

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE ESPESORES Y PROPUESTA  
DE OPCIONES DE CONTROL EN BAJANTES DE POZOS  
PRODUCTORES, PDVSA DISTRITO GAS ANACO.**

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Da Costa C. Daniel  
Para optar al Título  
de Ingeniero Químico

Caracas, 2006

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE ESPESORES Y PROPUESTA DE OPCIONES DE CONTROL EN BAJANTES DE POZOS PRODUCTORES, PDVSA DISTRITO GAS ANACO.**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Francisco Yánez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Rinoska González

Presentado ante la ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por el Br. Da Costa C. Daniel  
Para optar al Título  
de Ingeniero Químico

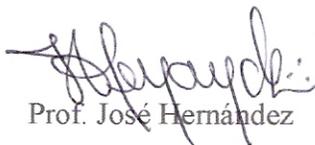
Caracas, 2006

Caracas, Junio de 2006.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Br. Daniel Da Costa Calderón, titulado:

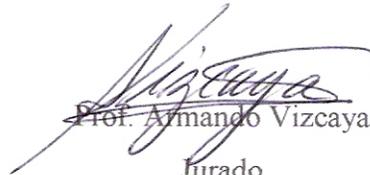
**“Evaluación de pérdidas de espesores y propuesta de opciones de control en bajantes de pozos productores, PDVSA Distrito Gas Anaco”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Químico y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



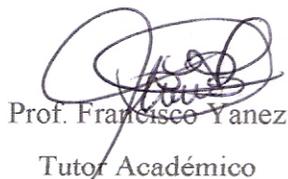
Prof. José Hernández

Jurado



Prof. Armando Vizcaya

Jurado



Prof. Francisco Yanez

Tutor Académico



Ing. Rinoska González

Tutora Industrial

**Dedicado ha Ada Calderón y Guilherme Da Costa**

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer principalmente a Dios todopoderoso por haberme iluminado y ser mi principal guía. A mis padres Ada Calderón y Guilherme Da Costa por toda su ayuda y sacrificio para que mi persona pudiese lograr su sueño. A mi hermano David Da Costa por ser mi pana, mi amigo y confidente durante toda la vida. A mi bebesita bella por estar siempre ahí saber entenderme y comprenderme cada vez que lo necesitaba y por ayudarme siempre a mantenerme a flote cuando lo necesite. A mis tíos Carmen Torrealba y Eduardo Marcano, porque sin ellos esto no hubiese sido posible, gracias a ellos por estar siempre ahí apoyándome y ser como mis segundos padres en los cuales siempre confiaré

A La Universidad Central de Venezuela y específicamente a la escuela de ingeniería química por haberme formado durante estos años de estudio y haber hecho de mi un profesional. A PDVSA Gas Anaco por haber dado la infraestructura y darme la oportunidad de realizar mi tesis en sus instalaciones.

A mi tutora industrial y amiga Rinoska González por haberme brindado la oportunidad de demostrar todo lo que puedo dar como profesional y como persona, por su valioso apoyo y conocimiento. A mi tutor académico Francisco Yáñez por haberme brindado su asesoría, apoyo y amistad en todo momento, gracias profe. A José Guevara (el flaco), Carolina Martínez, Simón Rodríguez (cocoliso), José García, Simón Ascanio y a todas las personas pertenecientes a la sección de corrosión y operaciones de producción, por su ayuda y colaboración para la realización de este trabajo. A Leudith Figuera, por su aporte en la culminación de este trabajo, además de brindarme siempre su apoyo cuando lo necesite durante mis estudios, gracias my friend. A mis panas y amigos Nalyni (la gocha), Claudia, Johanna, Carolina, Oswaldo Freddy, Jhonatan, y Juan, por su apoyo durante la realización de este proyecto. A Yefrenck Castro, Percy Zúñiga, Sohira Rojas, Marvin Ricaurte, Juan Rojas y Miguel Dell'Uomini por todo su apoyo y amistad concedida durante estos años de estudios compartidos.

Da Costa C. Daniel.

## **EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS DE ESPESORES Y PROPUESTA DE OPCIONES DE CONTROL EN BAJANTES DE POZOS PRODUCTORES, PDVSA DISTRITO GAS ANACO.**

**Tutor Académico: Prof. Francisco Yanez. Tutor Industrial: Ing. Rinoska  
González. Tesis. Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería  
Química. Año 2006, n° pág. 112.**

**Palabras claves:** BAJANTES DE POZO, CORROSIÓN, FLUJO MULTIFÁSICO,  
SIMULADOR DE PROCESOS, MÉTODO GRAVIMÉTRICO.

**Resumen:** El proceso de corrosión en la industria petrolera representa uno de los inconvenientes más frecuentes dentro de la misma generando grandes pérdidas de tiempo y dinero, es por ello que el tema del aseguramiento de flujo dentro de la industria tiene vital importancia en el continuo proceso operativo de la planta.

El fenómeno de corrosión se denomina como la degradación o deterioro de un material debido a la reacción electroquímica con su medio ambiente, este se puede clasificar de distintas maneras de acuerdo al agente promotor predominante, en el caso estudiado, la presencia de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), produjo el mayor efecto corrosivo dentro del sistema (bajante de pozo), por lo tanto se propuso una metodología de trabajo para la solución a esta problemática, que constó en la determinación de las variables críticas dentro del sistema así como la evaluación de nuevas propuestas de opciones de control para el fenómeno de corrosión, utilizando para ello programas de simulación de procesos (Pipesim y Pipephase<sup>®</sup>), un sistema de evaluación de corrosividad en línea basado en el método gravimétrico o utilización de cupones de pérdida de peso y la estimación de las velocidades de corrosión por la presencia de CO<sub>2</sub>, calculadas a través de la correlación de Waard y Milliams.

A partir de ensayos realizados a través de los distintos métodos propuestos, se obtuvo que es necesario realizar el cambio de la configuración actual de bajante del pozo JM-196, en cuanto a su geometría y disposición de accesorios así como en el material de construcción de la estructura, debido a las altas velocidades de mezcla que se presentan en el sistema y a la susceptibilidad del material actualmente utilizado (acero API 5L-B). Por otro lado, también se pudo observar que entre los distintos aceros evaluados se obtuvo que el material que mejor se comporta dentro del medio corrosivo existente es el acero revestido con níquel fosforado, obteniéndose como resultado una velocidad de corrosión máxima menor a 4 mili-pulgadas por año (mpy), la cual se encuentra por debajo de los límites establecidos (5 mpy).

Para finalizar, se obtuvo que la mejor configuración estudiada para la adecuación al pozo JM-196, fue la constituida por un sólo bajante de 4 pulgadas de

diámetro de Schedule 80 revestida con un baño de níquel fosforado, tomando en cuenta para ello la utilización de una botella gradual a la salida de la caja de choque y codos graduales en los cambios de dirección, con el objeto de lograr mejores resultados tanto para las velocidades de corrosión como para las velocidades de mezcla presentes en el sistema, recomendándose a su vez la evaluación de nuevos materiales (como los cerámicos) con el objeto de comparar el comportamiento de los mismos con el uso de revestimiento de níquel fosforado y de esta manera determinar la mejor opción de material de construcción.

## ÍNDICE GENERAL

Contenido	Pag.
CAPITULO I INTRODUCCIÓN .....	1
I.1. Planteamiento del problema .....	4
I.2. Objetivos.....	6
I.2.1 Objetivo general.....	6
I.2.2 Objetivos específicos.....	6
CAPITULO II MARCO REFERENCIAL .....	7
II.1. Yacimiento.....	10
II.1.1. Yacimientos de gas seco.....	10
II.1.2. Yacimientos de gas húmedo.....	11
II.1.3. Yacimientos de gas condensado.....	11
II.1.4. Yacimientos de petróleo de alta volatilidad (Cuasicriticos).....	12
II.1.5. Yacimientos de petróleo de baja volatilidad. (Petróleo Negro). .....	13
II.2. Pozos.....	13
II.3. Cabezal de pozo.....	13
II.4. Válvulas de choque.....	13
II.5. Estranguladores.....	14
II.5.1. Principales usos de los estranguladores.....	15
II.5.2. Selección del material en reductores.....	15
II.5.3. Tipos de estranguladores.....	16
II.5.3.1. Estrangulador de tipo positivo. ....	16
II.5.3.2. Estrangulador de tipo ajustable.....	16
II.6. Bajantes de pozos .....	16
II.7. Líneas de flujo .....	16
II.8. Estación de descarga.....	17
II.9. Patio de tanques .....	17

II.10. Plantas compresoras de gas .....	17
II.11. Gas natural .....	17
II.12. Corrosión .....	19
II.12.1. Proceso de corrosión. ....	19
II.12.2. Clasificación de la corrosión. ....	21
II.12.2.1. Corrosión uniforme. ....	21
II.12.2.2. Corrosión galvánica. ....	21
II.12.2.3. Corrosión por hendiduras (Crevice corrosion). ....	22
II.12.2.4. Corrosión por picaduras. ....	22
II.12.2.5. Corrosión intergranular. ....	22
II.12.2.6. Corrosión por disolución selectiva. ....	23
II.12.2.7. Erosión/Corrosión. ....	23
II.12.2.7.1. Corrosión localizada inducida por el flujo (FILC). ....	23
II.12.2.7.2. Impacto líquido. ....	24
II.12.2.7.3. Impacto sólido. ....	25
II.12.2.7.4. Cavitación. ....	25
II.12.2.8. Corrosión inducida por microorganismos. ....	26
II.12.2.8.1. Estado en que se encuentra el material. ....	26
II.12.2.8.2. Características del medio. ....	26
II.12.2.8.3. Acción de los microorganismos. ....	27
II.12.2.9. Corrosión por fatiga. ....	27
II.12.2.10. Corrosión dulce o corrosión por Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> ). ....	28
II.12.2.11. Corrosión agria o corrosión por Sulfuro de Hidrógeno (H <sub>2</sub> S). ....	32
II.12.3. Métodos utilizados en el monitoreo de la velocidad de corrosión. ....	34
II.12.3.1. Método gravimétrico (uso de cupones). ....	34
II.12.3.2. Electrodo cilindro rotatorio. ....	34
II.12.3.3. Radiografía de rayos X .....	35
II.12.3.4. Mediciones de ultrasonido .....	35
II.12.3.5. Inspección visual. ....	36
II.12.3.6. Análisis químico .....	36

II.12.3.7. Probetas de hidrógeno.....	37
II.12.3.8. Resistencia eléctrica (Corrosómetro).....	38
II.12.4. Técnicas de prevención y control de corrosión.....	38
II.12.4.1. Método de cálculo y determinación de las tasas de corrosión.....	39
II.12.4.2. Condiciones hidrodinámicas y patrones de flujo.....	41
II.12.4.3. Utilización de inhibidores de corrosión.....	41
II.12.4.3.1. Inhibidores anódicos y catódicos.....	42
II.12.4.3.2. Inhibidores inorgánicos.....	42
II.12.4.3.3. Inhibidores orgánicos.....	43
II.12.4.4. Selección apropiada de materiales.....	43
II.12.4.4.1. Metales.....	43
II.12.4.4.2. No metales.....	45
II.12.4.5. Diseño apropiado.....	46
II.12.4.6. Revestimientos protectores.....	47
II.13. Flujo multifásico en tuberías.....	48
II.13.1. Correlaciones de flujo multifásico en tuberías verticales.....	49
II.13.2. Correlaciones de flujo multifásico horizontal.....	51
II.14. Simulación de procesos.....	54
II.14.1. Simulador Pipephase®.....	54
II.14.2. Simulador Pipesim 2003.....	56
II.14.2.1. Módulo Pipesim 2003.....	57
II.14.2.2. Módulo Pipesim 2003 para simulación de redes.....	57
CAPITULO III METODOLOGÍA.....	58
III.1. Revisión bibliográfica.....	59
III.2. Evaluación de variables.....	60
III.2.1. Empleo del simulador Pipephase®.....	61
III.2.2. Empleo del simulador Pipesim.....	64
III.2.2.1. Cotejo de los pozos a través del simulador Pipesim 2003.....	65
III.2.2.2. Procedimiento utilizado para el ajuste del pozo a la condición actual de operación.....	65

III.2.2.3. Análisis nodal .....	69
III.2.2.4. Perfil de profundidad en función de la presión.....	69
III.2.3. Empleo de la estimación de corrosión por efecto del CO <sub>2</sub> .....	70
III.2.4. Empleo del método gravimétrico (utilización de cupones) .....	75
III.3. Análisis de geometría (diseño) .....	82
III.4. Propuesta de opciones de control .....	83
CAPITULO IV ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS .....	84
IV.1. Comportamiento de las velocidades de mezcla del sistema .....	85
IV.1.1. Simulador Pipephase.....	85
IV.1.2. Simulador Pipesim.....	88
IV.2. Estimación de las velocidades de corrosión por la correlación de Waard y Milliams.....	89
IV.3. Determinación de las velocidades de corrosión a través del método gravimétrico.....	92
IV.3.1. Primera etapa de la evaluación con el SECLI.....	92
IV.3.2. Segunda etapa de la evaluación con el SECLI .....	95
CAPÍTULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	99
V.1. Conclusiones.....	100
V.2. Recomendaciones .....	102
APENDICES.....	103
Apéndice A Características del pozo evaluado.....	104
Apéndice B Cromatograma del pozo JM-196 .....	105
Apéndice C Especificaciones del Sistema de Evaluación de Corrosividad en Línea.....	106
Apéndice D Configuración propuesta de dos bajantes de pozo en paralelo .....	108
BIBLIOGRAFÍA.....	109

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II.1. Rangos N.A.C.E y API para las presiones parciales del Dióxido de Carbono .....	29
Tabla II.2. Relación entre la velocidad de corrosión y el grado de corrosividad.....	47
Tabla III.1. Instrumentos para la recolección de muestras de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S, medición de Presión y Temperatura.....	71
Tabla III.2. Procedimiento utilizado en la instalación de los cupones de prueba .....	78
Tabla IV.1. Resultados obtenidos a partir de la primera prueba en el SECLI .....	92
Tabla IV.2. Resultados obtenidos a partir de la segunda prueba en el SECLI .....	95
Tabla VI.1. Características del pozo evaluado.....	104

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1. Ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco.....	8
Figura II.2. Áreas operacionales del Distrito Gas Anaco.....	9
Figura II.3. Proceso de producción .....	10
Figura II.4. Características generales de las válvulas de choque .....	14
Figura II.5. Área anódica y catódica en un mismo metal.....	19
Figura II.6. Celda de corrosión .....	20
Figura II.7. Corrosión localizada inducida por el flujo.....	24
Figura II.8. Impacto líquido en forma de gotas en flujo multifásico .....	25
Figura II.9. Corrosión general por Dióxido de Carbono.....	30
Figura II.10. Corrosión localizada por CO <sub>2</sub> debido a la porosidad de la capa de Carbonato de Hierro (FeCO <sub>3</sub> ) .....	31
Figura II.11. Capa de pasivación compacta y continua .....	31
Figura II.12. Nomograma para determinar la pérdida de hierro .....	37
Figura II.13. Curvas de oferta y demanda.....	49
Figura II.14. Patrones de flujo en tuberías horizontales.....	52
Figura III.1. Esquema metodológico de trabajo.....	59
Figura III.2. Datos de configuración del pozo .....	62
Figura III.3. Datos de entrada en la fuente y en la llegada.....	63
Figura III.4. Correlaciones para flujo vertical.....	64
Figura III.5. Modelo utilizado para el cotejo de los pozos.....	65
Figura III.6. Módulo Pipesim/yacimiento.....	66
Figura III.7. Módulo Pipesim/tubería de producción.....	66
Figura III.8. Módulo Pipesim/línea de flujo.....	67
Figura III.9. Módulo Pipesim/black oil.....	68
Figura III.10. Módulo Pipesim/diámetro de reductor .....	68
Figura III.11. Análisis nodal del pozo.....	69
Figura III.12. Perfil de profundidad en función de la presión.....	70

Figura III.13. Sistema de evaluación de corrosividad en línea (SECLI) .....	76
Figura III.14. Velocidad de corrosión de los aceros evaluados en la prueba de corta duración.....	77
Figura III.15. Flujograma de actividades utilizado para la instalación de cupones de pruebas.....	79
Figura III.16. Proceso de instalación del dispositivo loop.....	80
Figura III.17. Descripción del sistema de prueba .....	82
Figura IV.1. Comparación de las velocidades de mezclas presentes en bajantes de pozo (configuración de un brazo, simulador Pipephase) .....	85
Figura IV.2. Comparación de las velocidades de mezclas presentes en bajantes de pozo (configuración de dos brazos, simulador Pipephase) .....	87
Figura IV.3. Comparación de las velocidades de mezclas presentes en bajantes de pozo obtenidos por Pipesim .....	88
Figura IV.4. Comparación de las velocidades de corrosión presentes a lo largo de la línea de flujo para la configuración de 1 brazo. ....	89
Figura IV.5. Comparación de las velocidades de corrosión presentes a lo largo de la línea de flujo para la configuración de 2 brazos.....	91
Figura IV.6. Distribución de las velocidades de corrosión (Primera prueba, método gravimétrico) .....	93
Figura IV.7. Mecanismo de degradación propuesto .....	94
Figura IV.8. Distribución de las velocidades de corrosión (Segunda prueba, método gravimétrico) .....	97
Figura VI.1. Cromatograma del pozo JM-196 obtenido en el laboratorio del Complejo Santa Rosa .....	105
Figura VI.2. Esquema del Sistema de Evaluación de Corrosividad en Línea .....	106
Figura VI.3. SECLI: (a) Vista externa, (b) Detalle de zona soldada brida/tubería, (c) Vista interna con detalle de la ubicación de los cupones de prueba .....	107
Figura VI.4. Configuración propuesta de dos bajantes de pozo en paralelo.....	108

# *CAPÍTULO I*

## *INTRODUCCIÓN*

## ***CAPÍTULO I***

### ***INTRODUCCIÓN***

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), para ejecutar sus operaciones cuenta con varios distritos operacionales a lo largo del territorio nacional, siendo uno de ellos el Distrito Gas Anaco (D.G.A.), ubicado en la parte central del estado Anzoátegui, con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>. Éste se divide en dos extensas áreas de explotación, las cuales son: Área Mayor Anaco (AMA), ubicado en la parte Norte de la zona central del estado Anzoátegui, formada por los campos Santa Rosa, Guarío, El Roble, San Joaquín, Santa Ana y El Toco; y Área Mayor Oficina (AMO) ubicado en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui formada por los campos Soto - Mapiri, la Ceibita, Zapatos, Mata R y Aguasay.

La unidad de negocios PDVSA GAS, tiene como objetivo principal optimizar los sistemas de producción para recuperar la mayor cantidad de reservas de gas y crudo existentes en el Distrito Gas Anaco, centrándose en la construcción de la infraestructura necesaria para mantener y manejar su producción actual y llevarla a un crecimiento sostenido que alcanzará los 2.400 MMPCGD (millones de pies cúbicos de gas diarios), junto a 35 MBND (mil barriles netos diarios) de crudo liviano para el año 2008 mediante el Proyecto Gas Anaco (P.G.A.), basado en el desarrollo y aprovechamiento óptimo de sus yacimientos, así como el incremento de la eficiencia operacional, la aplicación oportuna de nuevas tecnologías y la promoción de negocios rentables con terceros.

Debido al aumento en los problemas por corrosión y erosión en tuberías, específicamente en las pérdidas de espesores en los bajantes de pozos por efecto de corrosión y erosión, la Sección de Control de Corrosión de la Gerencia de Mantenimiento de PDVSA Gas Anaco se ha planteado la necesidad de realizar la

evaluación de nuevas técnicas para la atenuación de este fenómeno, con el fin de proponer mejores y más eficientes sistemas de control que optimicen la vida útil de los pozos, haciendo mejoras en la geometría de los bajantes, así como la selección e introducción de nuevos materiales de construcción para los mismos, logrando de esta manera la optimización del proceso de producción.

El área en estudio está centrada en el campo San Joaquín, en específico en el pozo JM-196, el cual al igual que otros pozos, converge en la estación de descarga San Joaquín 4 (SJED-4), donde se cuenta actualmente con 77 pozos activos que producen aproximadamente 301 MMPCGD y 1.680 BNPD (barriles netos de petróleo diarios), con niveles de separación de 60, 450 y 800 psi.

Por lo antes mencionado se realizó el estudio del pozo en su condición actual mediante el uso de paquetes de simulación como el Pipesim 2003 y el Pipephase<sup>®</sup> en su versión 8.0; utilizando para ello los datos de las condiciones operacionales del sistema, como la tasa de producción, el corte de agua, presión de yacimiento, presión de separación, temperatura de yacimiento, entre otros; los cuales fueron recopilados y validados a través de diferentes herramientas como los programas Centinela, Oil Field Manager (OFM), Simde (Carpeta de pozos), pruebas de presión, entre otras.

Posteriormente se clasificó toda esta información en conjunto con registros fluyentes, con la finalidad de determinar la correlación de flujo vertical que reproduce de mejor forma el comportamiento de presión y temperatura en el pozo; con los datos obtenidos se modeló el comportamiento del sistema en condiciones reales de operación, realizándose la evaluación técnica de las diferentes alternativas, y de esta manera recomendar un diseño apropiado de bajantes que atenúe el proceso de corrosión-erosión existente en el sistema en estudio, con el objeto de alcanzar valores aceptados según las normas establecidas, además de introducir nuevos materiales para la construcción de los mismos.

## **I.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

En la actualidad PDVSA está intensificando sus estudios en el campo gasífero, basándose en las posibilidades de crecimiento de la cadena de valor del gas natural y en la necesidad prioritaria del mantenimiento de las instalaciones utilizadas para su transporte y procesamiento, con el fin de incrementar su productividad y eficiencia en el proceso de obtención y acondicionamiento; esto es posible a través de la disminución de incidencias de fallas provocadas por la corrosión de equipos y líneas, las cuales tienen un impacto directo en los costos de producción y manejo del fluido.

El gas natural, es una mezcla de gases que está conformado principalmente por hidrocarburos, y en menor proporción por Nitrógeno, Dióxido de Carbono, Sulfuro de Hidrógeno, mercaptanos y agua, entre otros. Su principal función es servir como combustible doméstico e industrial y como materia prima en la industria petroquímica. El gas de producción, proveniente de yacimientos necesita ser acondicionado con el objeto de eliminar contaminantes y así darle características comerciales.<sup>[22]</sup>

Venezuela cuenta con las mayores reservas probadas de gas natural de Latinoamérica, comparable en orden de magnitud a las reservas de los Estados Unidos de América <sup>[21]</sup>, por lo tanto es de gran importancia utilizar una protección anticorrosiva eficaz, pues de esta manera se puede asegurar la integridad de todos los equipos utilizados en este proceso, logrando así aprovechar al máximo la vida útil de los mismos, y por lo tanto mejorar en pleno la operación de producción de gas.

En la industria se requiere transportar los distintos fluidos de un punto a otro, de una manera rápida, económica y continua; por lo tanto, es indispensable prevenir y combatir los problemas de obstrucción y deterioro que se originan en los ductos como consecuencia de los cambios físicos y químicos que ocurren en el sistema, a esto se le conoce como aseguramiento del flujo, lo cual involucra el tratamiento de los fenómenos de corrosión, incrustación, hidratos y erosión de los metales.

