociadas a daños por corrosión. La corrosión puede afectar de diferentes maneras al material metálico, dependiendo de las condiciones corrosivas del medio y cada una de ellas tiene asociado un tipo de daño.

1.2 Tipos de Corrosión

Son múltiples los daños asociados al proceso de corrosión, los cuales pueden ser diferenciados en 5 grandes grupos y se encuentran resumidas en la 3 [5].

Tabla 3. Tipos de Corrosión

<i>Tipos de Corrosión</i>	<i>Características</i>	<i>Ejemplos</i>
Corrosión Uniforme	La corrosión actúa uniformemente sobre toda la superficie del metal.	Disolución activa en ácidos; pasivación; pulido químico o electroquímico, en algunos casos corrosión atmosférica, etc.
Corrosión Localizada	La corrosión actúa sobre ciertas áreas de la superficie del metal debido a la heterogeneidad de esta, al ambiente o a la geometría del material. Si el ataque es severo, pudiera pasar de un daño localizado a un daño por picadura.	Corrosión por hendidura, bajo depósito, por contacto metálico, intergranular, soldaduras, etc.
Corrosión por Picadura	El ataque se da en zonas muy específicas, que dan como resultados pequeños hoyos, que penetran en el metal y en algunos casos es perforado.	Presencia de una capa pasivante no homogénea sobre una superficie metálica limpia o pulida, presencia de iones específicos como el Cl^- , etc.
Disolución Selectiva	Se da cuando un elemento específico (normalmente el más activo) es removido de una aleación.	Disolución de metales como zinc o aluminio, grafitización, etc.
Corrosión asistida por factores mecánicos	Es cuando existe un ataque localizado por la acción conjunta del proceso de corrosión y existe un factor mecánico presente.	Corrosión-erosión, corrosión-fatiga, corrosión bajo tensión, cavitación, fragilización por hidrógeno, etc.

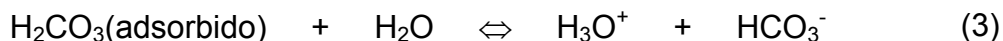
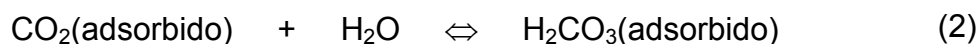
La corrosión general es si se quiere la más benigna de todas las descritas en la tabla 3, ya que el daño en la superficie metálica es igual en todos los puntos y es la muy fácil de seguir y hacer una buena estimación del tiempo de vida útil de los materiales. En cambio que los daños de corrosión localizada o por picaduras son sumamente complejos de ubicar, sobre todo cuando tenemos corrosión interna en equipos y/o tuberías, ya que son totalmente aleatorias y causan problemas considerables, al punto que cuando comienza este proceso, el daño se va incrementando aceleradamente con el tiempo y suelen ocurrir fallas inesperadas en las instalaciones. La corrosión por disolución selectiva se puede prevenir, si se tiene bien identifica el ambiente al cual estará sometido el material y se toman las previsiones necesarias en el diseño. La corrosión asistida por factores mecánicos puede causar enormes daños, al igual que la corrosión localizada o por picadura. Son difíciles de prevenir, pero pueden ser identificadas más fácilmente, debido a que suelen llevarse a cabo en zonas específicas con diferencias geométricas, con concentradores de esfuerzos, etc., y si se conoce bien el sistema bajo cual se opera, se pueden ubicar las zonas más susceptibles a estos ataques y se toman las previsiones necesarias.

En la industria petrolera, se pueden presentar cualquiera de los mecanismos de corrosión descritos y las razones pueden ser múltiples. Sin embargo, como se mostró anteriormente en la Tabla 2, las fallas por corrosión más comunes están asociados a la existencia de los gases CO_2 y H_2S en presencia de agua.

1.2.1 Corrosión por Dióxido de Carbono o Anhídrido Carbónico (CO_2)

El dióxido de carbono (CO_2) por sí sólo no es un agente corrosivo, ya que es una especie muy estable químicamente. Típicamente se le denomina gas inerte, debido a la poca reactividad de éste con otros gases. Sin embargo, en

soluciones acuosas, el comportamiento del CO_2 cambia de manera apreciable, ya que en presencia de H_2O su tendencia es a formar el H_2CO_3 , el cual al ser un ácido tiene la propiedad de disociarse y generar protones (H^+). Estas especies cargadas positivamente son fácilmente reducidas si encuentran algún elemento que pueda ser oxidado, como por ejemplo el hierro. Schmitt [6] describe un mecanismo, que en general cumple los siguientes pasos:



En la reacción 4 se puede observar la reducción del ión H^+ a hidrógeno atómico (reacción catódica), para lo cual es necesario la disponibilidad de electrones, que provendrían de la especie oxidada (reacción anódica). El hidrógeno atómico permanece adsorbido sobre la superficie del material (superficie metálica en este caso) y generalmente pudieran ocurrir dos situaciones:

- Comienza a difundirse a través del material (hipótesis que no ha podido ser evidenciada físicamente).
- Se encuentra otra especie igual y se combina para formar H_2 .

Como contra parte de la reacción catódica, ocurre la reacción anódica, donde el hierro contenido en el metal se oxida, formándose la especie Fe^{2+} . Esta transformación química trae como consecuencia un proceso de degradación del material, lo que se conoce como corrosión. Cuando el hierro está en presencia de una solución saturada de CO_2 , el proceso corrosivo ocurre con dos gradientes de transferencia de masa [7]: uno en el cual el hierro difunde desde la superficie metálica a la solución y el otro donde difunde hasta las zonas donde incrementa el pH. Este segundo proceso de transferencia es el responsable de la deposición del hierro en la superficie, en forma de

carbonato de hierro (FeCO_3). Este sólido, en algunos casos, puede llegar a formar una barrera entre la superficie metálica y la solución y va a depender de la solubilidad del mismo o a la capacidad que tenga de adherirse al metal [8]. Estas dos consideraciones están relacionadas con múltiples variables, entre las que destacan el pH de la solución, temperatura del medio y régimen del flujo presente.

En cuanto al pH, el ion ferroso es más estable en soluciones alcalinas que en soluciones con bajo pH, lo que minimizaría la cantidad de carbonato de hierro disponible para precipitar sobre el metal. En el caso de la temperatura, el FeCO_3 tiene la particularidad de disminuir su solubilidad en solución acuosa, con el incremento de la temperatura, por lo cual habría mayor cantidad del mismo disponible para depositarse sobre el material. Respecto al régimen de flujo, éste es uno de los factores de mayor relevancia, en especial cuando son turbulentos, debido a que las condiciones para que ocurra la deposición del FeCO_3 sobre la superficie metálica pudieran estar dadas y no obstante que se estaría formando una capa de carbonato de hierro con ciertas propiedades protectoras, un régimen de flujo turbulento desprendería dicha capa, dejando al metal desnudo y expuesto nuevamente al ataque de las especies corrosivas.

Todos estos factores tienen una influencia directa sobre el mecanismo corrosión y por ende en el tipo de daño que se pueda presentar. A continuación se muestran (figura 1) los daños más comunes como consecuencia de procesos corrosivos.

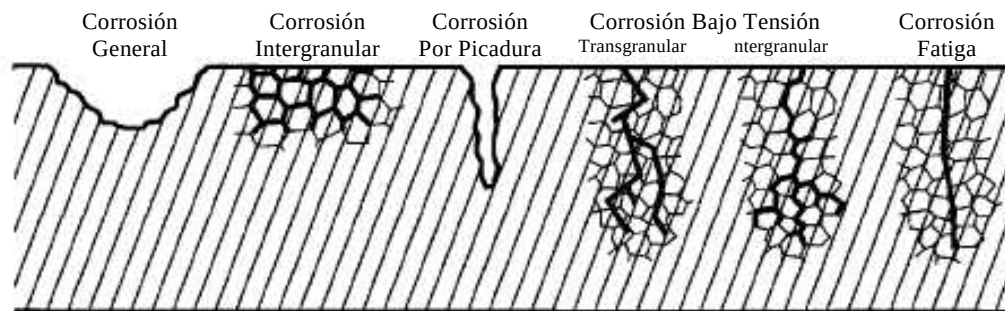


Figura 1. Tipos de daños por corrosión más comunes

Muchos autores han tratado de vincular distintas variables corrosivas (presión parcial de CO_2 , temperatura, régimen de flujo, relación entre presiones parciales de CO_2 y H_2S , etc), con la finalidad de establecer correlaciones teóricas que permitan predecir la probabilidad que ocurra o no corrosión por CO_2 . De Waard y Milliams [9] fueron unos de los primeros autores que trabajaron en este sentido, desarrollando una ecuación que permite estimar la velocidad de corrosión en función principalmente de la presión parcial de CO_2 . Esta ecuación ha sido utilizada durante mucho tiempo e incluso ha sido muy útil para la elaboración de algunos programas de predicción. Ikeda y colaboradores [10] publicaron un trabajo similar, donde establecieron relaciones para determinar las velocidades de corrosión en aceros al carbono y aleaciones, en función de parámetros como pH, temperatura, velocidad de flujo. Kermany y Harrop [1] publicaron una relación mucho más sencilla, la cual establece la probabilidad de que exista corrosión por CO_2 en función de presiones parciales del mismo (tabla 4).

Tabla 4. Corrosividad del CO_2 sobre aceros al carbono de baja aleación

CONDICIONES	CORROSIÓN POR CO_2
$P_{\text{CO}_2} < 7,25 \text{ psi}$	MUY POCO PROBABLE
$7,25 < P_{\text{CO}_2} < 29 \text{ psi}$	POSIBLE
$P_{\text{CO}_2} > 29 \text{ psi}$	SEGURA

También se han realizado publicaciones, donde se establece la influencia de los crudos en los mecanismos de corrosión por CO_2 en instalaciones de

producción de crudo [11], realizando pruebas con mezclas, con diferentes proporciones, de agua y crudos provenientes de distintas regiones del mundo. En este trabajo se determinó que existe un efecto importante de los hidrocarburos sobre la velocidad y los mecanismos de corrosión por CO_2 de aceros al carbono, lo cual era poco tomado en cuenta. Más recientemente, se han realizado trabajos [12 y 13] que apuntan hacia el diseño de programas de predicción que permiten estimar velocidades de corrosión. Estos programas tienen que ser utilizados con mucho criterio, debido a que en algunos casos no toman en cuenta factores como régimen de flujo, naturaleza de los hidrocarburos, entre otros, que juegan un papel importante en el mecanismo de corrosión presente.

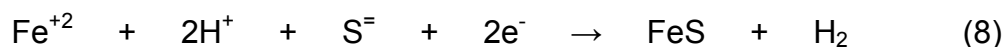
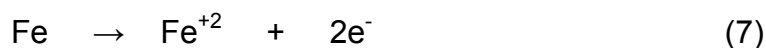
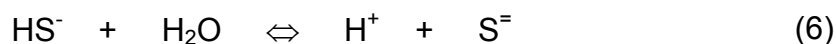
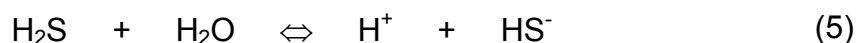
En la tabla 5 se muestran los pasos y las reacciones involucradas en el proceso de corrosión del hierro en presencia de CO_2 y agua [13].

Tabla 5. Pasos involucrados en el proceso de corrosión del hierro por CO_2 y H_2O

Paso 1: Formación de Reactantes (Especies químicas en solución)	Paso 2: Transporte de Reactantes (Solución a la superficie)
$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{H}_2\text{CO}_3$	$\text{H}_2\text{CO}_3 (\text{solución}) \rightleftharpoons \text{H}_2\text{CO}_3 (\text{superficie})$
$\text{H}_2\text{CO}_3 \rightleftharpoons \text{H}^+ + \text{HCO}_3^-$	$\text{HCO}_3^- (\text{solución}) \rightleftharpoons \text{HCO}_3^- (\text{superficie})$
$\text{HCO}_3^- \rightleftharpoons \text{H}^+ + \text{CO}_3^{2-}$	$\text{H}^+ (\text{solución}) \rightleftharpoons \text{H}^+ (\text{superficie})$
Paso 3: Reacciones Electroquímicas en la superficie	Paso 4: Transporte de Productos (Superficie a la solución)
Reacción Catódica	$\text{Fe}^{2+} (\text{superficie}) \rightleftharpoons \text{Fe}^{2+} (\text{solución})$
$2\text{H}_2\text{CO}_3 + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{H}_2 + 2\text{HCO}_3^-$	$\text{CO}_3^{2-} (\text{superficie}) \rightleftharpoons \text{CO}_3^{2-} (\text{solución})$
$2\text{H}_2\text{CO}_3 + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{H}_2 + 2\text{CO}_3^{2-}$	
$2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{H}_2$	
Reacción Anódica	
$\text{Fe} \rightleftharpoons \text{Fe}^{2+} + 2\text{e}^-$	

1.2.2 Corrosión por Sulfuro de Hidrógeno o Ácido Sulfhídrico (H₂S)

A las condiciones de presión y temperatura que generalmente operan las líneas de producción de crudo y gas en Venezuela, el efecto corrosivo del H₂S cuando se encuentra en fase gaseosa sería despreciable. Esta situación cambia considerablemente en presencia de agua. El sulfuro de hidrógeno es un compuesto ácido y como tal, al disolverse en agua genera protones (H⁺) y esta especie catódica se reduce fácilmente si encuentra un compuesto que pueda ser oxidado, como es el caso del hierro contenido en los aceros (proceso de corrosión). La corrosión por H₂S puede ser descrita en cuatro etapas [14]:



Esta secuencia de reacciones, evidencia claramente la posibilidad que tiene el sulfuro de hidrógeno de promover la corrosión en presencia de agua. Adicionalmente, esta especie tiene la propiedad de intervenir en otros mecanismos de degradación como corrosión bajo tensión en presencia de sulfuros (SSCC Sulfur Stress Corrosion Cracking), agrietamiento inducido por hidrógeno, corrosión bajo depósito, entre otros. Se hace especial énfasis en este hecho, debido a que en el caso de los pozos de producción de crudo y gas del norte del Estado Monagas (área de estudio), generalmente contienen bajas concentraciones de H₂S, por lo que no se esperaría que el sulfuro de hidrógeno constituya una fuente que aporte cantidades importantes de iones H⁺ y por ende sea el principal agente responsable de la corrosión. El efecto principal que tendría este componente gaseoso es influir en los mecanismos de corrosión causados por otras variables, tales como el CO₂.

Estudios realizados recientemente sobre instalaciones de producción de hidrocarburo [15 y 16], demuestran que el sulfuro de hierro, aún cuando esté en pequeñas cantidades, tiene una influencia importante sobre el mecanismo de corrosión bajo depósito, en especial cuando se tiene FeCO_3 y arena, sobre la superficie metálica.

Como ya se mencionó con anterioridad, uno de los productos de la reacción del hierro con el ácido carbónico proveniente de la disolución del CO_2 en agua, es el carbonato de hierro, el cual es un producto sólido que tiene la capacidad de depositarse sobre la superficie. De manera similar, la reacción entre el hierro y el H_2S en presencia del agua, genera como producto el sulfuro de hierro. La naturaleza y propiedades de este sulfuro de hierro, así como la capacidad del mismo de difundir hasta la solución o mantenerse sobre la superficie metálica depende de las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales se forma. Comúnmente, cuando se hace referencia al sulfuro de hierro, se piensa inmediatamente en el sulfuro de hierro II y/o sulfuro de hierro III (FeS y Fe_2S_3 respectivamente). Sin embargo existen otras especies como Fe_3S_4 , Fe_7S_8 , etc., que pudieran formarse según las condiciones del medio de reacción. La formación de los productos del tipo Fe_xS_y está estrechamente relacionada con la presión parcial del H_2S , la temperatura y otros factores como la presencia de CO_2 y cloruros [17]. Esta particularidad hace del sulfuro de hierro un compuesto interesante desde el punto de vista corrosivo, sobre todo si tiene la capacidad de depositarse sobre la superficie metálica, debido a que se podría formar una capa de producto que, dependiendo de sus características físicas y mecánicas, pudiera proteger la superficie del material o incrementar el daño en el mismo, como consecuencia de la corrosión.

Las propiedades corrosivas de la capa de sulfuro de hierro dependerán de su continuidad, uniformidad y cuan compacta sea. King y colaboradores [18 y 19] realizaron estudios de corrosión con diferentes sulfuros de hierro y

determinaron que a medida que el Fe_xS_y es más rico en azufre, el proceso de corrosión en el material se incrementaba. Este comportamiento está relacionado probablemente con el hecho que cuando la relación S/Fe es mayor, los productos de corrosión por sulfuro tienden a ser menos imperfectos, y como consecuencia más estables y adherentes a la superficie metálica, teniendo un impacto mayor sobre los mecanismos de corrosión bajo depósitos.

En la tabla 6 se presenta un resumen de los daños que pudiera ocasionar el H_2S en presencia de agua, según su presión parcial, sobre aceros al carbono.

Tabla 6. Daños ocasionados por el H_2S en presencia de agua, en función de su presión parcial

<i>Presión parcial de H_2S</i>	<i>Daño causado</i>
0,015 < P < 0,05 psi	Susceptibilidad al agrietamiento por hidrógeno.
0,05 < P < 0,10 psi (0,05 y 0,10 psi)	Susceptibilidad a corrosión bajo tensión.
0,10 < P	Los productos formados por corrosión generalizada no son protectores.

1.2.3 Influencia del Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) sobre la corrosión por Dióxido de Carbono (CO_2)

En los pozos de crudo y gas de Venezuela, es muy común encontrar mezcla de compuestos gaseosos tales H_2S y CO_2 , además de especies como cloruros, ácidos nafténicos, entre otros. La combinación de más de uno de estos factores puede acelerar o disminuir el daño por corrosión. Un ejemplo de ello es el efecto que puede ejercer el H_2S en el proceso de corrosión asistido por el CO_2 , ya que puede existir una cierta competitividad entre los productos de reacción de ambos compuestos (sulfuro de hierro y carbonato de hierro), lo cual puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión en función de la temperatura, presión y la concentración del agente corrosivo.

Ikeda y colaboradores [20], estudiaron este efecto, utilizando un sistema donde prevalecía la corrosión por CO_2 y variaron las concentraciones de H_2S y la temperatura. Ellos proponen tres tipos de corrosión, según la temperatura:

i) Tipo I (60 °C): Con concentraciones de H_2S menores a 3,3 ppm, el FeCO_3 es el principal producto de disolución sobre la superficie metálica y por ende el principal responsable del mecanismo de corrosión. Con concentraciones mayores a 3,3 y menores a 33 ppm, el H_2S comienza una competencia entre el sulfuro y el carbonato de hierro. Sin embargo predomina la deposición de los Fe_xS_y sobre la superficie, debido a que a estas temperaturas el FeCO_3 tiende a solubilizarse. A altas concentraciones de H_2S (< 330 ppm), el sulfuro de hierro es el que se deposita mayormente sobre la superficie, siendo el principal responsable del proceso de corrosión.

ii) Tipo II (100 °C): Al igual que el caso anterior, con concentraciones bajas de H_2S (<3,3 ppm), el FeCO_3 es el principal producto de deposición sobre la superficie metálica. La diferencia con el tipo I, es que a 100 °C el efecto corrosivo del CO_2 es mayor que a 60 °C. Con concentraciones mayores a 3,3 y menores a 33 ppm de H_2S , comienza una competencia entre el sulfuro y el carbonato de hierro en la superficie del material y a esta temperatura, la solubilidad del carbonato disminuye y por lo tanto comienza a precipitar junto al sulfuro sobre la superficie metálica. En este caso se podrían formar sitios anódicos por diferencias electrónicas, lo que estaría favoreciendo la corrosión. A concentraciones de H_2S menores a 330 ppm se observó un efecto similar al anterior, sólo que la presencia de sulfuro sobre la superficie es mayor.

iii) Tipo III (150 °C): A 150 °C la solubilidad del carbonato de hierro disminuye significativamente y su deposición sobre la superficie metálica es predominante a cualquiera de las concentraciones de H_2S mencionadas

anteriormente, formando una capa de producto de corrosión con características o propiedades protectoras contra la corrosión y es por ello que el efecto del CO_2 no es tan marcado a estas temperaturas.

En la figura 2 se muestra un esquema donde se resumen los tres tipos de corrosión.

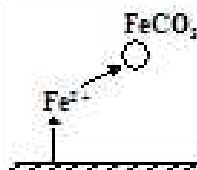
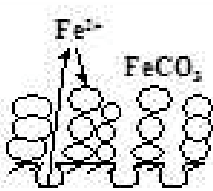
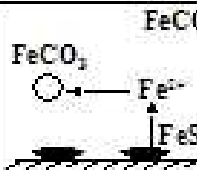
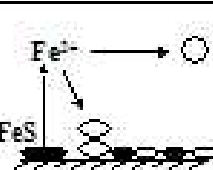
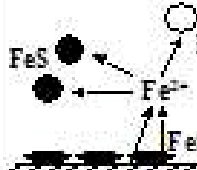
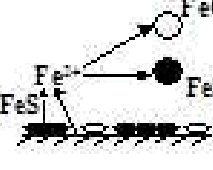
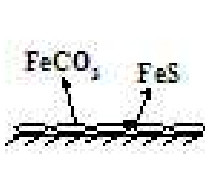
Concentración H_2S	TIPO I (60 °C)	TIPO II (100 °C)	TIPO III (150 °C)
< 3,3 ppm			
< 33 ppm			
< 330 ppm			

Figura 2. Efecto del H_2S en la corrosión asistida por CO_2

Independientemente de las condiciones de temperatura, presión parcial de CO_2 y H_2S , presión total, etc., la permanencia de los depósitos sólidos (sulfuros y/o carbonatos) producto de la corrosión del metal no dependerá únicamente de las concentración de los gases CO_2 y H_2S . Se tiene que considerar un factor adicional y quizás el más importante, que es la dinámica de flujo presente en el sistema. Dependiendo del patrón de flujo presente y las velocidades superficiales del líquido y/o del gas, los productos de corrosión pueden o no prevalecer sobre el material, influyendo de manera directa en el mecanismo de corrosión que se pudiera presentar.

1.3 Influencia de la Dinámica de Flujo sobre los Mecanismos de Corrosión

La dinámica del fluido juega un papel determinante en los mecanismos de corrosión, particularmente cuando se habla de corrosión bajo depósito, ya que el fluido puede causar efectos erosivos sobre la superficie metálica y de ello dependerá la permanencia o remoción de la capa del producto de corrosión y por ende el incremento o no de los daños asociados a la corrosión. Es necesario entonces tomar en cuenta dos aspectos básicos: patrón de flujo presente y la velocidad superficial de los fluidos. Ambos factores van a depender del sistema presente: si el fluido se desplaza vertical u horizontalmente y si es un flujo de una sola fase o dos o más fases (multifásico). En este trabajo, el estudio se realizó sobre líneas de transporte de hidrocarburos, donde el fluido es multifásico (crudo, agua y gas) y están dispuestas horizontalmente. Por lo tanto, la discusión se centrará en un flujo con estas características.

1.3.1 Conceptos Básicos

El flujo multifásico es conocido como el movimiento de mezcla de fluidos con diferentes propiedades físicas y químicas. Uno de los aspectos estudiados en el presente trabajo de investigación fue la influencia del fluido bifásico sobre los mecanismos de corrosión de las líneas de transporte de crudo y gas. A continuación una breve descripción de las variables relacionadas al flujo bifásico Gas-Líquido, las cuales podrán ser de utilidad para el entendimiento del comportamiento de los fluidos en determinados sistemas.