La corrosión se refiere a la destrucción y deterioro de los metales a causa de reacciones químicas o electroquímicas debido a la susceptibilidad de los mismos a este tipo de mecanismos, mientras que las incrustaciones son deposiciones de minerales de una solución salina que se genera en el sistema; por otro lado la erosión no es más que el ataque de burbujas de aire o partículas sólidas que debido a la alta velocidad de flujo, arrastran las capas protectoras en las líneas de flujo (productos de corrosión y/o tratamiento químico inhibidor aplicado).

Este trabajo de grado se limitará a tratar los problemas de corrosión y erosión, específicamente en bajantes de pozos.

El Sulfuro de Hidrógeno ( $H_2S$ ) y el Dióxido de Carbono ( $CO_2$ ) son los principales contaminantes del gas natural, ya que al estar disueltos en el agua libre condensada, presentan propiedades corrosivas, comprometiendo la integridad y buen estado de las líneas de producción, recolección, distribución y transmisión del gas, lo cual conlleva a constantes reemplazos y grandes gastos para la industria petrolera nacional. Asimismo, el contenido de  $H_2S$  en el gas natural presenta restricciones ambientales concernientes a la preservación del medio, por lo que se hace indispensable la remoción de dichos gases.

En la actualidad, para el control de corrosión interna a causa de los fluidos corrosivos por la presencia de  $CO_2$ , se emplean inhibidores de corrosión tipo filmico, aceros especiales, revestimientos metálicos y no metálicos, entre otros; con los cuales se logra disminuir la velocidad de corrosión. Por otro lado, en el mercado existen distintos métodos de remoción del  $H_2S$  del gas natural, como los lechos sólidos, las plantas de aminas y los secuestrantes líquidos<sup>[18]</sup>.

Sin embargo, a pesar de todos estos métodos existen casos en los cuales los mismos no son efectivos, pues el efecto de arrastre por partículas sólidas y las altas tasas de producción generan turbulencias tales que corroen los sistemas de transporte a pesar de la presencia de inhibidores de corrosión; además el fenómeno de erosión por turbulencia, así como el efecto de corrosión por el transporte de fluidos multifásicos son de gran importancia y han de ser tomados muy en cuenta, pues los

problemas que los mismos generan tienen una alta incidencia en el deterioro de las líneas de producción de gas natural en PDVSA Distrito Gas Anaco.

Por lo antes descrito, la Gerencia de Mantenimiento, específicamente la Sección de Control de Corrosión, se planteó la necesidad de realizar este proyecto con el objeto de evaluar la problemática existente a causa de la pérdida de espesores en los bajantes de pozos debido a la presencia de agentes promotores del fenómeno de corrosión y erosión interna, simulando el proceso de producción del pozo con la ayuda de diferentes paquetes de simulación (Pipesim 2003 y Pipephase<sup>®</sup> 8.0), con el propósito de proponer y llevar a la práctica acciones que conlleven a disminuir los índices de fallas en dichas estructuras como el rediseño e implementación de nuevos materiales para su construcción.

## **I.2. OBJETIVOS**

### **I.2.1. OBJETIVO GENERAL**

Evaluar la pérdida de espesores en bajantes de pozos productores de PDVSA Distrito Gas Anaco.

### **I.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- (a) Analizar las variables que influyen en la pérdida de espesores en bajantes de pozo.
- (b) Evaluar el fenómeno de corrosión en función a la geometría actual.
- (c) Proponer opciones de control (diseño, material y tratamiento) con el objeto de reducir o eliminar el efecto de corrosión en bajantes de pozo.
- (d) Estimar el rendimiento técnico de las opciones de control propuestas.

## *CAPÍTULO II*

### *MARCO REFERENCIAL*

## CAPÍTULO II

### MARCO REFERENCIAL

A continuación en el desarrollo de este capítulo se describirán los distintos términos y teorías en las cuales fueron soportadas todas las experiencias realizadas en este proyecto, para comenzar es necesaria la breve descripción del área de estudio; el Distrito Gas Anaco (D.G.A) se encuentra geográficamente ubicado en la parte central del estado Anzoátegui (ver Figura. II.1.), abarcando parte de los estados Monagas y Guárico, con un área aproximada de 13.400 km<sup>2</sup>, esta formado por las unidades de explotación:

- (a) Área Mayor Anaco (A.M.A.), ubicada en la parte norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3.160 km<sup>2</sup>, integrada por los campos Santa Rosa, Guarío, San Joaquín, Santa Ana, El Toco y El Roble (Fig. II.2.).
- (b) Área Mayor Oficina (A.M.O.), ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 10.240 km<sup>2</sup>, integrada por los campos Soto - Mapiri, la Ceibita, Zapatos - Zulus, Mata R y Aguasay (Fig. II.2.).
- (c) Los campos de los convenios.

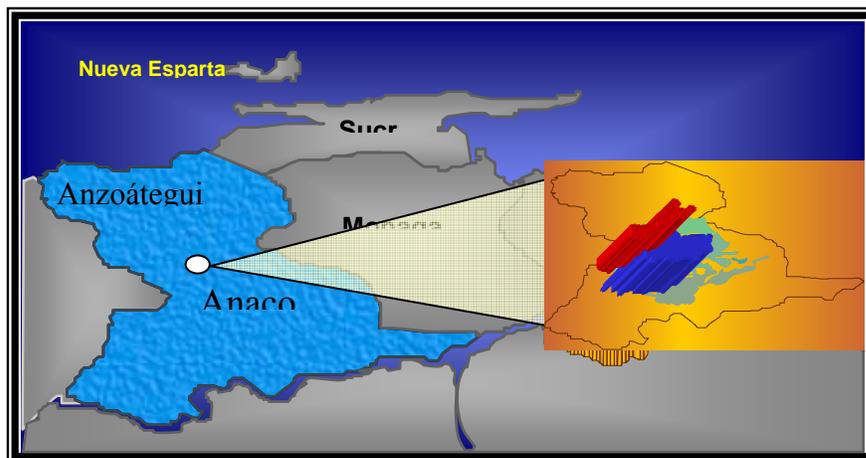


Figura II.1. Ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco

El Distrito Gas Anaco fue nombrado “Centro Gasífero de Venezuela” en el año 1999, consolidándose progresivamente como el centro de producción y manejo de gas para el país. Es un distrito importante porque posee yacimientos petrolíferos productores de hidrocarburos livianos y condensados, así como también grandes cantidades de gas natural.

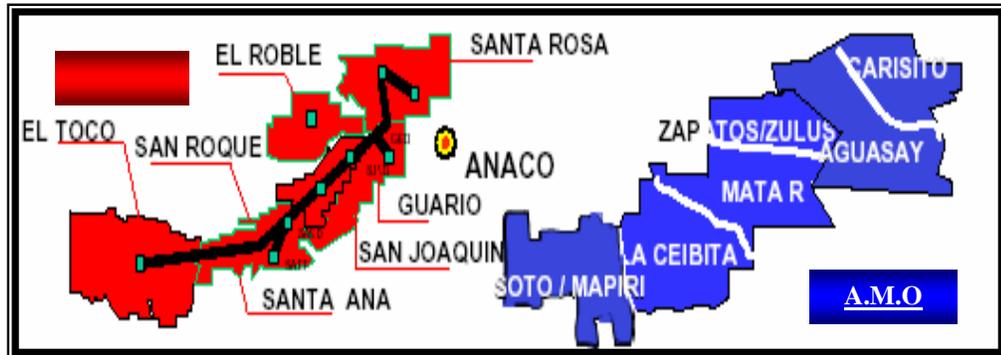


Figura II.2. Áreas operacionales del Distrito Gas Anaco.

En términos generales la producción de hidrocarburos viene definida por varias etapas, las cuales se pueden simplificar en: exploración, perforación, explotación, transporte y acondicionamiento de los mismos. Estos fluidos deben pasar por una serie de equipos antes de cumplir con su objetivo de producción, partiendo desde su ubicación en el subsuelo (yacimiento), el cual se comunica con el orificio hecho para su extracción (pozo), de donde los mismos son llevados a la superficie a través de la tubería de producción, para que luego pasen por el árbol de navidad, el cabezal del pozo con su respectivo o respectivos bajantes (según sea el caso), la tubería o línea de flujo y las estaciones de descarga o producción, hasta ser llevados a las plantas compresoras o de bombeo, las cuales están encargadas de distribuirlos a sus destinos finales<sup>[11]</sup>.(ver figura II.3.)

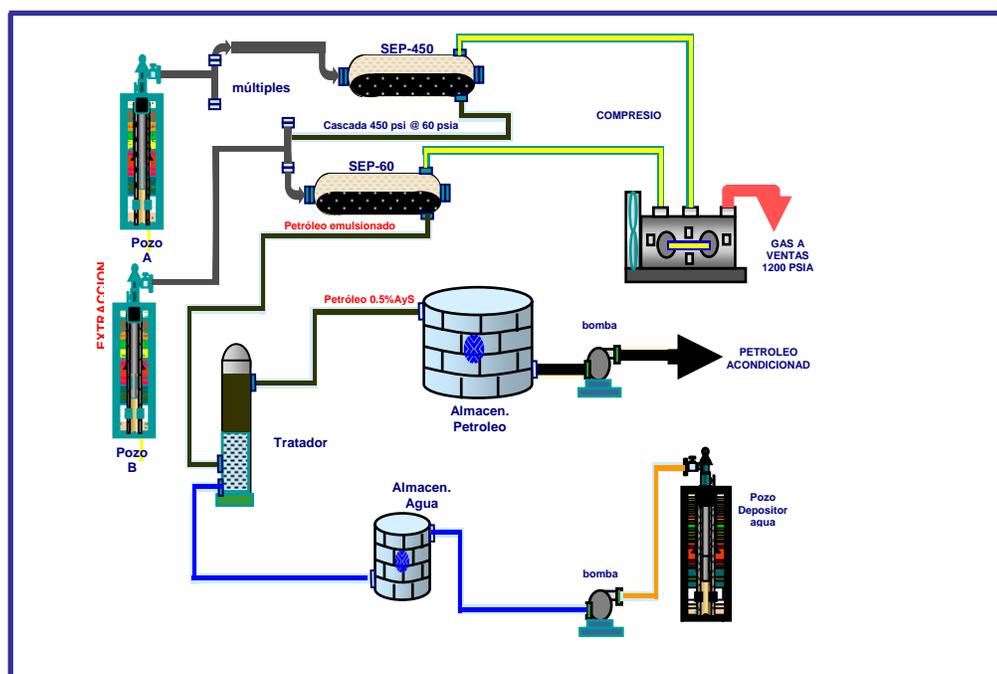


Figura II.3. Proceso de producción

## II.1. YACIMIENTO<sup>[22]</sup>.

Un yacimiento puede definirse como un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como: porosidad, permeabilidad, y resistividad. Posee dimensiones (área y espesor) con las cuales puede ser ubicado y cuantificado, y adicionalmente cuenta con la energía necesaria para la extracción de los fluidos (hidrocarburos y agua) que contiene, los cuales tienen características propias que permiten diferenciarlos unos de otros.

### *Clasificación de los yacimientos:*

De acuerdo a la mezcla de hidrocarburos que contienen:

#### II.1.1. YACIMIENTOS DE GAS SECO.

La mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa a condiciones de yacimiento y de superficie. Sin embargo, en algunas oportunidades se forma una pequeña cantidad de líquido, la cual no es superior a 10 BN/MMPCN (barriles

netos/millones de pies cúbicos); el gas está compuesto principalmente por metano ( $\%C_1 > 90$ ) con pequeñas cantidades de pentano y más pesados ( $\%C_5^+ < 1\%$ ). La obtención de líquidos del gas producido sólo se alcanza a temperaturas criogénicas (bajo  $0^\circ\text{C}$ ).

#### **II.1.1.2. YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO.**

Los gases húmedos tienen mayor porcentaje de componentes intermedios y pesados que los gases secos. La mezcla de hidrocarburos permanece en estado gaseoso en el yacimiento, pero al salir a la superficie cae en la región de dos fases formándose una cantidad de líquido del orden de 10 a 20 BN/MMPCN; la temperatura de estos yacimientos también es mayor que la cricondentérmica del gas húmedo. El líquido producido es incoloro con gravedad API mayor de  $60^\circ$ .

#### **II.1.1.3. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO.**

El gas condensado se puede definir como un gas líquido disuelto, el contenido de  $C_1$  es mayor de  $60\%$  y el  $C_7^+$  menor de  $12,5\%$ . La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío. La temperatura de yacimiento tiene un valor entre la temperatura crítica y la cricondentérmica de la mezcla, además el gas presenta condensación retrógrada durante el agotamiento isotérmico de presión. En su camino hacia el tanque de almacenamiento el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en la región de dos fases para llegar a superficie con el siguiente rango:

- (a) Relación gas condensado (RGC): 5000-100000 PCN/BN (pies cúbicos normales/barriles netos).
- (b) Color del condensado: amarillo (aunque se han reportado condensados de colores negros).
- (c) Gravedad API del condensado:  $40^\circ$ - $60^\circ$ .

### ***Proceso de condensación retrógrada:***

Cuando en un yacimiento de gas condensado se produce una reducción isotérmica de la presión y se cruza la línea de rocío, se entra en la región de dos fases ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias.

Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla y por lo tanto, no solo se pierde la mayor parte de los líquidos en el yacimiento, sino que el fluido se empobrece en tales fracciones.

El condensado retrógrado que se encuentra atrapado en un yacimiento sin empuje hidráulico no puede recuperarse sino por re-vaporización inyectando gas natural a alta presión.

### **II.1.4. YACIMIENTOS DE PETRÓLEO DE ALTA VOLATILIDAD (CUASICRÍTICOS).**

La temperatura del yacimiento es ligeramente menor que la crítica de la mezcla, que se encuentra inicialmente en estado líquido cerca del punto crítico, el equilibrio de fase de estos yacimientos es precario y se produce un alto encogimiento del crudo (hasta de un 45%) cuando la presión cae ligeramente por debajo de la presión de burbujeo, la relación gas petróleo (RGP) de estos yacimientos se encuentra en el rango de 2000 a 5000 PCN/BN, el petróleo del tanque tiene un color amarillo oscuro a negro y una gravedad API mayor de 40°. El factor volumétrico del petróleo ( $B_o$ ) es regularmente mayor de 1,5 BY/BN (barriles de crudo saturado con gas/barriles netos).

#### **II.1.5. YACIMIENTOS DE PETRÓLEO DE BAJA VOLATILIDAD (PETRÓLEO NEGRO).**

El petróleo de baja volatilidad (petróleo negro) se caracteriza por tener un alto porcentaje de  $C_7^+$  (>40%), la temperatura de yacimiento es muy inferior a la crítica y la RGP es menor de 2000 PCN/BN.

#### **II.2. POZOS**

Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar y/o para extraer crudo y gas natural, con el objetivo de llevarlos hasta la superficie.

#### **II.3. CABEZAL DE POZO**

Es un equipo instalado en la parte superior del pozo, el cual consiste en una serie de instrumentos que permiten la medición de variables de control para el sistema de producción, donde además se puede encontrar un juego de válvulas que dan salida a los fluidos provenientes del yacimiento, entre las cuales podemos encontrar: válvula maestra, válvulas de brazo y válvulas de choque; este equipo también es conocido en la industria como árbol de navidad debido a que el arreglo de las válvulas que el mismo posee asemejan a este tipo de adorno navideño (figura II.4.a)<sup>[11]</sup>.

#### **II.4. VÁLVULAS DE CHOQUE**

Las válvulas de choque son dispositivos colocados en el cabezal de los pozos cuya función principal es mantener la energía de los yacimientos, regular y reducir la presión tanto en el cabezal como en la línea de producción, y controlar las tasas de producción para evitar daños en los yacimientos, entre otras. Una válvula de choque esta conformada por un cuerpo metálico y un reductor, en estas el flujo de crudo y gas sube por el tramo principal (aguas arriba) y se desvía en 90° donde sufre un estrangulamiento que produce un aumento de velocidad y una caída en la presión (figura II.4.b).

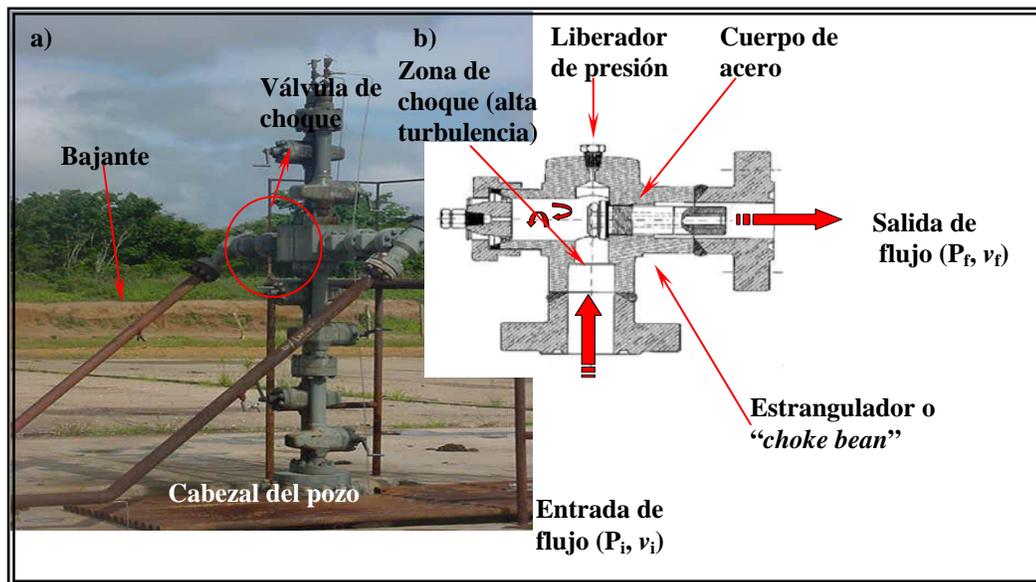


Figura II.4. Características generales de las válvulas de choque, a) ubicación en el cabezal, b) componentes internos caja de choque convencional tipo H<sub>2</sub> (choque positivo).

## II.5. ESTRANGULADORES O REDUCTORES <sup>[11]</sup>

Una de las partes más importantes del cabezal del pozo, lo constituye el estrangulador, ya que controla las presiones y el grado de conificación del agua y del gas en el yacimiento.

El estrangulador es una restricción en la tubería que permite variar la tasa de producción, consiste básicamente en un dispositivo de menor diámetro que permite controlar la producción del pozo, relación gas/líquido (RGL), porcentaje de agua y sedimentos, para reducir o aumentar la presión en la línea de flujo del pozo, entre otros. Adicionalmente puede maximizar la producción del pozo, mantener el máximo tiempo posible el pozo en producción, ajustar la presión de descarga del mismo a los trenes de separación y evitar problemas asociados de producción. Cuando es instalado en el cabezal del pozo pueden presentarse los siguientes flujos bifásicos: flujo crítico o flujo subcrítico.

### **II.5.1. PRINCIPALES USOS DE LOS ESTRANGULADORES**

- (a) Controlar la producción: el diámetro del estrangulador permite regular la producción del pozo, aumentándola o disminuyéndola según sea el caso, la disminución de la producción del pozo, puede ser por razones de mercadeo, exceso de producción o de otra índole. En cuanto al aumento de la producción, la misma puede ser elevada sin sobrepasar la tasa de producción óptima (estimada desde el punto de vista del yacimiento), con el objeto de cumplir con las demandas del mercado.
- (b) Conservar la energía del yacimiento: un estrangulador permite reducir la cantidad de gas que se extrae de un pozo lo que significa conservar energía del yacimiento. Sin embargo, en algunos casos la naturaleza del petróleo no permite reducir mucho el diámetro del estrangulador. Por ejemplo, cuando el crudo es viscoso, muy pesado o cuando el corte de agua es alto.
- (c) Disminuir la producción de arena: el uso de un estrangulador más pequeño en algunos casos ayuda a controlar la cantidad de arena producida. Generalmente, en pozos productores de arena, el estrangulador se erosiona rápidamente. En estos casos se deben utilizar estranguladores de material resistentes.

### **II.5.2. SELECCIÓN DEL MATERIAL EN ESTRANGULADORES**

El flujo bifásico a través de una reducción o “garganta”, está en concordancia con el teorema de Bernoulli (balance global de energía), el cual predice la conversión de energía de presión en energía cinética. Es decir, que en la región aguas abajo del reductor de un pozo no solamente registra una menor presión que la encontrada aguas arriba, sino también un incremento en la velocidad. Esta puede ocasionar problemas de erosión y abrasión en los materiales de fabricación tanto del cuerpo de la caja, como del reductor propiamente dicho. La erosión puede intensificarse con la presencia de sólidos en los fluidos. Así, en la región aguas abajo del estrangulador, puede ocurrir la cavitación o formación y colapso de burbujas cuyo impacto y efecto explosivo causa daños mecánicos considerables. Este fenómeno, es además

acelerador de los procesos corrosivos, porque disminuye la película pasivadora de carbonato de hierro, formado en el material.

### **II.5.3. TIPO DE ESTRANGULADORES.**

#### **II.5.3.1. ESTRANGULADOR DE TIPO POSITIVO.**

Está compuesto de un cuerpo o caja en cuyo interior se puede instalar o reemplazar manualmente orificios de diferentes diámetros.

#### **II.5.3.2. ESTRANGULADOR DE TIPO AJUSTABLE.**

Es similar al positivo con la excepción de que para ajustar el diámetro del orificio del flujo posee un vástago con graduaciones visibles que indican el diámetro efectivo del orificio. Esta característica lo hace versátil para los fines de variaciones en la tasa de producción sin la necesidad de cerrar el pozo.

### **II.6. BAJANTES DE POZOS**

Este es el tramo de tubería que se encuentra situado a continuación del cabezal del pozo, específicamente, va conectado a la válvula de choque del sistema. Esta tubería generalmente tiene el mismo diámetro que la tubería de flujo, y la finalidad de esta es la de llevar el fluido de producción desde el cabezal de pozo (ubicado a una altura determinada), hasta el nivel del suelo, en donde dicho fluido multifásico es llevado a su respectiva estación de descarga, para la posterior separación (fig. II.4.a).

### **II.7. LÍNEAS DE FLUJO**

El término línea de flujo, se refiere a la tubería que conecta el cabezal de un pozo con la estación de flujo o descarga. En pozos de completación múltiple, también llamados doble sarta, se usan dos o más líneas con el objeto de mantener un control de su producción como pozos independientes. En algunos casos las líneas de flujo poseen varios kilómetros de longitud.

## **II.8. ESTACIÓN DE DESCARGA**

La estación de descarga es la instalación donde convergen los pozos ocurriendo la separación de los fluidos. Estas estaciones reciben crudo o mezclas bifásicas de pozos individuales, las mismas están provistas de equipos destinados al tratamiento; almacenaje y bombeo del petróleo hasta los patios tanques. Para el tratamiento, cuentan con separadores de gas – crudo, calentadores o tratadores y tanques de lavado o de estabilización.

## **II.9. PATIO DE TANQUES**

Son instalaciones destinadas al almacenamiento del petróleo producido en un área determinada o zona de producción. Están provistas de tanques de almacenamiento con diferentes capacidades. En los patios de tanques se realiza la medición del petróleo y de sus especificaciones antes de ser bombeado hacia los terminales de embarque. La transferencia se realiza a través de bombas, las cuales pueden ser de tipo recíprocante o centrífugas.

## **II.10. PLANTAS COMPRESORAS DE GAS**

Son aquellas que se encargan de comprimir el gas manejado en las estaciones de flujo, para luego ser utilizado en varios propósitos. La compresión del gas natural desde una presión baja, generalmente 60 psi hasta una presión final ubicada entre 1000 psi y 1200 psi, requiere de compresores que pueden ser centrífugos o recíprocantes, el tipo y tamaño de cada uno de ellos dependerá del volumen a manejar y las condiciones a las cuales sea recibido el gas.

## **II.11. GAS NATURAL<sup>[12]</sup>**

Se denomina gas natural al formado por los miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano y, finalmente, puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Además, es posible conseguir en el gas natural cantidades variables de otros gases no hidrocarburos, como el dióxido de carbono, sulfuro de

hidrógeno (ácido sulfhídrico), nitrógeno, helio, vapor de agua, entre otros. En general, el gas natural puede clasificarse como:

- (a) Gas dulce: es aquel que contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), menores a 4 partes por millón (ppm). La Gas Processors Suppliers Association (GPSA) define un gas apto para ser transportado por tuberías como aquel que contiene menos de 4ppm de  $H_2S$ ; menos del 3% de  $CO_2$  y 6 a 7 libras de agua por millón de pies cúbicos en condiciones normales (pcn).
- (b) Gas agrio o ácido: es aquel que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y otros componentes ácidos ( $COS$ ,  $CS_2$ , mercaptanos, entre otros.) razón por la cual se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.
- (c) Gas rico (húmedo): es aquel del cual se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, de aproximadamente 3GPM (galones por 1000 pies cúbicos en condiciones normales). No tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.
- (d) Gas pobre (seco): es un gas que prácticamente está formado por metano ( $C_1$ ) y etano ( $C_2$ ). Sin embargo, en sistemas de compresión de gas se habla de gas húmedo, cuando el mismo contiene vapor de agua y gas seco, al que no contiene vapor de agua.

#### ***Propiedades y comportamiento del Gas Natural:***

En la forma más simple, un gas puede considerarse que está formado por partículas sin volumen y entre las cuales no existen fuerzas de atracción o repulsión. Es un fluido homogéneo, generalmente de baja densidad y viscosidad, sin volumen definido y ocupa cualquier espacio en el cual se coloca; los gases que se ajustan a esta definición, se denominan gases perfectos o ideales.

El concepto anterior de gas, generalmente se cumple en condiciones de baja presión y temperatura, pero gradualmente el gas se aparta de esta definición y el comportamiento teórico se aleja del observado. A medida que aumenta la presión y/o

la temperatura, debe incluirse el volumen de las moléculas y las fuerzas de atracción o repulsión entre ellas, a este tipo de gases se les denominan *gases reales*.

## II.12. CORROSIÓN<sup>[9]</sup>

La corrosión puede ser definida como la degradación o deterioro de un material debido a la reacción electroquímica con su medio ambiente, por esta razón, la corrosión tiene interés técnico y económico, además del científico.

La degradación electroquímica de los metales es la definición clásica que se da a la corrosión, puesto que la mayoría de sus reacciones proceden de acuerdo a un mecanismo electroquímico, aunque a altas temperaturas el proceso de corrosión se caracteriza por un mecanismo químico. El grado de participación de electrones, iones y átomos en las reacciones electroquímicas establecen los diferentes tipos de corrosión <sup>[20]</sup>. Deben existir cuatro factores para que ocurra la corrosión electroquímica (Figura II.5.): (a) un sitio anódico, (b) un sitio catódico, (c) un electrolito, y (d) un medio que permita la conducción de electrones.

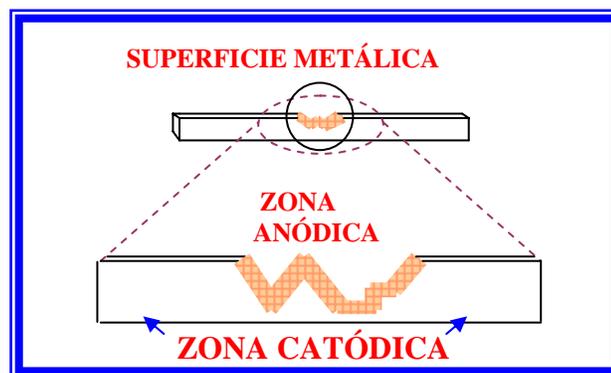


Figura II.5. Área anódica y catódica en un mismo metal

### II.12.1. PROCESO DE CORROSIÓN

- (a) Ánodo: es el área en donde ocurren reacciones anódicas o reacciones de oxidación.
- (b) Cátodo: es el área donde ocurren reacciones catódicas o reacciones de reducción, es decir, son aquellas que consumen electrones.

- (c) Electrolito: es toda aquella solución que permite la transferencia de cargas en forma de iones entre el cátodo y el ánodo.
- (d) Contacto metálico: es el medio por el cual los electrones viajan del ánodo al cátodo. En el caso del metal el contacto metálico es el mismo metal.

Para explicar el proceso corrosivo, con sus cuatro condiciones, obsérvese la figura II.6, la cual representa la celda de corrosión. En donde el ánodo es representado por el hierro (Fe) y el cátodo por el cobre (Cu). El contacto metálico está representado por un cable que va del ánodo al cátodo y para este ejemplo se tiene una solución de ácido clorhídrico (HCl) en agua libre de oxígeno como medio electrolítico.

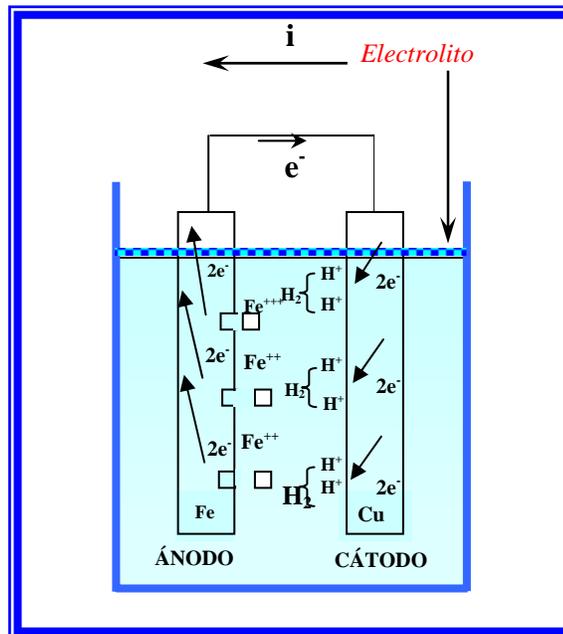


Figura II.6. Celda de corrosión

Se puede observar que el ánodo, por el proceso de corrosión, produce dos electrones por cada ion de hierro en forma de ión ferroso ( $Fe^{+2}$ ) que se desprende a la solución (proceso de oxidación), al mismo tiempo en el cátodo se consumen estos dos electrones (proceso de reducción) para producir una burbuja de hidrógeno ( $H_2$ ), utilizando dos iones de hidrógeno. Esta burbuja se libera a la atmósfera o se adhiere a la superficie del cátodo.

### II.12.2. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN

La corrosión ha sido clasificada de diferentes maneras, ya sea por combinación directa u oxidación, por corrosión electroquímica o en corrosión húmeda y seca<sup>[20]</sup>

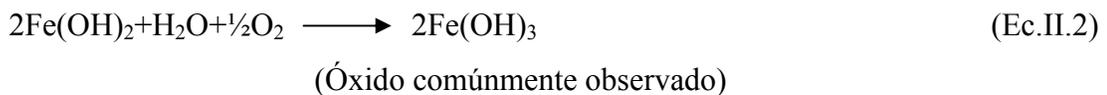
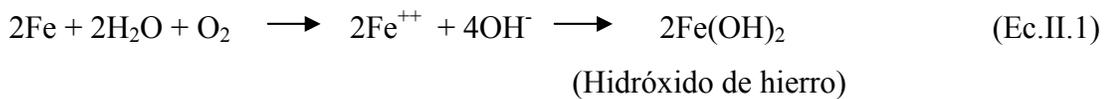
- (a) Corrosión húmeda: tiene lugar cuando hay líquidos presentes. Ejemplo: soluciones acuosas o electrolíticas.
- (b) Corrosión seca: ocurre en ausencia de la fase líquida o por encima del punto de rocío del ambiente.

La corrosión también se clasifica según la manera en que se manifiesta, a continuación se describen las siguientes formas de ataque:

#### II.12.2.1. CORROSIÓN UNIFORME:

Es la más común de la corrosión y se caracteriza por el desgaste uniforme y general del material, por una reacción electroquímica en la superficie de este. El material va perdiendo espesor progresivamente hasta que falla. Un ejemplo de este tipo de corrosión es el desgaste de una tubería expuesta continuamente a un fluido corrosivo en forma más o menos uniforme y sobre toda la superficie.

Este tipo de corrosión se expresa por las siguientes reacciones:



#### II.12.2.2. CORROSIÓN GALVÁNICA:

Es un proceso electroquímico de corrosión acelerado, que ocurre cuando dos materiales disímiles, en contacto eléctrico en un medio corrosivo o solución conductora, producen una diferencia de potencial entre ellos. Si están en contacto directo (o conectados eléctricamente) uno se disminuye rápidamente, mientras que el otro se protege. Se dice entonces que el metal menos resistente se convierte en anódico y el más resistente se convierte en catódico.

### II.12.2.3. CORROSIÓN POR HENDIDURAS (CREVICE CORROSION) :

Es un tipo de corrosión localizada que ocurre como su nombre lo indica en hendiduras, hoyos, en superficies de empacaduras, remaches o tornillos, juntas solapadas, entre otros. Este tipo de ataques está asociado a pequeños volúmenes de solución o medios corrosivos estancados. La aceleración del proceso de corrosión se debe a que la solución en lo profundo de la grieta o rendija difiere de la que está expuesta en la superficie, probablemente tanto en composición como en movilidad y en contenido de oxígeno. La corrosión por hendidura puede ser causada simplemente por la retención o estancamiento de agua en la superficie del metal, o por la creación de celdas de concentración de soluciones ácidas agresivas debido a la presencia de pequeñas hendiduras en el metal.

### II.12.2.4. CORROSIÓN POR PICADURAS :

Esta es una de las formas más peligrosas de ataque corrosivo debido a que puede causar falla por perforación sin una gran pérdida en el peso total. Las picaduras se desarrollan como pequeños huecos o perforaciones muy agudas, generalmente crecen en la dirección de la gravedad, desarrollándose hacia abajo en secciones horizontales y con menos frecuencia en superficies verticales, requieren de tiempo para formarse antes de ser visibles. Las reacciones que ocurren en el proceso de picadura son:



### II.12.2.5. CORROSIÓN INTERGRANULAR :

Es una forma de corrosión preferencial en los límites de los granos de un metal, ocurre a causa de impurezas o micro – constituyentes concentrados en los bordes de los granos, acompañados por la formación de micropilas galvánicas que generan productos de corrosión en los límites de los granos, con una seria

degradación de la resistencia del material que se desintegra y pierde su resistencia cohesiva interna. Aunque el mecanismo detallado de la corrosión intergranular varía con el sistema metálico, su apariencia física (microscópica) en la mayoría de los sistemas es muy similar.

#### **II.12.2.6. CORROSIÓN POR DISOLUCIÓN SELECTIVA<sup>[16]</sup>**

Consiste en la remoción de un elemento de una solución sólida por corrosión, el ejemplo más característico es la deszincificación o pérdida del zinc del latón. El zinc es removido dejando una masa débil y esponjosa de cobre. Puede ser una capa uniforme próxima al fluido corrosivo, o puede estar localizada en “tapones” en los espacios entre escamas. No hay cambio de volumen apreciable y es difícil detectar bajo una capa.

#### **II.12.2.7. EROSIÓN/CORROSIÓN<sup>[16]</sup>:**

Es el ataque químico mecánico acelerado, que resulta cuando el flujo de material abrasivo continuamente corroe por acción mecánica y expone material nuevo y no protegido al medio corrosivo. En este caso la superficie del metal está protegida por finas películas protectoras como: inhibidores, óxidos, productos de corrosión adherente, entre otros; un flujo turbulento de gases y fluidos los remueve o disuelve dejando la superficie expuesta al medio corrosivo, por lo tanto para mitigar este proceso es necesario disminuir la velocidad con que el fluido se mueve dentro de estos sistemas, por otro lado, este proceso es acelerado si en el flujo se encuentra presentes sólidos suspendidos o gases contaminados. Existen diferentes formas por las cuales puede ocurrir el proceso de erosión/corrosión, estas son:

##### **II.12.2.7.1. CORROSIÓN LOCALIZADA INDUCIDA POR EL FLUJO (FILC):**

Este es un tipo de corrosión que es afectado por la turbulencia local del fluido; en sitios de la pared de la tubería donde existen discontinuidades como juntas, soldaduras y conexiones, se forman turbulencias locales que incrementan el

transporte de las sustancias corrosivas del fluido hacia la pared de la tubería y viceversa. En la FILC los productos de corrosión se disuelven, debido a la transferencia de masa, dejando el metal desnudo e incrementando su velocidad de corrosión. Existen cuatro tipos de corrosión localizada inducida por el flujo:

- (a) Corrosión controlada por transporte de masa.
- (b) Corrosión controlada por transporte de fase.
- (c) Erosión corrosión.
- (d) Corrosión por cavitación.

En la figura II.7. se observa la formación de turbulencias por discontinuidades en las paredes de la tubería.

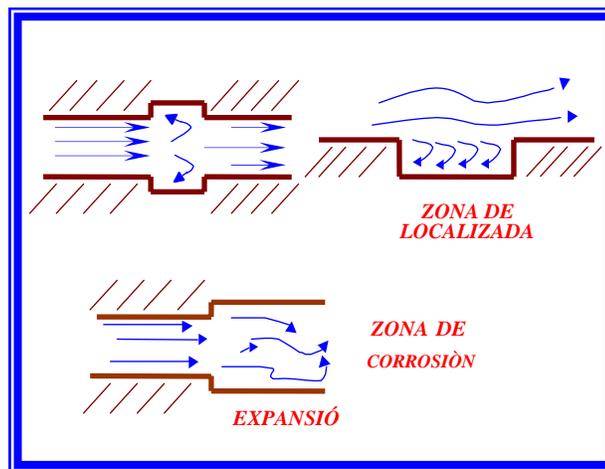


Figura II.7. Corrosión localizada inducida por el flujo.

#### II.12.2.7.2. IMPACTO LÍQUIDO:

En este tipo de erosión una gota o un chorro de líquido viajando a altas velocidades colisiona contra la superficie de un metal. Las presiones locales que se generan, al momento del contacto con la superficie y las altas velocidades laterales que escapan de esta zona de alta presión, son los dos grandes mecanismos de daño a las superficies. En la industria de petróleo y de gas, este fenómeno se puede observar especialmente en tuberías de producción operando en flujos multifásicos, especialmente si el patrón de flujo es de tipo neblina, donde las gotas de líquidos son transportadas por el gas. En sitios donde existen obstrucciones o cambios de

dirección, estas gotas continúan una trayectoria rectilínea chocando con la superficie del metal induciendo de esta forma la erosión o disolución del metal y/o los productos de corrosión. Ver figura II.8.

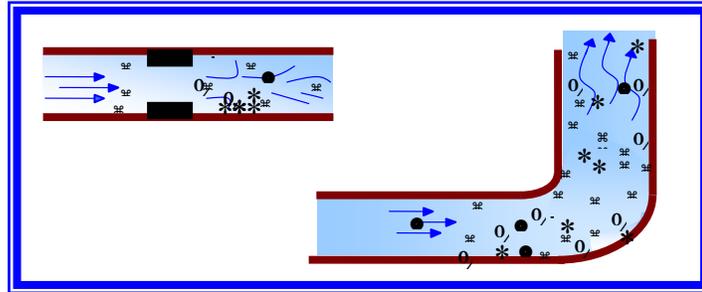


Figura II.8. Impacto líquido en forma de gotas en flujo multifásico

#### II.12.2.7.3. IMPACTO SÓLIDO:

Este es un proceso de remoción de material de una superficie debido a la acción dinámica de una partícula sólida que se mueve en un medio, la cual choca contra una superficie. El proceso de remoción es netamente mecánico y depende de cuatro factores:

- (a) Características de las partículas sólidas (distribución, densidad, composición, forma).
- (b) Características del fluido (densidad y viscosidad).
- (c) Condición de flujo (laminar, turbulento, patrón de flujo, velocidad).
- (d) Tipo de material que recibe el impacto.

#### II.12.2.7.4. CAVITACIÓN:

Este fenómeno envuelve la formación de burbujas que luego colapsan violentamente contra la superficie de un material. Esto ocurre cuando existen colapsos abruptos de presión estática a consecuencia de sobrecargas hidrodinámicas o restricciones de válvulas, orificios, entre otros.

#### **II.12.2.8. CORROSIÓN INDUCIDA POR MICROORGANISMOS<sup>[8]</sup>**

Este tipo de corrosión se ha venido estudiando desde hace algún tiempo bajo el nombre de corrosión bacteriana o biológica, e incluye todos los fenómenos de destrucción de materiales en los cuales están involucrados microorganismos, bien sea actuando directamente o por medio de las sustancias provenientes de su metabolismo. La forma en la que actúan los microorganismos es acelerando un proceso ya establecido o generando condiciones favorables para que se produzca la corrosión.

El agua siempre tiene bacterias, aún cuando se suministre a través de una red que permita un buen tratamiento biológico. En cualquier caso muchas de las bacterias que nos interesan por su relación con la corrosión son capaces de soportar altas temperaturas, un rango muy amplio de pH y concentraciones altas de agentes biocidas. Los factores que incluyen sobre la corrosión microbiológica pueden agruparse en tres tipos:

##### **II.12.2.8.1. ESTADO EN QUE SE ENCUENTRA EL MATERIAL**

La estructura, las alteraciones de la superficie y deterioro mecánico, son factores que permiten que se inicie o acelere el proceso de la corrosión. Todas las tuberías industriales presentan imperfecciones que las hacen susceptibles a este tipo de corrosión, que ocurre fundamentalmente en tuberías e instalaciones enterradas.

##### **II.12.2.8.2. CARACTERÍSTICAS DEL MEDIO**

(a) Composición química del agua: el contenido de oxígeno y dióxido de carbono permitirá la formación de óxidos y carbonatos, especialmente en los puntos que presenten defectos, imperfecciones y deterioro. El oxígeno también favorecerá el crecimiento de microorganismos aeróbicos así como el dióxido de carbono servirá como nutriente (fuente de carbono) a las bacterias autótrofas. La presencia de iones minerales, nitrógeno, fósforo, hierro, manganeso, azufre, entre otros (en su estado combinado), aportará los elementos necesarios para el crecimiento de las bacterias.

(b) Temperatura del medio: cada microorganismo tiene una temperatura óptima a la cual se desarrolla mejor, por lo general alrededor de 25 a 30 °C. Sin embargo

muchos microorganismos resisten condiciones extremas del medio, que van desde temperaturas bajo cero hasta cercanas a los 100 °C.

(c) El pH del medio: la acidez o alcalinidad que el medio tiene es muy importante sobre la corrosión, en primer lugar actuando sobre el metal y después favoreciendo o inhibiendo el desarrollo de las bacterias. En general, el pH óptimo se encuentra alrededor de 7, pero hay casos como el de la Thiobacillus, que se adaptan bastante bien a pH extremos (alrededor de 1).

#### **II.12.2.8.3. ACCIÓN DE LOS MICROORGANISMOS**

(a) Hongos: estos microorganismos pueden causar daños importantes a través de sus actividades enzimáticas, las cuales se manifiestan por el deterioro de compuestos celulósicos y plásticos, los desechos de su metabolismo son aprovechados por las bacterias.

(b) Algas: son organismos que proporcionan la materia orgánica que sirve para el desarrollo de otros. También secretan enzimas que destruyen numerosos sustratos (madera, papel, entre otros.).

(c) Bacterias: hay un número importante de estos microorganismos que pueden atacar los metales o provocar condiciones bajo las cuales un ataque existente se acelera. Restringiéndose a aquellas más importantes desde el punto de vista de la corrosión se tienen: las ferrobacterias, bacterias sulfatorreductoras y sulfobacterias.

#### **II.12.2.9. CORROSIÓN POR FATIGA<sup>[16]</sup>:**

Este tipo de corrosión origina fallas prematuras, frágiles, sin deformación, en las cuales el material tiende a fracturarse debido a la acción de los esfuerzos repetitivos. Las fallas suelen ocurrir por picaduras sobre la superficie del metal, sirviéndose éstas como puntos concentrados de tensiones y mediadores de grietas por fatiga. Por otra parte, el proceso de apertura y propagación de las grietas por fatiga descubren el metal nuevo no protegido susceptible a ser atacado por el medio corrosivo, continuando el mismo hasta que se produce la fractura del componente.

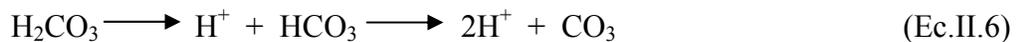
**II.12.2.10. CORROSIÓN DULCE O CORROSIÓN POR DIÓXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>) [16]:**

Es uno de los principales problemas que confronta la industria petrolera, porque ésta ocasiona deterioros severos en los equipos e instalaciones pertenecientes al área de producción, almacenaje y transporte. Debido a su bajo costo el material de construcción mayormente utilizado es el acero al carbono, siendo éste altamente susceptible a ser corroído por la presencia de un alto contenido de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Las reacciones químicas que envuelve este proceso son como sigue:

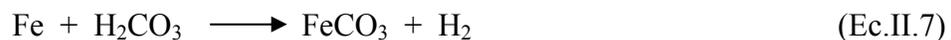
El CO<sub>2</sub> se disuelve en agua para formar ácido carbónico:



El ácido carbónico se disocia para formar bicarbonato y luego carbonato:



El ácido carbónico reacciona con el hierro para formar carbonato de hierro y otros productos:



El CO<sub>2</sub> es corrosivo, en presencia de agua libre, produciendo H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> (ácido carbónico). Para dar un ejemplo de su corrosividad: “el ácido carbónico a un pH de 3 es más corrosivo que el ácido clorhídrico (HCl) al mismo pH”. A medida que la presión parcial de CO<sub>2</sub> aumenta, las velocidades de corrosión incrementan, esto puede explicarse siguiendo la Ley de Henry, la cual expresa que la concentración de un gas disuelto en una fase líquida es proporcional a la presión parcial del mismo gas en el líquido. De aquí se entiende que a mayor presión parcial de dióxido de carbono (pCO<sub>2</sub>) habrá mayor cantidad de CO<sub>2</sub> para disolverse en vapor de agua libre lo que conlleva a crearse una solución más ácida, (de menor pH), y en consecuencia se incrementan las velocidades de corrosión.