1.3.1.1 Flujo Másico

El flujo másico (W) se refiere a la masa de fluido que fluye a través del área transversal de tubo por unidad de tiempo (ecuación 9) y considera el flujo másico del líquido y del gas (W_L y W_G , respectivamente).

$$W = W_L + W_G \quad (9)$$

1.3.1.2 Caudal

El Caudal (Q) se define como el volumen de fluido que fluye a través del área transversal del tubo por unidad de tiempo, a la presión y temperatura que prevalece en esa sección. El caudal total viene dado por la ecuación 10, donde Q_L y Q_G es el caudal del líquido y gas, respectivamente.

$$Q = Q_L + Q_G \quad (10)$$

1.3.1.3 Fracción Volumétrica de Líquido (H_L , Holdup de Líquido)

Es la fracción de un elemento de volumen de un campo de flujo bifásico ocupado por la fase líquida, cuando existe deslizamiento entre las fases. Sus valores oscilan entre 0 y 1 ($0 < H_L < 1$) y la definición más comúnmente utilizada es:

$$H_L = \frac{V_{SL}}{V_{SL} + V_{SG}} \quad (11)$$

donde V_{SL} y V_{SG} son las velocidades superficiales de líquido y gas, respectivamente.

Otra definición conocida es el fracción volumétrica de líquido instantáneo, expresada para un diferencial del elemento de volumen, la cual representa la fracción volumétrica de líquido en un punto del espacio en el campo de flujo para un instante de tiempo. Se presenta en la ecuación (12):

$$\langle \overline{H_L} \rangle = \frac{\iint H_L(r,t) dA dt}{\int dA \int dt} \quad (12)$$

Aquí r se refiere a la coordenada radial, A al área transversal y t al tiempo.

1.3.1.4 Fracción Volumétrica de Gas

La fracción de vacío o fracción volumétrica de gas (α), es un elemento de volumen de un campo de flujo bifásico ocupado por la fase gaseosa, comprendida su valor entre cero y uno:

$$\alpha = \frac{V_{SG}}{V_{SL} + V_{SG}} \quad (13)$$

Como el fluido es bifásico y está constituido por líquido y gas, es de esperarse entonces que la suma de la fracción volumétrica del líquido (H_L) y la fracción volumétrica del gas (α) sea igual a la unidad (14):

$$H_L + \alpha = 1 \quad (14)$$

1.3.1.5 Velocidad Superficial

La velocidad superficial de una fase es la velocidad que ocurriría si sólo esa fase estuviera fluyendo en la tubería. Entonces, las velocidades superficiales del líquido (V_{SL}) y del gas (V_{SG}) son, respectivamente:

$$V_{SL} = \frac{Q_L}{A} \quad \text{y} \quad V_{SG} = \frac{Q_G}{A} \quad (15)$$

La suma algebraica de las velocidades superficiales de las fases es conocida como *velocidad de la mezcla* (V_M), ó también definido como la suma del caudal de ambas fases por unidad de área transversal en la tubería y esta dado por:

$$V_M = \frac{Q_L + Q_G}{A} = V_{SL} + V_{SG} \quad (16)$$

1.3.1.6 Velocidades Reales (in-situ)

Las velocidades reales (*in-situ*) de cada fase son calculadas a partir de los valores de la fracción volumétrica de líquido (*holdup de líquido*):

$$V_L = \frac{V_{SL}}{H_L} = \frac{Q_L}{A_L} \quad \text{y} \quad V_G = \frac{V_{SG}}{1 - H_L} = \frac{Q_G}{A_G} \quad (17)$$

1.3.1.7 Velocidad de Deslizamiento

Las velocidades reales de la fase líquida y gaseosa son normalmente diferentes. La velocidad de deslizamiento representa la velocidad relativa entre las dos fases:

$$V_{\text{slip}} = V_G - V_L \quad (18)$$

Existen otras definiciones de velocidades relacionadas con el flujo bifásico gas-líquido que no serán mencionadas debido a que escapan al objetivo de este trabajo, el cual es estudiar la influencia del fluido sobre los mecanismos de corrosión de las líneas de producción de crudo y gas. Para ello es suficiente conocer los aspectos básicos de flujo bifásico aquí referidos.

Las velocidades de los fluidos son probablemente los factores más significativos desde el punto de vista de la corrosión en los sistemas de producción de crudo y gas, ya que son responsables directamente del origen de los distintos patrones de flujo que se pueden tener en determinado medio, creando ambientes corrosivos que ejercerán efectos particulares sobre los mecanismos de degradación del material por corrosión.

1.3.2 Patrones de Flujo

El término de patrón de flujo refiere a la configuración geométrica de las fases de gas y líquido en el tubo. Cuando el gas y el líquido fluyen simultáneamente por el tubo, las dos fases pueden distribuirse en una variedad de configuraciones de flujo. Estas configuraciones difieren entre sí en la distribución del espacio de la interfase.

El patrón de flujo existente en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir cantidad de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo el diámetro del tubo y el ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases tales como la densidad del gas y del líquido, la viscosidad y la tensión superficial.

Todos los regímenes en general pueden ser agrupados dentro de la siguiente clasificación: Flujo disperso, flujo separado, flujo intermitente o una combinación de estos. El flujo disperso es caracterizado por una fase uniforme en ambas direcciones (radial y axial). El flujo separado es caracterizado por la distribución discontinua de una de las fases en la dirección radial y la distribución continua de la otra fase en dirección axial (hablando de flujo bifásico). El flujo intermitente es caracterizado por la discontinuidad en la dirección axial del flujo y por lo tanto exhibe localmente un comportamiento inestable.

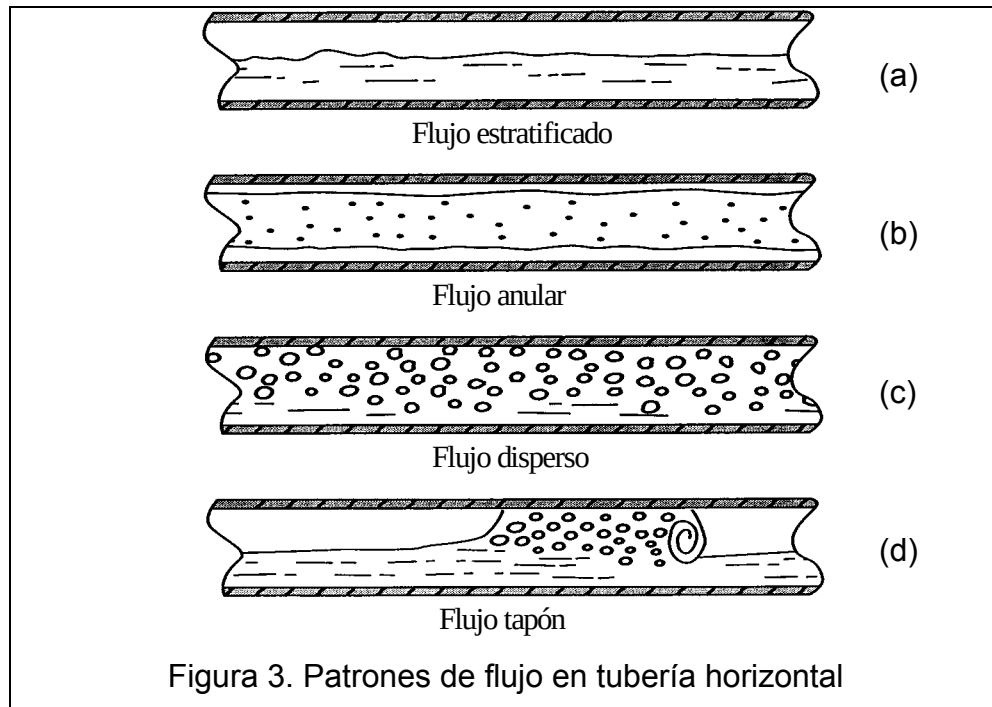
Existen ciertas diferencias al describir los patrones de flujo que se forman en tuberías horizontales, verticales o ligeramente inclinadas; por lo cual se describe cada caso por separado a continuación:

1.3.3 Patrones de flujo en tuberías horizontales

Para comprender la influencia que tiene el patrón de flujo sobre los mecanismos de corrosión, es importante considerar en conjunto todas las fases presentes en los sistemas de producción: gas, crudo y agua para sistemas de producción de crudo; y gas, condensados y agua para sistemas de producción de gas. La combinación de estas fases y las características de cada una de ellas origina distintos patrones de flujo y ejercen efectos particulares sobre el mecanismo de degradación por corrosión del material. En este trabajo, el estudio se centra sobre las líneas de transferencia de

crudo, las cuales están dispuestas horizontalmente y por ello se describirán los patrones de flujos asociados a este tipo de sistemas, los cuales se describen como sigue [21 y 22]:

En la figura 3 se muestran los diferentes patrones de flujo que se pueden presentar en una tubería horizontal.



1.3.3.1 Flujo Estratificado

Este patrón de flujo ocurre relativamente a bajas cantidades de flujo de gas y de líquido. Las dos fases son separadas por gravedad donde la fase de líquido circula a lo largo de la parte inferior de la tubería y el gas en la parte superior (Figura 3.a).

Ambas fases son continuas en la dirección axial. Este patrón se subdivide en:

1. *Estratificado Liso*, donde la superficie de la interfase es lisa

2. *Estratificado Ondulado*, ocurriendo a más altas cantidades de flujo de gas, en donde ondas estables se forman en la interfase.

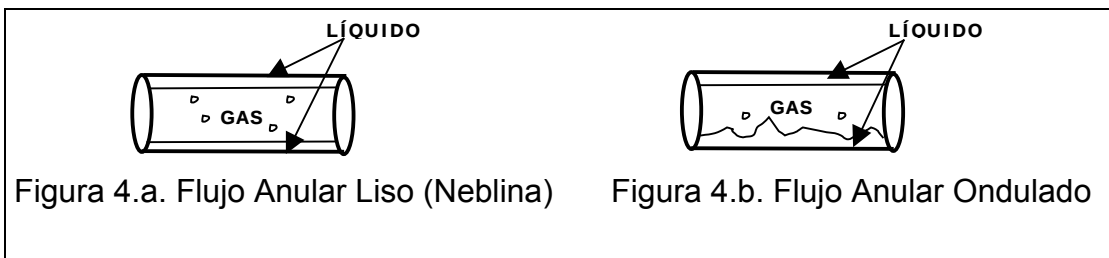
1.3.3.2 Flujo Anular

Ocurre a muy altas cantidades de flujo de gas, la fase de gas fluye en el núcleo a alta velocidad, el cual puede contener suspendidas gotas de líquido. El líquido fluye como una película continua alrededor del perímetro de la tubería formando un anillo (Figura 3.b). La película en el fondo del tubo es más delgada que en el tope.

Puede ser:

➤ *Flujo Anular Liso (Neblina)*(Figura 4.a)

➤ *Flujo Anular Ondulado* (Figura 4.b)



1.3.3.3 Flujo Burbuja Dispersa

A alta cantidad de flujo de líquido, la fase de líquido es la fase continua en dirección axial, en la cual la fase de gas esta dispersa como burbujas discretas (Figura 3.c). La concentración de burbujas es mayor en la parte superior de la tubería.

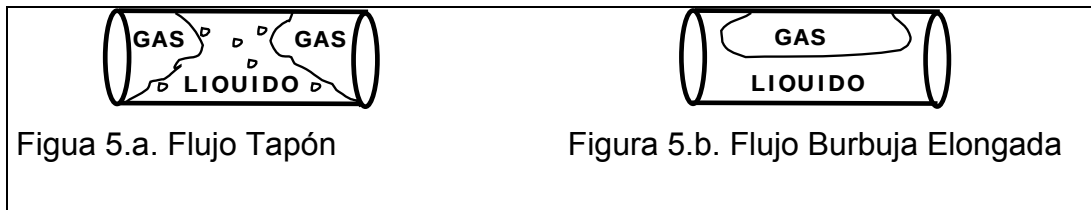
1.3.3.4 Flujo Intermitente

En este patrón se caracteriza por flujo alternante de líquido y gas, tapones o fracciones de líquido, los cuales llena la tubería, son separados por zonas de

gas (bolsas), las que se superponen a la capa de líquido estratificado que circula a lo largo del fondo (Figura 3.d).

El patrón de flujo intermitente de es dividido en:

- *Flujo Burbuja Elongada o Estirada*, este se puede ser considerado el caso límite de flujo intermitente cuando el tapón de líquido está libre de la entrada de burbujas de gas. Este ocurre a relativamente bajas cantidades de flujo de gas, cuando el flujo es más calmado (Figura 5.a).
- *Flujo Tapón (Slug)*, Se da a más altas cantidades de flujo de gas, donde el flujo en el frente del tapón es en forma de un torbellino (Figura 5.b).



De todos estos patrones de flujo descritos, el tipo tapón es quizás el más crítico para los materiales desde el punto de vista corrosivo, debido a que su efecto erosivo favorece la formación de picaduras o corrosión localizada, daño más difícil de controlar y/o prevenir. Un patrón de flujo estratificado también es crítico para la tubería, debido a que la fase acuosa se desplaza por un lugar específico de la tubería. No obstante, es más fácil de controlar, ya que es más predecible la ubicación del daño, a diferencia del patrón de flujo tipo tapón, donde los daños por corrosión se generan de manera aleatoria.

Muchos autores han usado programas de predicción para diseñar mapas gráficos que permitan estudiar la distribución de los patrones de flujos en sistemas horizontales, en función de las velocidades superficiales del líquido y del gas. En la figura 6 se muestra la comparación entre dos distribuciones de patrones de flujo obtenidos por Griffith (línea continua) y Mandhane (línea

cortada) [22 y 23], utilizando un sistema multifásico constituido por agua y aire, en un baño a temperatura y presión constante.

En términos generales existe una buena correlación entre ambas aproximaciones, con la salvedad que Mandhane (línea cortada) hace distinción entre el patrón de flujo tipo tapón y tipo burbuja alargada, mientras que Griffith (línea continua) los agrupa denominando esta región del mapa como intermitente.

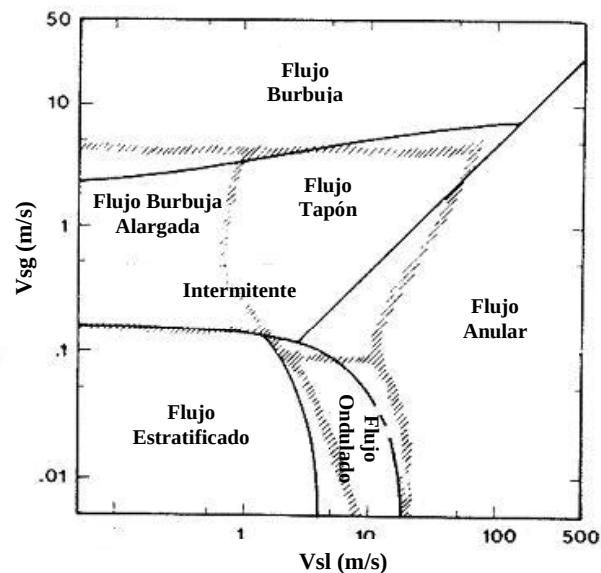


Figura 6. Mapa de distribución de patrones de flujos en términos de velocidades superficiales de agua y aire

La figura 6 muestra un mapa de patrones de flujos considerando sistemas con dos fases bien definidas (agua-aire). Para las líneas de producción de crudo y gas, se tiene que considerar una fase adicional debido a la presencia de crudo. Morales y colaboradores [24] realizaron estudios de la influencia del fluido sobre los mecanismos y las velocidades de corrosión en líneas de producción de crudo y gas ubicadas al norte de Venezuela, utilizando tuberías de acero al carbono con diferentes diámetros internos (15, 20, 27 y 52 mm). En la tabla 7 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 7. Patrones de flujo utilizando diferentes diámetros internos de tubería

Diámetro Interno (mm)	Vsg (m/s)	Vsl (m/s)	Patrón de Flujo	Vcorr general (mm/año)	Vcorr localizada (mm/año)
52	3,1	0,01	Estratificado	2,1	8,5
27	11,5	0,05	Burbuja	7,3	8,5
20	21	0,09	Burbuja	7,7	8,2
15	36,8	0,15	Burbuja	7,7	8,2

Se puede apreciar en este caso que el patrón de flujo jugó un papel preponderante cuando se determinó la velocidad de corrosión general, no así para la corrosión localizada. Con el flujo estratificado, la velocidad de corrosión general fue mucho menores (2,1 mm/año) que con el flujo burbuja, mientras que para la corrosión localizada no se observaron variaciones importantes. Esto es una evidencia clara de la influencia que puede tener el fluido sobre los daños por corrosión.

Los efectos que ejerce el flujo sobre los mecanismos de corrosión en las tuberías o líneas de producción, han sido relacionados a los esfuerzos de corte que se producen en las paredes de las mismas. En un sistema dinámico, la corrosión inducida por flujo es una consecuencia directa de la transferencia de masa, donde las fuerzas internas y la viscosidad son las principales responsables del aumento o disminución de la pérdida de metal en la interfase fluido/metal. Otro aspecto importante de la corrosión inducida por flujo es el aspecto erosivo, la cual se refiere a la remoción mecánica de la película de los productos de corrosión a través del efecto de la dinámica o a través del choque y la abrasión [25 y 26].

1.4 Autoclave Dinámico de Campo

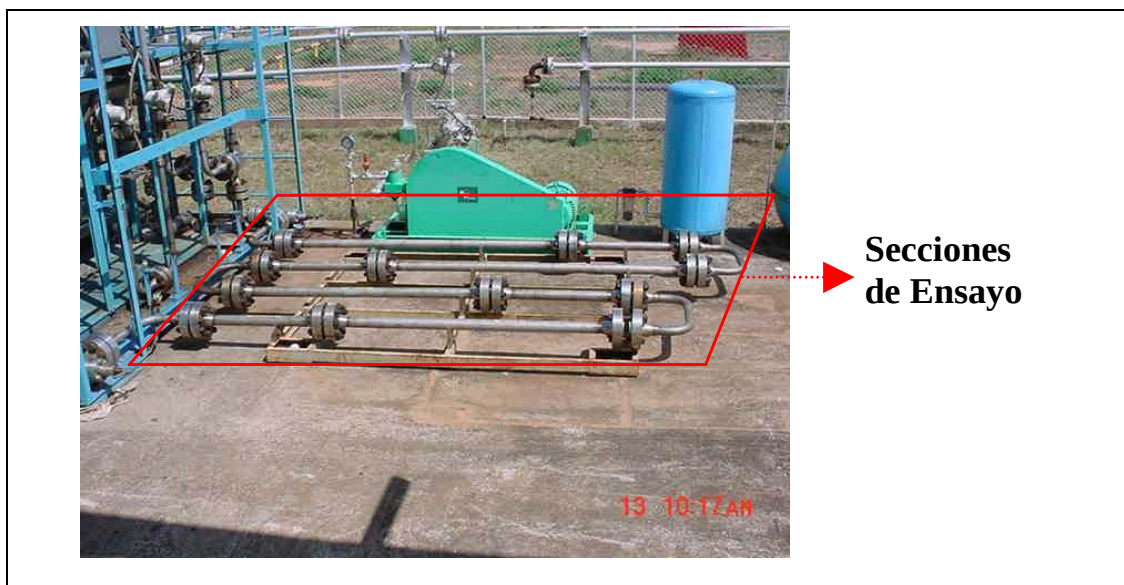
El Autoclave Dinámico de Campo (ADINCAMPO, figura 7) es un equipo diseñado y construido en Japón y actualmente este equipo está ubicado en el área Norte de Monagas, conectado a la línea de un pozo con antecedentes de falla por corrosión. Permite la evaluación del fenómeno de corrosión por

CO₂ y H₂S bajo condiciones reales de operación. Consta de una serie de equipos, donde destacan un autoclave “estático” y secciones tubulares denominadas “secciones de ensayo” (figura 78), con diferentes diámetros internos (0,79, 1,06, y 2,05 pulgadas), de manera que se puedan modificar las velocidades de flujo. Todas las secciones de ensayo pueden ser colocadas horizontal o verticalmente y tienen sensores de presión y temperatura. [27].





Para esta evaluación, las secciones de ensayos fueron dispuestas horizontalmente (figura 9), con la finalidad de estudiar los problemas de corrosión que se presentan en las líneas de producción.



Adicionalmente a este equipo, se diseñaron dos dispositivos con diámetros internos similares a las líneas de producción (4 y 6"), con la finalidad de realizar un estudio amplio y más real de la influencia del flujo sobre los

mecanismos de corrosión en el Norte de Monagas. Estos dispositivos reciben el nombre de SECLI (Sistema de Evaluación de Corrosión en Línea) y tienen una función similar a las secciones de ensayo del ADINCAMPO, pero con herramientas que permiten realizar estudios más específicos y reales de la problemática existente en el campo. En las figuras 10 y 11 se muestran los SECLI de 4 y 6 “, respectivamente.



Figura 10. SECLI de 4”



Figura 11. SECLI de 6”

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo General

Estudiar el mecanismo de corrosión predominante en las líneas de producción de crudo y gas de los pozos de El Tejero, al norte del Estado Monagas.

2.2 Objetivos específicos

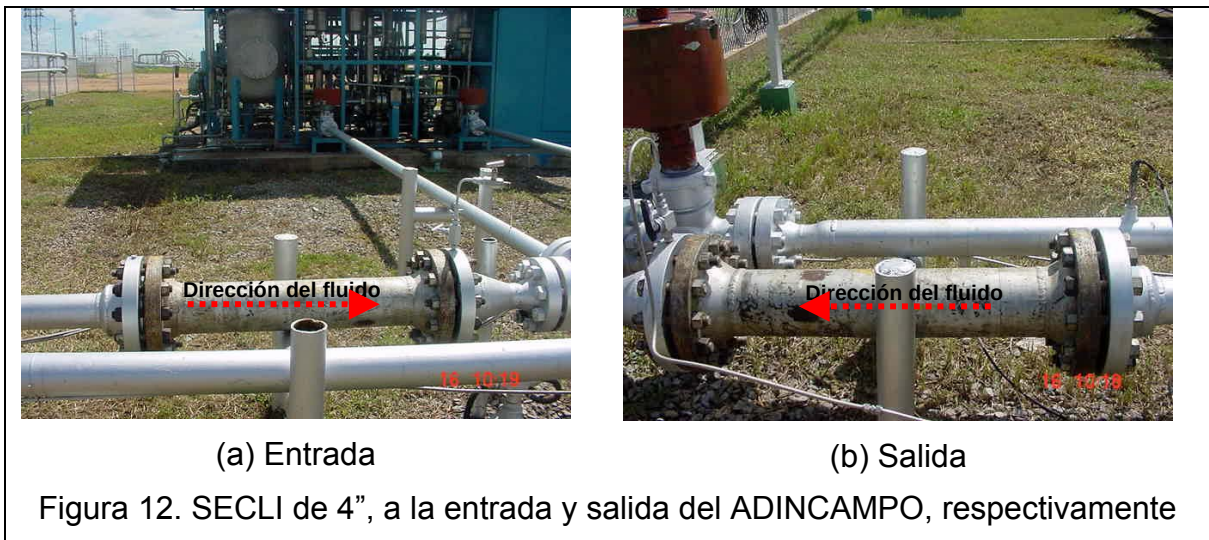
- Estudiar el mecanismo de corrosión presente en las líneas de producción de crudo y gas de El Tejero.
- Evaluar las ventajas que ofrece el SECLI (Sistema de Evaluación de Corrosión en Línea) como herramienta de “monitoreo” de corrosión en sistemas reales de producción.

- Evaluar las bondades como dispositivo de seguimiento, control y estudios de los fenómenos de corrosión del nuevo diseño realizado con los cupones y/o probetas de corrosión.
- Conocer con mayor profundidad la influencia de diferentes patrones de flujos sobre los mecanismos de corrosión presentes en el norte de Monagas.

3 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

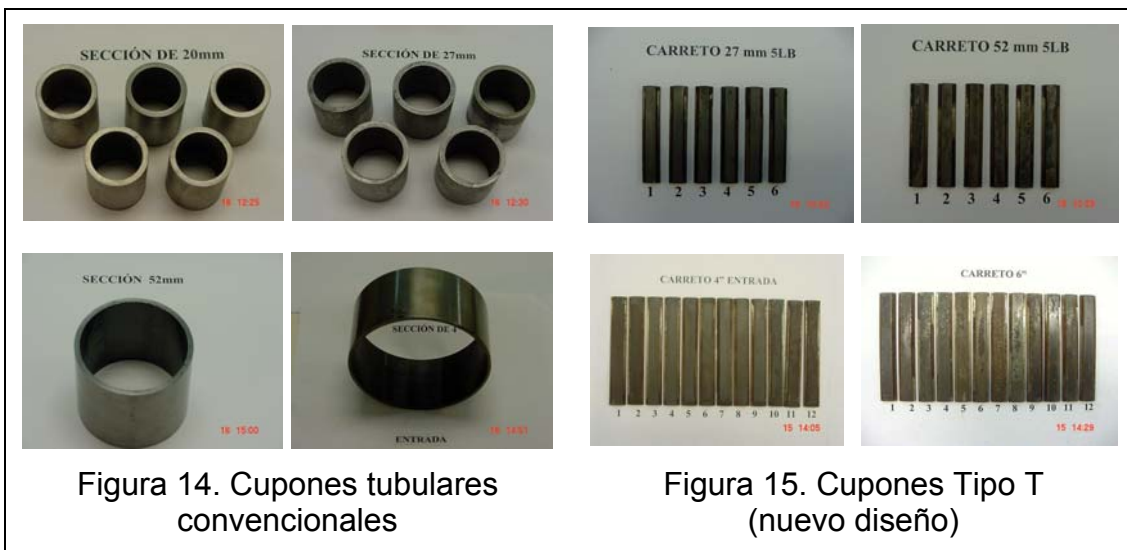
3.1 ETAPA 1. *Acondicionamiento del ADINCAMPO y diseño de pruebas*

- En primer lugar se procedió al acondicionamiento del equipo mostrado en la figura 6, poniendo a punto todos los dispositivos y sensores que tiene el ADINCAMPO, con los cuales es posible controlar y hacer un seguimiento continuo de variables tales como temperatura, presión y flujo; y por otro lado se colocaron las secciones de ensayo horizontalmente (Figura 9), ya que se pretendía estudiar los mecanismos de corrosión en líneas de flujo. Las secciones de ensayo del ADINCAMPO tienen diferentes diámetros internos (2,05, 1,06 y 0,79 pulgadas), con la finalidad de estudiar el efecto que tiene la dinámica del fluido sobre los mecanismos de corrosión.
- Posteriormente, se instalaron tres secciones de pruebas adicionales (SECLI); dos de cuatro pulgadas (4") a la salida y entrada del ADINCAMPO (Figura 12) y otro directamente a la línea de producción del pozo (Figura 13). Esto con el fin de reproducir las condiciones del campo, donde las líneas de flujo, dependiendo de su ubicación, son de 4 ó 6 pulgadas. Una vez instaladas estas secciones, se contactó al personal de operaciones de los pozos (custodios de las instalaciones) para concretar y coordinar todos los aspectos relacionados con las pruebas hidrostáticas del SECLI de 4 y 6" y las pruebas de seguridad necesarias, para no causar ninguna interferencia con la producción cuando comenzaran la experiencia.



3.2 ETAPA 2. Fabricación de probetas y cupones de ensayo

Hasta ahora, todos los estudios en las líneas de producción de crudo y gas se habían realizado utilizando convencionalmente cupones tubulares, tal como se muestran en la figura 14. En este trabajo, además de utilizar este tipo de cupones, se realizó un nuevo diseño, con los cuales fue posible realizar estudios más exhaustivos de los mecanismos de corrosión y la influencia de la fluido-dinámica sobre los materiales. Estas muestras se denominaron como cupones Tipo T (por su forma geométrica) y se pueden apreciar en la figura 15.



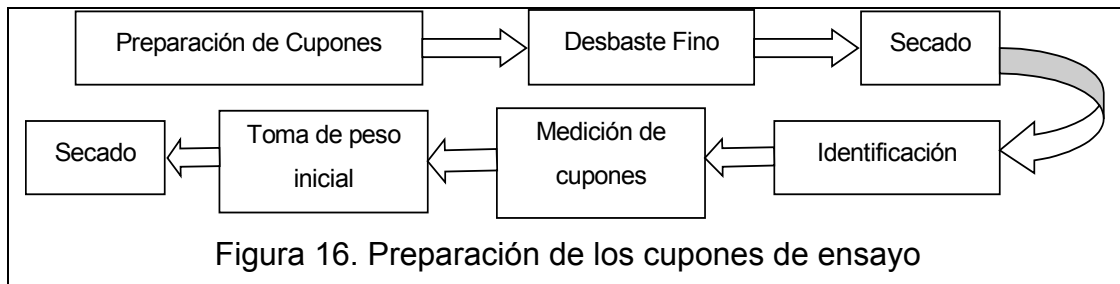
Los cupones fueron fabricados a partir de tuberías de línea grado B, según las especificación API 5L, convencionalmente utilizadas para transportar crudo y gas en el Norte del Estado Monagas. Para garantizar que la tubería cumplía los requerimientos de la especificación, antes de fabricar las muestras para el ensayo, se procedió a realizar los siguientes análisis:

- Caracterización microestructural de la tubería, para lo cual se tomó una muestra de la tubería y se le realizó un corte transversal y uno longitudinal para su respectiva preparación metalográficamente bajo los lineamientos del “Procedimiento de ejecución de ensayos para la preparación metalográfica” (PR-LP-EPM-002) y la norma ASTM E3 “Standard Guide for Preparation of Metallographic Specimens”. El corte longitudinal fue observado en el microscopio óptico para obtener imágenes sin ataques y con ellas determinar el nivel de inclusiones, de acuerdo a la norma ASTM E45 “Standard Test Methods for Determining the Inclusion Content of Steel”. Seguidamente, ambos cortes fueron atacadas con Nital 3% y nuevamente observadas en el microscopio óptico para obtener imágenes microestructurales para su posterior análisis y determinación de tamaño de grano, según la norma ASTM E112 “Standard Test Methods for Determining Average Grain Size”.

- Análisis químico, para lo cual se extrajo viruta de uno de los cupones a ensayar y se le determinó el contenido de carbono, manganeso y azufre.
- Dureza Vickers, según la norma ASTM E92 “Standard Test Method for Vickers Hardness of Metallic Materials”, en ambos cortes de la muestra. Se utilizó una carga de 1Kg.

3.3 ETAPA 3. Preparación de los cupones de ensayos de corrosión en el laboratorio

En la figura 16 se muestra un esquema con los pasos seguidos para la preparación de los cupones de ensayo.



3.4 ETAPA 4. Montaje de las pruebas en campo

Una vez preparados, identificados, medidos y pesados todos los cupones, se procedió a insertar los mismos en porta cupones de teflón como se muestra en la figura 17, para luego ser colocados en las respectivas secciones de ensayo (Figura 18), identificando la forma como fueron dispuestos y la dirección del flujo.

Los porta cupones dentro de la sección de ensayo son aislados, a través de aros de teflón (Figura 18.a) y una vez colocados dentro del SECLI, se sella el mismo con sus respectivas tapas roscadas (Figura 18.f). En la sección de 0,79 pulgadas no se colocaron cupones tipo T, debido a que las dimensiones no lo permitieron.

Finalmente se montaron las distintas secciones de ensayos, colocando las de 0,79, 1,06, y 2,05 pulgadas en el ADINCAMPO (Figura 19) y las secciones de 4 y 6 pulgadas en las líneas de producción directamente (Figura 20).



Vale la pena acotar que las secciones de 0,79, 1,06, y 2,05 pulgadas no pueden ser colocadas o conectadas directamente a la línea de flujo, debido a que haría falta una serie de conexiones que dificultaría en el ensayo, además de poder generar problemas de seguridad en el proceso de producción. Con el ADINCAMPO, fue posible hacer una conexión indirecta con dichas secciones de ensayo, ya que este equipo posee un sistema de seguridad “By Pass”, que de haber existido algún contratiempo con el ensayo, se hubiese activado automáticamente, evitando cualquier posible corte en la producción. En la tabla 8 se muestran las condiciones de operación de la línea de flujo.

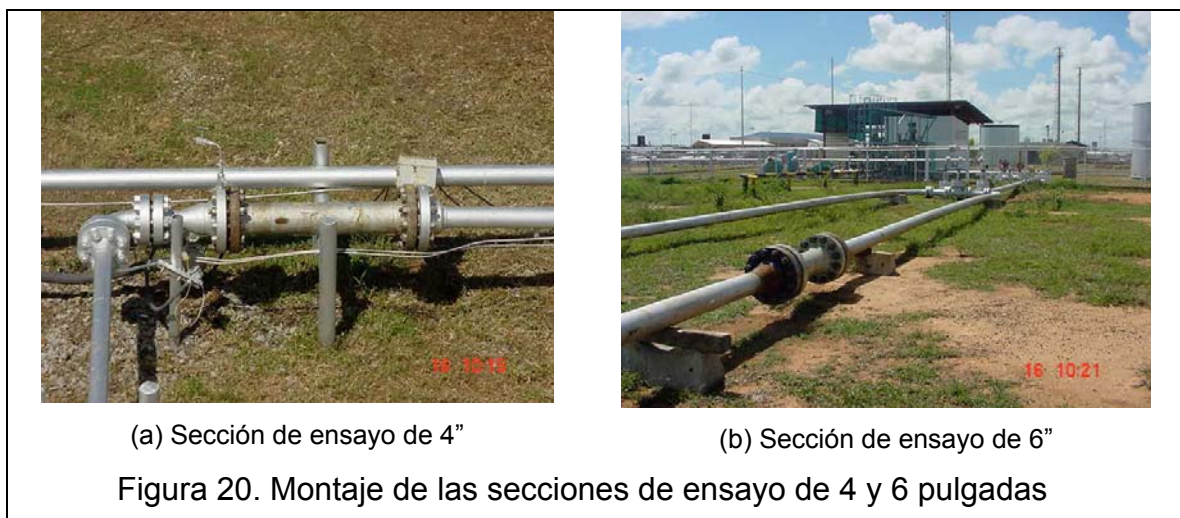
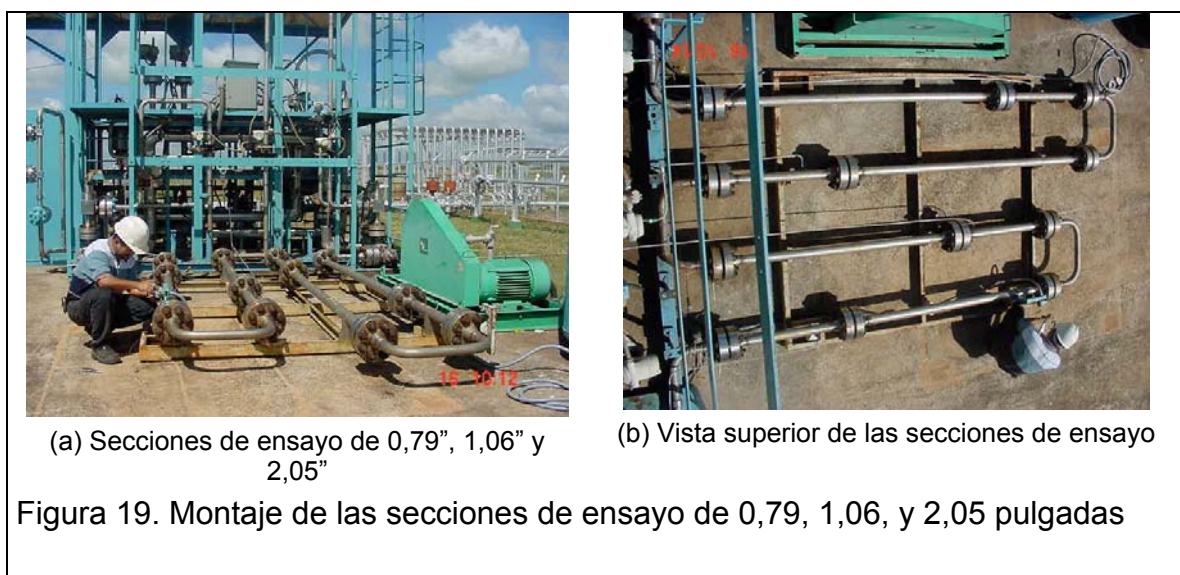


Tabla 8. Condiciones de operación de la línea de flujo

Parámetros	Valores
Contenido de CO ₂	6%
Concentración de H ₂ S	20 ppm
Presión Total	1260 psi
Contenido de agua	1,5 %
Relación Gas Petróleo (RGL)	10600
Grados API del crudo que fluye por la línea	41.7

Los grados API indican la densidad del crudo de acuerdo a la “American Petroleum Institute” y la relación gas líquido, indica la proporción existente en el fluido, entre la cantidad de gas y el líquido total.

En la tabla 9 se muestran los parámetros medidos en cada una de las secciones de ensayo. Cada uno de los valores que se señalan son un promedio del total de las medidas tomadas diariamente durante los 4 meses de prueba.

Tabla 9. Condiciones de operación en cada una de las secciones de ensayo.

Sección de Ensayo	T (°C)	P _{Total} (psi)	Caudal de Gas (MMPCD)
6"	69	1255	7,8
4"	71	1255	7,8
2,05"	56	1263	2,4
1,06"	55	1257	2,4
0,79"	53	1238	2,4

3.5 ETAPA 5. Supervisión y seguimiento de las pruebas

Debido a que todo este sistema está conectado a la línea de un pozo que produce actualmente 2000 barriles de crudo por día aproximadamente, la supervisión continua de la prueba era de suma importancia, por lo que se dispuso de un sistema computarizado que permitió hacer el seguimiento

permanente de la prueba a través de un sistema remoto de transmisión de datos.

3.6 ETAPA 6. *Desmontaje de los ensayos y evaluación de las muestras utilizando las siguientes técnicas de análisis*

Transcurrido el tiempo de la prueba (4 meses), se desmontaron todas las secciones de ensayo, para extraer los cupones y se procedió al análisis de los mismos en el laboratorio, de la siguiente manera:

- El primer paso fue realizar análisis microscópico a la superficie de los cupones, a través de las técnicas de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB), para determinar la morfología de los productos de corrosión.
- Para caracterizar los productos de corrosión, se utilizó la técnica de Espectroscopia Dispersiva de Energía (EDS por sus siglas en inglés), lo cual es un complemento al análisis de MEB. Es bueno mencionar que los análisis del producto de corrosión se realizaron únicamente con los cupones tipo T. Esto debido a que las probetas tubulares tienen un tamaño que imposibilitan ser colocadas en el microscopio directamente, por lo que es necesario cortarlas para poder analizarlas. Esto traía como consecuencia que se perdiera material durante el corte y al decapar para obtener el peso final de las probetas, era imposible saber cuanto del material se había perdido por efecto de la corrosión. Es por ello que se decidió realizar los análisis microscópicos únicamente sobre los cupones tipo T y dejar las muestras tubulares para determinar velocidades de corrosión y utilizar estos resultados para efecto comparativo de las ventajas que ofrece el diseño de las nuevas muestras.
- Posteriormente se procedió al decapado de las muestras o cupones, aplicando la norma ASTM G1-90, para determinar las velocidades de corrosión uniforme (por pérdida de peso en el material) y localizada (por medición de profundidad de picaduras, a través de la técnica de

perfilometría láser). Esto último se realizó, debido a que una vez decapados los cupones, se observó que los mismos presentaban daños por corrosión localizada.

3.6.1 Cálculos de velocidades de corrosión uniforme

Para obtener la velocidad de corrosión uniforme se considera que la pérdida de peso experimentada por los cupones de corrosión, se debe a la acción corrosiva del medio sobre todo el material y se calcula aplicando la ecuación 9:

$$V_{corr}(mm/a) = \frac{8760 * (P_i - P_f)}{A_{Exp} * t * \rho} \quad (19)$$

Donde: V_{corr} (mm/a) = velocidad de corrosión en milímetros por año

P_i = Peso inicial del cupón en gramos (g)

P_f = Peso final del cupón en gramos (g)

A_{Exp} = Area expuesta (cm^2)

t = tiempo de exposición del cupón en horas

ρ = densidad del acero

8760 = Factor de conversión para reportar en milímetros por año.

Para llevar ese valor de V_{corr} de milímetros por año a milipulgadas por año (mpy, como generalmente se representa), se aplica la ecuación 10:

$$V_{corr}(mpy) = 40 * V_{corr}(mm/a) \quad (20)$$

Donde V_{corr} (mpy) es la velocidad de corrosión expresada en milipulgadas por años.

3.6.2 Cálculos de velocidad de corrosión por picaduras

La velocidad de corrosión por picadura fue determinada a través de la técnica de perfilometría láser, donde el equipo hace un barrido en la superficie metálica y mide las diez picaduras más profundas en la superficie (reportando estos valores como Rt) y luego los promedia para dar un valor final de profundidad de picaduras (Rz). Una vez obtenidos estos valores, se aplicó la ecuación 11 para finalmente tener la velocidad de corrosión por picadura.

$$V_{corr_{Picaduras}} (mm/a) = \frac{(Rz_{final} - Rz_{inicial}) * 8760}{t} \quad (21)$$

Donde: Rz_{final} = Promedio de Rt (en milímetros) luego del ensayo.

$Rz_{inicial}$ = Promedio de Rt (en milímetros) antes del ensayo (blanco).

t = Tiempo del ensayo (horas)

3.7 ETAPA 7. Estimación de los patrones de flujos presentes en cada una de las secciones de ensayo

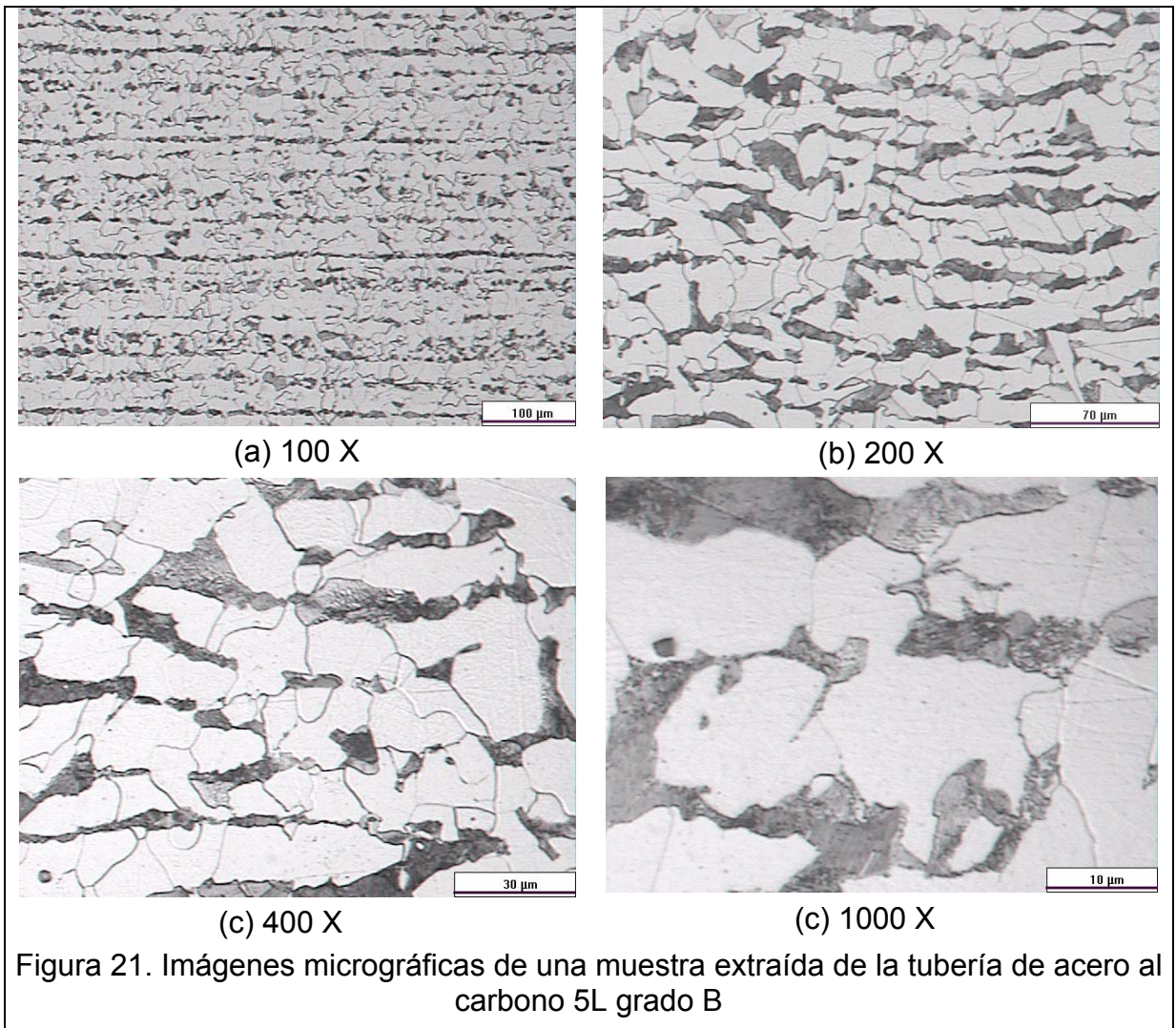
Por último se procedió a realizar cálculos para estimar el régimen y los patrones de flujo presente en cada una de las secciones de ensayo, con la finalidad de establecer la relación que existe entre los mecanismos de corrosión interna en estos sistemas con la dinámica del fluido. El programa utilizado para ello fue diseñado por el Departamento de Ingeniería Mecánica de Intevep.

4 RESULTADOS Y DISCUSIONES

4.1 Análisis Microestructural

4.1.1 Caracterización Microestructural

En la figura 21, se muestran varias fotomicrografías realizadas a la muestra extraída de la tubería, observadas en con aumentos de 100, 200, 400 y 1000 X, respectivamente.



Se observó, en todas las zonas evaluadas, una matriz ferrítico-perlítica con una morfología de bandas de perlita, la cual generalmente consecuencia del proceso de laminación del material. Esta es una estructura común en aceros

de bajo carbono que se utilizan para fabricar tubería API 5L grado B. En la figura 22, presenta una imagen de la probeta en condición de pulido, la cual representa la generalidad de todas las zonas evaluadas. En esta imagen se observaron inclusiones tipo óxido serie fina, nivel I según la norma ASTM E 45, y muy pocas inclusiones tipo sulfuro de manganeso también serie fina nivel I, catalogadas bajo la misma norma. Este nivel de inclusiones esta dentro de lo recomendado por las especificaciones API 5L y PDVSA EM 18-00/03.

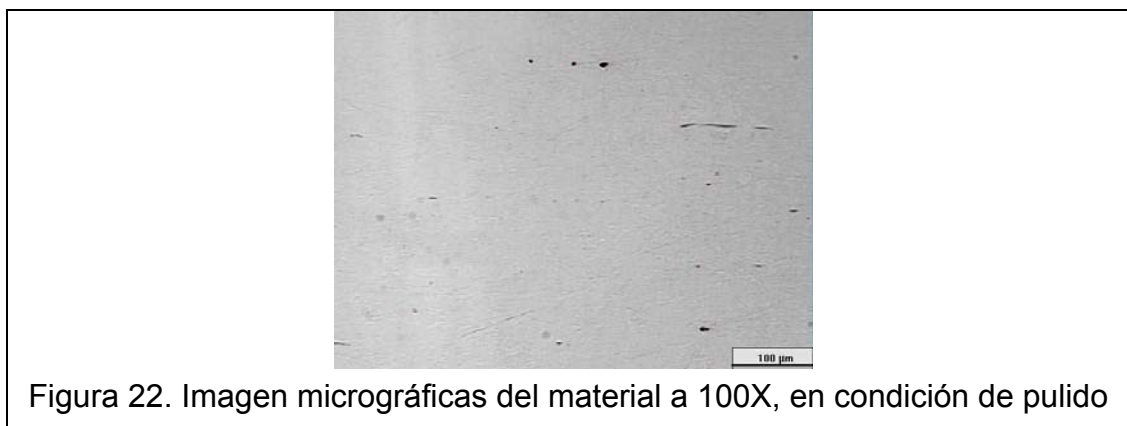


Figura 22. Imagen micrográficas del material a 100X, en condición de pulido

4.1.2 Análisis Químico

En la tabla 10 se presentan los requerimientos en cuanto a composición química establecidos por la especificación API 5L y los resultados de análisis químicos de la muestra extraída de la tubería.