La presión parcial del CO<sub>2</sub>, siguiendo la Ley de Henry, puede hallarse teniendo la concentración molar del CO<sub>2</sub> en la mezcla y la presión total de la mezcla, de la siguiente manera:

$$P_{pCO_2} = \left( \frac{P_t * \%CO_2}{100} \right) \quad (\text{Ec.II.8})$$

De donde:

P<sub>pCO<sub>2</sub></sub> : presión ejercida por la mezcla; (psi)

P<sub>t</sub> : presión total de la mezcla, (psi)

%CO<sub>2</sub> : porcentaje molar de CO<sub>2</sub> presente en la mezcla (adimensional)

La norma API publicación N° 6-1976 <sup>[1]</sup> señala:

Tabla II.1. Rangos N.A.C.E y API para las presiones parciales de CO<sub>2</sub>

<b>Presión parcial</b>	<b>Estado de la corrosión</b>
Si P <sub>pCO<sub>2</sub></sub> > 30 psi	Severa
Si 7 psi < P <sub>pCO<sub>2</sub></sub> < 30 psi	Moderada
Si P <sub>pCO<sub>2</sub></sub> < 7 psi	Leve

Este principio no es siempre aplicable cuando hay presencia de agua salada, ya que las sales disueltas causan tasas de corrosión que se incrementan considerablemente. Como producto de corrosión se obtiene carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>) el cual forma una capa localizada en la superficie del metal. La solubilidad de esta capa de carbonato de hierro es muy baja y decrece con el aumento de temperatura <sup>[17]</sup>.

Según las experiencia reportadas por Murata y otros <sup>[6]</sup> a partir de 212°F hasta 312 °F (de 100 a 150 °C) el producto formado por corrosión por CO<sub>2</sub> puede proteger al acero contra la corrosión misma, formando una capa protectora compuesta de FeCO<sub>3</sub> la cual ofrece distintos grados de protección dependiendo de la temperatura. La protección que ofrece esta capa depende también del medio ambiente (pH, composición química, presión parcial de CO<sub>2</sub>, geometría, velocidad de flujo, patrón

de flujo) y del metal (microestructura y composición química). Por tal razón, Ikeda<sup>[13]</sup> señala tres zonas de diferentes temperaturas que incide sobre la naturaleza y morfología de los productos de corrosión, los cuales determinan las velocidades de corrosión del acero al carbono:

- (a) Zona 1: temperatura < 140°F (60°C) (La corrosión es general): Ocurre a temperaturas menores a 60°C, en la cual la capa de carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>) es de poca adherencia y de alta permeabilidad. La disolución del hierro no es muy alta, pero el FeCO<sub>3</sub> tiene poca capacidad de adhesión y es removido rápidamente por la acción del flujo. Murata, Sato y Matsuhashi<sup>[6]</sup>, indican que la mayoría de los carbonatos en este rango de temperaturas tienen pH crítico por encima de 5, de esta manera los carbonatos formados en solución de pH < 5 no contribuyen a la formación de una película estable sobre el metal, esto se ilustra en la figura II.9.

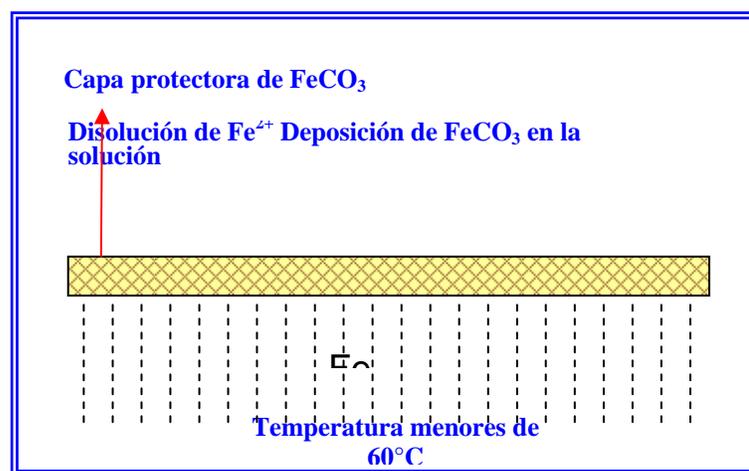


Figura II.9. Corrosión general por Dióxido de Carbono.

- (b) Zona 2: temperaturas cercanas a 212°F (100°C) (La corrosión es localizada): A estas temperaturas se produce la disolución anódica del hierro y las velocidades de corrosión alcanzan sus valores máximos. Simultáneamente a este proceso empieza el crecimiento de cristales de FeCO<sub>3</sub> sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta

manera la capa será homogénea, de lento crecimiento y porosa. Los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, proporcionando corrosión localizada, tal como se indica en la Figura II.10.

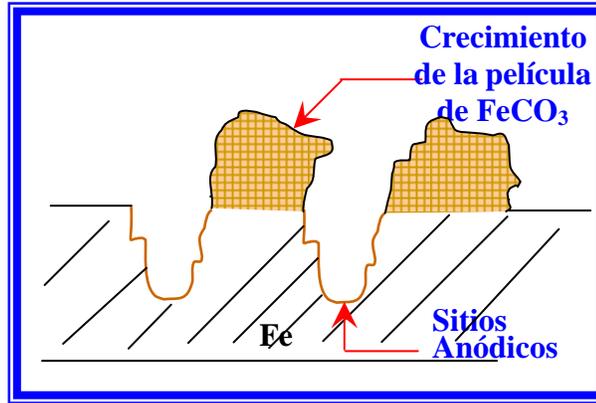


Figura II.10. Corrosión localizada por CO<sub>2</sub> debido a la porosidad de la capa de Carbonato de Hierro (FeCO<sub>3</sub>)

- (c) Zona 3: temperatura cercana a 302 °F (150°C) (Formación de capa de pasivación): Ocurre a temperaturas entre 100 y 150 °C, donde la corrosión por CO<sub>2</sub> disminuye por la formación de una capa compacta y adherente de FeCO<sub>3</sub>. La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del FeCO<sub>3</sub> son altas, de tal manera que la nucleación de cristales de FeCO<sub>3</sub> sobre la superficie es rápida y uniforme, tal como se muestra en la fig II.11.

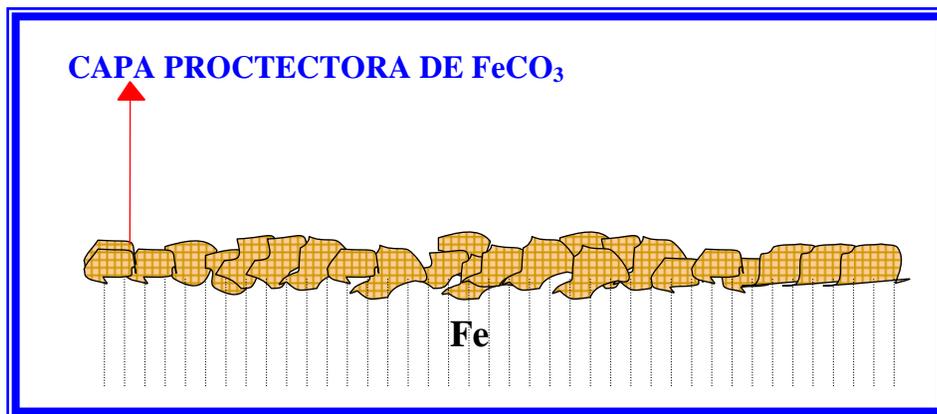


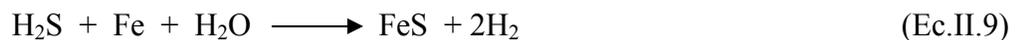
Figura II.11. Capa de pasivación compacta y continua.

G Vani <sup>[24]</sup> realizó una revisión bibliográfica y encontró que la corrosión por CO<sub>2</sub> puede estar influenciada por factores tales como:

- (a) pH: desempeña un rol muy importante cuando se forman capas de carbonatos, debido a que la solubilidad de éstos disminuyen a medida que el pH aumenta.
- (b) Temperatura: la formación y protección que ofrece la capa de carbonato de hierro depende de la temperatura.
- (c) Presión: la presión parcial de CO<sub>2</sub> influye de tal forma que la velocidad de corrosión aumenta en función de ésta en un orden exponencial de 0,5-0,8.
- (d) Flujo: el flujo en forma líquida afecta las reacciones químicas o electroquímicas en los procesos de corrosión. Asimismo, puede contribuir a la formación de una película estable sobre la superficie del metal por incremento de transferencia de masa, pero también puede remover la capa protectora.
- (e) Concentración: la concentración de iones inorgánicos (iones calcio), iones carbonatos y ferrosos en solución acuosa, determinan la formación y composición de los productos de corrosión.
- (f) Existen otros factores que afectan la corrosión: dimensión del sistema, régimen de flujo, relación volumétrica entre fases, características fisicoquímicas del medio, material expuesto y presencia de sólidos en el fluido

#### **II.12.2.11. CORROSIÓN AGRIA O CORROSIÓN POR SULFURO DE HIDRÓGENO (H<sub>2</sub>S) <sup>[16]</sup>:**

La ecuación que gobierna la corrosión del acero al carbono por H<sub>2</sub>S es la siguiente:



Este tipo de ataque puede ser identificado dada la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H<sub>2</sub>S. Además de la corrosión general, se pueden presentar otros tipos de corrosión por H<sub>2</sub>S. Estos son:

- (a) Corrosión bajo tensión en presencia de sulfuro (Sulfide Stress Cracking Corrosión, SSCC).

(b) Agrietamiento inducido por Hidrógeno (Hydrogen Induced Corrosión, HIC).

En estos tipos de corrosión, el hidrógeno atómico desprendido de la reacción catódica ( $H^\circ$ ) puede desplazarse dentro del metal y alojarse en las imperfecciones que éste puede tener. Los hidrógenos atómicos al unirse llegan a formar dentro del material hidrogeno molecular, Ec.II.10, el cual influirá sobre la imperfección interna, produciendo una burbuja, la cual hace que el material se ampolle o se agriete, aún sin la presencia de tensiones externas sobre él. Este efecto guarda relación con la presión parcial del  $H_2S$ .



Estos tipos de corrosión sólo se diferencian en que una se produce bajo tensión (SSCC) y la otra sin tensión (HIC). La corrosión por sulfuro bajo esfuerzo (SSCC) ocurre cuando el ambiente contiene  $H_2S$  y agua líquida en altas concentraciones, además que el pH del agua sea ácido y que la estructura esté sometida a esfuerzos cercanos al punto de cedencia.

La norma NACE, MR 0175-94<sup>[14]</sup> se aplica a todos los componentes de equipos expuestos a ambientes ácidos definidos en la misma como fluidos que contienen agua libre y  $H_2S$  en cantidades por encima de 0,05 psia de su presión parcial.

Adicionalmente, y según indica la norma en referencia, el material debe tener una dureza mayor que 22 Dureza Rockwell C (HRC) para que se considere susceptible a la corrosión bajo tensión. Es poco probable que en un material con una dureza menor a la indicada ocurra este tipo de corrosión, sin embargo puede ocurrir corrosión uniforme causada por  $H_2S$ . Tomando en cuenta lo anterior, hay que destacar que, aunque los materiales cumplan con las especificaciones en cuanto a composición química y propiedades mecánicas, no es un indicativo de que no sean susceptibles a corrosión bajo tensión o sin tensión. Esto se debe fundamentalmente a que esos tipos de corrosión están muy influenciados por el tipo de microestructura y

su distribución, aspectos que no están contemplados en normas de selección de materiales para ambientes agrios.

### **II.12.3. MÉTODOS UTILIZADOS EN EL MONITOREO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN<sup>[16]</sup>**

#### **II.12.3.1. MÉTODO GRAVIMÉTRICO (USO DE CUPONES)**

Este tipo de ensayo es el más común entre todas las pruebas de medición de tasas de corrosión, el mismo consiste en la colocación de una pequeña cinta metálica, usualmente de acero de bajo contenido de carbono, la cual es expuesta en el fluido del sistema donde la corrosión puede ser activa. El cupón debe ser limpiado y pesado cuidadosamente antes de ser insertado en el sistema, pues el mismo debe estar libre de grasas y aceites que no permitan la interacción eficaz entre el fluido y la cinta, así como también libre de corrosión u otra anomalía que no permita obtener una velocidad de corrosión representativa del sistema. El cupón es dejado por un período de tiempo definido y luego removido, limpiado y pesado para determinar la cantidad de metal perdido, con este dato, el área de la cinta y el tiempo de exposición, se calcula la tasa de corrosión.

#### **II.12.3.2. ELECTRODO CILINDRO ROTATORIO**

El electrodo de cilindro rotatorio (ECR) es una herramienta que permite modelar condiciones de flujo en sistemas electroquímicos donde la transferencia de masa controla las velocidades de reacción (corrosión o incrustación), el mismo simula el movimiento del fluido en una tubería y a la vez la influencia de este fluido sobre la permanencia de películas formadas sobre el metal. Esta técnica se emplea para la medición de la velocidad de corrosión a través de la resistencia a la polarización ( $R_p$ ) de un electrodo corroyéndose, definida como la pendiente de la curva de polarización en el potencial de corrosión;  $R_p = \Delta E / \Delta i$ ; que es lo mismo que el potencial sobre la densidad de corriente. A pesar que el electrodo de cilindro rotatorio se hace más

engorroso para el análisis matemático, ha sido utilizado satisfactoriamente en los estudios de corrosión por polarización de concentración controlada.

La ecuación utilizada en el análisis matemático es la siguiente:

$$i_L = 0,0791 \cdot n \cdot F \cdot C_B \cdot U \left( \frac{U \cdot d}{\nu} \right)^{-0,30} \cdot \left( \frac{\nu}{D_z} \right)^{-0,644} \quad (\text{Ec.II.11})$$

Donde:

$i_L$ : densidad de corriente (A/cm<sup>2</sup>)

n: número de equivalentes intercambiados (equivalentes)

F: constante de Faraday (96500 coulombios/equivalentes)

$C_B$ : concentración de la solución (mol/L)

U: velocidad lineal del electrodo de cilindro (cm/s)

d: diámetro del cilindro (cm)

$\nu$ : viscosidad cinemática (cm<sup>2</sup>/s)

$D_z$ : difusividad de la solución (cm<sup>2</sup>/s)

#### **II.12.3.3. RADIOGRAFÍA DE RAYOS X**

Esta técnica permite la visión en dos (2) dimensiones de las paredes del tubo o equipo. Es adecuada para detectar mayores defectos o un severo ataque corrosivo, no así para observar pequeños cambios en espesores residuales de pared debido a limitaciones de exactitud, además no es muy común en monitoreo en línea pues requiere equipo y personal especializado.

#### **II.12.3.4. MEDICIONES DE ULTRASONIDO**

Es una técnica utilizada en inspección, que provee una vista transversal de materiales ferrosos y no ferrosos, para la misma existen tres equipos de ultrasonido:

- (a) A Scan: provee una simple medida de la profundidad, desde el exterior de la superficie de una tubería o recipiente hacia la siguiente interfase que refleja las ondas del sonido. Generalmente esta técnica mide espesores de pared, sin embargo puede dar mala información si existen medianos defectos de pared.

- (b) B Scan: son instrumentos más potentes que producen secciones transversales (2 dimensiones) como los rayos X.
- (c) C Scan: produce una vista de tres dimensiones de la superficie, este es muy útil para superficies grandes, por ejemplo: alas de avión.

#### **II.12.3.5. INSPECCIÓN VISUAL**

Es raramente práctico hacerla durante el trabajo de una planta de procesos, sin embargo cuando la oportunidad se presenta, es la única prueba con la cual estamos absolutamente seguros de lo que acontece en el proceso y de los daños causados por la corrosión mediante la revisión completa del equipo.

#### **II.12.3.6. ANÁLISIS QUÍMICO**

La medición de hierro presente en una corriente de agua producida puede indicar una tasa de pérdida para el metal, siendo los productos de la corrosión solubles en agua. Por esta razón, la prueba es aplicable principalmente a corrosión por CO<sub>2</sub>, en la cual el bicarbonato ferroso [Fe(HCO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>], soluble en el agua, es un producto de la corrosión.

El contenido de hierro es medido en partes por millón (ppm) y entonces la pérdida de hierro en libras por día (lb/día) se estima usando la tasa de producción de agua del pozo de prueba y el nomograma mostrado en la figura II.12. Una tasa de corrosión baja es una pérdida de hierro por debajo de 0,2 lb por pie<sup>2</sup> por año de

exposición  $\left( \frac{lb}{pie^2 \cdot año} \right)$ .

Las tasas de hierro no pueden ser relacionadas con fallas en el equipo, ejemplo en la corrosión uniforme, la pérdida puede ser alta y el daño pequeño; en cambio para la corrosión por grietas, la pérdida puede ser baja pero el daño severo, por lo tanto es necesario complementar estos datos obtenidos.

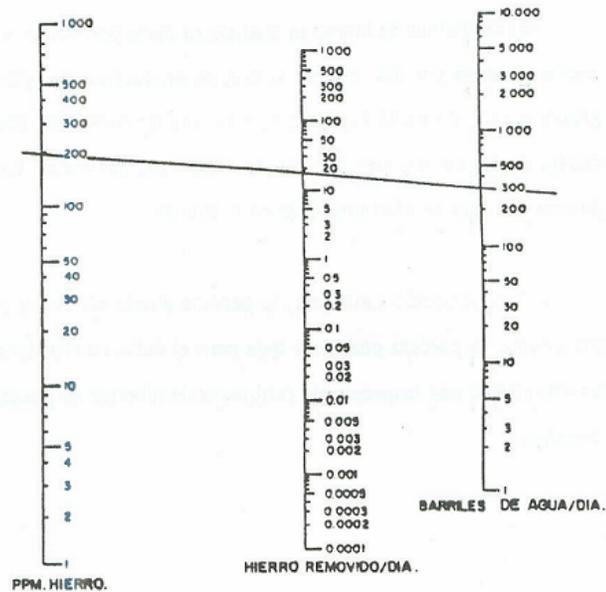


Figura II.12. Nomograma para determinar la pérdida de hierro

### II.12.3.7. PROBETAS DE HIDRÓGENO

Son utilizadas para detectar la penetración del átomo de hidrógeno en la pared del metal. Esto ocurre en reacciones catódicas de corrosión ácida, particularmente en presencia de  $H_2S$ . Para este tipo de prueba existen tres tipos básicos de probetas:

a) La simple y más común: consiste de un tubo de acero al carbón de pared delgada insertada en la corriente de flujo con una varilla sólida dentro de éste, formando un pequeño espacio anular en el cual se colectan y combinan los átomos de hidrógeno para formar moléculas de gas hidrógeno; esta molécula no ingresa al acero por ser grande. El gas colectado es retenido en el espacio anular e incrementará su presión a medida en que es generado, dicha presión es registrada en un manómetro localizado fuera de la tubería y es proporcional al flujo de hidrógeno atómico.

b) Probeta tipo parche: opera idénticamente, excepto que el parche es sellado a la superficie exterior de la tubería y colecta los átomos de hidrógeno que han logrado penetrar la pared de la tubería.

c) Envoltura de paladio: es una celda electroquímica que produce una corriente eléctrica proporcional a la velocidad de evolución de hidrógeno

Los tres tipos de probetas proveen una muy útil información acerca de los cambios en el ambiente corrosivo, en procesos donde la corrosión es inducida por hidrógeno.

#### **II.12.3.8. RESISTENCIA ELÉCTRICA (CORROSÓMETRO)<sup>[9]</sup>**

Es usado principalmente en corrientes de gas, pues no necesita ser sumergido en agua para poder funcionar. El corrosómetro mide la resistencia eléctrica y es una adaptación del puente de Wheatstone; este puente consiste de cuatro resistencias, con dos de ellas en la sonda y las otras dos en la capa del instrumento. Una de las resistencias del sondeo, una pequeña tira, alambre de acero u otro metal (que puede ser de varios tamaños y espesores) es expuesto al ambiente corrosivo; el cambio de la resistencia con la corrosión provee una medida precisa de la tasa de corrosión.

Tomando dos lecturas del instrumento y aplicando las características correcciones para la sonda particular, la tasa de corrosión puede ser determinada cerca de la millonésima de pulgada ( $1 \times 10^{-6}$  pulg); como ejemplo extremo, con un elemento de sondeo (4 mm), una tasa de corrosión moderada puede ser medida con una buena precisión en una hora, reduciendo apreciablemente el tiempo total requerido para obtener resultados veraces.

#### **II.12.4. TÉCNICAS DE PREVENCIÓN Y CONTROL DE CORROSIÓN<sup>[16]</sup>**

La corrosión es un proceso que se desarrolla en forma natural y que no puede ser eliminado, pero si minimizado con la adecuada utilización de técnicas desarrolladas con esta finalidad. Para prevenir y controlar este fenómeno son empleados diversos métodos tales como:

#### II.12.4.1. MÉTODO DE CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DE LAS TASAS DE CORROSIÓN

##### *Estimación de las velocidades de corrosión por Dióxido de Carbono<sup>[15]</sup>:*

En el campo de la ingeniería de corrosión numerosas investigaciones han sido encaminadas con la finalidad de desarrollar un método matemático que permita determinar, con la menor cantidad de variables posibles, las velocidades de corrosión presentes en ambientes con contenido de CO<sub>2</sub>, proporcionando de esta manera una herramienta de uso sencillo y efectivo, que al predecir las tasas de corrosión en un determinado sistema, permite tomar las medidas necesarias para controlar sus efectos.

Diversas correlaciones han sido desarrolladas con este fin, encontrándose entre ellas la correlación de Garber y Adams, y la correlación de De Waard y Milliams, siendo esta última la más conocida, la cual se explica a continuación, ya que fue utilizada para el desarrollo de este trabajo. La correlación de De Waard y Milliams en su forma original fue durante mucho tiempo la única disponible, siendo criticada posteriormente por muchos investigadores por sobrepredecir los valores de corrosión. Esta ecuación ha sido modificada a través de los años por sus autores, añadiéndose a la ecuación original diversos factores de corrección obtenidos a partir de experimentos realizados en bancos de pruebas y asociados a efectos tanto químicos como físicos producidos durante el proceso de corrosión. La correlación de Waard y Milliams se basa fundamentalmente en estudios realizados sobre la influencia de la velocidad de fluido sobre el proceso de corrosión por CO<sub>2</sub>, donde se toma en consideración los efectos de la energía de reacción y de transferencia de masa del CO<sub>2</sub> disuelto, desde el volumen de la solución hasta la superficie del acero respectivamente.

En esta correlación también se estudian los efectos que la composición del acero y su microestructura ejercen sobre la velocidad del proceso de corrosión. A continuación se detallan los efectos que la velocidad de fluido, temperatura, composición del acero y su microestructura ejercen sobre la velocidad de corrosión:

(a) Efecto de la velocidad del fluido: básicamente cualquier proceso de corrosión consta de dos grandes etapas consecutivas, en primer lugar el transporte de las especies corrosivas a través del fluido y su concentración sobre la superficie del metal y en segundo lugar las reacciones que ocurren en la superficie del metal. La velocidad a la cual suceden estas reacciones determinan la velocidad de reacción de corrosión y se encuentran definidas de la siguiente manera:

a.1.- Velocidad de corrosión controlada por el pH del sistema ( $V_r$ ): El pH es un factor importante a considerar en el estudio de la corrosión por  $\text{CO}_2$ , ya que la dependencia de las tasas de corrosión por la velocidad del fluido decrece a medida que aumenta el pH. Este aspecto es significativo en situaciones prácticas donde el  $\text{FeCO}_3$  disuelto puede incrementar el pH y disminuir las tasas de corrosión.

a.2.- Velocidad de corrosión controlada por transferencia de masa ( $V_{mt}$ ): En este parámetro es considerada la velocidad superficial con la cual se mueve el fluido dentro de la tubería, el diámetro de la misma y la presión parcial de  $\text{CO}_2$  existente en el medio.