Tabla 10. Composición química del material evaluado y la que se establece en la norma API 5L

	Porcentaje en peso del elemento			
	C	Mn	S	P
Especificaciones en la norma API 5L	0,26 (max)	1,20 (max)	0,030 (max)	0,030 (max)
Muestra	0,17	0,91	0,01	menor

Los porcentajes en peso de Carbono (C), manganeso (Mn), fósforo (P) y azufre (S) determinados a partir de la muestra, son menores a los máximos establecidos en la especificación API 5L. En este caso el nivel de

especificación de producto es PSL 1 (siglas en ingles PSL) por lo cual el criterio de carbón equivalente no aplica. Finalmente se puede decir que esta tubería cumplió con los requerimientos químicos aplicables al grado B.

4.1.3 Ensayos de Dureza

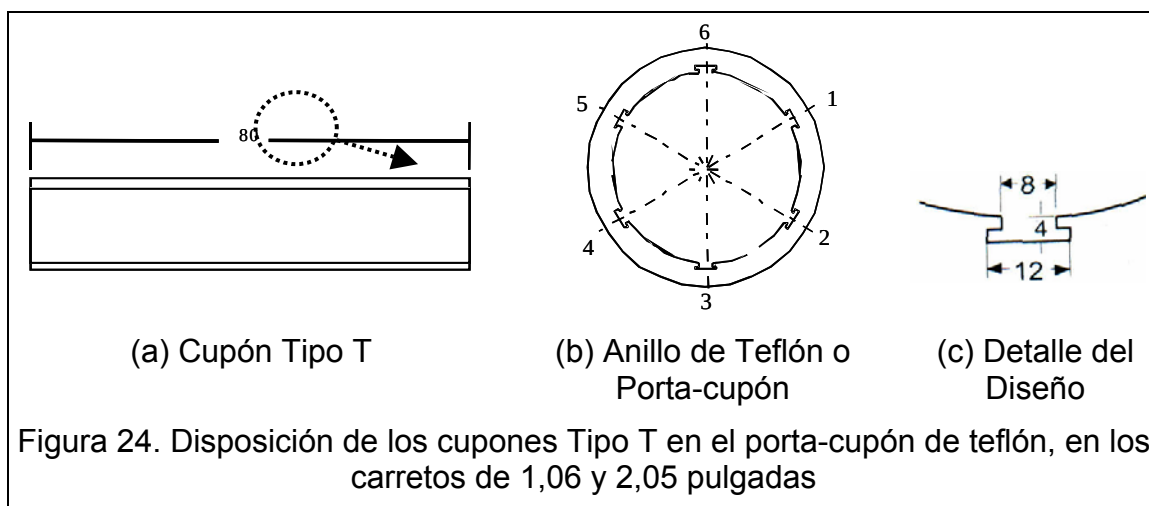
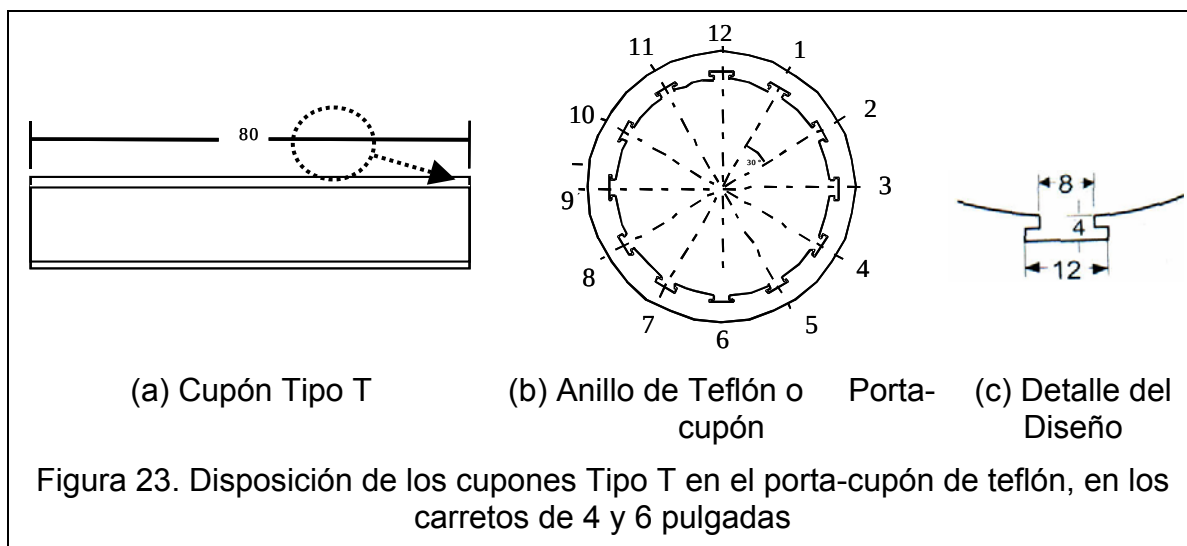
El material utilizado para fabricar los cupones de corrosión presenta una dureza (valor promedio) igual a 193 HV (92 HRB). Debido a que en la especificación API 5L no se establecen requerimientos de dureza para tuberías de línea grado B (PSL1), se determinó la misma para estimar las propiedades mecánicas de tracción correspondiente a la tubería en estudio.

Para tubería de línea grado B, se especifica una resistencia a la tracción mínima de 414 MPa (60.000 psi). Conforme al resultado obtenido de la medición de dureza, y utilizando las equivalencias de la norma ASTM A370 entre la dureza (en sus diferentes unidades) con la resistencia a la tracción de los aceros al carbono, se puede decir que la muestra evaluada presenta un nivel de resistencia a la tracción de aproximadamente 635 MPa (92.000 psi), superior al mínimo establecido por la especificación de aceros al carbono. Es importante señalar, que estos resultados no son concluyentes y deberían corroborarse con la realización de ensayos de tracción de acuerdo a la especificación API 5L y la suplementaria PDVSA EM 18-00/03. No obstante da una aproximación buena de lo que se esperaría con un ensayo de tracción.

4.2 Análisis superficial de los cupones tipo T antes de decapar

Como ya se mencionó en la metodología experimental, los análisis de los productos de corrosión se realizaron únicamente sobre los cupones tipo T. En el caso de los carretos de 4 y 6 pulgadas, se colocaron 12 cupones tipo T, cada uno de ellos dispuesto en forma horaria (Figura 23). En el caso de los carretos de 1,06 y 2,05 pulgadas, se dispusieron 6 cupones únicamente

(Figura 24) debido a que el diámetro interno dificultó la fabricación de un porta-cupón para insertar 12 cupones. En la sección de 0,79 pulgadas no se colocaron cupones tipo T, debido a que las dimensiones internas no lo permitieron.



En la figura 25 se muestran los cupones tipo T, extraídos de las secciones de ensayo de 1,06, 2,05, 4 y 6 pulgadas. De manera general, las muestras extraídas de las secciones de 1,06 y 2,05 pulgadas, mostraron una superficie más limpia y con menor daño en comparación con los cupones utilizados en las secciones de 4 y 6 pulgadas. Sin embargo, se podía observar depósitos sólidos sobre la superficie metálica de los cupones ubicados en la posición 3

en estos carretos, por lo cual fueron los seleccionados para los análisis microscópicos. Respecto a los cupones de los carretos de 4 y 6 pulgadas, se seleccionaron muestras ubicadas en las posiciones 4, 6 y 12 para ser analizados, debido a que se observó una deposición de sólidos en toda la periferia de la tubería y estos cupones serían las muestras más representativas.

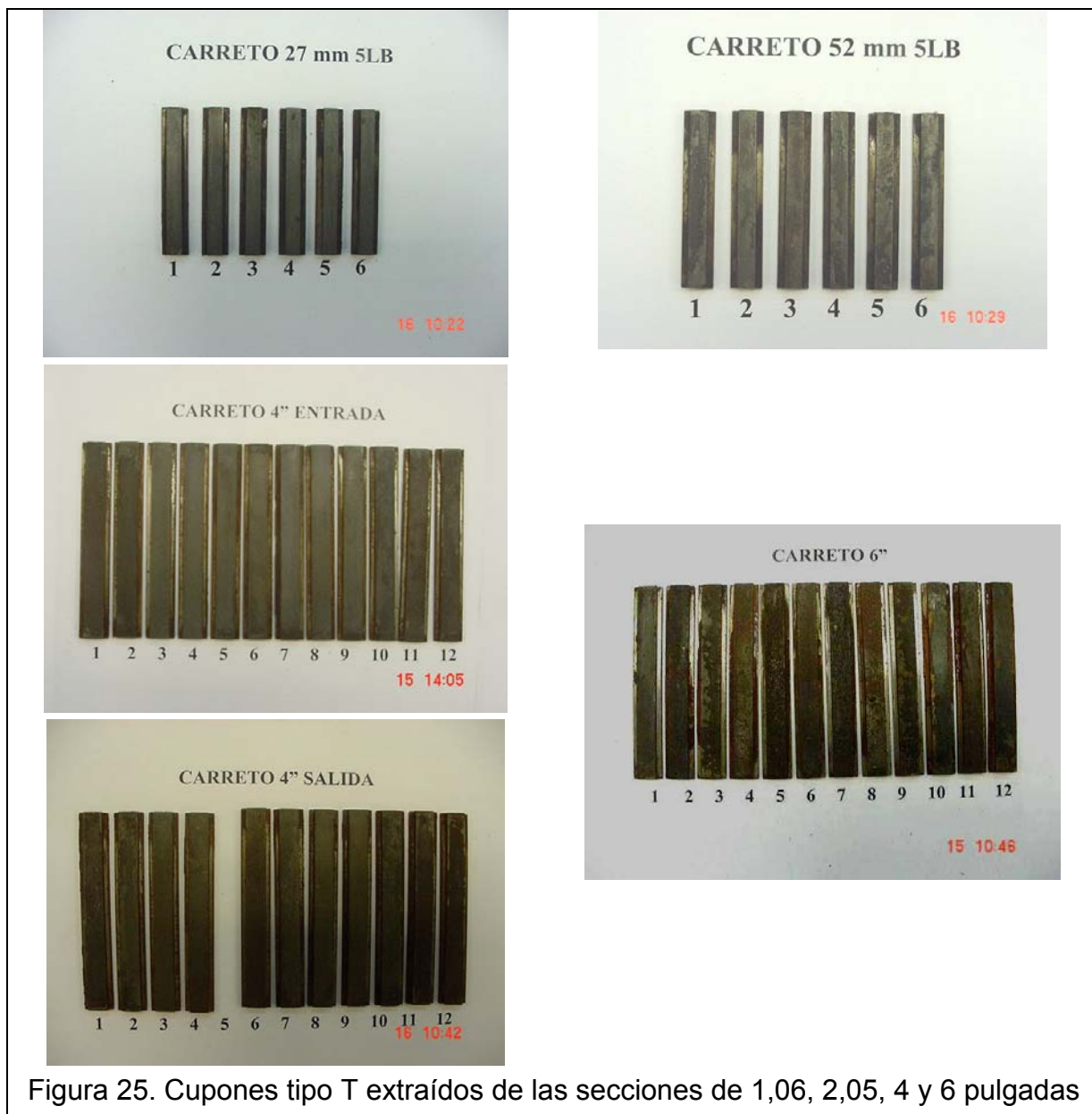


Figura 25. Cupones tipo T extraídos de las secciones de 1,06, 2,05, 4 y 6 pulgadas

En la tabla 11 se muestran los análisis micrográficos realizados a los cupones ubicados en la posición 3 de las secciones de ensayo de 1,06" y 2,05", con sus respectivos espectros EDS; en las tablas 12, 13 y 14 se muestran los análisis micrográficos con sus correspondientes espectros EDS realizados a la sección de ensayo de 4" (Entrada), en los cupones ubicados en la posición 4, 6 y 12, respectivamente y en las tablas 15, 16 y 17 se muestran los análisis micrográficos con sus correspondientes espectros EDS realizados a la sección de ensayo de 6", en los cupones ubicados en la posición 4, 6 y 12, respectivamente.

En la micrografía correspondiente al cupón extraído de la sección de 1,06" se puede observar la existencia de una capa muy rugosa y no se aprecia una continuidad o una orientación bien definida. Esta capa está constituida básicamente por oxígeno, carbono y hierro, que pudieran ser atribuidos a la presencia de óxido y carbonato de hierro, como productos del proceso de corrosión llevado a cabo en el metal.

En cuanto al cupón del carrito de 2,05", se observan dos zonas principalmente en la superficie metálica; una donde se aprecia una capa bien compacta y la otra donde existe cierta rugosidad. Ambas capas o zonas están constituidas por productos de corrosión lo cual se confirma con el espectro EDS de la micrografía. Sin embargo, a diferencia del cupón de la sección de 1,06", además de oxígeno, carbono y hierro, se observa la presencia de azufre, el cual podría ser parte del sulfuro de hierro presente en la superficie. Este compuesto pudiera ser el responsable de la diferencias observadas en la morfologías de las capas de producto de corrosión. Tanto el sulfuro de hierro, como el carbonato y óxido de hierro son los productos de corrosión esperados en esta prueba, ya que se debe recordar que en el fluido están presentes los gases sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), los cuales en presencia de agua, se convierten en agentes altamente corrosivos.

Tabla 11. Análisis superficial de los cupones seleccionados (antes de decapar) de las secciones de ensayo de 1,06" y 2,05", para el estudio de los productos de corrosión

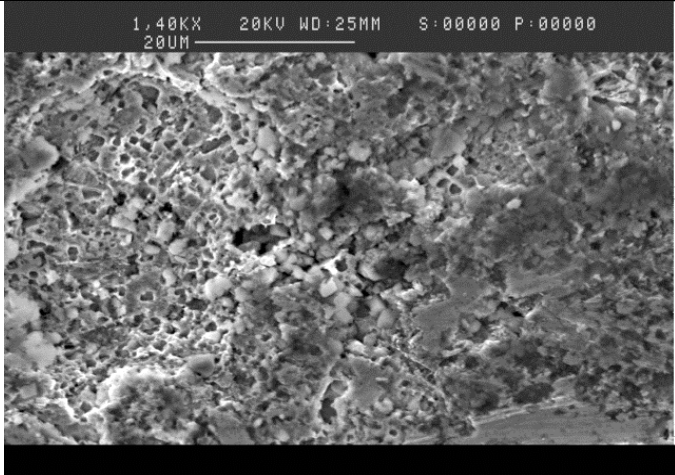
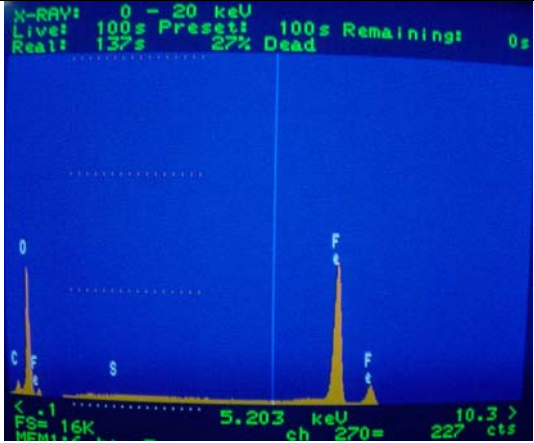
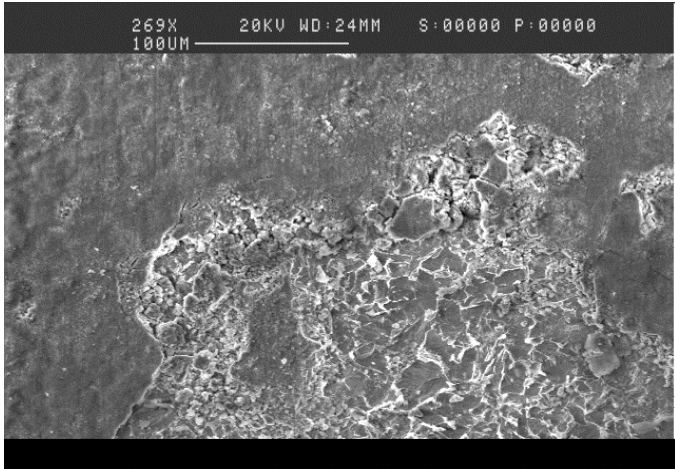
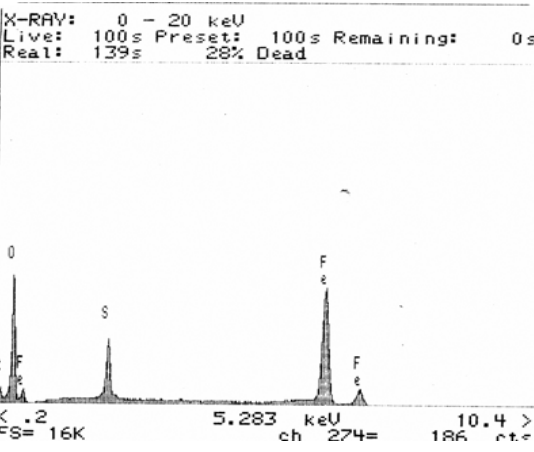
Sección de Ensayo	Cupón Seleccionado	Micrografía	Espectro EDS
Sección de 1,06"	Posición 3		
Sección de 2,05"	Posición 3		

Tabla 12. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 4 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 4" (Entrada), para el estudio de los productos de corrosión

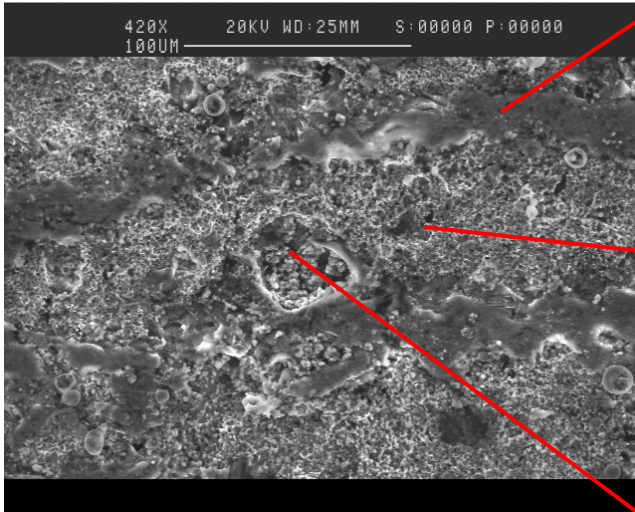
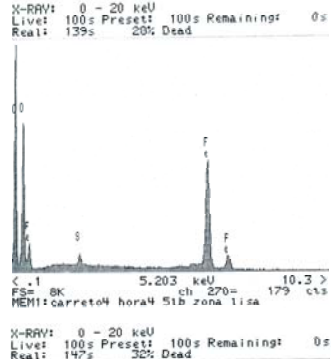
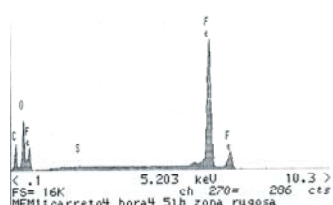
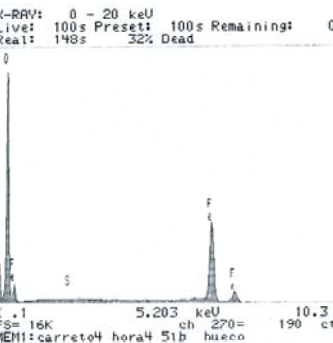
Sección de Ensayo	Cupón Seleccionado	Micrografía	Espectro EDS
Sección de 4" (Entrada)	Posición 4		 X-RRV: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 139s 20% Dead < .1 5.203 keV 10.3 > FS= 8K ch 270= 179 cts MEM1:carreto4 hora4 51b zona lisa
			 X-RRV: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 147s 32% Dead < .1 5.203 keV 10.3 > FS= 16K ch 270= 206 cts MEM1:carreto4 hora4 51b zona rugosa
			 X-RRV: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 148s 32% Dead < .1 5.203 keV 10.3 > FS= 16K ch 270= 190 cts MEM1:carreto4 hora4 51b hueco

Tabla 13. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 6 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 4" (Entrada), para el estudio de los productos de corrosión

Sección de Ensayo	Cupón Seleccionado	Micrografía	Espectro EDS
Sección de 4" (Entrada)	Posición 6	437X 20KV WD:25MM S:00000 P:00000 100UM	X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 121s 19% Dead 5.203 keV ch 270= 95 cts MEM1:carreto4 hora6 51b zona lisa
		874X 20KV WD:25MM S:00000 P:00000 50UM	X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 122s 18% Dead 5.203 keV ch 270= 112 cts MEM1:carreto4 hora6 51b hueco
		874X 20KV WD:25MM S:00000 P:00000 50UM	X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 112s 11% Dead 5.203 keV ch 270= 52 cts MEM1:carreto4 hora 6 51b hueco 2

Tabla 14. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 12 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 4" (Entrada), para el estudio de los productos de corrosión

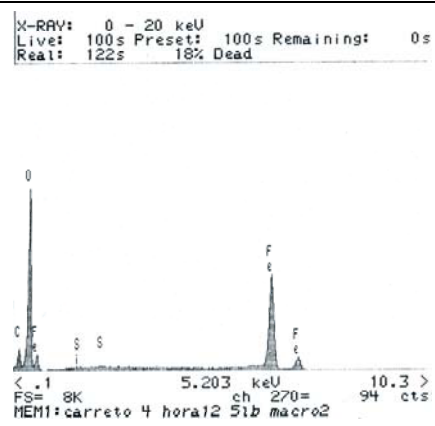
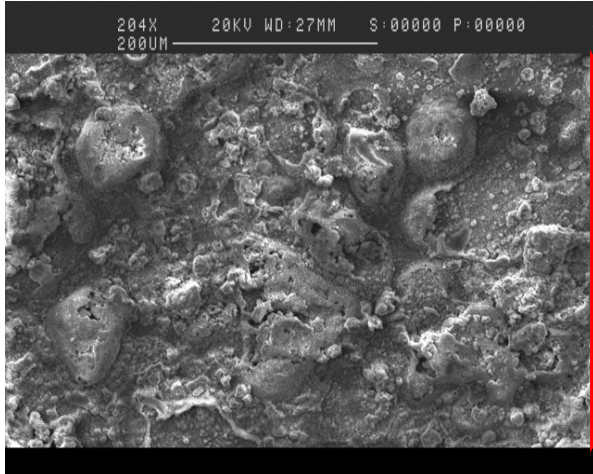
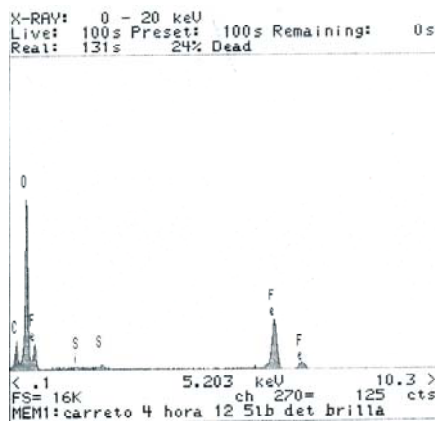
Sección de Ensayo	Cupón Seleccionado	Micrografía	Espectro EDS
Sección de 4" (Entrada)	Posición 12	 823X 20KV WD:27MM S:00000 P:00000 50UM	 X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 122s 18% Dead FS= 8K ch 270= 94 cts MEM1:carreto 4 hora12 5ib macro2
		 204X 20KV WD:27MM S:00000 P:00000 200UM	 X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 131s 24% Dead FS= 16K ch 270= 125 cts MEM1:carreto 4 hora 12 5ib det brilla

Tabla 15. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 4 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 6", para el estudio de los productos de corrosión