(b) Efecto de la temperatura: la temperatura a partir de la cual se comienza a formar la película protectora de productos provenientes de la corrosión es denominada temperatura de formación de capa o scala ( $T_{scale}$ ). A temperaturas mayores a la temperatura de formación de capa las tasas de corrosión tienden a decrecer.

(c) Efecto de la composición química del acero y su microestructura: para estudiar y cuantificar los efectos que ejercen la composición química del acero y su microestructura sobre la corrosión por  $\text{CO}_2$ , se han dividido los aceros en dos grandes grupos: aceros normalizados y aceros templados y revenidos. La influencia de cada uno de ellos se ha expresado a través de factores de corrección, donde los principales parámetros a considerar son el contenido de carbono y cromo presentes en los mismos.

#### **II.12.4.2.           CONDICIONES HIDRODINÁMICAS Y PATRONES DE FLUJO**

Estos parámetros revisten parcial importancia en la selección del método de control y su efectividad, por esta razón se acota a continuación las diferentes formas que puede adoptar la corrosión desde este punto de vista:

- (a) Para sistemas de gas húmedos con bajas velocidades de flujo, comprendidas entre 0 y 4,5 m/s, existen mayores posibilidades de un ataque corrosivo localizado ya que el agua se acumulará en el fondo de la tubería.
- (b) En sistemas de gas con velocidades de flujo moderadas ubicadas en el rango de 4,5 – 7,5 m/s, el agua se presenta en flujos continuos a lo largo del fondo y atomizada en el resto de la línea con lo que se obtienen diferentes grados y tipos de ataque corrosivo, siendo más severo en el fondo de línea.
- (c) A velocidades superiores a los 7,5 m/s, el agua se encuentra atomizada en toda la superficie interna de la línea de gas, por lo que en general y dependiendo del contenido de agua, ocurre un ataque general de moderada intensidad.

Las condiciones críticas de flujo tienen lugar a velocidades mucho más bajas en línea de flujo bifásico que las que pueden tener lugar en líneas de flujo monofásico. Esta es la razón por la que se debe prestar atención a las líneas de flujo bifásicos que presentan una caída de presión apreciable.

#### **II.12.4.3.           UTILIZACIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN**

Un inhibidor de corrosión es una sustancia que disminuye en forma efectiva la velocidad de corrosión de un metal cuando se agrega en pequeñas cantidades al medio corrosivo. En vista de que la corrosión acuosa es de naturaleza electroquímica, la acción inhibidora o retardadora de cualquier sustancia, es el producto de la prevención o el control de las reacciones anódicas o catódicas. Es por ello, que los inhibidores se pueden dividir en anódicos o catódicos pero no son excluyentes, puesto que una misma sustancia puede afectar las reacciones del ánodo y cátodo simultáneamente. Existen cuatro tipos generales de mecanismos de inhibición:

- (a) Neutralizantes: estos disminuyen la corrosividad del medio ambiente por un descenso en la concentración de iones hidrógeno ( $H^+$ ), la cual reduce la concentración del reactante corrosivo.
- (b) Inhibidores filmicos: funcionan bajo una fuerte adsorción, o quimisorción sobre la superficie del metal, y disminuye el ataque formando una barrera resistente a la penetración por soluciones acidas.
- (c) Secuestrantes: cuya función principal es disminuir de manera significativa la concentración de la especie corrosiva en el medio.
- (d) Inhibidores varios: incluyen inhibidores de incrustaciones y agentes biocidas, los cuales son utilizados en tratamientos químicos de aguas. Estos inhibidores evitan la formación de depósitos inorgánicos y eliminan los microorganismos causantes de la corrosión bajo depósito y microbiológica, respectivamente.

#### **II.12.4.3.1. INHIBIDORES ANÓDICOS Y CATÓDICOS<sup>[10]</sup>**

Los inhibidores anódicos suprimen las reacciones de corrosión que ocurren en el ánodo, mediante la formación de un compuesto poco soluble con el ión metálico recién producido. Este compuesto se deposita en la superficie del metal y forma una capa protectora o una barrera, con lo que aminora la rapidez de la corrosión; estos aumentan la polarización anódica y hace que el potencial de corrosión se vuelva cada vez más positivo en las zonas de menor densidad de corriente. En forma semejante, los inhibidores catódicos producen polarización catódica, que hace un potencial de corrosión más negativo, pero al mismo tiempo se desvía hacia densidades de corriente menores. En el caso de inhibidores mixto, ocurre la polarización anódica y catódica de forma simultánea, desviando la corriente de corrosión a densidades menores.

#### **II.12.4.3.2. INHIBIDORES INORGÁNICOS<sup>[10]</sup>**

Los inhibidores anódicos que se utilizan con mayor frecuencia son los compuestos inorgánicos como cromatos, nitratos, fosfatos, silicatos e hidróxidos. Los inhibidores anódicos son eficaces en la prevención de la corrosión si se emplea en cantidades suficiente para proteger en forma completa el área anódica total de un

metal, de lo contrario, se puede producir un ataque localizado y con ello aumentaría la velocidad de corrosión del metal a una velocidad superior a la que se tendría sin inhibidor, aunque puede aminorarse la cantidad total de productos de corrosión.

Los inhibidores catódicos evitan la producción de hidrógeno o la absorción de oxígeno en las áreas catódicas. Los compuestos como las sales de arsénico y de bismuto, forman un depósito lustroso, y aumentan el sobrevoltaje del hidrógeno en forma considerable, mientras los compuestos como las sales de magnesio, níquel y zinc, reaccionan con los iones hidroxilo, constituyendo hidróxidos insolubles, que precipitan en el cátodo, y forman una barrera física con lo que se evita o se reduce la difusión de las muestras reactivas hacia el cátodo.

#### **II.12.4.3.3. INHIBIDORES ORGÁNICOS**

Son generalmente protectores en soluciones neutras y alcalinas, pero ofrecen poca o ninguna protección en presencia de ácidos, salmueras ácidas, medios reductores y la acción microbiana, para estos casos, los compuestos orgánicos polares y los materiales orgánicos coloidales son los más utilizados. Los inhibidores orgánicos son del tipo filmico cuya función es formar una película que impide el contacto directo del metal con el medio corrosivo. Estos inhibidores están formados por uno o más grupos polares con base en N, S u O, los cuales se absorben en la superficie del metal mediante quimi-absorción o por fuerzas electrostáticas.

#### **II.12.4.4. SELECCIÓN APROPIADA DE MATERIALES**

##### **II.12.4.4.1. METALES**

Las aleaciones de acero al carbono son las más comúnmente usadas en las operaciones de campos petroleros, dado su bajo costo, facilidad de fabricación y resistencia. Sin embargo, existen numerosas aplicaciones en donde el método más sencillo para prevenir la corrosión es seleccionar la aleación más adecuada para un servicio corrosivo en particular.

Algunas de las combinaciones de metales que proporcionan buenas resistencias a la corrosión son:

(a) Aceros inoxidable:

1. Martensíticos: los aceros martensíticos son básicamente aleaciones de hierro-cromo que contienen de 11,5 a 18% de Cr y 0,15 a 1,2% C, pueden ser endurecidos por tratamientos térmicos y su resistencia a la corrosión es usualmente menor que la de los ferríticos y austeníticos.

2. Ferríticos: poseen buena resistencia al calor y al ataque de gases de azufre, no así a las altas temperaturas, la cual se encuentra limitada.

3. Austeníticos: este tipo de aceros presentan mayor resistencia a la corrosión, el calor y a la oxidación de todos los grupos, pudiendo ser incrementado con los contenidos de Cromo y Níquel.

(b) Aleaciones de Níquel: muchas aleaciones resistentes a la corrosión están basadas en el níquel como elemento base y la resistencia aumenta a medida que aumenta el contenido de níquel.

(c) Aleaciones de aluminio: el aluminio es un metal muy activo que desarrolla una capa de óxido muy adherente, que proporciona buena resistencia a la corrosión en muchos ambientes. Presenta también buena resistencia mecánica y se usan con propósitos estructurales, además tienen buena conductividad térmica y eléctrica, y alta relación resistencia/peso. Pierden su resistencia mecánica al ser expuestas a temperaturas a 350 °F, pero poseen buena resistencia a temperaturas muy bajas (Criogénicas).

(d) Aleaciones de cobre: el cobre combina su alta resistencia a la corrosión con una alta conductividad térmica y eléctrica, maleabilidad, maquinabilidad y resistencia mecánica. Como es un metal noble, no produce evolución de hidrógeno y por esta razón no se corroe por los ácidos, excepto si están en presencia de agentes oxidantes. En ambientes reductores extremos y altas temperaturas, las aleaciones de cobre son a menudo superiores a los aceros inoxidable.

- (e) Aleaciones de plomo: este metal forma películas protectoras de varios productos de corrosión muy poco resistentes a la erosión-corrosión por su maleabilidad. Son resistentes al  $H_2SO_4$ , al ácido crómico, fluorhídrico, fosfórico, soluciones neutras, agua de mar y suelos. Es atacado por el ácido acético y no se usa en ácido clorhídrico, ácido nítrico y ácidos orgánicos.
- (f) Aleaciones de zinc: el zinc es un metal con baja resistencia a la corrosión, pero se utiliza como ánodo de sacrificio en la protección catódica del acero al carbono.
- (g) Aleaciones de estaño: El estaño se utiliza como revestimiento de otros metales por su resistencia a la corrosión, es fácil de trabajar y soldar, además sirve como base para el revestimiento orgánico, no es tóxico y es casi inerte en ausencia de oxidantes.
- (h) Aleaciones de titanio: el titanio posee alta relación resistencia/peso y sirve como elemento estabilizador en los aceros inoxidable para evitar la corrosión intergranular.

#### **II.12.4.4.2. NO METALES**

La mayoría de los no metales tienen mucha menos resistencia mecánica que el acero y pueden tener serias limitaciones de temperatura. En las operaciones de campos petroleros se utilizan con frecuencia plásticos, cemento-asbesto, cerámica y cemento. La tubería de plástico está siendo usada extensamente; particularmente la tubería de fibra de vidrio reforzada con resina “epoxy”, reemplazando la tubería de PVC, dado que mejora la resistencia mecánica y permite su uso a altas temperaturas.

La tubería de cemento-asbesto, es una mezcla de cemento y asbesto, con gran resistencia a la corrosión producida por las aguas (dulces, agrias y aireadas) de campos petroleros, pero hay que tener muy en cuenta que este tipo de tubería es quebradiza, por lo que su manejo se debe realizar con mucho cuidado.

La cerámica es usada principalmente en bombas de desplazamiento positivo sumergidas, pues este tipo de material resiste la acción corrosiva de todo tipo de agua presente en las operaciones de producción, sin embargo al igual que la tubería de

cemento-asbesto, es quebradiza y de débil tensión, además de ser susceptible a los choques térmicos.

#### **II.12.4.5. DISEÑO APROPIADO**

Mediante una planificación apropiada se puede obtener gran economía en el mantenimiento de estructuras y equipos que son afectados por la corrosión. Como todos los metales tienen una tendencia inherente a corroerse, la corrosión ocurrirá aunque se tomen medidas preventivas. En muchas oportunidades, el diseño inapropiado de sistemas origina fallas que se presentan en un futuro; las posibilidades de que esto ocurra pueden ser minimizadas a través de un diseño adecuado. El diseño de una estructura debe incluir los requerimientos de:

- (a) Construcción mecánica.
- (b) Resistencia mecánica.
- (c) Corrosión permisible (Corrosion allowance).

En todos los casos el diseño mecánico de un componente debería estar basado en el material de construcción, esto es importante ya que los materiales utilizados por su resistencia a la corrosión varían ampliamente en sus características mecánicas. Para realizar el diseño de una estructura o equipo con el objeto de incrementar la resistencia a la corrosión se deben seguir las siguientes reglas generales de diseño:

- (a) En la construcción de líneas que transportan gas, tanques y otros recipientes para el manejo de fluidos corrosivos a altas presiones y temperaturas, se recomiendan juntas soldadas y no remachadas ni apernadas.
- (b) Diseñar tanques y otros recipientes con facilidades de drenaje y limpieza.
- (c) Diseñar sistemas que posean componentes fáciles de reemplazar cuando, por el tipo de trabajo a efectuar, esos componentes sean susceptibles a fallas.
- (d) Evitar esfuerzos mecánicos excesivos y concentraciones de esfuerzos de componentes expuestos a medios corrosivos.
- (e) Evitar el contacto de dos metales disímiles para no formar pilas galvánicas.

- (f) Evitar conexiones con cambios bruscos de dirección en sistemas que manejan fluidos de altas velocidades de flujo, que contengan sólidos disueltos y que tiendan a generar turbulencia.
- (g) Diseñar equipos que trabajen a altas temperaturas de manera tal que se asegure una distribución de gradientes de temperatura.
- (h) Tratar de eliminar el aire (oxígeno) del sistema, para reducir o eliminar la corrosión.

Dado que la corrosión es un fenómeno de penetración y desgaste del material, es necesario considerar un espesor adicional permisible (corrosion allowance) para poder utilizar los equipos en su vida útil programada. Así por ejemplo si la vida útil programada de una tubería es de 10 años y la corrosión que se espera para ese servicio es de 1/8" en diez años (velocidad de corrosión de 12 milipulgadas por año [mpy]); la tubería se debe diseñar con espesor adicional de 1/8". En la tabla II.2. se muestra una guía que relaciona la velocidad de corrosión del medio con el grado de corrosividad (corrosion allowance).

Tabla II.2. Relación entre la velocidad de corrosión y el grado de corrosividad

<b>Velocidad de corrosión (mm/año)</b>	<b>Velocidad de corrosión (mpy)</b>	<b>Grado de corrosividad esperado</b>
< 0,025	< 1	Bajo
0,025 – 0,125	1 – 5	Moderado
> 0,125	> 5	Alto

#### **II.12.4.6. REVESTIMIENTOS PROTECTORES**

Los revestimientos protectores cubren la superficie metálica con una capa aislante o con una película no conductora, que actúa como barrera entre el metal y el medio corrosivo, reduciendo las velocidades de reacción y retardando considerablemente la corrosión. Los revestimientos protectores pueden ser clasificados de tres maneras:

- (a) Revestimientos orgánicos: son los más utilizados en la industria petrolera y se dividen en dos grupos:
- Pinturas: son aplicadas como finas películas (cerca de 0,005 pulgadas de espesor) para su exposición en la atmósfera.
  - Revestimientos bituminosos: son aplicados a estructuras enterradas o sumergidas.
- (b) Revestimientos inorgánicos: estos comprenden la conversión química, cerámica y concreto. Son usados ampliamente en tuberías que prestan servicios en aguas saladas y en tuberías de pozos de inyección de vapor.
- (c) Revestimientos metálicos: son utilizados para controlar la corrosión de las operaciones de producción petrolera, los revestimientos metálicos de mayor importancia son el zinc y el aluminio sobre el acero, en algunas bombas se utilizan revestimientos de cromo pero su principal función en esta aplicación es dotarla de su resistencia y dureza. Los revestimientos de zinc y aluminio son usados para algunas extensiones de estructuras sumergidas o enterradas donde exista corrosión, pero su mayor aplicación es en la atmósfera, donde el galvanizado y el zinc proporcionan la mejor y más económica protección.

### **II.13. FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS<sup>[4]</sup>**

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido dentro de un mismo fluido; el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o puede existir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido. Cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie se libera energía tanto en el flujo vertical como en el horizontal, esta energía la posee el fluido durante su permanencia en el yacimiento, por lo que es necesario realizar un buen diseño de los equipos del pozo, línea de flujo, estranguladores, separadores y de otras conexiones, con el objeto de optimizar la utilización de la misma.

El diseño óptimo necesita de un estudio detallado del comportamiento del flujo multifásico en cada uno de estos componentes, lo cual debe tomar en cuenta las

diferentes variables que afecten el proceso de producción del pozo. El flujo de fluidos en una tubería involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se pueden mencionar: el factor de fricción producido por el contacto entre el fluido y las paredes de la tubería, el régimen de flujo que se tiene (laminar o turbulento), la relación gas-petróleo, el porcentaje de agua y sedimentos, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, entre otros; reuniéndose una cantidad de variables que regulan las ecuaciones de balance de energía.

La facilidad con que fluyen los fluidos en el pozo, conjuntamente por las líneas de flujo superficiales, está representada gráficamente por una curva en un eje de coordenadas de presión de yacimiento en función del caudal de producción, la cual se conoce como la curva de demanda; en la figura II.13. se observa la tendencia general de esta curva.

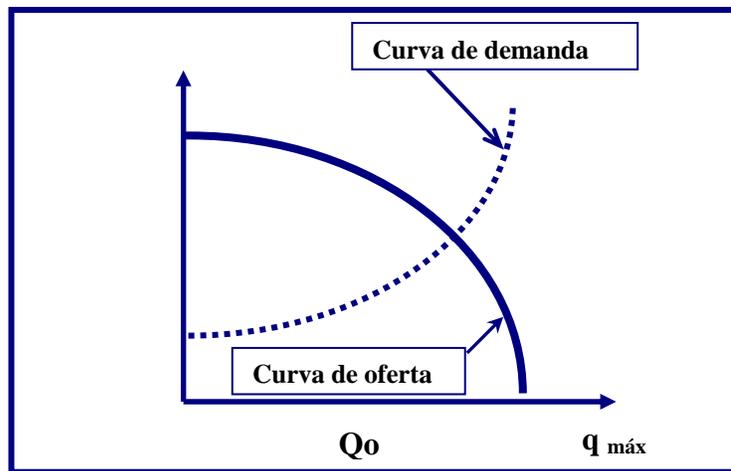


Figura II.13. Curvas de oferta y demanda.

### II.13.1. CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS VERTICALES.

Los estudios realizados en el comportamiento de flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, debido a la importancia que tienen para la industria petrolera. Las correlaciones realizadas mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo poseen sus limitaciones al ser aplicadas en condiciones diferentes a la de su deducción.

Los factores más importantes tomados en cuenta son: el cálculo de la densidad de la mezcla, el factor de entrapamiento de líquido o fracción de la tubería ocupada por líquido (hold up), regímenes de flujo, factor de fricción, entre otros. Existen muchas correlaciones para predecir los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales, a continuación se hará una breve descripción de las correlaciones más usuales para el análisis de flujo multifásico en tubería vertical. <sup>[5]</sup>

- (a) Hagedorn y Brown <sup>[5]</sup>: realizaron dos trabajos en 1964. Siendo el primero de ellos un estudio que relacionó el efecto de la viscosidad en una tubería de 1¼" de diámetro y 1500 pies de longitud para ello utilizaron cuatro fluidos de diferentes viscosidades, cada uno de los cuales se probó para diferentes tuberías y relaciones gas-líquido. Concluyeron que para valores de viscosidad líquida menores que doce centipoises, la misma tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico. El segundo trabajo fue una ampliación del primero en una tubería de 1" y 1½" de diámetro, el aporte importante fue la inclusión del factor de entrapamiento.
- (b) Gray <sup>[5]</sup>: la correlación fue desarrollada, para fases de gas, predominantemente para sistemas de gas y condensado en flujo multifásico vertical. Gray consideró una fase simple, asumiendo que el agua o condensado van adheridos en las paredes de la tubería en forma de gotas. La correlación es aplicada para casos en los que se considera que las velocidades para flujo vertical estén por debajo de 50 pie/s, que el tamaño de la tubería de producción sea menor de 3½-in y que las relaciones de condensado y agua estén por debajo de 50 bls/mmpcn y 5 bls/mmpcn, respectivamente.
- (c) Gilbert (1954) <sup>[5]</sup>: su trabajo consistió en tomar medidas de caídas de presión en el reductor; el método trabajó para bajas tasas de producción y utilizó en el mismo el término de "longitud equivalente" para el cálculo de la presión de fondo fluyente.
- (d) Duns & Ros (1963) <sup>[5]</sup>: observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo, desarrollando una correlación para la velocidad de deslizamiento de las fases. Presentaron además relaciones para hallar la

densidad de la mezcla y factor de fricción de acuerdo al régimen de flujo existente.

- (e) Orkiszewsky (1967) <sup>[5]</sup>: el autor considera deslizamiento entre las fases y que existen cuatro regímenes de flujo (burbuja, tapón, transición y neblina). Presentó un método para el cálculo de caídas de presión en tuberías verticales, el cual es una extensión del trabajo expuesto por Griffith y Wallis. La precisión del método fue verificada cuando sus valores precedidos fueron comparados con 148 caídas de presión medidas. Una característica diferente en este método es que el factor de entrapamiento es derivado de fenómenos físicos observados. También considera los regímenes de flujo y el término de densidad relacionados con el factor de entrapamiento; además determinó las pérdidas por fricción de las propiedades de la fase continua.
- (f) Beggs & Brill (1973) <sup>[5]</sup>: corrieron pruebas de laboratorio usando mezcla de aire y agua fluyendo en tuberías acrílicas de 90 pies de longitud y de 1 a 1,5 pulgadas de diámetro interior. Para un total de 27 pruebas en flujo vertical, se obtuvo un error porcentual promedio de 1,43 % y una desviación estándar de 6,45 %, desarrollando un esquema similar al de flujo multifásico horizontal.

### **II.13.2. CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL.**

El problema del flujo horizontal multifásico se considera tan complejo como el flujo multifásico vertical, la predicción de la caída de presión, cuando una mezcla de gas y líquido fluye en un conducto cerrado, es uno de los mayores problemas de ingeniería.

Las caídas de presión en flujo multifásico son bastantes diferentes de las que ocurren en flujo de una sola fase; esto se debe a que generalmente existe una interfase y el gas se desliza en el líquido, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente y las caídas de presión pueden llegar a ser de 5 a 10 veces mayores, que las ocurridas en flujo monofásico<sup>[5]</sup>. Los tipos de regímenes que pueden darse en flujo multifásico horizontal dependen de las

variaciones en presión o de la velocidad de flujo de una fase con respecto a la otra. (Figura II.14.) Estos flujos pueden ser:

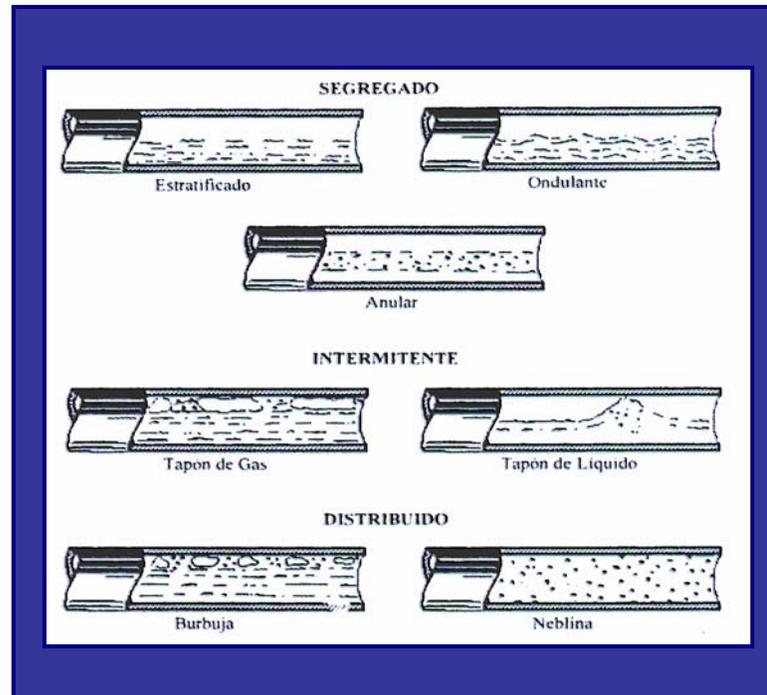


Figura II.14. Patrones de flujo en tuberías horizontales. [5]

- Flujo estratificado: el gas se mueve en la parte superior de la tubería, y el líquido en la parte inferior en una interfase continua y lisa.
- Flujo ondulante: es parecido al anterior, pero en este caso se rompe la continuidad de la interfase por ondulaciones en la superficie del líquido.
- Flujo anular: se caracteriza por la continuidad en la dirección axial del núcleo de la fase gaseosa. El líquido fluye hacia arriba de una película delgada alrededor de una película de gas mojando las paredes de la tubería o conducto.
- Flujo de tapón de gas: el flujo tapón se caracteriza por que exhibe una serie de unidades de tapón, cada uno es compuesto de un depósito de gas llamado burbujas de Taylor y una cubierta de líquido alrededor de la burbuja.
- Flujo de tapón de líquido: en este caso las crestas de las ondulaciones pueden llegar hasta la parte superior de la tubería en la superficie del líquido.

- (f) Flujo de burbuja: el flujo de burbujas se caracteriza por una distribución uniforme de la fase gaseosa así como la presencia de burbujas discretas en una fase líquida continua, puede dividirse en flujo burbujeante y flujo de burbujas dispersas, donde el primero ocurre a tasas de flujo relativamente bajas, y se caracteriza por deslizamiento entre las fases de gas y líquido, mientras que el flujo de burbujas dispersas ocurre a altos caudales, moviéndose las burbujas de gas a lo largo de la parte superior de la tubería.
- (g) Flujo de neblina ó rocío: el líquido está completamente “disuelto” en el gas; es decir, la fase continua es el gas y lleva en "suspensión" las gotas de líquido.
- (h) Flujo transitorio: en este tipo de patrón de flujo existen cambios continuos de la fase líquida a la fase gaseosa. Las burbujas de gas pueden unirse entre sí y el líquido puede entrar en las mismas. Aunque los efectos de la fase líquida son importantes, el efecto de la fase gaseosa predomina sobre la fase líquida.

Entre las correlaciones de flujo multifásico horizontal, que cubren todos los rangos de tasas de producción y tamaño de tubería se tienen las siguientes:

- (a) Beggs & Brill (1973)<sup>[51]</sup>: desarrollaron un esquema para caídas de presión en tuberías inclinadas y horizontales para flujo multifásico. Establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrapamiento y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.
- (b) Dukler, Aga & Flanigan<sup>[51]</sup>: la correlación de Aga & Flanigan fue desarrollada para sistemas de gas condensado en tuberías horizontales e inclinadas. Se consideró cinco regímenes de flujo: burbuja, intermitente, anular, neblina y estratificado. La ecuación de Dukler es usada para calcular las pérdidas de presión por fricción y el factor de entrapamiento (hold up) y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el diferencial de presión por elevación.
- (c) Eaton y colaboradores (1966)<sup>[51]</sup>: realizaron pruebas experimentales de campo en tres tuberías de 1.700 pies de longitud cada una y de 2,4 y 15 pulgadas de diámetro, respectivamente.

Los rangos utilizados en sus pruebas fueron:

- Tasa líquida: 50-5.500 BPD
- Tasa de gas: 0-10 MMPCND
- Viscosidad Líquida: 1-13,5 centipoise.
- Presiones promedio: 70-950 psi.

La correlación se basa en una en un balance de energía de flujo multifásico, utilizando correlaciones para el factor de entrapamiento de líquido y el factor de fricción, considerando las fases fluyendo como una mezcla homogénea de propiedades promedia.

#### **II.14. SIMULACIÓN DE PROCESOS**

La simulación de procesos se ha convertido en los últimos años en una herramienta fundamental para el diseño, evaluación y optimización de los diferentes procesos encontrados en la industria del gas natural, desde su producción hasta su comercialización. La existencia en el mercado de una gran variedad de paquetes de computación para la simulación de procesos, cada vez con mayor capacidad para simular cualquier tipo de proceso, por más complejo que éste sea y con interfaz usuario-simulador más amigable, permite al ingeniero de procesos incorporar estas herramientas de cálculos en su trabajo cotidiano, dándole así un uso imprescindible y frecuente en su área. La simulación de procesos de gas es una técnica que permite predecir en forma rápida y confiable el comportamiento de un proceso o planta de gas, a partir de una representación matemática y realista del mismo, mediante ecuaciones de estado, modelos matemáticos y ecuaciones de diseño para cada operación, prediciendo las propiedades y el comportamiento de las corrientes involucradas en un proceso determinado.

##### **II.14.1. SIMULADOR PIPEPHASE<sup>®</sup>[23]**

El simulador Pipephase es un programa de simulación de flujo de fluidos en redes de tuberías simples en estado estacionario, el cual fue desarrollado por la

empresa “Simulation Sciences”, (SimSci). El programa de simulación maneja los siguientes conceptos:

- (a) Caracterización de la tubería (LINK): un link está formado por uno o más equipos, tales como equipos de flujo o tuberías, o equipos de proceso (bombas, separadores, compresores, válvulas, entre otros.)
- (b) Nodo (JUNCTION): Es la conexión entre los equipos que conforman un sistema de tuberías.
- (c) Fuente (SOURCE): es un extremo libre de la red o link, de donde parte el fluido, también es considerado como un nodo.
- (d) Destino (SINK): es un extremo libre de la red o link, donde llega el fluido; también se considera nodo.

***Estructura del programa Pipephase® :***

La entrada (INPUT) del programa está conformada por las siguientes ventanas o categorías que van apareciendo en el siguiente orden:

- (a) Descripción de la simulación (Simulation Description): esta es la primera ventana que se muestra al momento de iniciar una simulación nueva. En esta ventana se especifican los siguientes datos:
  - PROJECT (Nombre del proyecto.)
  - PROBLEM (Nombre del problema.)
  - USER (Nombre del usuario.)
  - DATE (Fecha.)
  - SITE (Lugar.)
- (b) Definición de la simulación (Simulation Definition): en esta ventana se define el tipo de simulación y fluido.

El tipo de simulación se puede clasificar en:

- Network (cálculo de redes de tubería).
- Single (cálculo de las líneas simples).
- Gaslift (cálculo del sistema gas lift).
- PVT (usados para generar tablas de datos PVT).

El tipo de fluido se puede clasificar en:

- Blackoil: dos o tres fases (crudo, gas y/o agua), donde el crudo es dominante.
- Condensate: dos fases o tres fases (crudo, gas y/o agua), donde el gas es dominante.
- Liquid: líquido fase simple (hidrocarburo o agua).
- Gas: gas fase simple (hidrocarburo dominante).
- Compositional: el fluido es representado por componentes definidos.

(c) Dimensiones (Input Dimension): esta ventana permite definir el sistema de unidades dimensionales de entrada y salida del problema.

(d) Propiedades de los fluidos (fluid property data):

- Thermodynamic method (métodos termodinámicos.)
- Blackoil PVT data (Presión, Volumen y Temperatura [PVT] del crudo)
- Gas condensate PVT data (PVT condensado.)
- Single phase liquid PVT data (PVT fase líquida.)
- Single phase gas PVT data (PVT fase gaseosa.)
- Steam PVT data (PVT fase vapor.)
- Datos de los elementos de la red de trabajo: luego de introducir la

información requerida para el sistema, se comienza la construcción de la red de trabajo. Después de construida la red es necesario definir los parámetros fijos de la tubería, así como los valores operacionales de presión, temperatura, producción de crudo y producción de gas.

#### **II.14.2. SIMULADOR PIPESIM 2003<sup>[31]</sup>.**

El Pipesim es un simulador que trabaja bajo ambiente Windows, para la optimización de sistemas de producción (pozos y redes) desarrollado por la empresa “Baker Jardine & Associates”. Este paquete incluye 5 programas: PIPESIM (para optimizar pozos), PIPESIM NET (para optimizar redes), PIPESIM GOAL, (para optimizar sistemas de levantamiento artificial por gas “Gas Lift”), FPT (planificador

de producción) y HOSIM (permite la automatización de la producción).

#### **II.14.2.1. MÓDULO PIPESIM 2003.**

Permite modelar el comportamiento del pozo (yacimiento-pozo-línea de flujo), siendo posible realizar rápidas comparaciones de diferentes escenarios. Permite la entrada de los datos de una forma detallada, siendo posible caracterizar el fluido producido por el yacimiento (tipo de fluido, °API, propiedades PVT, entre otros). Del mismo modo es posible incorporar detalles de la tubería de producción así como la línea de flujo. Este programa incorpora a su vez, dos módulos donde se puede modelar el comportamiento del pozo bajo levantamiento artificial por gas u operando bajo bombeo electro-sumergible. Además permite:

- (a) Modelaje de la curva de comportamiento de afluencia y completación.
- (b) Información de análisis Presión-Volumen-Temperatura (ajusta las propiedades PVT, calculadas a través de correlaciones).
- (c) Cálculo de temperatura.
- (d) Correlaciones para modelar el flujo crítico y subcrítico en reductores, incluyendo modelos mecanísticos.
- (e) Ajustes de los resultados obtenidos mediante correlaciones de flujo, basándose en los datos medidos, como por ejemplo medidas de presiones dinámicas en el pozo.

#### **II.14.2.2. MÓDULO PIPESIM 2003 PARA SIMULACIÓN DE REDES.**

Permite analizar el sistema completo considerando la interacción entre los pozos. Esta interacción permite la evaluación de múltiples cambios en el sistema completo de producción que no pueden ser analizados basándose en el análisis individual del pozo. El programa dispone de relaciones de presión y tasas consistentes a lo largo del sistema, además permite asignar volúmenes de gas e incluir simultáneamente pozos produciendo por flujo natural, bombeo electrosumergible y pozos productores de gas.

## ***CAPÍTULO III***

### ***METODOLOGÍA***

## CAPÍTULO III

### METODOLOGÍA

Con la finalidad de alcanzar los objetivos de esta evaluación se propuso la división de la misma en cuatro (4) etapas, las cuales se describen a continuación:

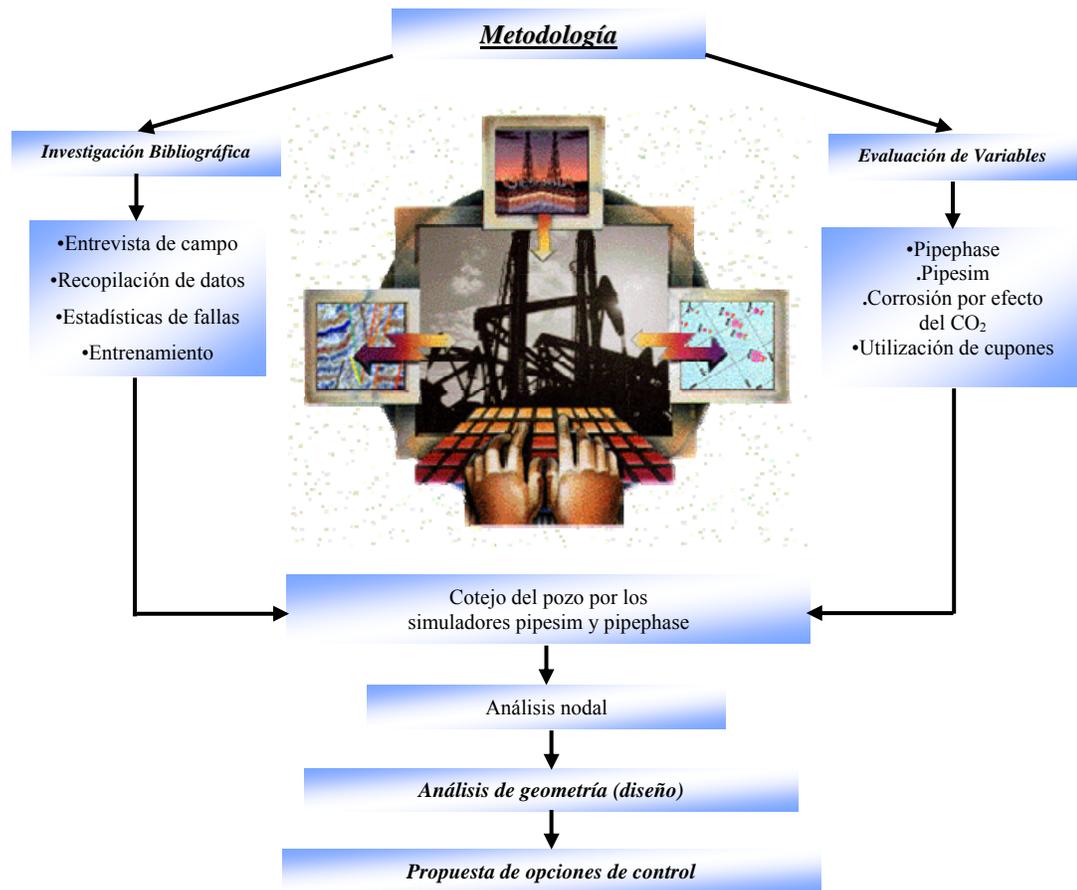


Figura III.1. Esquema metodológico de trabajo

**III.1. INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA:** En esta etapa del proyecto se recopiló, documentó y validó toda la información necesaria y pertinente al estudio realizado, así como también se inició una breve inducción en la disposición y utilización de equipos; todo esto según los siguientes tópicos:

- (a) Entrevista de campo: esta herramienta permitió la familiarización con el personal y las instalaciones de producción de la empresa, así como la coordinación de trabajos subsecuentes con el personal técnico de campo.
- (b) Recopilación de información: permitió obtener el conocimiento necesario sobre la temática que se evaluó, como paquetes computarizados, normativas existentes, procedimientos utilizados; todo esto a través de libros, folletos, revistas, planos, informes técnicos, procedimientos, enciclopedias, revistas y páginas web. Así como la revisión de las llamadas "Carpetas de pozo", las cuales constituyen un archivo histórico desde la perforación del pozo, completación, materiales que configuran la tubería de producción, casing, cabezal, entre otras.
- (c) Estadísticas de fallas: en esta etapa se compiló y tabuló los reportes técnicos referidos al tema de estudio del trabajo, así como también se cotejó la misma con la ayuda de los supervisores y operadores de campo, con el objeto de clasificar e identificar el poder corrosivo del sistema estudiado.
- (d) Entrenamiento en el uso de equipos empleados: para la realización de esta parte del proyecto se contó con la ayuda tanto del tutor industrial como del cuerpo de ingenieros, técnicos y operadores presentes en las instalaciones, con el objeto de seguir un adiestramiento en el manejo de equipos e instrumentación utilizada, mediante la realización de ensayos preliminares al proceso de toma de muestras y la documentación respectiva de cada uno de los equipos.

**III.2. EVALUACIÓN DE VARIABLES:** en esta parte del proyecto se ejecutó las pruebas necesarias, con el fin de determinar la sensibilidad del problema de corrosión en los bajantes de pozos frente a las variables de control estimadas:

- (a) Velocidad de flujo.
- (b) Velocidades de corrosión
- (c) Relación erosión/corrosión
- (d) Relación gas/líquido
- (e) Composición de gas
- (f) Producción asociada

(g) Realización de ensayos.

La evaluación de estas variables se llevó a cabo posteriormente a la recopilación de las mismas en la fase I de este trabajo, mediante el uso de simuladores como el Pipesim 2003 y el Pipephase 8.0, en donde se tomaron del potencial, los datos de la tasa de gas producida, crudo, agua asociada, porcentaje de agua y sedimentos, y el nivel de separación donde se encontraba el pozo en estudio; se realizó la revisión de los registros eléctricos realizados al mismo, con el objeto de calcular la petrofísica del pozo y de esta manera determinar su permeabilidad, se investigó acerca del comportamiento de la arena y el yacimiento a fin de encontrar y constatar la presión y temperatura de fondo; posteriormente se determinaron los valores típicos del radio de drenaje, rugosidad de tuberías de producción y de flujo, y presión de llegada al separador, utilizando para ello registros validados de otras locaciones (pozos en la misma arena o yacimiento), con el objeto de poseer los datos necesarios<sup>[Apéndice A]</sup> para realizar el proceso de simulación del pozo como sigue:

### **III.2.1. EMPLEO DEL SIMULADOR PIPEPHASE<sup>[23]</sup>**

Simulation Sciences Inc., es la compañía que ha diseñado este simulador para sistemas analíticos, el cual es una herramienta de cálculo poderosa para el diseño, análisis y optimización de gran variedad de sistemas de flujo, análisis gráficos y todos los componentes necesarios para el modelaje de pozos y optimización de diseños complejos de sistemas de redes de tuberías.

#### ***Construcción del modelo***

Premisas para la simulación:

- (a) Se fijó el modelo termodinámico a utilizar que más se adaptó a las condiciones operativas de los pozos del campo estudiado.
- (b) Del mismo modo que el modelo termodinámico, se determinó la correlación a utilizar para calcular las caídas de presión en las líneas de flujo y tuberías de producción que mejor se adaptó a este tipo de fluido.

- (c) Se fijó como número máximo de iteraciones cien (100), con el objeto de no saturar la memoria flash del programa.
- (d) Se fijó el flujo en las fuentes (obtenidas por las pruebas de producción realizadas por el personal de operaciones de producción) y la presión en la llegada (obtenida por medición directa en la línea de flujo).
- (e) El tipo de fluido considerado es condensado, ya que la corriente de producción está compuesta mayoritariamente por este fluido.
- (f) La rugosidad absoluta en las tuberías se estimó desde 0,001 pulg para tuberías nuevas, hasta 0,007 pulg para tuberías viejas.
- (g) Se utilizó el sistema de unidades Petrolero.
- (h) La eficiencia de flujo de las tuberías se tomó como el 100%.

Se escogieron los artículos necesarios como la fuente, llegada, nodos y ramales; luego se colocaron en la hoja activa y se les introdujo la data requerida. Para el caso del sistema estudiado, los datos introducidos entre la fuente y la llegada fueron: tipo de completación, tipo de cañoneo utilizado, permeabilidad del yacimiento, profundidad y diámetro interno del tubing, longitud y diámetro interno de las líneas, rugosidad de todas las tuberías y accesorios, perfiles topográficos, temperatura de ambiente, localización de las líneas de flujo, presión de llegada, y todos los accesorios localizados entre la fuente y la llegada (figura III.2.).

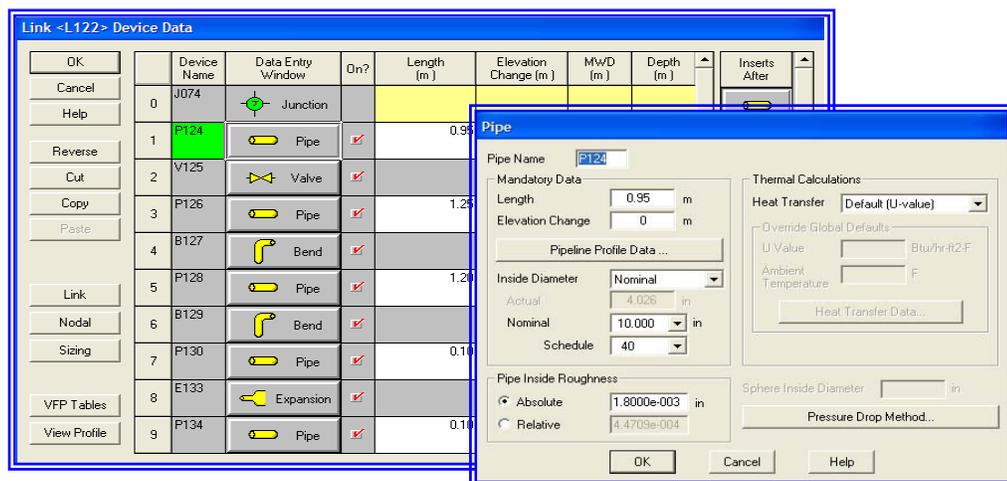
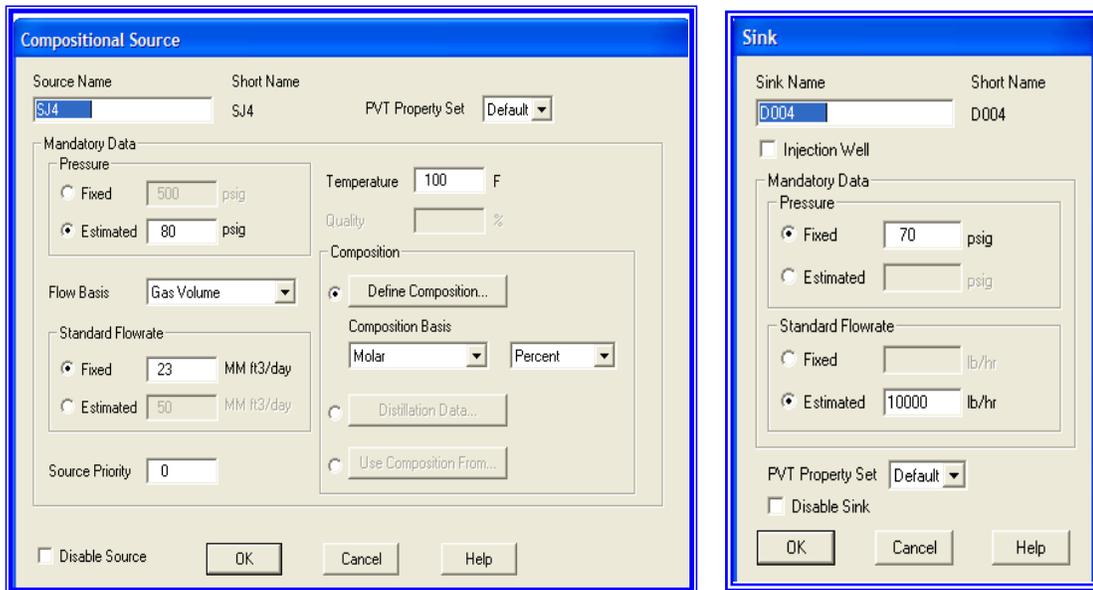


Figura III.2. Datos de configuración del pozo

En este módulo se seleccionaron, todos los accesorios que permitieron realizar la configuración del pozo desde la entrada desde el yacimiento hasta la llegada al múltiple, como: válvulas, codos, separadores, tee, tuberías, tubings, entre otros.

La topografía es un aspecto de gran importancia, puesto que posee un efecto muy marcado en las pérdidas de presión y en el patrón de flujo existente en las líneas y facilidades de superficie dispuestas hasta la llegada al múltiple; es por ello que para construir el modelo se tomó en cuenta el perfil topográfico de la línea de flujo.

Paralelamente se identificó la entrada al pozo desde el yacimiento y se fijó el caudal manejado, así como también se estimó la presión de fondo, en este caso se calculó la presión necesaria de la fuente para que el fluido llegue al múltiple de producción en la estación de descarga San Joaquín IV con la presión de llegada medida (figura III.3.).