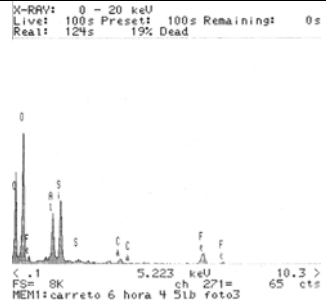
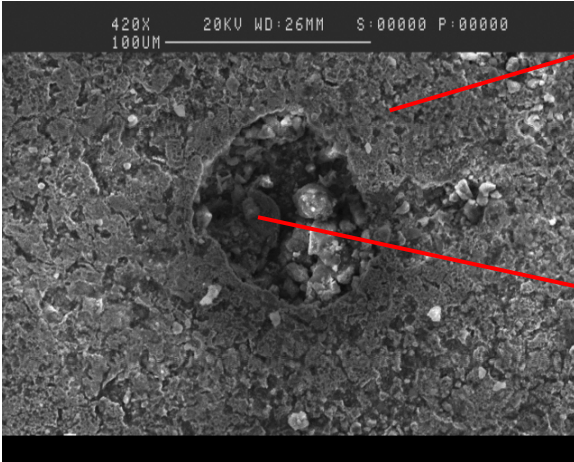
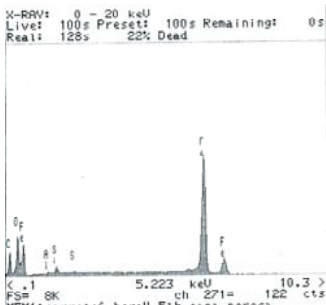
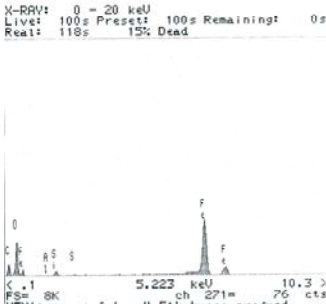
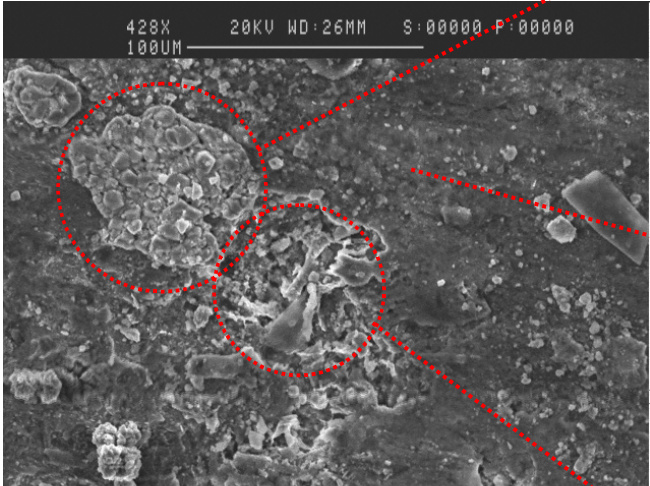
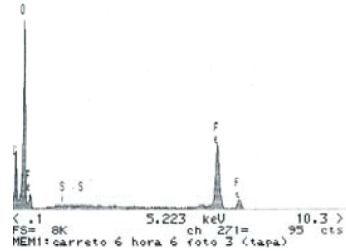
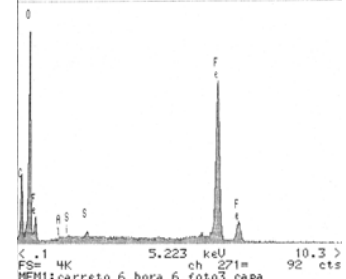
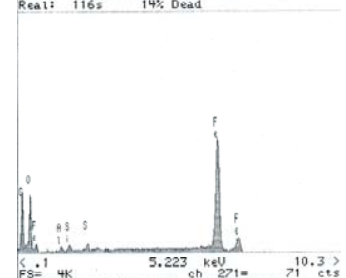
Sección de Ensayo	Cupón Seleccionado	Micrografía	Espectro EDS
Sección de 6"	Posición 4	 856X 20KV WD:26MM S:00000 P:00000 50UM	 X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 124s 19% Dead < .1 5.223 keV 10.3 > FS= 8K ch 271= 65 cts MEMI:carreto 6 hora 4 51b foto3
		 420X 20KV WD:26MM S:00000 P:00000 100UM	 X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 128s 22% Dead < .1 5.223 keV 10.3 > FS= 8K ch 271= 122 cts MEMI:carreto6 hora4 51b capa porosa  X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 118s 15% Dead < .1 5.223 keV 10.3 > FS= 8K ch 271= 76 cts MEMI:carreto6 hora4 51b hueco profund

Tabla 16. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 6 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 6", para el estudio de los productos de corrosión

Sección de Ensayo	Cupón Seleccionado	Micrografía	Espectro EDS
Sección de 6"	Posición 6		X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 125s 20% Dead  < 1 5.223 keV 10.3 > FS= 8K ch 271= 93 cts MEMI:carreto 6 hora 6 foto 3 (tapa)
			X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 124s 19% Dead  < 1 5.223 keV 10.3 > FS= 4K ch 271= 92 cts MEMI:carreto 6 hora 6 foto3 capa
			X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 116s 14% Dead  < 1 5.223 keV 10.3 > FS= 4K ch 271= 71 cts MEMI:carreto 6 hora 6 foto 3 (hueco)

Sección de 6"
Posición 6

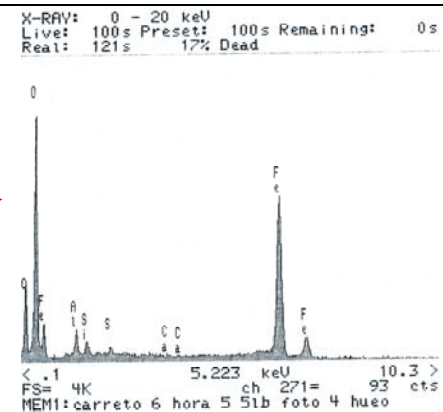


Tabla 17. Análisis superficial del cupón ubicado en la posición 12 (antes de decapar) en la sección de ensayo de 6", para el estudio de los productos de corrosión

Sección de Ensayo	Cupón Seleccionado	Micrografía	Espectro EDS
Sección de 6"	Posición 12		X-RAY: 0 - 20 keV Live: 100s Preset: 100s Remaining: 0s Real: 125s 20% Dead < .1 5.223 keV 10.3 > FS= 8K ch 271= 100 cts MEM1:carreto 6 51b hora 12 zona rugos

La pregunta que pudiera surgir es la siguiente, ¿Por qué la presencia de azufre en el segundo caso y no en el primero? En primer lugar, no se debe dejar de lado el hecho que el H_2S está en mucho menor proporción (20 ppm) que el CO_2 (6%) y eso hace que la probabilidad de encontrar carbonato de hierro (FeCO_3) y/u óxido de hierro (FeO) sea mucho mayor que detectar sulfuro de hierro (Fe_xS_y). Por otro lado, los patrones de flujos presentes en cada sistema tienen un papel preponderante en este sentido. Más adelante se discutirá este aspecto con mayor detalle. Este comportamiento de deposición de sólidos pudiera estar relacionado directamente con el mecanismo de degradación que se presentan en estas líneas de flujo, donde predominan los problemas de corrosión localizada [28] y como bien se sabe, una de las principales razones por la cual se produce la corrosión localizada es por la presencia o deposición de sólidos sobre superficies metálicas, lo que se conoce como corrosión bajo depósito.

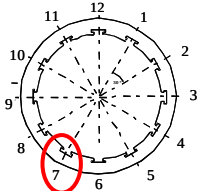
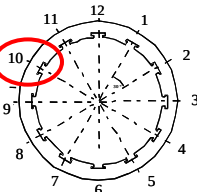
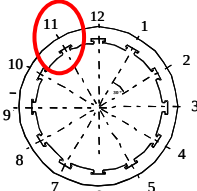
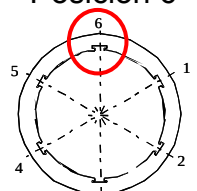
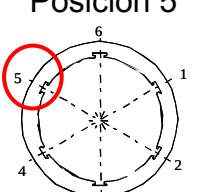
En el caso de los carros de 4 y 6 pulgadas, si se observó mayor presencia de sólido en las muestras de ensayo. Los mismos estaban constituidos por carbonatos, óxidos y sulfuros de hierro y, a diferencia de los cupones de las secciones de ensayo de 1,06 y 2,05 pulgadas, se detectó la presencia de aluminio y silicio en los cupones ubicados en las posiciones 4 y 6, posiblemente proveniente de depósitos de arena. En los cupones ubicados en la parte superior de la tubería (posición 12) se detectó únicamente carbonatos y sulfuros de hierro. Esta diferencia está directamente relacionada con los patrones de flujos presentes en cada sistema en cuestión.

4.3 Determinación de los patrones de flujo presentes en cada una de las secciones de ensayo

Los patrones de flujo fueron determinados a partir de un modelo de cálculo desarrollado por el grupo de manejo de fluidos de Intevep. En la tabla 18 se muestran los resultados de los patrones de flujos determinados para cada

una de las secciones de ensayo, así como las velocidades de corrosión por picadura de los cupones que presentaron el mayor daño por corrosión localizada.

Tabla 18. Regímenes de flujos presente en cada una de las secciones de ensayo y velocidades de corrosión de los cupones con mayor daño

Secciones de Ensayo	VSL (m/s)	VSG (m/s)	VM (m/s)	Patrones de Flujo	Cupón T con mayor Vcorr por picaduras	Vcorr por Picaduras del cupón T (mpy)
					Posición 7	
Sección de 6"	0,09	1,77	1,87	Transición		18,2
					Posición 10	
Sección de 4" (Entrada)	0,21	3,98	4,20	Tapón		14,6
					Posición 11	
Sección de 4" (Salida)	0,21	3,98	4,20	Tapón		13,9
					Posición 6	
Sección de 2,05"	0,23	4,00	4,23	Tapón		15,8
					Posición 5	
Sección de 1,06"	0,88	14,42	15,30	Burbuja		9,5
Sección de 0,79"	1,64	21,44	23,08	Burbuja	----	----

En la sección de ensayo de 6", el patrón de flujo presente es el flujo de transición. En este segmento los mayores daños por picaduras se obtuvieron en los cupones que estaban ubicados en las posiciones inferiores y media de la tubería (7, 8 y 9).

En la figura 26 se muestra un ejemplo de lo que puede ser un flujo de transición.

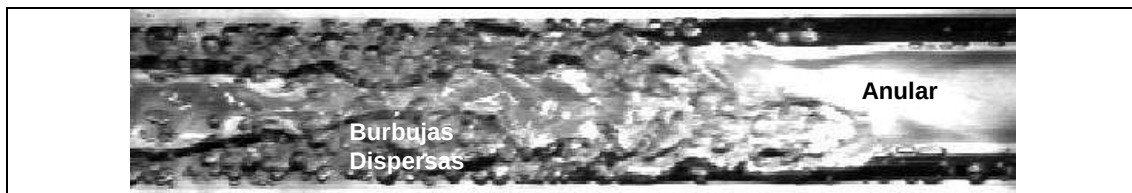


Figura 26. Representación de un flujo de transición en una tubería horizontal

Se puede apreciar que no existe un patrón bien definido a lo largo de la tubería. Se observa más bien una mezcla de flujo, en este caso flujo tipo burbuja dispersa (ocurre a altas cantidades de fluido líquido) y flujo anular (ocurre a altas cantidades de fluido de gas). Existen tres posibilidades en un flujo de transición:

- i) **Transición desde flujo burbuja dispersa:** Según Barnea [29], la transición desde flujo tipo burbujas dispersas tiene lugar como resultado de uno de estos dos mecanismos: (a) migración de las burbujas debido a la flotación a la parte superior de la tubería y (b) aglomeración de burbujas distorsionadas.
- ii) **Transición desde estratificado a no estratificado:** Este tipo de transición ocurre debido a que en un momento determinado la velocidad superficial de la mezcla se incrementa, generando las condiciones de turbulencia necesarias para que el flujo deje de ser estratificado. Para caracterizar esta transición, se utiliza un análisis de estabilidad de Kelvin - Helmholtz para la interfase gas - líquido en flujo estratificado, tal como lo sugiere Barnea [29].

iii) **Transición a flujo anular:** La transición de flujo intermitente a flujo anular fue descrita en un principio por Taitel & Dukler [30], planteando que la misma ocurre cuando el nivel de líquido estratificado (h_f) alcanza el valor $h_f / D = 0.5$, donde D es el diámetro interno de la tubería. La transición de estratificado hacia anular ocurre a una velocidad de gas prácticamente constante tal como lo expresa Mata [31]. La transición hacia flujo anular se consigue con la intersección de ambos criterios.

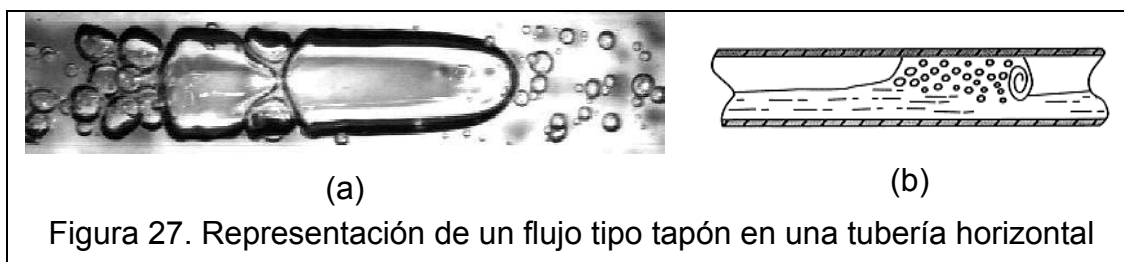
En los sistemas de producción natural de crudo y gas (como es el caso), el fluido de producción cambia permanentemente, bien sea en cantidad (barriles por días) o en proporción (relación gas petróleo). Esta sería la razón por la cual se puede estar presentando un flujo de transición. En la sección de 6" es muy probable que durante el desplazamiento del fluido exista un patrón de flujo estratificado (liso u ondulado) y se generen baches de gas de manera permanente que hagan que en determinados momentos el patrón de flujo sea turbulento o no estratificado. Esta situación dificulta que se pueda establecer una relación adecuada entre el mecanismo de corrosión y el patrón de flujo, ya que el líquido (donde estaría el agua, que es la fase corrosiva) puede llegar a tener contacto con toda la periferia de la tubería cuando el flujo es no estratificado. En este caso, los sólidos (arena y productos de corrosión) fueron encontrados en la parte inferior y media de la tubería y en esas mismas posiciones se observaron los mayores daños por picaduras. Este comportamiento pudieran ser atribuido al hecho que en este sistema estaría predominando el patrón de flujo estratificado, donde la mayor cantidad de líquido viaja por la parte inferior de la tubería. Esto favorecería la corrosión en esa parte de la línea de flujo generando productos sólidos que, unidos a la arena, se depositan en la superficie del metal y se promueve la corrosión localizada a través de la corrosión bajo depósito.

Sin embargo, también se observaron algunos daños importantes en otras posiciones de la línea (cupones ubicados en las posiciones 1 y 2), lo que

hace pensar que no toda el agua está desplazándose por la parte inferior de la tubería. Esto pudiera ser vinculado con el hecho que en este sistema existe un flujo de transición, por lo que se presenta otro patrón de flujo (flujo anular o burbuja dispersa) que favorece el contacto del agua con toda la periferia de la tubería.

Se pudiera pensar que si predomina un patrón de flujo estratificado y la mayor cantidad del agua se desplaza por la parte inferior de la línea, es de esperarse entonces que en el cupón ubicado en la posición 6 fuera quien presentara los mayores daños por corrosión. Sin embargo, no se debe dejar de lado que la corrosión por picaduras es un proceso totalmente estocástico, especialmente en este caso, donde el fenómeno presente es corrosión bajo depósito y se tiene un patrón de flujo variable (flujo de transición). La corrosión bajo depósito depende de múltiples variables tales como, la capacidad que tengan los sólidos de depositarse en ciertas regiones del metal, la influencia que puede tener el fluido en dicha deposición, la interacción que pueden tener los sólidos productos de la corrosión y la arena que viene del fluido de producción, entre otras. Todo ello hace complejo el poder definir y predecir el área de la tubería más susceptible a los daños por corrosión. Pero si se puede afirmar que la corrosión se lleva a cabo por efecto de la deposición de sólidos (corrosión bajo depósito) y que el fluido no interviene de manera determinante en el mecanismo de corrosión. Esta información puede ser muy útil a la hora de querer seleccionar herramientas para la medición y el seguimiento de la corrosión.

En cuanto a las secciones de ensayo de 4" (Entrada y Salida), el patrón de flujo presente es el flujo tipo tapón (Figura 27), si se quiere el patrón más perjudicial desde el punto de vista corrosivo, ya que puede ejercer un efecto erosivo sobre la superficie metálica, favoreciendo de esta manera el proceso corrosivo [32].



En las secciones de ensayo de 4", aun cuando se observaron daños importantes en los cupones ubicados en la parte inferior de la tubería (cupones en las posiciones 5, 6 y 7), los cupones que presentaron mayores daños por corrosión por picaduras fueron los de la parte superior de la misma (posición 10 y 12 en los carros de entrada y salida, respectivamente). Este comportamiento está directamente influenciado por dos aspectos: deposición de sólidos y patrón de flujo.

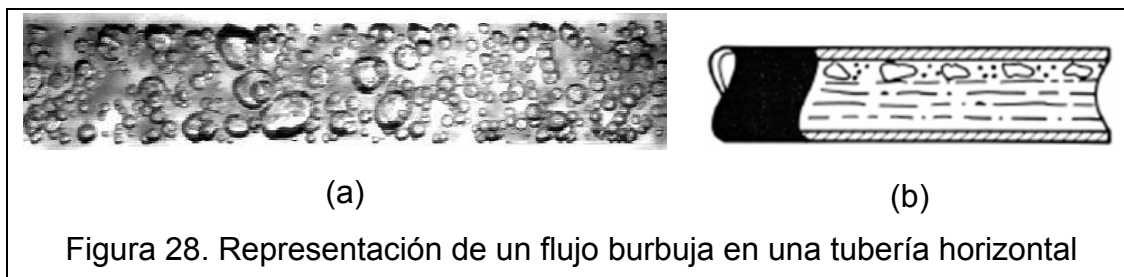
- **Deposición de sólidos.** En la parte inferior de la tubería, los análisis microscópicos evidenciaron la presencia de sólidos tales como sulfuros de hierro, carbonatos de hierro y arena, los cuales originan la corrosión bajo depósito y como consecuencia se generan los daños por picaduras observadas en los cupones ubicados en esta posición.
- **Patrón de flujo.** En lo que se refiere a la parte superior de la tubería, los sólidos encontrados corresponden únicamente a productos de corrosión (carbonato y sulfuros de hierro). Como se puede apreciar en la figura 27 (a y b), el flujo tapón promueve el contacto entre el líquido y la parte superior de la tubería en determinados momentos, lo que traería como consecuencia que la corrosión se de en esas posiciones. Pero adicionalmente, el flujo tipo tapón genera una especie de torbellino (Figura 27.b) que hace que un frente de fluido choque con la superficie superior de la tubería, por lo que se pueden generar esfuerzos de cortes que desprendan la capa del producto de corrosión en dichas zonas, dejando al metal descubierto para ser atacado nuevamente por los agentes corrosivos. Este comportamiento si es cíclico genera las

picaduras observadas en los cupones ubicados en las posiciones 10, 11 y 12 y el daño desde el punto de vista de degradación del material por efecto del flujo sería incluso más importante que la corrosión bajo depósitos.

Generalmente las herramientas de seguimiento y control de la corrosión se colocan de manera que puedan medir la corrosión en la parte inferior de la tubería, ya que es ahí donde se debería desplazar la mayor cantidad de agua. Sin embargo, se observa con los resultados obtenidos en las secciones de 4" que no necesariamente donde haya mayor contenido de agua, el daño por corrosión será más severo. Se tienen que considerar otras variables (como el patrón de flujo por ejemplo) para poder estimar más acertadamente las velocidades de corrosión y predecir con mayor precisión el tiempo de vida útil de los materiales o los mecanismos de control de corrosión más adecuados.

En el caso de la sección de ensayo de 2,05" ocurre algo similar a lo observado en los carros de 4", donde el patrón de flujo presente es el flujo tipo tapón y los mayores daños por corrosión se observaron en la parte superior de la tubería. Aún cuando en este caso no se realizó un estudio más exhaustivo de los productos de corrosión en los cupones tipo T, es de esperarse que las razones del comportamiento aquí observado sean las mismas que las expuestas para los carros de 4", ya que las tendencias en cuanto a velocidades de corrosión por picaduras y el patrón de flujo calculado son los mismos en ambos casos.

Finalmente se tienen las secciones de ensayo de 1,06" y 0,79". En ambos casos el patrón de flujo presente es tipo burbuja (Tabla 18 y Figura 28).



El flujo tipo burbuja promueve la interacción del agua con toda la tubería, por lo cual se espera entonces que el proceso de corrosión se lleve a cabo en toda la periferia de la misma.

En los cupones extraídos de la sección de ensayo de 1,06" se observó una superficie más uniforme que en el resto de los carretos, predominando un proceso de corrosión generalizado y se detectó menor cantidad de sólidos sobre la superficie metálica. Este comportamiento está muy relacionado a la dinámica del fluido por dos aspectos principalmente: el patrón de flujo y las velocidades superficiales del líquido y del gas.

- ***El patrón de flujo.*** Como ya se pudo apreciar en la tabla 18, el patrón de flujo presente en estas secciones de ensayo es tipo burbuja y como el diámetro interno de la tubería es tan pequeño, el líquido entraría en contacto con toda la superficie interna de la misma, corroyendo uniformemente la tubería.
- ***Las velocidades superficiales del líquido y del gas.*** Las velocidades superficiales del líquido y del gas en estas secciones de ensayo son mayores que en el resto. Este hecho contribuye notablemente a que se lleve a cabo la corrosión uniforme, ya que la corrosión en estos sistemas se debe principalmente a la deposición de sólidos. Si las velocidades de los fluidos son altas, la probabilidad de deposición de sólidos comienza a disminuir, y por tanto se vería favorecido el proceso de corrosión generalizado en toda la superficie interna de la tubería, por la reacción de los protones provenientes de los ácidos carbónico y sulfhídrico con el

metal. En la sección de ensayo de 1,06", las diferencias entre las velocidades de corrosión por picadura en los distintos cupones, así como las diferencias entre las velocidades de corrosión por picadura y uniforme en cada uno de ellos no son tan grandes (como se verá en la sección 4.5).

4.4 Análisis microscópicos de los productos de corrosión y corrosión bajo depósito

En las tablas 19, 20 y 21 se muestran las micrografías obtenidas de los cupones 4, 6 y 12 respectivamente, extraídos de las secciones de ensayo de 4", con sus correspondientes observaciones.

Tabla 19. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 4 extraídos de la sección de ensayo de 4"

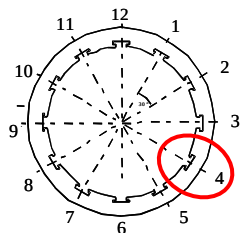
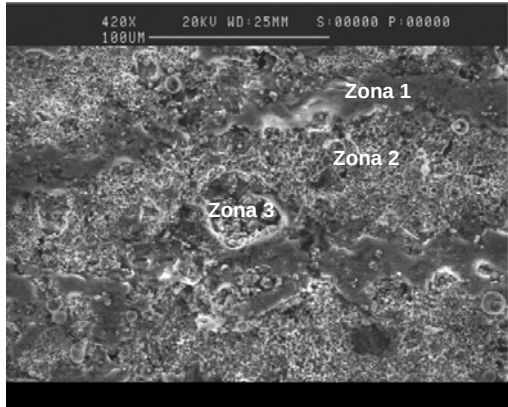
Cupón	Características del producto de corrosión.	Comentarios
Cupón ubicado en la Posición 4	 	Se observan 3 zonas: i) Una zona bien compacta (zona 1), donde el EDS muestra señales bien importantes de carbono y oxígeno, una señal menos intensa de azufre y las señales esperadas del hierro. ii) Una segunda región (zona 2), con mayor rugosidad, donde la señal del carbono en el espectro EDS es menos intensa que en el caso anterior y no se detectó la presencia de azufre. iii) Por último, una tercera zona (zona 3), donde se detectó una especie de hueco o discontinuidad y el espectro EDS muestra señales de oxígeno, carbono y hierro, pero la señal de oxígeno menos intensa que los dos casos anteriores.