(a)

(b)

Figura III.3. Datos de entrada: fuente (a) y llegada (b)

Luego de tener todos los datos y las condiciones de borde requeridas, se chequeó el modelo para verificar si existe algún error en cuanto a la data requerida por el simulador; posteriormente se ejecutó el programa y generó los resultados

requeridos. Finalmente se seleccionaron las gráficas o tablas finales para ver los resultados obtenidos y de esta manera observar el comportamiento del sistema.

### III.2.2. EMPLEO DEL SIMULADOR PIPESIM<sup>[3]</sup>

Para comenzar a utilizar este paquete se tuvo en primera instancia que (al igual que en el simulador previo) seleccionar el tipo de correlación que mejor se adaptó a las condiciones del sistema<sup>[Apéndice A]</sup> tanto para el tipo de flujo como para la predicción del comportamiento del fluido al pasar a través del reductor. Para el caso de flujo vertical se logró comparando la información obtenida de registros fluyentes de presión y temperatura, con las correlaciones preestablecidas en el simulador para el cálculo de las caídas de presión en tuberías verticales para flujo multifásico vertical. En la figura III.4. se muestran las correlaciones utilizadas por el simulador para realizar la comparación.

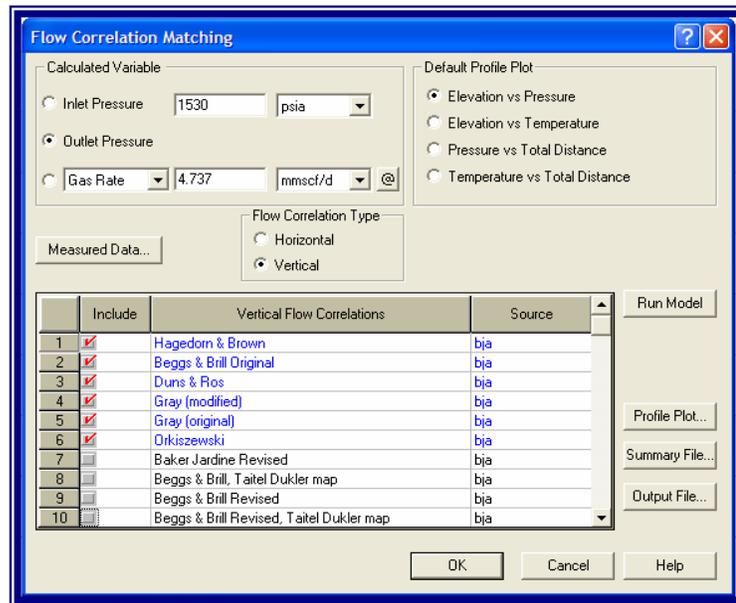


Figura III.4. Correlaciones para flujo vertical.

De manera análoga se realizaron las corridas respectivas para determinar las correlaciones que mejor se adaptaron al flujo horizontal y al paso de fluido a través del reductor.

### III.2.2.1. COTEJO DE LOS POZOS A TRAVÉS DEL SIMULADOR PIPESIM 2003.

Una vez culminada la etapa de recopilación y validación de toda la información necesaria, así como la selección de las correlaciones de flujo en tuberías y reductores, se realizó el cotejo el ajuste del pozo para reproducir las condiciones reales de éste [Apéndice A]. En la figura III.5. se muestra el modelo utilizado:

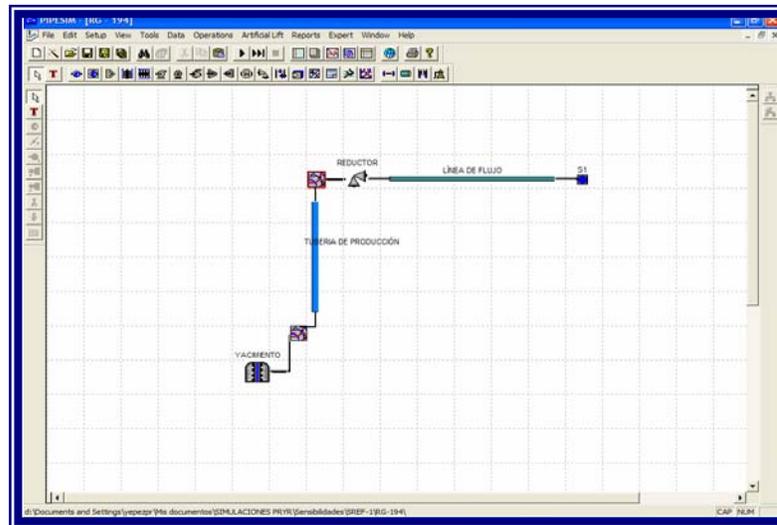


Figura III.5. Modelo utilizado para el cotejo de los pozos.

### III.2.2.2. PROCEDIMIENTO UTILIZADO PARA EL AJUSTE DEL POZO A LA CONDICIÓN ACTUAL DE OPERACIÓN.

#### *Información suministrada al simulador:*

- (a) Información de yacimiento:
- Presión actual de yacimiento:  $P_y$  (psia).
  - Temperatura:  $T$  ( $^{\circ}\text{F}$ ).
  - Permeabilidad efectiva:  $K$  (md).
  - Espesor de arena neta petrolífera: ANP (pie).
  - Radio de drenaje del pozo:  $R_e$  (pulg).
  - Radio del pozo:  $R_w$  (pulg).

En la figura III.6. se muestran los datos de yacimiento ingresados.

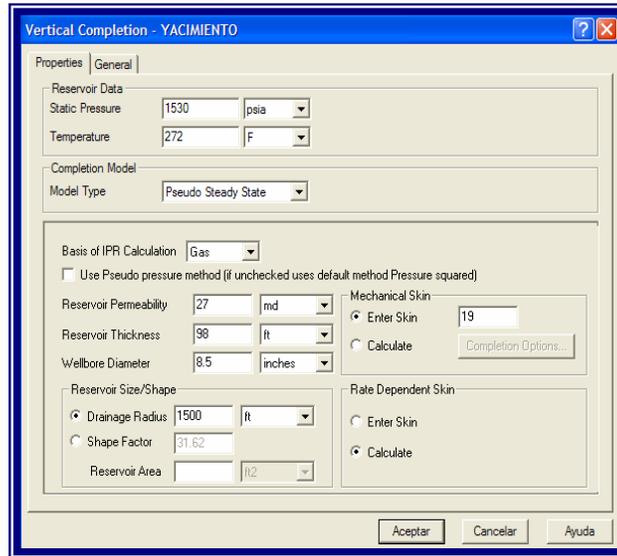


Figura III.6. Módulo Pipesim/yacimiento.

(b) Información de la completación del pozo:

- Diámetro interno y espesor de la tubería de producción.
- Diámetro interno y espesor del revestidor.
- Profundidad de las combinaciones de tuberías.
- Profundidad a la mitad de las perforaciones.

En la figura III.7. se muestran los datos requeridos para la definición de la tubería de producción.

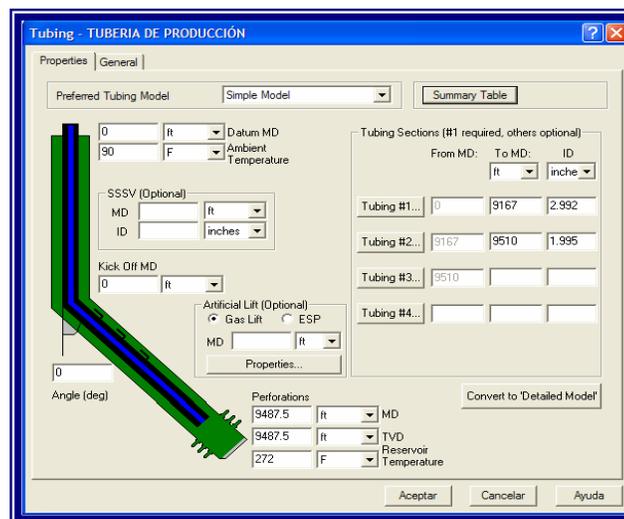


Figura III.7. Módulo Pipesim/tubería de producción.

(c) Información de las instalaciones de superficie:

- Diámetro interno y espesor de la línea de flujo (pulg)
- Longitud de línea de flujo (Km)
- Rugosidad de la tubería (Km)
- Temperatura ambiente (°F)

En la figura III.8. se muestran los datos de superficie para líneas de flujo utilizados por el simulador.

The screenshot shows a software window titled "Flowline - LINEA DE FLUJO" with a blue title bar. The window has three tabs: "Properties", "Heat Transfer", and "General", with "General" selected. At the top, there is a "Preferred Pipe Description" dropdown menu set to "Simple View" and a "Schematic" button. Below this, there are several input fields with units and a "NOTE" section. The inputs are: "Rate of Undulations" (0 / 1000), "Horizontal Distance" (2 km), "Elevation Difference" (0 ft), "Inner Diameter" (3.826 inches), "Wall Thickness" (0.337 inches), "Roughness" (0.002 inches), and "Ambient Temperature" (90 F). The "NOTE" section contains the text: "NOTE: Set a negative elevation difference to model a pipe going DOWN with the flow direction". At the bottom of the window, there are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Figura III.8. Módulo Pipesim/ línea de flujo.

(d) Información de los fluidos:

- Relación petróleo gas (crudo condensado): RPG (BPD/MMPC).
- Porcentaje de agua y sedimento: %A y S.
- Gravedad API.
- Gravedad específica del gas.

El modelo de la hoja de datos del fluido estudiado que requiere el simulador se muestra en la figura III.9.

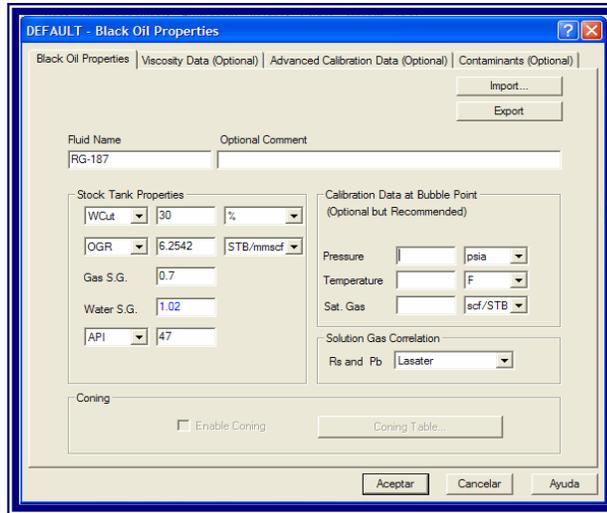


Figura III.9. Módulo Pipesim/black oil.

(e) Información del reductor.

- Diámetro del reductor (pulg).
- Tipo de correlación según el régimen de flujo

En la figura III.10. se visualiza la información cargada en el simulador referente a reductores.

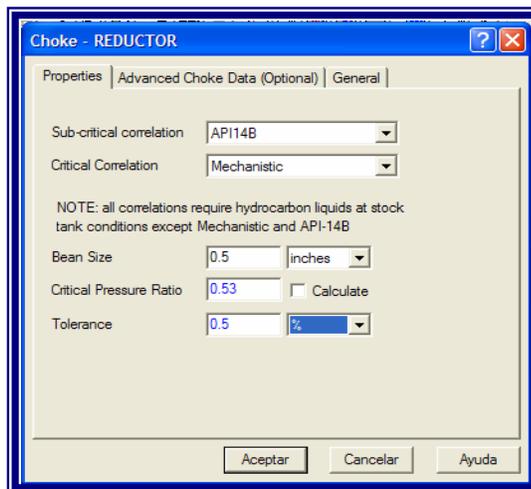


Figura III.10. Módulo Pipesim/diámetro de reductor.

### III.2.2.3. ANÁLISIS NODAL.

Una vez cargada la información en el simulador y seleccionada la correlación correspondiente se realizó el análisis nodal, colocando el nodo solución en el fondo del pozo, generando la gráfica de presión en función de la tasa de gas producida (figura III.11.), con diferentes curvas de oferta (Inflow) que representan diferentes valores de daño (dato desconocido) y la curva de demanda (Outflow) que corresponde al reductor, obteniéndose de esta manera el valor de daño que más se ajustó a las condiciones de presión reales del pozo evaluado.

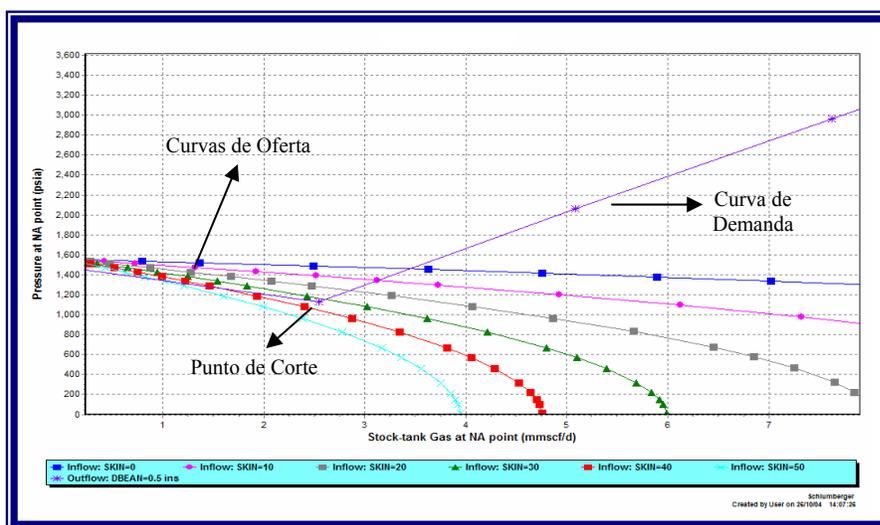


Figura III.11. Análisis nodal del pozo.

La curva de oferta representa el aporte de producción que puede ofrecer la arena productora, mientras que la curva de demanda corresponde a la producción que puede ser extraída por la completación del pozo y las instalaciones de superficie.

### III.2.2.4. PERFIL DE PROFUNDIDAD EN FUNCIÓN DE LA PRESIÓN.

Una vez que se logró reproducir la tasa de gas y líquido en el pozo, se generó el perfil de presión para validar y cotejar la presión de cabezal y línea del mismo (aguas abajo del reductor). Además en esta gráfica se pudo observar el comportamiento de las caídas de presión que se presentaron desde el yacimiento hasta

la superficie (figura III.12.). A través de este procedimiento se logró ajustar el pozo a las condiciones de operación de campo [Apéndice A].

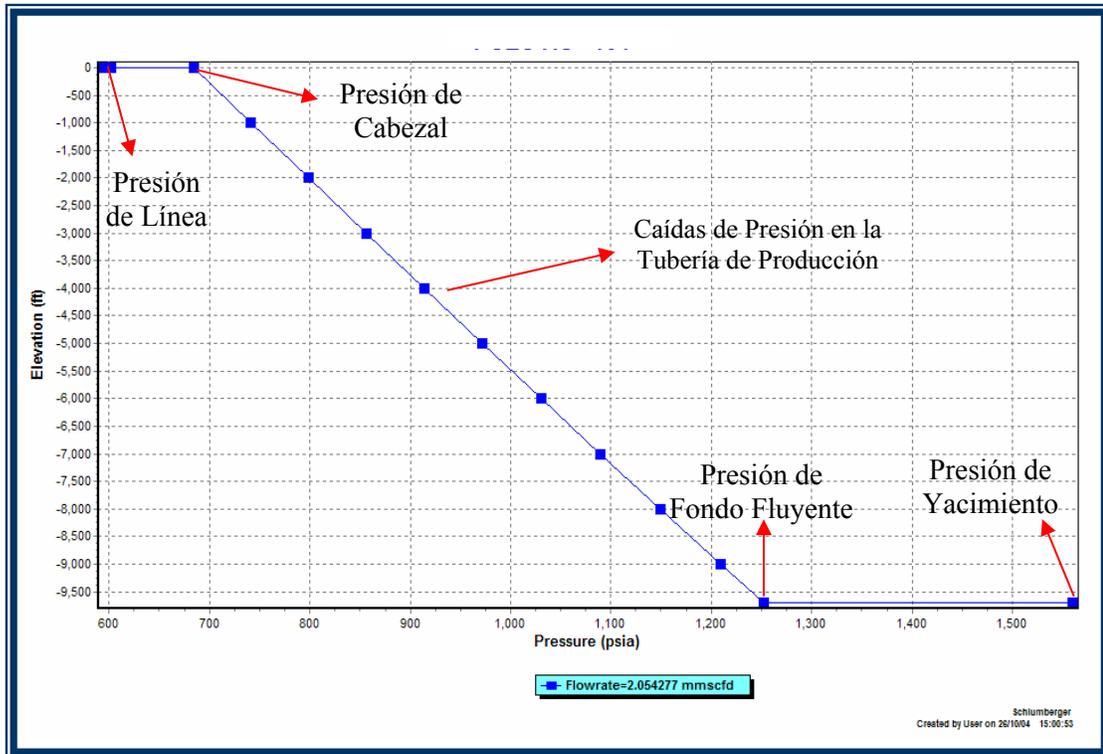


Figura III.12. Perfil de profundidad en función de la presión.

Con la utilización de los paquetes de simulación antes descritos (Pipephase y Pipesim) se determinaron y evaluaron, los efectos de las velocidades de flujo, relación gas/petróleo, composición del gas, producción asociada y velocidades de erosión, no así las velocidades de corrosión, ya que las herramientas antes descritas no poseen una interface que permita realizar los cálculos y predicciones en variables que conlleven reacciones químicas de manera directa, por lo tanto fue necesario la utilización de algoritmos de cálculos como el que sigue.

### III.2.3. EMPLEO DE LA ESTIMACIÓN DE CORROSIÓN POR EFECTO DEL CO<sub>2</sub>

Primero que nada fue necesario recolectar la data correspondiente a los factores químicos que intervienen en el proceso de corrosión interna, luego con el

apoyo del laboratorio para la determinación de composiciones de muestras ubicado en el complejo de Santa Rosa, se realizó el análisis cromatográfico a la muestra tomada en donde se obtuvo la composición del hidrocarburo, así como su gravedad específica y otros datos de interés [Apéndice B]. Con el objeto de validar y cotejar parte de esta información se realizó un muestreo representativo de las concentraciones de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, mediciones de presión y temperatura del pozo en estudio, el mismo fue realizado con la utilización de una serie de instrumentos señalados en la tabla III.1.

Tabla III.1. Instrumentos utilizados para la recolección de muestras de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, medición de presión y temperatura

<b>INSTRUMENTO</b>	<b>FUNCIÓN</b>
<b>Pirómetro</b>	- Medir la temperatura del gas que fluye a través de los equipos de producción. Funciona comparando el brillo de la luz emitida por una fuente de calor con una fuente estándar.
<b>Bomba de Muestreo</b>	- Succionar el gas a través de la ampolla colorimétrica de muestreo, permitiendo de esta manera obtener una porción de la muestra la deseada.
<b>Ampolla de CO<sub>2</sub></b>	- Dar un resultado cuantitativo de la concentración de CO <sub>2</sub> en la muestra, en porcentaje (%), a través de una coloración púrpura.
<b>Ampolla de H<sub>2</sub>S</b>	- Dar un resultado cuantitativo de la concentración de H <sub>2</sub> S, en partes por millón (ppm), a través de una coloración de color marrón.
<b>Manómetro</b>	- Medir la presión, en psi, a la que se encuentra el gas, tanto al nivel de cabezal como de línea.

Posteriormente, los datos recolectados fueron vaciados en una hoja de cálculos de excel, con el objeto de determinar las presiones parciales del Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S). El cálculo de las presiones parciales de estos dos componentes corrosivos fue realizado tomando en cuenta los datos de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, y las presiones de líneas tomadas para el pozo, siendo sustituidos en la ecuación (Ec. III.1. y Ec. III.2. respectivamente):

$$P_p \text{ CO}_2 = \frac{P_t \times (\% \text{CO}_2)}{100} \quad (\text{Ec. III.1.})$$

$$P_p \text{ H}_2\text{S} = \frac{P_t \times (\text{ppm H}_2\text{S}/10000)}{100} \quad (\text{Ec. III.2.})$$

Donde:

$P_p \text{ H}_2\text{S}$ : presión parcial de sulfuro de hidrógeno (psi).

$P_{\text{ppm H}_2\text{S}}$ : partes por millón de Sulfuro de Hidrógeno (ppm).

A fin de determinar si la presión parcial de  $\text{H}_2\text{S}$  en el sistema no excedía del límite permisible por la norma NACE MR0175, y que la relación  $\left(\frac{P_{PCO_2}}{P_{PH_2S}}\right)$  resultara ser mayor a 200<sup>[18]</sup> se realizaron los cálculos respectivos, para de esta manera conocer que el efecto corrosivo por la presencia de  $\text{H}_2\text{S}$  era solapado por el fenómeno de la corrosión inducida por la presencia de  $\text{CO}_2$ .

A continuación se presenta un esquema utilizado para la estimación de velocidades de corrosión por efecto del  $\text{CO}_2$ : con los datos antes recolectados se procedió mediante una hoja de excel<sup>1</sup> realizar la determinación de las velocidades de corrosión según el siguiente procedimiento<sup>[15]</sup>:

Según este método la velocidad de corrosión por efecto de la presencia de  $\text{CO}_2$  en el gas de producción (gas condensado), viene dada por la siguiente ecuación:

$$V_{corr} = \frac{V_{mt} \cdot V_r \cdot F_c \cdot F_s \cdot F_{cr}}{(V_{mt} + V_r \cdot F_c)} \quad (\text{Ec. III.3.})$$

Donde:

$V_{corr}$ : velocidad de corrosión; (mm/año).

$V_{mt}$ : velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa; (mm/año).

$V_r$ : velocidad de corrosión controlada por la reacción (mm/año).

$F_s$ : factor de corrección por el contenido del carbono en el acero (adimensional).

$F_{cr}$ : factor de corrección por el contenido de cromo en el acero (adimensional).

<sup>1</sup> “Mata L. Héctor. (registro electrónico que permite organizar datos, efectuar cálculos, realizar decisiones, entre otros.)”

Cada uno de estos parámetros a su vez posee una expresión asociada con la cual se obtienen los mismos:

- (a) Efecto de la velocidad del fluido: este determina la velocidad de reacción de corrosión y se encuentra definida de la siguiente manera:

a.1.- Velocidad de corrosión controlada por la reacción (Vr):

$$\text{Log}(Vr) = 5,875 + 0,41 \cdot \text{Log}(PpCO_2) - \left( \frac{[1119 - 0,0013 \cdot T_2]}{T} \right) - 0,34 \cdot pH_{actual} \quad (\text{Ec. III.4.})$$

Donde:

T: temperatura; (°K).

T<sub>2</sub>: temperatura; (°C).

pH<sub>actual</sub>: pH observado en la solución (adimensional).

a.2.- Velocidad de corrosión controlada por transferencia de masa (Vmt):

$$Vmt = \frac{2,8 \cdot U^{0,8}}{d^{0,2}} \cdot PpCO_2 \quad (\text{Ec. III.5.})$$

Donde:

U: velocidad superficial del líquido; (m/s).

d: diámetro hidráulico; (m).