Tabla 20. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 6 extraídos de la sección de ensayo de 4"

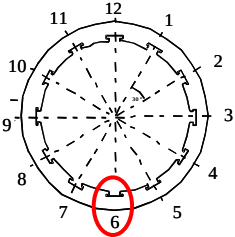
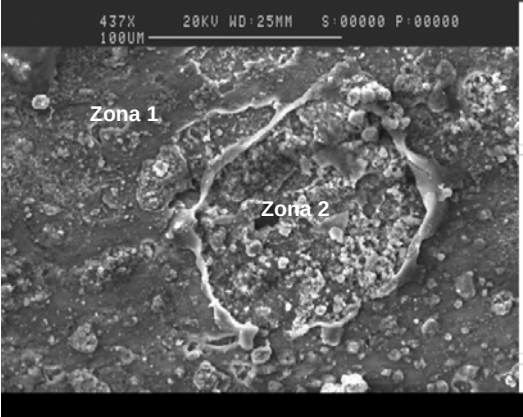
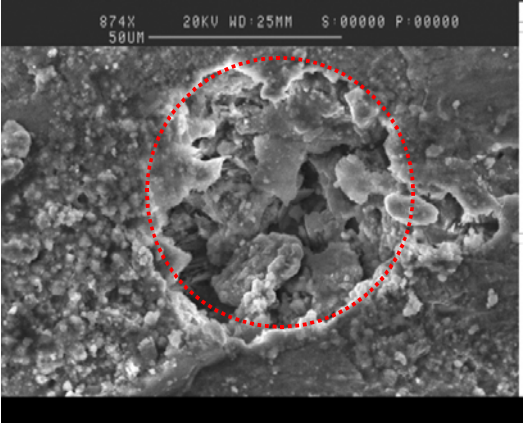
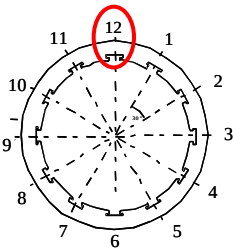
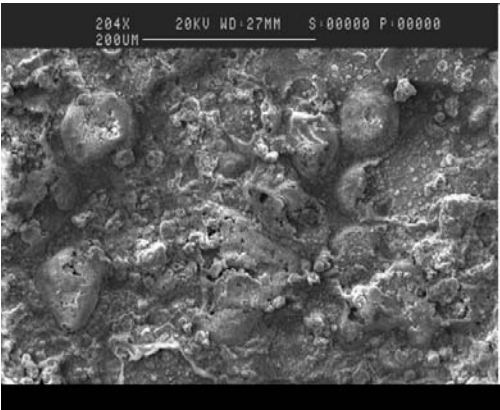
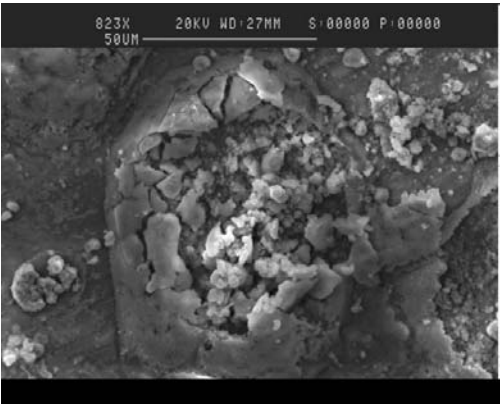
Cupón	Características del producto de corrosión.	Comentarios
Cupón ubicado en la Posición 6	  Micrografía 1  Micrografía 2	En la micrografía 1 se observan dos zonas principalmente y con las mismas características de lo observado en el cupón ubicado en la posición 4. Una zona compacta (zona 1) y otra que parece una discontinuidad o hueco (zona 2). Ambas están constituidas por oxígeno, carbono, azufre y hierro. La diferencia es que en la zona 1, la señal de carbono es más intensa que en la zona 2. La micrografía 2 es una ampliación tomada a la zona 2 de la micrografía 1, donde se aprecia una zona más rugosa y adicionalmente se observa una especie de cristales, atribuibles a la presencia de FeCO_3. El espectro EDS obtenido en esta micrografía corresponde a la región enmarcada con el círculo rojo y no se detectó la presencia de azufre.

Tabla 21. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 12 extraídos de la sección de ensayo de 4"

Cupón	Características del producto de corrosión.	Comentarios
Cupón ubicado en la Posición 12	  Micrografía 1  Micrografía 2	En este caso, en ambas micrografía (1 y 2) se observó una capa de producto de corrosión poco homogénea, con la presencia de protuberancias rugosas que parecen ampollas o cáscaras fracturadas (micrografía 1) y algunas de ellas implosionadas (micrografía 2). De manera general no se observan zonas lisas. Los espectros EDS de ambas micrografías muestran señales de oxígeno, carbono y hierro fundamentalmente y, por las características de las mismas, se atribuyen a la presencia de FeCO_3 y óxidos de hierro. La micrografía 2 representa una foto en detalle de una de las ampollas observadas en la micrografía 1.

Haciendo un análisis general de lo observado en los cupones de la sección de ensayo de 4", se puede apreciar como en los cupones ubicados en la posición 4 y 6 (tabla 19 y 20), se observan tres zonas fundamentalmente:

- i) Unas zonas compactas (zonas 1) las cuales, a juzgar por los espectros de EDS obtenidos, están constituidas por oxígeno, carbono, hierro y azufre principalmente, atribuidos a la presencia de productos de corrosión, tales como carbonato, óxidos y sulfuros de hierro. Llama la atención la señal intensa del carbono, lo que hace pensar en la presencia de restos de compuestos orgánicos provenientes del crudo. La posible presencia de estos compuestos pueden tener dos causas; una debido a que tienen una densidad de carga negativa, lo que hace que exista una tendencia a que interaccionen con el metal y la otra es que los sulfuros tienen cierta porosidad que estaría permitiendo la deposición e interacción de los compuestos orgánicos más pesados del crudo con la superficie del metal. Estos factores podrían jugar un papel preponderante en los mecanismos de corrosión que se presentan en estas tuberías.
- ii) Unas zonas con cierta rugosidad (zonas 2), donde a diferencia de las zonas 1, la señal de carbono obtenida en los espectros EDS es mucho menos intensa y no se detectó azufre. Esto es indicio de que el sólido presente está constituido fundamentalmente por carbonato y óxido de hierro. Es muy probable que la presencia de sulfuro contribuye a que se genere una capa de producto de corrosión más compacta, ya que en las zonas más rugosas no se detectó el azufre en ninguno de los casos.
- iii) Lo otro que se pudo observar en estos cupones fueron unos huecos o discontinuidades (zona 3 del cupón en la posición 4 y micrografía 2 en el cupón ubicado en la posición 6), los cuales están constituidos por carbonato y/u óxido de hierro, pero en pequeñas proporciones, debido a las señales observadas en los espectros EDS. Estos huecos o discontinuidades pudieran ser consecuencia de dos procesos; en ese lugar no se ha terminado de formar la capar de productos de corrosión completamente o la otra posibilidad es que se haya desprendido el producto de corrosión en esas zonas, lo que dejaría al metal desnudo

para ser nuevamente atacado por los agentes corrosivos. Las dos posibilidades estaría favoreciendo la corrosión localizada, bien sea corrosión bajo depósito o por picadura.

En las tablas 22, 23 y 24 se muestran las micrografías obtenidas de los cupones extraídos de las secciones de ensayo de 6" con sus respectivas observaciones.

Tabla 22. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 4 extraídos de la sección de ensayo de 6"

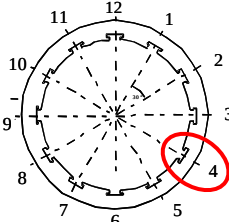
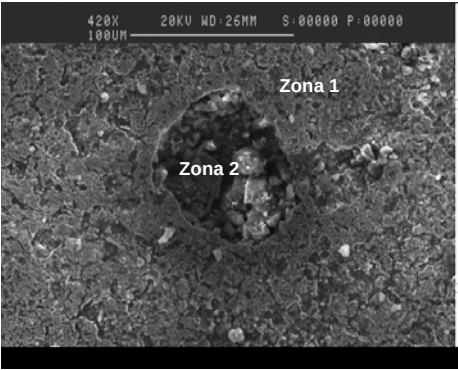
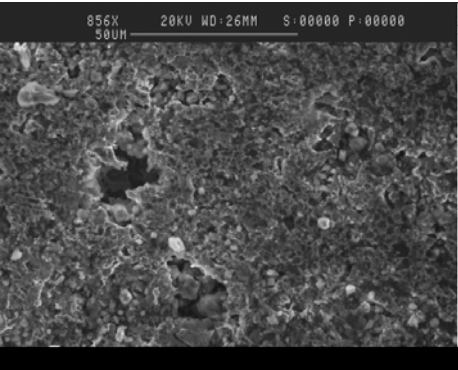
Cupón	Características del producto de corrosión.	Comentarios
Cupón ubicado en la Posición 4	  Micrografía 1  Micrografía 2	En la micrografía 1 se observan 2 zonas básicamente; una zona 1 con características que no se habían observado hasta ahora (entre compacta y rugosa) y una zona 2 que pareciera un hueco o una discontinuidad. En el espectro EDS obtenido de la zona 1, se logra apreciar señales correspondientes a carbono, oxígeno, hierro, silicio, aluminio y una ligera señal de azufre. En la zona 2, se observan las mismas señales, pero con mucho menos intensidad las de silicio, aluminio y azufre. Respecto a la micrografía 2 (la cual es una ampliación de la zona 1 de la micrografía 1), no se observa ninguna novedad en la morfología, sin embargo el espectro EDS muestra con mayor intensidad las señales de silicio y aluminio, lo que sin duda hace pensar en la presencia de depósitos de arena en estos cupones.

Tabla 23. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 6 extraídos de la sección de ensayo de 6"

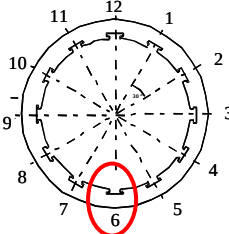
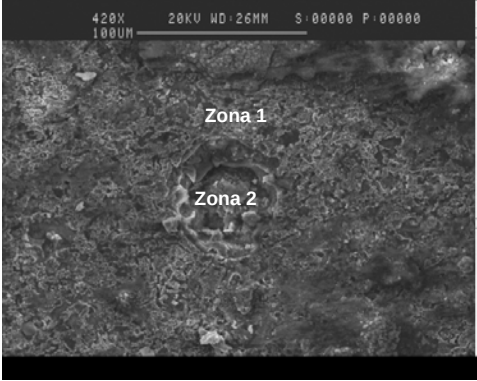
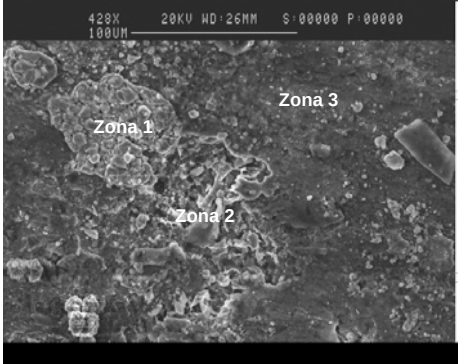
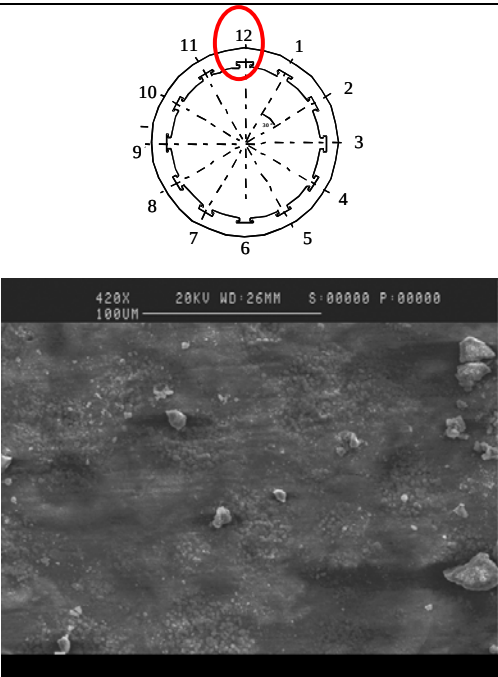
Cupón	Características del producto de corrosión.	Comentarios
Cupón ubicado en la Posición 6	  Micrografía 1  Micrografía 2	En la micrografía 1 se observa una capa de producto de corrosión con cierta rugosidad (zona 1) y un hueco o discontinuidad en el centro de la foto (zona 2). En este caso ambas zonas tienen características similares, tanto en su morfología como en su composición química (oxígeno, carbono, hierro, silicio, aluminio y azufre). La micrografía 2 representa otra región estudiada en este cupón y se observa una especie de concha rugosa (zona 1), una zona muy rugosa (zona) y una tercera zona (zona 3) más compacta. Las zonas 1 y 2 están constituidas por oxígeno, carbono y hierro (por la presencia de carbonato y óxido de hierro) y el espectro de la zona 3 fue muy similar, con la salvedad de una pequeña señal de azufre observada.

Tabla 24. Características y observaciones de los análisis microscópicos realizados al cupón 12 extraídos de la sección de ensayo de 6"

Cupón	Características del producto de corrosión.	Comentarios
Cupón ubicado en la Posición 12		En el cupón ubicado en la posición 12 se observa una capa bien compacta y uniforme y el espectro EDS muestra señales de oxígeno, carbono y hierro, aunque la de carbono con poca intensidad. Esto hace pensar que esta capa estaría constituida principalmente por óxido de hierro. En este caso, por la morfología observada, el óxido de hierro no debe ser asociado necesariamente a un proceso de corrosión ocurrido en la línea de flujo, ya que estos cupones son transportados desde el campo hasta Intevep y ese óxido puede ser producto de la oxidación del hierro por el aire, durante la manipulación de los cupones.

En estos cupones, al igual que el caso anterior, se aprecia como en las muestras ubicadas en las posiciones 4 y 6 es donde se observa mayor cantidad de sólido. Sin embargo se observan 2 aspectos que hasta ahora no se había visto en cuanto a las características del o de los sólidos; el primero es que además de los compuesto encontrados en los cupones extraídos del carrito de 4" (atribuibles a la presencia de carbonato y sulfuros de hierro), en este caso se detectó silicio y aluminio en las posiciones 4 y 6. El otro aspecto que llama la atención es la morfología observada en el cupón ubicado en la posición 12 (una superficie bien compacta y uniforme). Respecto a la presencia de compuestos como carbonato, sulfuro y óxido de hierro, así como la señal intensa de carbono en las posiciones 4 y 6 tienen los mismos

fundamentos explicados y analizados para los cupones extraídos de la sección de ensayo de 4". Lo que si es bien importante destacar y analizar en este caso es las señales de silicio y aluminio observadas en los cupones ubicados en las posiciones 4 y 6. La única fuente que pudiera estar proporcionando estos compuesto es la arena que viene de los pozos de producción. Esto es muy conveniente tenerlo presente, ya que la arena puede ser un factor determinante en la deposición de sólidos en la superficie metálica, lo que con toda seguridad estaría favoreciendo el proceso de corrosión bajo depósito y por ende la corrosión localizada.

Pudiera surgir una interrogante, ¿Por qué se detectó arena o silicio y aluminio en los cupones extraídos del carrito de 6" y no en los cupones extraídos de las demás secciones de ensayo? Como se puede apreciar en la tabla 18, en la sección de ensayo de 6", las velocidades superficiales del líquido y del gas son considerablemente menores que en el resto de los casos y el patrón de flujo predominante es el estratificado (liso u ondulado). Estos dos aspectos son determinantes, ya que favorecen la deposición de partículas de arena, debido a que el fluido no tiene la fuerza ni la turbulencia suficiente para arrastrar estos sólidos. Estas dos variables (velocidades superficiales del líquido y del gas y el régimen de flujo) serían las responsables también de lo observado en el cupón ubicado en la posición 12 del carrito de 6", donde el proceso de corrosión pareciera no haber tenido lugar. Una de las condiciones que tiene que estar presente para que se lleve a cabo un proceso de corrosión electroquímica (como es el caso), es que debe existir un medio electrolítico donde se puedan dar los intercambios de electrones. En este caso, el agua sería ese medio y, si no existe suficiente turbulencia en el sistema en estudio, es probable que el agua no esté llegando a la posición 12 y por lo tanto el proceso corrosivo no se esté llevando a cabo.

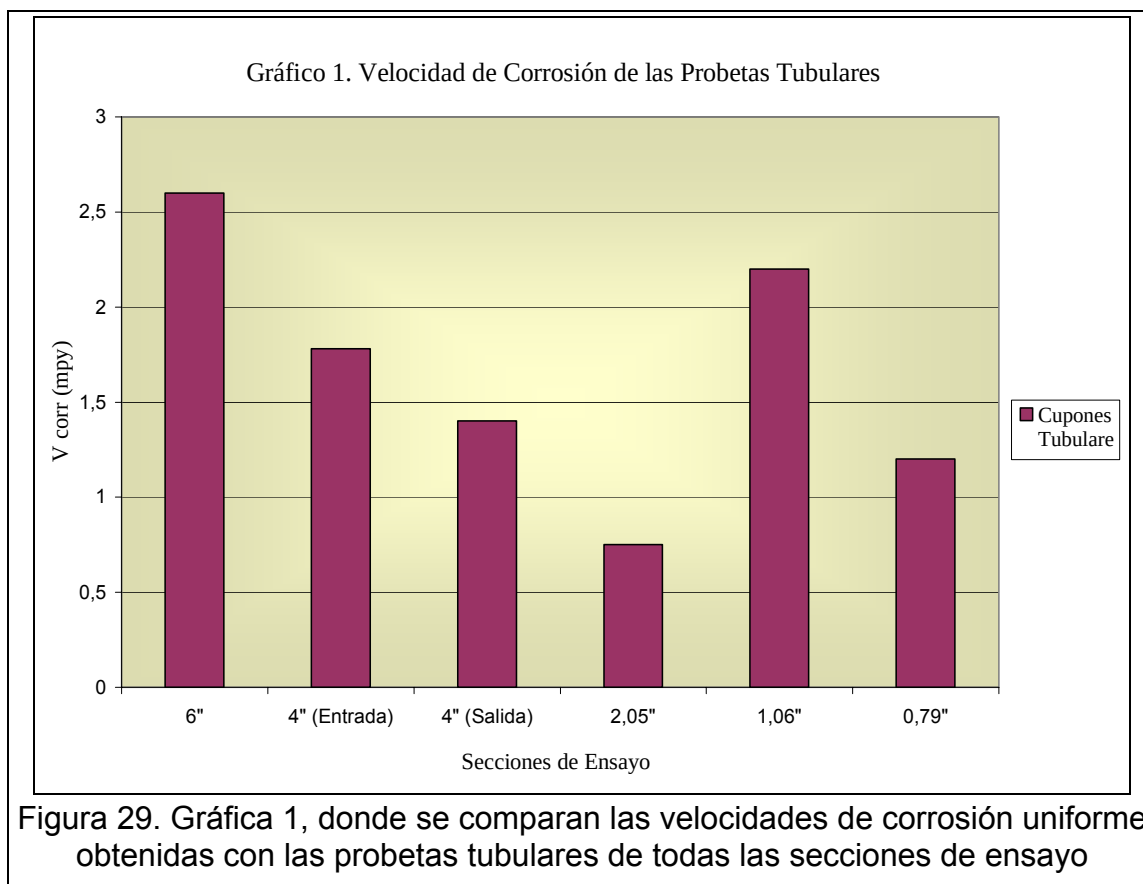
Vale la pena destacar que uno de los medios más utilizados para la prevención y control de la corrosión es la aplicación de productos químicos que funcionan como inhibidores de corrosión. La mayoría de ellos son de naturaleza filmica (protegen al metal a través de la formación de una película de inhibidor sobre la superficie metálica, evitando el ataque de los agentes corrosivos) y la presencia de depósitos sólidos sobre el metal interferiría notablemente sobre el mecanismo de protección y por ende en la eficiencia de estos productos como inhibidores de corrosión [33]. Incluso, se podrían favorecer algunos procesos corrosivos. Es por ellos que resulta sumamente importante conocer los mecanismos de corrosión presentes en cualquier sistema, antes de recomendar o aplicar métodos preventivos.

4.5 Análisis de las velocidades de corrosión uniforme y por picaduras

4.5.1 Velocidad de Corrosión obtenidas con las Probetas Tubulares

En la figura 29 (Gráfica 1) se muestran las velocidades de corrosión obtenidas con las probetas tubulares extraídas de las secciones de ensayo de 6", 4" (entrada y salida), 2,05", 1,06" y 0,79", todas ellas calculadas a partir de la pérdida de peso del material (corrosión uniforme).

Como se puede apreciar, todas las velocidades de corrosión están por debajo de 5 mpy, por lo cual se podría decir que en el sistema en estudio no debería existir inconvenientes o fallas por problemas de corrosión y las tuberías deberían tener una vida útil según lo establece por el fabricante (20 años aproximadamente). Sin embargo, en el Norte de Monagas se han presentado múltiples problemas de corrosión en mucho menor tiempo (7 años), lo cual no se corresponde con lo observado en la gráfica 1.



Esto indica claramente que los problemas de degradación interna que se presentan en estas líneas de flujo no son consecuencia de un proceso de corrosión uniforme, razón por la cual se tienen inconvenientes cuando se utilizan herramienta de medición de corrosión tales como probetas de resistencia eléctrica, ruido electroquímico, probetas de pérdida de peso, entre otras. Dichas técnicas consideran generalmente un proceso de corrosión uniforme y es por ello que se reportan bajas velocidades de corrosión en el norte de Monagas cuando se usan estos dispositivos. Además el bajo corte o contenido de agua (1,5 %) es otra razón de peso para pensar que la corrosión no debería ser un problema grave en estos sistemas. No obstante, se han reportado fallas por corrosión en instalaciones que tienen entre 5 y 7 años de operación [34]. Este comportamiento fue una de las razones que motivó a realizar estudios más precisos de los mecanismos de corrosión presentes en estas líneas de flujo.

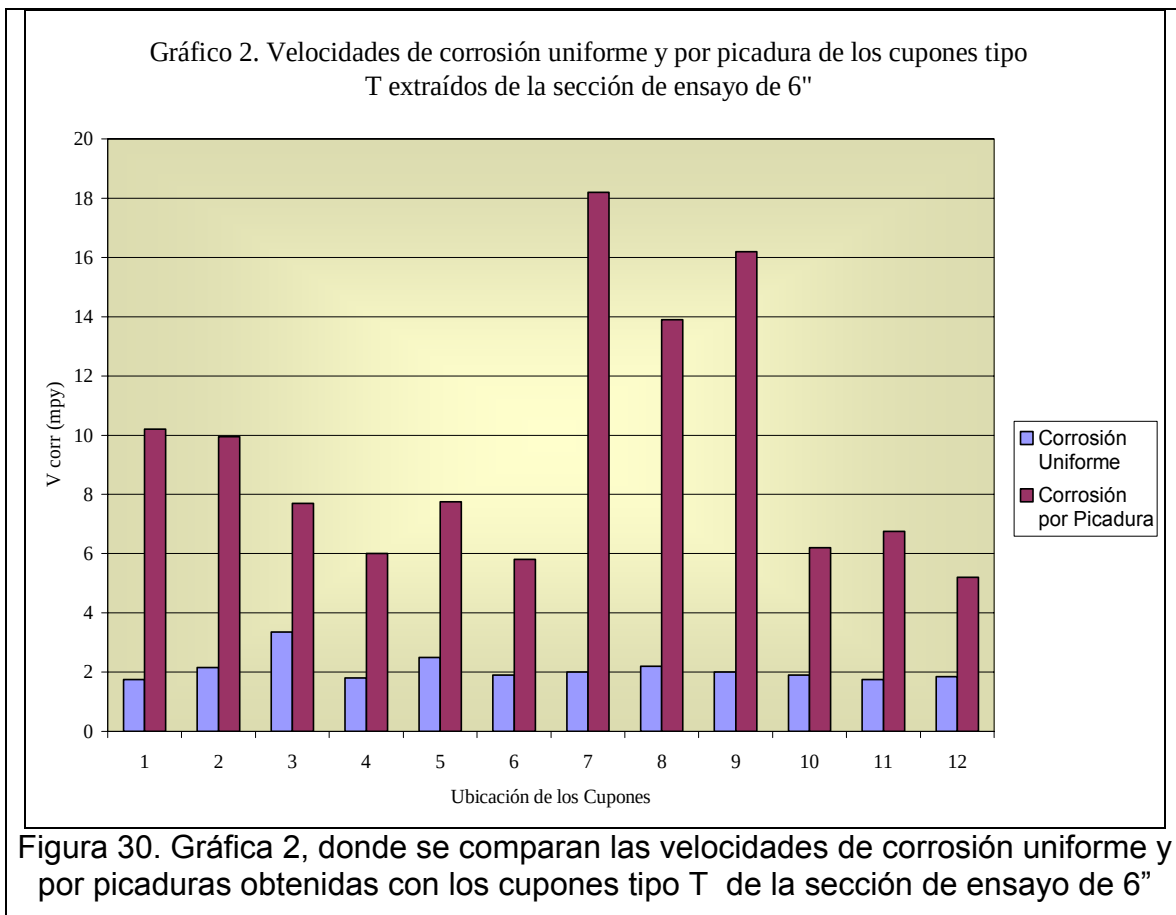
4.5.2 Velocidad de Corrosión obtenidas en los Cupones tipo T

4.5.2.1 Cupones tipo T extraídos del carrito de 6 pulgadas

En la tabla 25 se muestran los resultados de velocidades de corrosión tanto uniforme, como por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 6" y en la figura 30 (Gráfica 2) se comparan estos valores. En cuanto a la corrosión uniforme, similar a lo observado con las probetas tubulares, los valores de velocidad de corrosión en todas las posiciones están por debajo de los 5 mpy, el cual es un valor aceptado como suficiente para que los materiales duren en operación según el tiempo de vida útil para lo cual fueron fabricados. Sin embargo, cuando vemos los resultados de velocidad de corrosión por picaduras, los valores son considerablemente mayores en todas las posiciones. Incluso se puede apreciar que en el cupón ubicado en la posición 7, la velocidad de corrosión por picaduras es nueve veces superior a la velocidad de corrosión uniforme.

Tabla 25. Velocidades de corrosión tanto uniforme, como por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 6"

Ubicación de los cupones tipo T	Vcorr Uniforme (mpy)	Vcorr Picaduras (mpy)
Posición 1	1,8	10,2
Posición 2	2,2	10,0
Posición 3	3,4	7,7
Posición 4	1,8	6,0
Posición 5	2,5	7,8
Posición 6	1,9	5,8
Posición 7	2,0	18,2
Posición 8	2,2	13,9
Posición 9	2,0	16,2
Posición 10	1,9	6,2
Posición 11	1,8	6,8
Posición 12	1,9	5,2



Existen dos aspectos a destacar con estos resultados:

- i) **En primer lugar el mecanismo de corrosión presente en este sistema.** El tipo de corrosión predominante en este sistema de producción es corrosión localizada, con ataques en lugares bien específicos, trayendo como consecuencia la formación de picaduras. Las mismas pueden ser causadas por la presencia de depósitos sólidos en determinados lugares (según lo observado en el análisis microscópico) que promoverían la corrosión bajo depósito y que genera daños de estas características.
- ii) **La ubicación de los daños.** Los daños por picaduras más severos, fueron encontrados en los cupones ubicados en las posiciones 7, 8 y 9 y este comportamiento está muy relacionado al régimen de flujo

presente. En esta sección de ensayo de 6" se tiene un patrón de flujo estratificado, por lo que el líquido (fase corrosiva) estaría en contacto con la parte inferior y media de la tubería, favoreciendo la corrosión en esas posiciones. Adicionalmente, las velocidades superficiales de líquido y de gas son bajas, lo que contribuye a la deposición de sólidos en las posiciones inferiores y medias de la tubería, trayendo consigo la corrosión bajo depósito. Según este análisis, se esperaría entonces que la posición 6 fuera una de las más afectadas por corrosión. No obstante no es así y en la sección 4.3 se detalla este comportamiento.

Es bien importante tener en cuenta esto dos aspectos (mecanismo de corrosión y ubicación de los daños) cuando se quieren hacer consideraciones para el control de la corrosión, ya que se pueden cometer errores en cuanto a la aplicación de métodos preventivos. Un ejemplo de ello son las herramientas de medición que se utilizan para controlar y prevenir la corrosión. Dichas herramientas (probetas de pérdida de pesa, de resistencia eléctrica, de polarización lineal, etc.) son generalmente diseñadas para realizar mediciones en sistemas más o menos controlados, donde predomina la corrosión uniforme y son instaladas en las líneas de flujo, de manera que puedan medir velocidades de corrosión en la posición 6 de la tubería, ya que se considera que el agua viaja en esa posición y es allí donde debería ocurrir el proceso de degradación. Sin embargo, se puede apreciar en este caso que las velocidades de corrosión uniforme y por picadura en la posición 6 fueron 1,9 y 5,8 mpy, respectivamente, valores que no generarían mayor alarma desde el punto de vista corrosivo y que conduciría a realizar estimaciones engañosas en cuanto a la vida útil de los materiales. Lo mismo ocurre con los programas de predicción, ya que estos realizan cálculos en función de las variables corrosivas tales como presión parcial de CO_2 y H_2S , presión total, contenido de agua, presencia de cloruros y otros iones, temperatura y algunos de ellos hasta consideran los patrones de flujo. Pero no toman en

cuenta otros factores como la presencia de depósitos o el tipo de crudo, que parecen ser determinantes en el mecanismo de corrosión en este sistema.

En las líneas de flujo de crudo y gas ubicadas al norte del Estado Monagas (constituidas en su mayoría por tuberías de 6") se ha tratado de estimar las velocidades de corrosión aplicando múltiples herramientas de medición y programas de predicción y en ambos casos los valores reportados son inferiores a 5 mpy (similar a lo observado con los cupones para la corrosión uniforme). Inicialmente, cuando estas instalaciones fueron construidas, se creía que no existirían problemas de corrosión en el corto y mediano plazo, debido a los bajos cortes de agua en los fluidos y a que las herramientas y los programas de predicción arrojaban velocidades de corrosión muy bajas. Sin embargo, al cabo de 7 años aproximadamente, comenzaron a aparecer los problemas por corrosión y los resultados aquí obtenidos explican de cierta manera el porque de los errores cometidos en las predicciones hechas. En este sentido se tiene que destacar nuevamente la importancia de conocer y tener bien caracterizado el sistema al cual se le quiere aplicar medidas preventivas contra la corrosión, si se quieren resultados más ajustados a la realidad.

4.5.2.2 Cupones tipo T extraídos de los carretos de 4 pulgadas (Entrada y Salida)

En las tablas 26 y figuras 31 y 32 (Gráficas 3 y 4, respectivamente) se muestran los resultados de velocidades de corrosión tanto uniforme, como por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de las secciones de ensayo de 4" (Entrada y Salida).

Tabla 26. Velocidades de corrosión uniforme y por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T extraídos de las secciones de ensayo de 4"

<i>Ubicación de los cupones tipo T</i>	<i>Carreto de 4" (Entrada)</i>		<i>Carreto de 4" (Salida)</i>	
	<i>Vcorr Uniforme (mpy)</i>	<i>Vcorr Picaduras (mpy)</i>	<i>Vcorr Uniforme (mpy)</i>	<i>Vcorr Picaduras (mpy)</i>
Posición 1	2,6	12,7	3,7	12,1
Posición 2	3,2	10,2	3,8	13,0
Posición 3	2,8	8,8	2,0	6,2
Posición 4	3,6	6,3	3,9	10,2
Posición 5	4,1	11,9	2,0	9,9
Posición 6	4,1	13,2	3,7	10,3
Posición 7	4,7	13,7	4,1	12,8
Posición 8	3,5	7,7	4,0	8,1
Posición 9	2,7	10,0	3,5	7,8
Posición 10	2,8	14,6	3,5	13,4
Posición 11	2,9	12,0	3,9	13,9
Posición 12	2,9	10,6	3,7	17,2

Gráfico 3. Velocidades de corrosión uniforme y por picadura de los cupones tipo T extraídos de la sección de ensayo de 4" (Entrada)

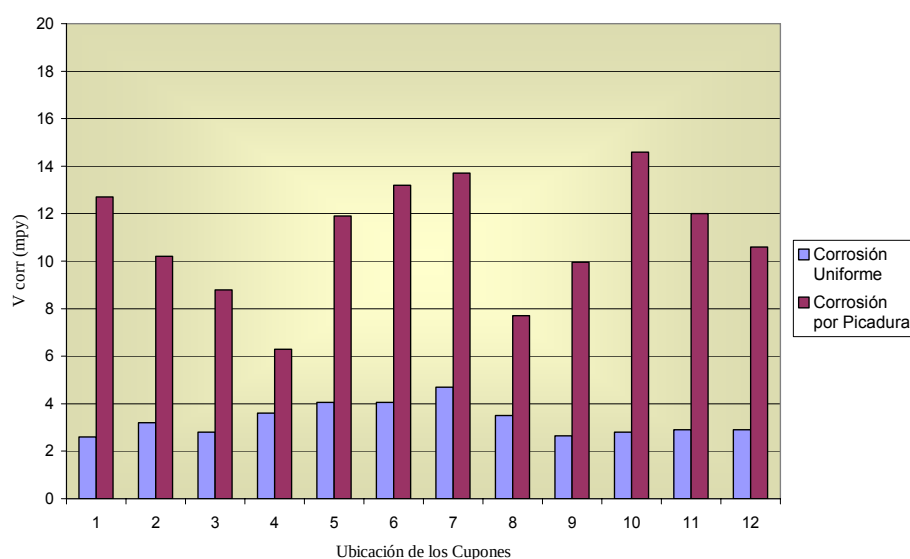
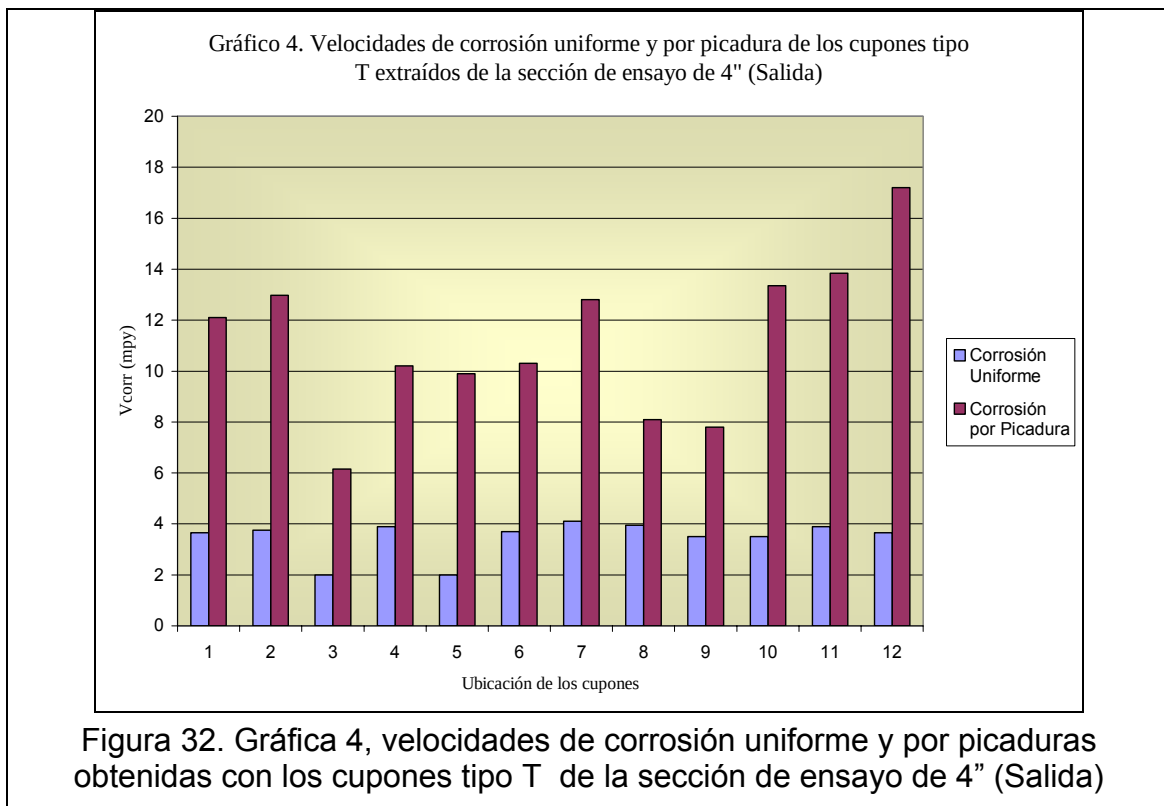


Figura 31. Gráfica 3, velocidades de corrosión uniforme y por picaduras obtenidas con los cupones tipo T de la sección de ensayo de 4" (Entrada)



De la misma forma que para el caso del carrito de 6" y por las mismas razones, en este caso se observa una diferencia notable entre las velocidades de corrosión uniforme y por picadura. No obstante, destacan dos aspectos: el primero es que las diferencias entre las velocidades de corrosión uniforme y por picaduras son un poco más pronunciadas y la otra es que las velocidades de corrosión por picaduras obtenidas con la mayoría de los cupones son mayores que en el caso del carrito de 6". Ambos aspectos están directamente relacionados con la dinámica del fluido. El fluido presente en estos sistemas tiene una mayor turbulencia (flujo tipo tapón) y ese es un factor adicional a la deposición de sólidos en el proceso de corrosión.

En estas secciones de ensayo se puede ver que las mayores velocidades de corrosión se obtuvieron en las posiciones superiores de la tubería. Como ya se mencionó, el flujo tipo tapón promueve el contacto entre el líquido y la parte superior de la tubería en determinados momentos y adicionalmente

genera un frente de líquido que impacta con la superficie superior de la tubería, generando esfuerzos de cortes que desprenden la capa del producto de corrosión en dichas zonas, dejando al metal descubierto para ser atacado nuevamente por los agentes corrosivos. Es por ello que se observan daños más pronunciados en estas posiciones y el deterioro desde el punto de vista de degradación del material por efecto del flujo llega a ser incluso más importante que la corrosión bajo depósitos.

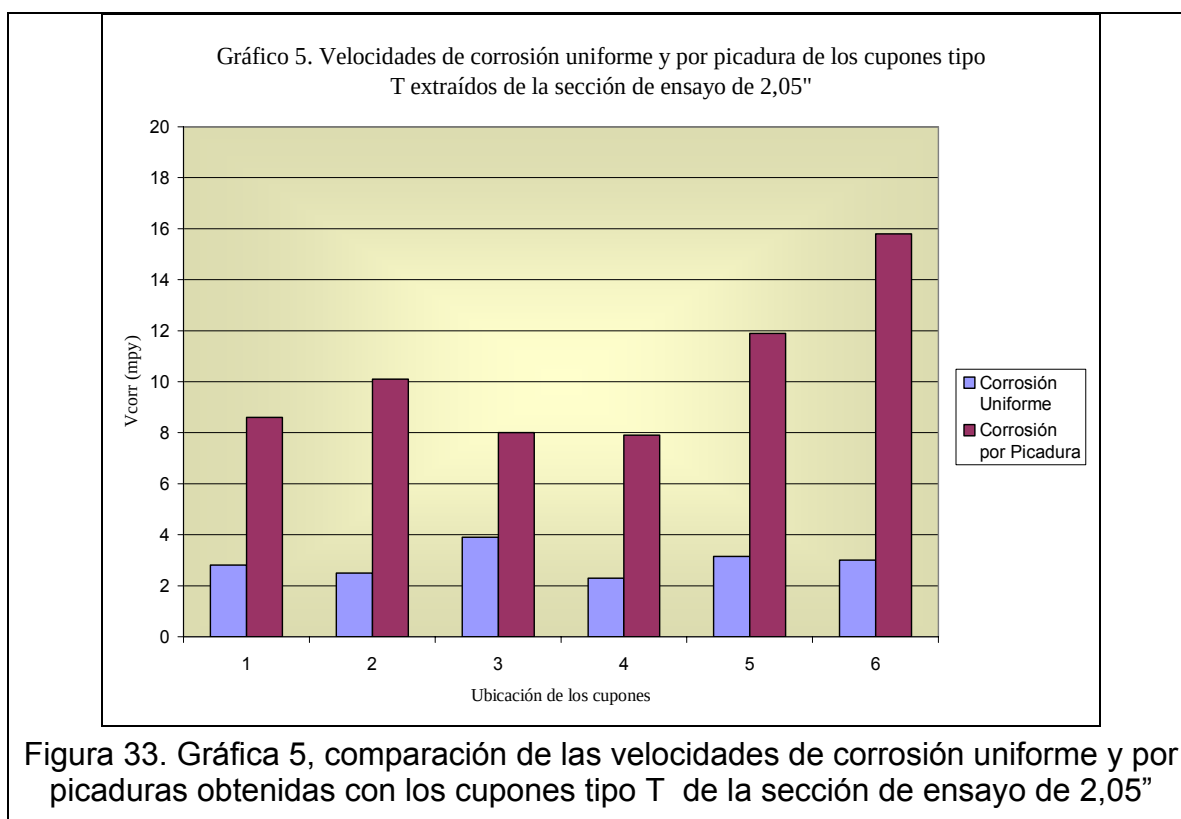
4.5.2.3 Cupones tipo T extraídos del carrito de 2,05 pulgadas

En la tabla 27 se muestran los resultados de velocidades de corrosión tanto uniforme, como por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 2,05" y en la figura 33 (Gráfica 5) se comparan estos valores.

Los resultados en esta sección de ensayo no difieren mucho de lo obtenido con el carrito de 4". Por un lado el cupón ubicado en la posición 6 (parte superior de la tubería) fue el que presentó los mayores daños por picadura y las razones son las mismas expuestas para la sección de ensayo de 4", lo cual era de esperarse, ya que las variables de la dinámica del fluido fueron muy similares (flujo tipo tapón en ambos casos y velocidades media de 4,20 y 4,23 m/s en las secciones de 4" y 2,05", respectivamente). El otro aspecto a destacar es que se mantienen las diferencias entre las velocidades de corrosión uniforme y por picadura, aunque en menor proporción. Esto pudiera ser consecuencia de las pequeñas diferencias entre las velocidad media del fluido de ambos sistemas, ya que en el caso de la sección de ensayo de 2,05" es ligeramente mayor, lo que dificultaría un poco la deposición de sólidos sobre el metal y por ende la corrosión dependería principalmente de los agentes corrosivos (CO_2 y H_2S) y de la dinámica del fluido. En este sentido, la degradación en este caso se estaría acercando más a un problema de corrosión generalizada.

Tabla 27. Velocidades de corrosión uniforme y por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 2,05"

Ubicación de los cupones tipo T	Vcorr Uniforme (mpy)	Vcorr Picaduras (mpy)
Posición 1	2,8	8,6
Posición 2	2,5	10,1
Posición 3	3,9	8,0
Posición 4	2,3	7,9
Posición 5	3,2	11,9
Posición 6	3,0	15,8



4.5.2.4 Cupones tipo T extraídos del carrito de 1,06 pulgadas

En la tabla 28 se muestran los resultados de velocidades de corrosión tanto uniforme, como por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 1,06" y en la figura 34 (Gráfica 6) se comparan estos valores.

Con esta sección de ensayo se puede observar que las diferencias entre las velocidades de corrosión uniforme y por picadura ya no son tan significativas (Figura 34), lo que hace inferir que el mecanismo de degradación predominante es la corrosión generalizada o uniforme y este hecho está directamente relacionado al régimen de flujo presente.

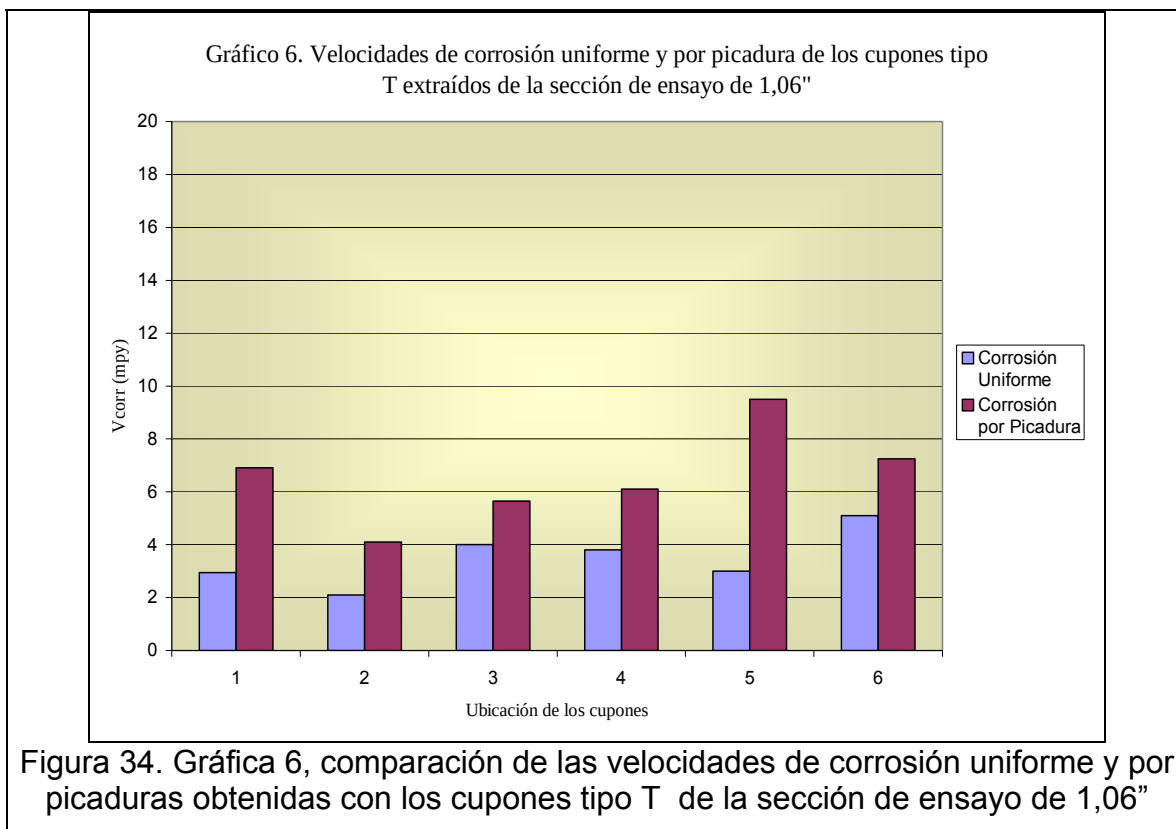
Tabla 28. Velocidades de corrosión tanto uniforme, como por picaduras, obtenidas con todos los cupones tipo T, extraídos de la sección de ensayo de 1,06"

Ubicación de los cupones tipo T	Vcorr Uniforme (mpy)	Vcorr Picaduras (mpy)
Posición 1	3,0	6,9
Posición 2	2,1	4,1
Posición 3	4,0	5,7
Posición 4	3,8	6,1
Posición 5	3,0	9,5
Posición 6	5,1	7,3

Existen múltiples razones para que exista corrosión localizada por picaduras [5]. Una de ellas es la corrosión bajo depósito, que pareciera ser el mecanismo de corrosión presente en los carros de 4 y 6 pulgadas, a diferencia de este sistema. El patrón de flujo presente en esta sección de ensayo es flujo tipo burbuja dispersa, lo cual favorece el contacto del líquido con toda la periferia de la tubería, generando corrosión en toda la superficie metálica. Por otro lado, la velocidad media del fluido es mucho mayor que en las secciones de 2,05", 4" y 6" (Tabla 18), por lo que muy probablemente el fluido no esté permitiendo la deposición de los sólidos, bien sea productos de corrosión o arena, lo que disminuye la posibilidad que exista corrosión localizada. Estos dos aspectos hacen que la corrosión uniforme sea el mecanismo de degradación predominante en la sección de ensayo de 2,05".

Esto demuestra la influencia que tiene la dinámica del fluido sobre los mecanismos de corrosión en las líneas de producción de crudo y gas del norte del Estado Monagas y se pueden hacer estimaciones muy erróneas

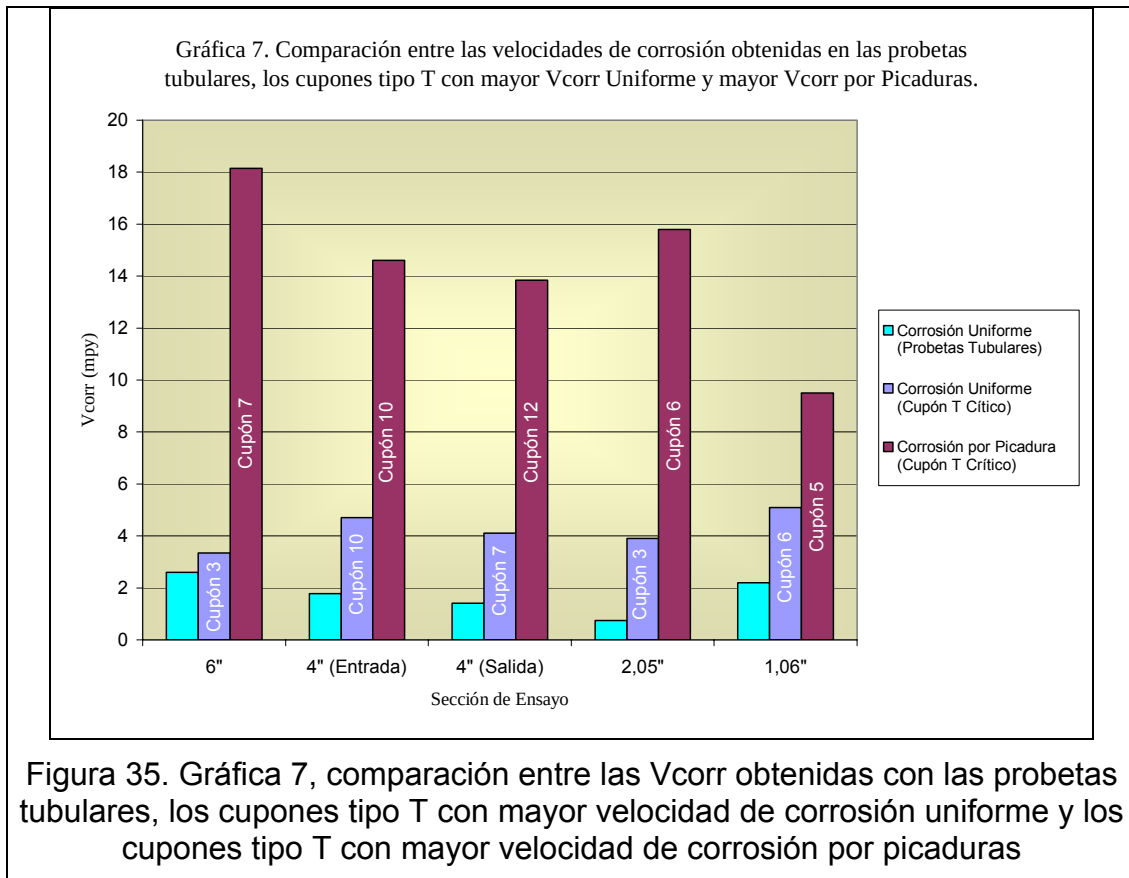
cuando se utilizan dispositivo de control y prevención de la corrosión que no contemplan este aspecto. En este caso no habría inconveniente, ya que el mecanismo de degradación es corrosión uniforme y seguramente las herramientas de control de corrosión arrojarán mediciones muy acertadas. Sin embargo, las tuberías de producción de crudo y gas ubicadas en esta región del país son de 4 y 6 pulgadas en su mayoría. Por lo tanto, aún cuando las condiciones de operación de las líneas puedan ser las mismas en cuanto a presión, temperatura y características del fluido, los mecanismos de corrosión y los daños en el material difieren significativamente según la dinámica del fluido.



4.5.2.5 Comparación entre las velocidades de corrosión obtenidas en todas las secciones de ensayo

En la figura 35 (Gráfica 7) se muestran una comparación entre las velocidades de corrosión obtenidas con las probetas tubulares, los cupones

tipo T con mayor velocidad de corrosión uniforme y los cupones tipo T con mayor velocidad de corrosión por picaduras.



Existen varios aspectos a destacar y analizar de esta gráfica comparativa:

- i) En primer lugar es evidente las ventajas que ofrece el nuevo diseño realizado con los cupones tipo T, desde el punto de vista de estudio y seguimiento de la corrosión, ya que permite realizar estudios más exhaustivos de los mecanismos de corrosión interna presentes en las tuberías de producción (análisis microscópico y posición de mayor daño), sin necesidad de perder evidencia al tener que realizar cortes y preparación de las muestras, obteniendo resultados velocidades de corrosión más aproximadas a la realidad observada en el campo.

- ii) Las velocidades de corrosión por picaduras son considerablemente mayores que las velocidades de corrosión uniforme, en especial en los carretos de 6, 4 y 2,05 pulgadas, por lo que se puede decir que el mecanismo de degradación predominante es corrosión localizada (por efecto de la deposición de sólidos, según los análisis de MEB y EDS), trayendo como consecuencia la formación de picaduras. Esto es importante tenerlo en cuenta cuando se quieran aplicar métodos preventivos para el control de corrosión, ya que un mal registro de datos de velocidades de corrosión conllevaría a malas predicciones desde el punto de vista de resistencia de los materiales a la corrosión, pudiendo causar fallas súbitas en las instalaciones de producción de crudo y gas.
- iii) Como se puede apreciar en la gráfica 7 (Figura 35), los cupones más críticos desde el punto de vista de velocidad de corrosión, bien sea uniforme o por picadura, estaban ubicadas en distintas posiciones en las múltiples secciones de ensayo, lo cual indica que no solo las variables corrosivas y la deposición de sólidos son responsables de la corrosión. La dinámica del fluido también es un factor determinante en este aspecto.
- iv) En la sección de 1,06", la diferencia entre las velocidades de corrosión uniforme y por picadura no es tan marcada como en el resto, lo que corrobora el hecho de la influencia de la dinámica del fluido sobre el mecanismo de degradación, ya que en esta sección de ensayo las velocidades superficiales del líquido y del gas son mucho mayores y eso hace que la corrosión uniforme sea lo que predomine en este sistema.

4.6 Resumen de los resultados de análisis superficiales obtenidos con los cupones tipo T más críticos extraídos de las diferentes secciones de ensayo.

En la tabla 29 y 30 se muestra un resumen de los resultados de velocidades de mezcla de los fluidos (V_M), patrones de flujo, velocidades de corrosión

uniforme y por picaduras, aspectos superficiales y análisis superficial con perfilometría láser de los cupones críticos extraídos de las diferentes secciones de ensayo donde se colocaron cupones tipo T. Se puede apreciar como a medida que el aspecto de la superficie metálica se nota más deteriorado, la velocidad de corrosión por picadura es mayor, mientras que la velocidad de corrosión uniforme permanece casi constante. Esto es una prueba más de los errores que se pueden cometer en estos sistemas cuando se quieren aplicar métodos de seguimiento y control de la corrosión, cuyos principios básicos operan tomando en cuenta procesos corrosivos generalizados. En los análisis de perfilometría láser, las zonas de color rojo corresponden a las picaduras más profundas y están se más presentes en aquellos cupones donde se obtuvo la mayor velocidad de corrosión por picaduras, como era de esperarse.

Por otro lado, en el cupón extraído de la sección de 1,06" se observa que su superficie permanece más conservada o por lo menos no se aprecian daños importantes por picaduras. En esta sección de ensayo, el patrón de flujo cambia y las velocidades de la mezcla de fluidos se incrementa de manera muy significativa, evitando posiblemente la deposición de sólidos en este cupón y por tanto se lleva a cabo un proceso de corrosión uniforme en todo el metal.

Finalmente, con todos estos resultados y análisis realizados, se corrobora la hipótesis en cuanto a que el mecanismo de corrosión presentes en estas líneas de producción de crudo y gas del norte del Estado Monagas es corrosión bajo depósito y dependiendo del diámetro de la tubería, la dinámica del fluido puede favorecer el proceso de corrosión.

Tabla 29. Resumen de los resultados de velocidades de mezcla de los fluidos (V_M), patrones de flujo, velocidades de corrosión uniforme y por picaduras, aspectos superficiales y análisis perfilométrico de los cupones críticos extraídos de las secciones de ensayo de 6 y 4 pulgadas

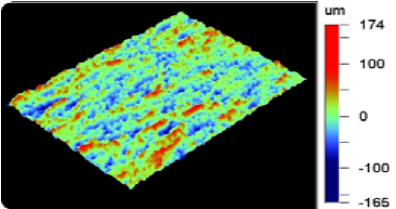
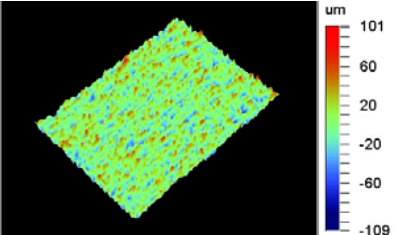
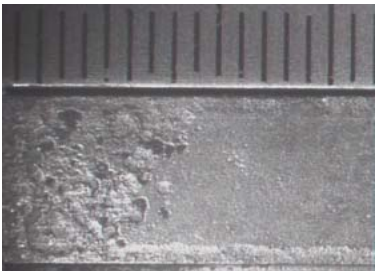
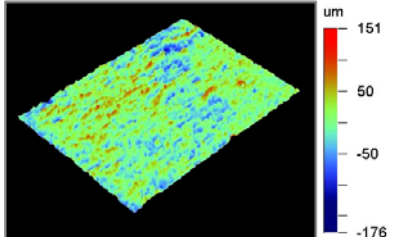
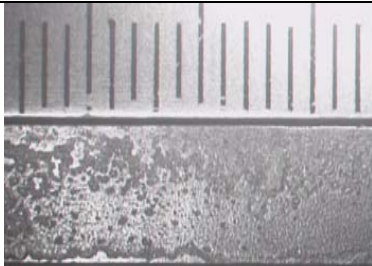
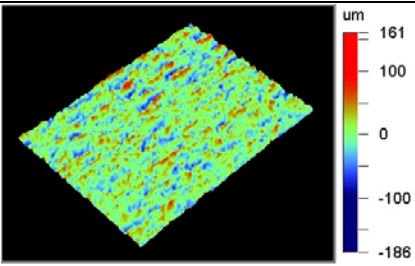
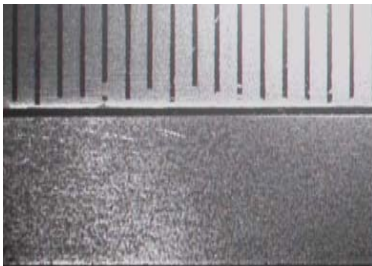
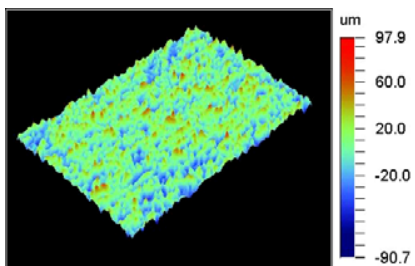
Sección de Ensayo	V_M (m/s) / Patrón de Flujo	Cupón Crítico	Vcorr (mpy)		Aspecto Superficial del Cupón	Perfilometría Láser
			Uniforme	Picaduras		
6"	1,87 / Transición	7	2,0	18,2		
4" (Entrada)	4,20 / Tapón	10	2,8	14,6		
4" (Salida)	4,20 / Tapón	12	3,7	17,2		

Tabla 30. Resumen de los resultados de velocidades de mezcla de los fluidos (V_M), patrones de flujo, velocidades de corrosión uniforme y por picaduras, aspectos superficiales y análisis perfilométrico de los cupones críticos extraídos de las secciones de ensayo de 2,05 y 1,06 pulgadas

Sección de Ensayo	V_M (m/s) / Patrón de Flujo	Cupón Crítico	V_{corr} (mpy)		Aspecto Superficial del Cupón	Perfilometría Láser
			Uniforme	Picaduras		
2,05"	4,26 / Tapón	7	3,0	15,8		
1,06"	15,30 / Burbuja	10	3,0	9,5		

5 CONCLUSIONES

- El mecanismo de corrosión predominante en las líneas de flujo de crudo y gas ubicadas al norte del Estado Monagas es la corrosión bajo depósito, lo cual genera daños por picaduras en diferentes zonas de la tubería.
- La dinámica del fluido juega un papel preponderante en los mecanismos de corrosión, debido a que tanto los daños encontrados como la ubicación de los mismos variaron según el patrón de flujo presente, el cual dependía exclusivamente del diámetro interno de la tubería. En la sección de ensayo de 6", donde se tenía un flujo de transición, los mayores daños (picaduras) se observaron en la parte inferior y media de la líneas, mientras que en las secciones de ensayo de 4" y 2,05", donde el flujo era tipo tapón, los daños (picaduras) más severos se ubicaron en la parte superior de la tubería. Cuando disminuía más el diámetro interno de la línea (sección de ensayo de 1,06"), el patrón de flujo cambió (tipo burbuja), así como las velocidades superficiales del líquido y gas (incrementándose), lo que trajo como consecuencia un cambio en el mecanismo de corrosión, observándose daños generalizados (corrosión uniforme) en los cupones y probetas de ensayo.
- En las secciones de ensayo de 4" y 6" (diámetro interno de la mayoría de las líneas de flujo de crudo y gas) el daño encontrado por efecto de la corrosión era muy localizados, lo cual generaba picaduras. En la sección de 6", los daños más críticos se encontraron en la parte inferior y media de la tubería como consecuencia de un proceso de corrosión bajo depósito, mientras que en las secciones de ensayo de 4", además de la corrosión bajo depósito en las posiciones inferiores de las líneas, también se observaron daños importantes en la parte superior de la tubería, atribuido a un proceso de corrosión por CO_2 y H_2S , asistido por un efecto

erosivo que causa el flujo tipo tapón. La formación de picaduras es muy difícil de controlar y detectar y es muy crítico desde el punto de vista de degradación del material y es por ello que las herramientas de control de la corrosión aplicadas hasta los momentos no han dado los resultados esperados, ya que son métodos para prevenir y controlar la corrosión uniforme.

- El flujo tipo tapón es el más perjudicial de todos, desde el punto de vista de degradación de material, debido a que ejerce esfuerzos de cortes de manera aleatoria sobre la superficie metálica favoreciendo la corrosión localizada, que es el mecanismo de corrosión más dañino para los materiales.
- El nuevo diseño realizado con los cupones tipo T ofrecen múltiples ventajas para estudiar la corrosión en campo, entre las que destacan:
 - i) La posibilidad de realizar análisis microscópico y caracterización de los productos de corrosión antes de decapar las muestras y sin pérdida de evidencia a través de cortes en las mismas.
 - ii) Hacer estudios más exhaustivos de los mecanismos de corrosión presentes en los sistemas de producción de crudo y gas.
 - iii) Comparar las velocidades de corrosión obtenidas por diferentes mecanismos de corrosión (picaduras y corrosión uniforme), en diversas posiciones de la tubería.
- El Autoclave Dinámico de Campo (ADINCAMPO) es una herramienta de gran utilidad para realizar estudios de corrosión en campo, debido a que permite hacer evaluaciones en condiciones reales sin interferir en la producción de los pozos, ya que dispone de múltiples dispositivos de medición y seguridad que le confieren un carácter autónomo.

6 RECOMENDACIONES

- Utilizar herramientas de medición y control de corrosión que permitan hacer un seguimiento en toda la periferia interna de la tubería, para hacer mediciones de corrosión en las líneas de flujo del norte del Estado Monagas.
- Cuando se quiera aplicar productos químicos para el control y prevención de la corrosión, tener en cuenta la dinámica del fluido (patrones de flujo y velocidades de la mezcla de los fluidos), ya que ésta pudiera interferir en el mecanismo de protección de un inhibidor de naturaleza fílmica.
- Estudiar la influencia que pueden tener los crudos sobre los mecanismos de corrosión en las líneas de producción, debido a que en algunas probetas se encontraron restos de hidrocarburos en la superficie metálica que pudiera ser por efecto de los sólidos depositados que los retiene o por alguna interacción de los hidrocarburos con el metal. De ser esta última cierto, el crudo pudiera entonces intervenir en los mecanismos de corrosión interna de éstas líneas de flujo.
- Realizar pruebas con el ADINCAMPO y el SECLI (Sistema de Evaluación de Corrosión en Línea), para evaluar el comportamiento de otros materiales metálicos.
- Estudiar la posibilidad de proteger las tuberías aplicando revestimientos internos en las líneas de producción de crudo y gas, que permitan prevenir los problemas de corrosión y sus consecuencias. Estos revestimientos internos pudieran ser evaluados con el ADINCAMPO y el SECLI.

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Kermany M. B. and Harrop D. "BP International, SPE29784", 1995.
- [2] Uhlig H. Herbert. "Uhlig's Corrosion Handbook". Segunda Edición. John Wiley and son. 2000.
- [3] Sidney H. Avner. "Introducción a la Metalúrgica Física". Primera Edición. McGraw Hill, 1966.
- [4] Galvele José R. "Corrosión". Primera Edición. Secretaría General de la OEA, Programa Regional de Desarrollo Científico y Tecnológico, 1979.
- [5] Shreir L. L.; Jarman R. A. and Burstein G. T. "Corrosion" Tercera Edición. Butterworth Heinemann, 1994.
- [6] Schmitt G. "Fundamental Aspect of CO₂ Corrosion" Advances in CO₂ Corrosion, Volumen 1. NACE, Houston, Texas, 1984.
- [7] Hausler, R. H. and Stegman, D. W. "CO₂ Corrosion and its Prevention by Chemical Inhibition in Oil and Gas Production." Corrosion 88. Paper 363. NACE, Houston, Texas, 1984.
- [8] Ikeda A., Ueda M. and Mukai, S., "CO₂ Behavior of Carbon and Cr Steels" Advances in CO₂ Corrosion. Volumen 1. NACE, Houston, Texas, 1984.
- [9] De Waard C. and Milliams D. E. Corrosión 75. Volumen 31, # , 177.
- [10] Ikeda A., Ueda M. and Mukai S. "CO₂ Corrosion Behavior and Mechanism of Carbon Steel and Alloy Steel". Corrosion 83. Paper 45. NACE, Anaheim, California, 1983.
- [11] Lotz U., Bodegom Van and Ouwehand C. "The Effect of type Oil or Gas Condensate on Carbonic Acid Corrosion" Corrosion 90. Paper 41. NACE, Las Vegas, Nevada, 1990.

- [12] Nesic S., Nordsveen M., Maxwell N. and Vrhovac M. "Probabilistic modelling of CO₂ Corrosion Laboratory Data Using Neural Networks" Corrosion Science". Volumen 43, 2001.
- [13] Dayalan E., de Moraes F. D., Shadley J. R., Shirazi S.A. and Rybicki E.F. "CO₂ Corrosion Prediction in Pipe Flow Under FeCO₃ Scale-Forming Conditions". Corrosion 98. Paper 51. NACE, 1998.
- [14] Schmitt G. "Fundamental Aspects of CO₂ Corrosion", 1990.
- [15] Hernandez S., Biomorgi J., Villalba R. y Rigual Y. "Evaluación del Mecanismo de Corrosión en las Líneas de Producción de Crudo y Gas del Distrito Norte". Artículo 5149. ASVENCOR, 2005.
- [16] Hernandez S., Rigua Y. Biomorgi J. y Rodriguez E. "Desarrollo del Sistema para Evaluación de Corrosión en Línea de Producción de Crudo Agua y Gas", LATINCORR 2005.
- [17] Hernández Y. y Palacios C. "Diagnóstico, Cuantificación y Caracterización del Fenómeno de Erosión/Corrosión en Instalaciones de Producción de Petróleos y Gas Asociados a Piamo". Documento Técnico, Volumen I, 1996.
- [18] King R. A. and Wakerley D.S. "Corrosion of Mild Steel by Ferrous Sulphide" Corrosion Journal. Volumen 8, Enero, 1973.
- [19] King R. A. and Wakerley D.S. "Corrosion of Mild Steel by Ferrous Sulphide" Corrosion Journal. Volumen 8, Mayo, 1973.
- [20] Ikeda A., Ueda M. and Mukai, S., "Influence of Environmental Factors on Corrosion in CO₂ Source Well." Advances in CO₂ Corrosion".1984.
- [21] Beggs and Brill. "Flow Patterns",1991.

- [22] Griffith Peter. "Multiphase Flow in Pipes. Massachusetts Institute of Technology. Marzo, 1984.
- [23] Hestroni G. "Handbook of Multiphase Systems" Hemisphere Publishing Corp. Washington Dc, 1982.
- [24] Morales J., Vera J., Hernández S., Vilorio A. "Control de la Corrosión por CO₂ y H₂S" Documento Técnico INT-03132, 95. PDVSA-INTEVEP, 1995.
- [25] Gayón J., González A., Vargas P. y López de Ramos A. L. "Uso de Imágenes de Videos Digitales para estimar el Hold-Up de Líquido en Tuberías Verticales y reconocer los Patrones de Flujo". Universidad Simón Bolívar. Departamento de Ingeniería Química, 2002.
- [26] Kane Russel D. and Srinivasan S. "Prediction of Corrosivity of CO₂/H₂S Production Environments", 1996.L
- [27] Newsky M. y Hernandez S. "Manual de Ensamblaje y Operación del Autoclave Dinámico de Campo para estudios de Corrosión" Documento Técnico INT-M-00068, 91. PDVSA-INTEVEP, 1991.
- [28] Biomorgi J., Hernández S., Rigual Y., Rodríguez E. "Evaluation of the influence of different crude on the behavior of API 5L-B pipelines". Microscopy and Microanalysis 2004". Savannah, Georgia, 2005.
- [29] Barnea D. "Transition from annular flow and from dispersed bubble flow-unified model for the whole range of pipe inclination" Int. J. Multiphase Flow 12(5), 733-744, 1986.
- [30] Taitel Y., Dukler A. "A model for prediction of flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow". AIChE J. 22(1). 47-55. 1976.

- [31] Mata C., Vielma J., Joseph D. "Power law correlations for gas/liquid flow in a flexible pipeline simulating terrain variation". Int. J. Multiphase Flw, submitted. 1973.
- [32] S. E. Hernandez, S. Hernandez. H. Rincon and J. R. Vera. "Flow-Induce Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide Corrosion Studies using the Dynamic Field Tester in Crude Oil Wells". CORROSION/2002, paper no. 881 (Dallas, TX: NACE, 2002).
- [33] Biomorgi J., Rigual Y., Ganem A., Yoll R. Navarro F. "Análisis de depósitos sólidos encontrados en los filtros de extracción de Jusepín" Documento Técnico INT-10383, 2004. PDVSA-INTEVEP, 2004.
- [34] Sandra Hernández, Samuel Hernández, Luis Silva. "Análisis de falla de la tubería de flujo del pozo SBC-105". Documento Técnico INT-09357, 2002. PDVSA-INTEVEP, 2002.
- [35] "Procedimiento de ejecución de ensayos para la preparación metalográfica" (PR-LP-EPM-002).
- [36] American Society for Testing and Materials, Standard E3 "Standard Guide for Preparation of Metallographic Specimens".
- [37] American Society for Testing and Materials, Standard E 45. "Standard Test Methods for Determining the Inclusion Content of Steel". 1997.
- [38] American Society for Testing and Materials, Standard E 112. "Standard Test Methods for Determining Average Grain Size". 1996.
- [39] American Society for Testing and Materials, Standard E 92. "Standard Test Method for Vickers Hardness of Metallic Materials 1". 2003.

- [40] American Society for Testing and Materials, Standard G1-90. "Standard Practice for Preparing, Clearing, and Evaluating Corrosion Test Specimens". 1999.
- [41] API SPECIFICATION 5L, Specification for Line Pipe. American Petroleum Institute, Washington, DC, 42nd Edition, 2000.
- [42] Supplementary Specification to API Specification 5L. Material Technical Specification, PDVSA EM-18-00/03, 4th Revision, 2003.
- [43] American Society for Testing and Materials, Standard A370. "Standard Test Methods and Definitions for Mechanical Testing of Steel Products". 2003.