- (b) Efecto de la temperatura: las investigaciones realizadas por Waard y Milliams, sirvieron para desarrollar una ecuación que permite determinar el factor scala, el cual se expresa de la siguiente manera:

b.1.- Factor de corrección por la formación de la capa de FeCO<sub>3</sub> o factor de escama (Fs):

$$\text{Log}(Fs) = \frac{2400}{T} - 0,6 \cdot \text{Log}(PpCO_2) - 6,7 \quad (\text{Ec. III.6})$$

Siendo  $Fs \leq 1$ . Para el caso en que el valor de  $Fs$  sea mayor, este se tomó como uno (1) con el objeto de evitar la sobre estimación de velocidades de corrosión.<sup>[15]</sup>

- (c) Efecto de la composición química del acero y su microestructura: Los factores de corrección asociados al efecto que ejerce el tipo de acero utilizados son definidos de la siguiente manera:

c.1.- Factor de corrección por el contenido de carbono en el acero:

Para aceros normalizados:

$$Fc_{|N} = \frac{1}{1 + (4,5 \pm 1,9)\%C} \quad (\text{Ec. III.7})$$

Donde:

$Fc_{|N}$ : Factor de corrección por el contenido de carbono en el acero normalizado (adimensional).

$\%C$ : Porcentaje de carbono contenido en el acero (adimensional).

Para aceros templados y revenidos:

$$Fc_{|QT=1} \quad (\text{Ec. III.8})$$

Donde:

$Fc_{|QT}$ : Factor de corrección por el contenido de carbono en el acero templado o revenido (adimensional).

c.2.- Factor de corrección por el contenido de cromo en el acero:

Para aceros normalizados:

$$Fcr_{|N} = \frac{1}{1 + (2,3 \pm 0,4)\%Cr} \quad (\text{Ec. III.9})$$

Donde:

$Fcr_{|N}$ : Factor de corrección por el contenido de cromo en el acero normalizado (adimensional).

$\%Cr$ : Porcentaje de cromo contenido en el acero (adimensional).

Para aceros templados y revenidos:

$$Fcr_{|QT} = \frac{1}{1 + (1,4 \pm 0,3)\%Cr} \quad (\text{Ec. III.10})$$

Donde:

$Fcr_{|QT}$ : Factor de corrección por el contenido de cromo en el acero templado o revenido (adimensional).

Debido a la importancia que tiene estimar la frecuencia de fallas en un sistema, en particular el de las tuberías, fue necesario calcular la vida útil de las mismas en función del espesor de pared utilizado, con el objeto de programar un próximo trabajo de mantenimiento, y de esta manera evitar incidentes dentro de las instalaciones de producción.

$$vu = \frac{E_i - E_{\min}}{V_{corr}} \quad (\text{Ec. III.11})$$

Donde:

vu : vida útil de la tubería; (años)

$E_i$  : espesor inicial (nominal); (mm)

$E_{\min}$  : espesor mínimo permisible (mm)

#### **III.2.4. EMPLEO DEL MÉTODO GRAVIMÉTRICO (UTILIZACIÓN DE CUPONES)**

Las pruebas en el bajante del pozo JM-196 fueron realizadas en un brazo adicional del cabezal, el cual funcionó como un by-pass durante la ejecución de las mismas, mientras que el bajante original permaneció cerrado. La instalación del Sistema de Evaluación de Corrosividad en Línea (SECLI)<sup>[7]</sup> requirió de la intercalación de un pequeño carrito (loop) de conversión entre el bajante adicional y la caja de choque para poder acoplarlo aguas abajo de la misma. Este carrito contó por un lado con una brida de especificación similar a la de la caja de choque, y por el otro lado con una brida similar a la del bajante adicional (ver figura III.13.).

Aguas abajo del SECLI se realizó un arreglo para que el fluido retorne a la línea en un punto de intersección entre el bajante original y el de prueba. Este arreglo permitió la ejecución de las pruebas, facilitando el montaje y desmontaje de las mismas, ya que contó con una válvula para bloquear el paso del fluido y asegurar las operaciones.

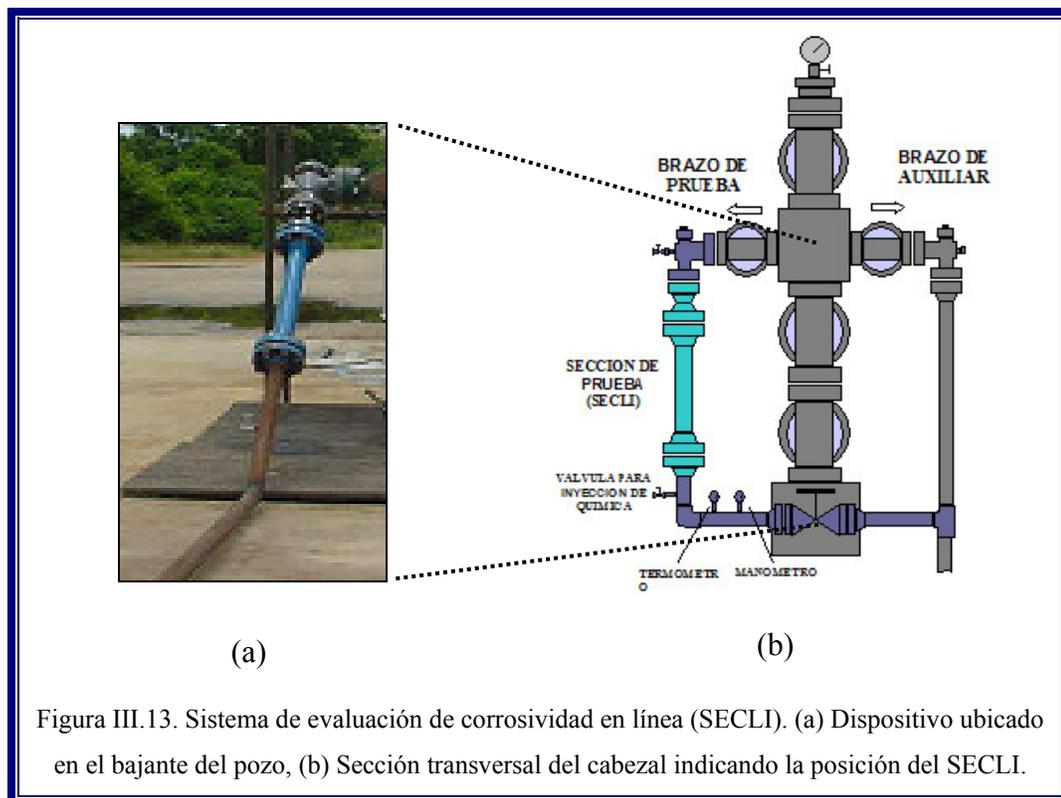
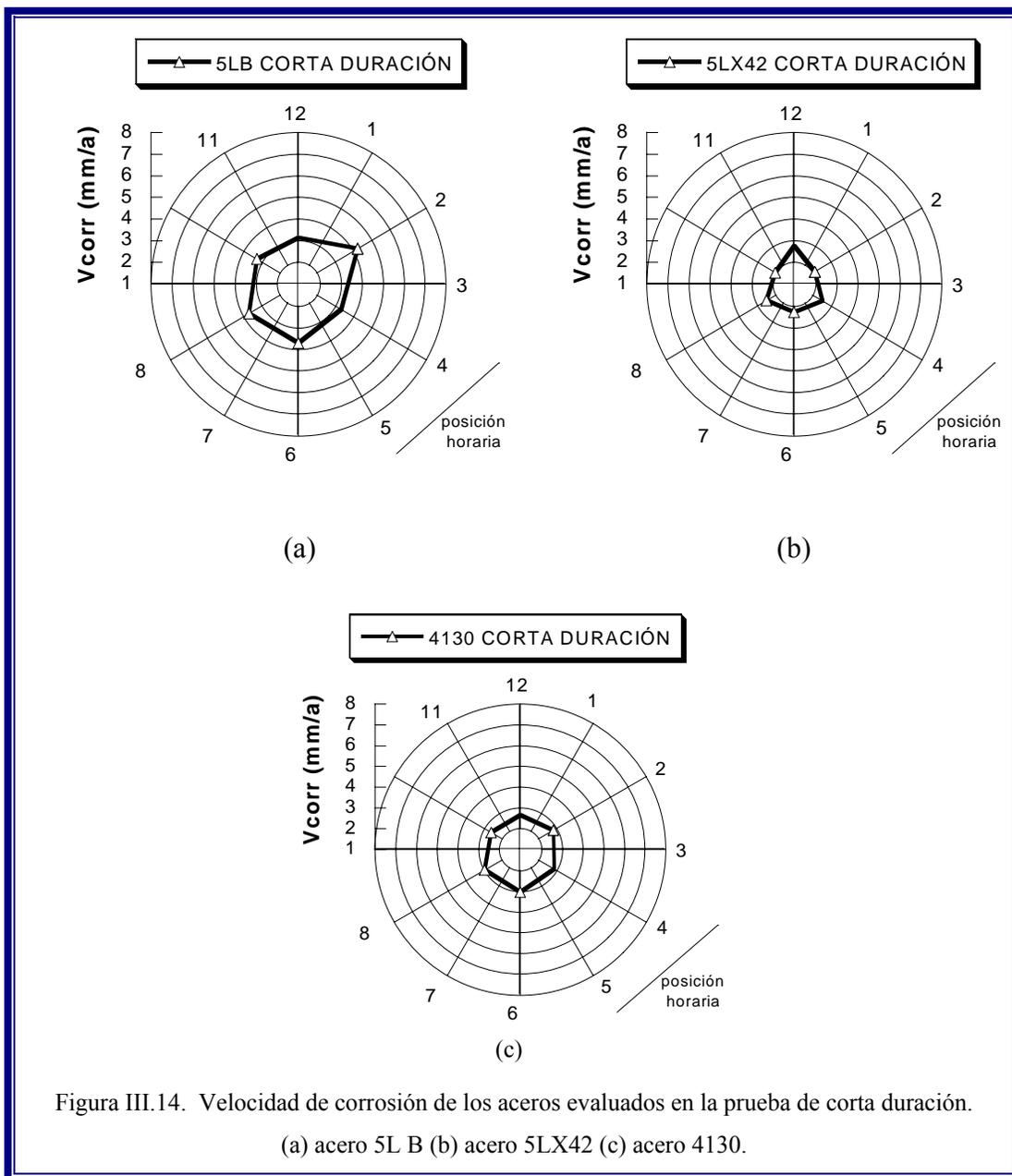


Figura III.13. Sistema de evaluación de corrosividad en línea (SECLI). (a) Dispositivo ubicado en el bajante del pozo, (b) Sección transversal del cabezal indicando la posición del SECLI.

Para este estudio se utilizaron dos modelos de cupones, uno tubular y otro con un perfil especial (en forma de “T” [Apéndice C]) para ser acoplado en el porta-cupón del SECLI simulando un anillo dentro de la tubería, es decir, se creó la forma de un anillo o forma anular dentro de la tubería, conformada por una serie de cupones de perfil especial, tomando en cuenta para ello las posiciones de las horas de un reloj analógico, con lo cual fue posible definir exactamente donde estaba colocado cada cupón dentro de la tubería, por tanto fue viable realizar el análisis en cuanto a la influencia de la dirección del flujo en las velocidades de corrosión presentes en el sistema (figura III.14.). Con el uso de ambos modelos se pudo realizar un estudio del fenómeno de corrosión de tal manera que se identificaron los mecanismos involucrados en el mismo, más aun, los cupones colocados en las diferentes posiciones horarias facilitaron una evaluación más exhaustiva, ya que se evitó la realización de cortes en los mismos para elaboración de los estudios superficiales.



Todos los cupones fueron preparados y caracterizados antes de las pruebas, este procedimiento involucró la identificación, acabado superficial, limpieza, pesado y el dimensionamiento de los mismos. La identificación se realizó de tal manera que se determinó principalmente el material, número de la prueba, modelo del cupón y el número de serie del mismo. Antes de introducir los porta-cupones estos también fueron registrados, con el objeto de mantener un orden dentro del sistema, dicho

registro contempló su ubicación y la dirección del fluido en correspondencia con el esquema de prueba previamente elaborado. A continuación se presenta la tabla III.2. en donde se puede observar el procedimiento de la instalación de cupones que fue utilizado en el desarrollo de este proyecto:

Tabla III.2. Procedimiento utilizado en la instalación de los cupones de prueba

<b>PASO N°</b>	<b>PERSONAL RESPONSABLE</b>	<b>ACTIVIDADES</b>
1	Sección de Ingeniería de Corrosión	Notificar de manera formal a la Superintendencia de Operaciones de Producción acerca de esta actividad para la autorización de inicio de actividades.
2	Superintendencia de Operaciones de Producción	Notificar al custodio de instalación para la autorización de los permisos de trabajo, verificar el cumplimiento de las normas de Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA), así como los lineamientos de PDVSA.
3	Sección de Ingeniería de Corrosión	Coordinar con la Sección de Tecnología de Materiales INTEVEP para el suministro de los cupones de pérdida de peso.
4	Operadores de producción	Asegurar el desvío completo del fluido hacia la segunda línea (2° bajante [bajante en el cual no se está realizando las pruebas]) de producción del pozo, a través de las válvulas de brazo.
5	Operadores de producción	Descargar la línea del bajante (1° bajante) donde está ubicado el dispositivo (Loop) a cero (0) psi.
6	Operadores. De producción	Detectar y eliminar posibles filtraciones en el área.
7	Técnicos de Ingeniería de Corrosión	Desconectar con el apoyo de la cuadrilla el Loop de la primera línea (1er bajante) de producción del pozo.
8	Técnicos de Ingeniería de Corrosión	Remover con el apoyo de la cuadrilla la cubierta del Loop.
9	Técnicos de Ingeniería de Corrosión	Extraer cuerpo interno de Loop.
10	Técnicos de Ingeniería de Corrosión	Instalar cupones en la base portátil del Loop.
11	Técnicos de Ingeniería de Corrosión	Instalar con el apoyo de la cuadrilla la cubierta superior del Loop.
12	Técnicos de Ingeniería de Corrosión	Coordinar a la cuadrilla para la reconexión del Loop al bajante del pozo.
13	Operadores de producción	Presurizar el Loop mediante la apertura de la válvula de brazo respectiva.
14	Operadores de producción	Detectar y eliminar posibles filtraciones en el área.
15	Operadores de producción	Incorporar el fluido hacia la primera línea (1er bajante) de producción del pozo, es decir, al bajante de prueba.

## FLUJOGRAMA DE ACTIVIDADES

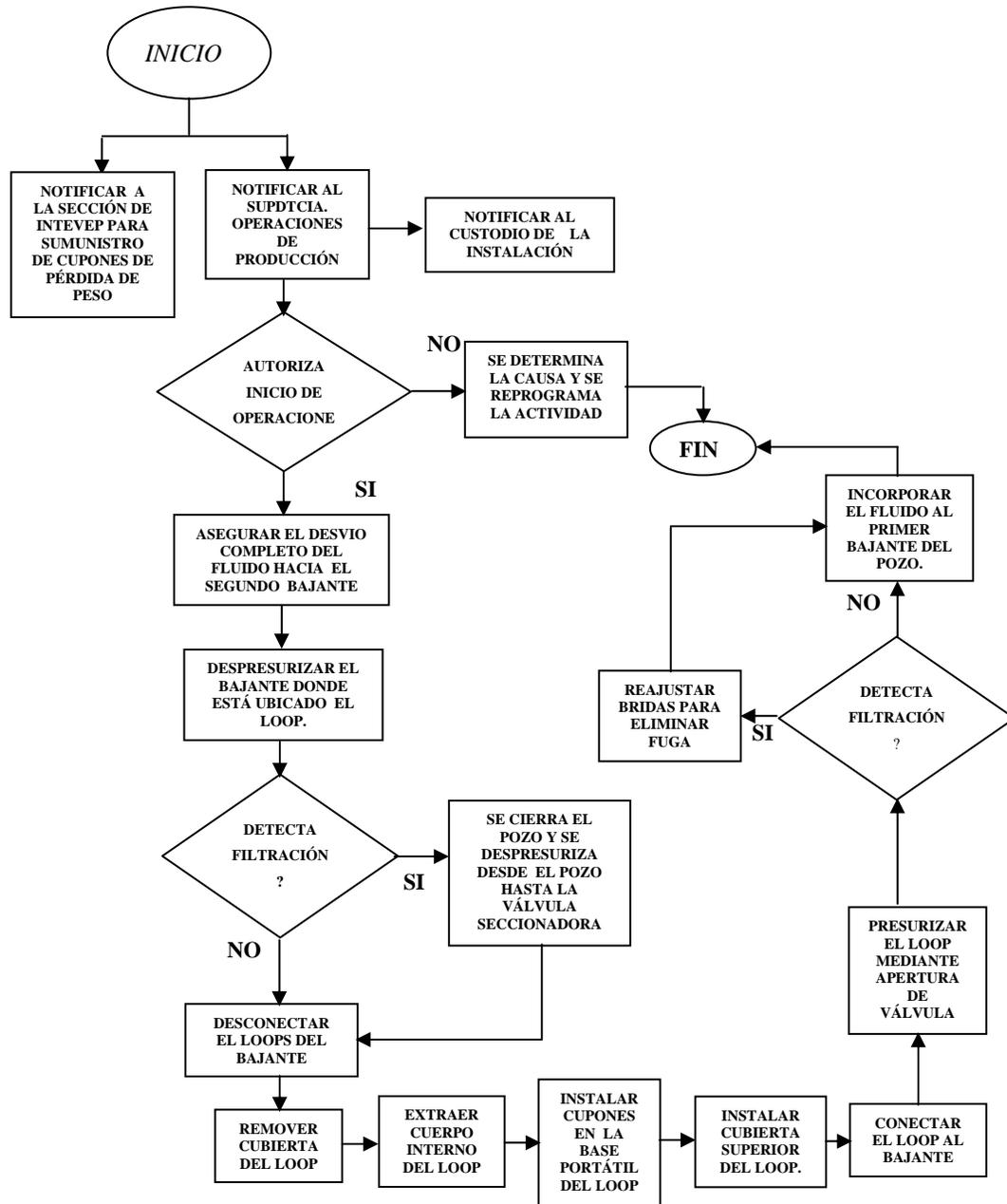


Figura III.15. Flujoograma de actividades utilizado para la instalación de cupones de pruebas

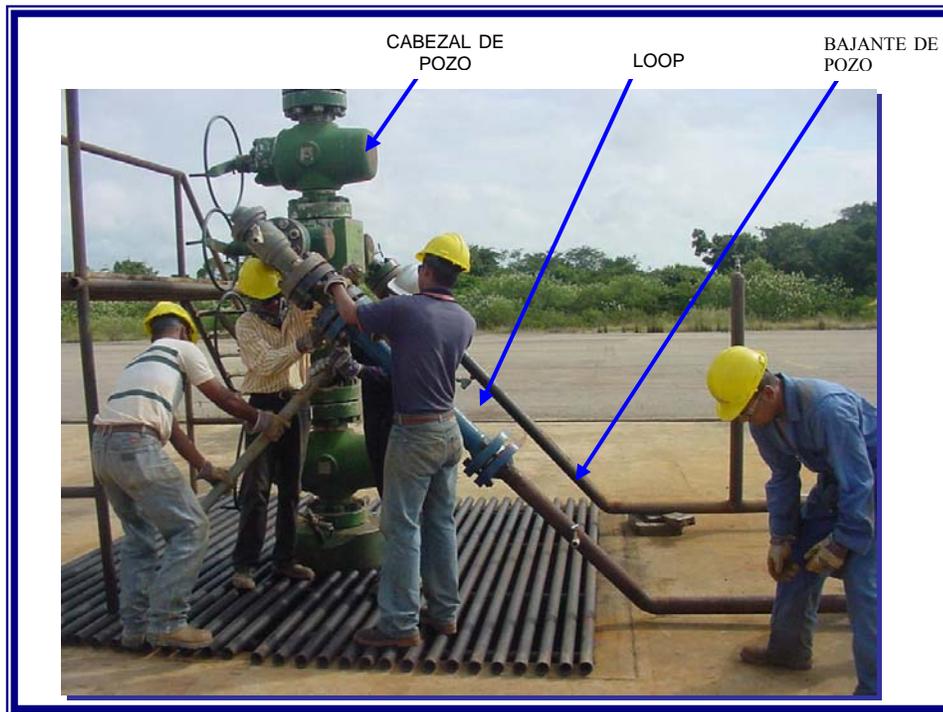


Figura III.16. Proceso de instalación del dispositivo loop.

A continuación se describe el procedimiento utilizado para la inspección y reemplazo de los diferentes cupones de distintos materiales instalados en el interior del carrito (loop) de prueba, el cual estuvo ubicado en el bajante del pozo JM-196 del campo San Joaquín del área mayor de Anaco<sup>[19]</sup>:

- (a) Registrar variables operacionales del pozo tales como presiones y temperaturas.
- (b) Hacer fluir el pozo a través del bajante paralelo al bajante de prueba realizando los pasos siguientes.
- (c) Abrir la válvula situada en el brazo adyacente, que permite el paso del fluido a través de bajante paralelo al bajante de prueba.
- (d) Cerrar la válvula del brazo de prueba, para bloquear el paso del fluido a través del bajante donde está ubicado el carrito de prueba SECLI.
- (e) Detectar y eliminar posibles filtraciones en el área.

- (f) Cerrar la válvula de bloqueo 4" (bola) situada aguas abajo del bajante de prueba, antes de empalmar con la línea del bajante paralelo.
- (g) Verificar que el fluido del pozo esté fluyendo a través del bajante paralelo.
- (h) Despresurizar el bajante de prueba a través de las válvulas kerotest instaladas aguas abajo del mismo (ver figura III.17).
- (i) Verificar que no hayan filtraciones antes de proceder al desmontaje del carrito.
- (j) En caso de existir filtraciones, proceder a su corrección hasta reducirla al mínimo, de tal manera que permita un desmontaje seguro del carrito.
- (k) Proceder al desmontaje del carrito
- (l) Realizar inspección visual y registro fotográfico del interior del bajante de prueba.
- (m) Instalar una brida ciega de 3"x 5000 psi, aguas abajo de la caja de choque del brazo de prueba, y otra de 4"x 900 psi RTJ en la brida que queda descubierta aguas abajo del carrito SECLI. Verificar la no existencia de filtraciones.
- (n) Proceder a desmontar cada uno de los porta-cupones de teflón.
- (o) Retirar los porta-cupones en cuyo interior estén instalados los siguientes materiales: 5LB, LX42 y AISI-4130.
- (p) Extraer los cupones de los materiales descritos en el paso 15.
- (q) Conservar los cupones retirados para prevenir efectos corrosivos del ambiente.
- (r) Reponer los cupones retirados por otros nuevos.
- (s) Introducir los porta-cupones en igualdad de condiciones.
- (t) Retirar la brida ciega de 3"x 5000 psi, aguas abajo de la caja de choque del brazo de prueba, y la de 4"x 900 psi RTJ en la brida que queda descubierta aguas abajo del carrito SECLI.
- (u) Realizar el montaje del carrito de prueba en el bajante, en las mismas condiciones en que se encontraba.
- (v) Presurizar el bajante de prueba abriendo sólo la válvula situada en el brazo de prueba y verificar que no existan filtraciones.

- (w) Hacer fluir el pozo a través del bajante de prueba, abriendo primero la válvula de bola de 4" situada aguas abajo del mismo, y bloqueando posteriormente el paso del fluido a través del brazo paralelo, cerrando la válvula del brazo adyacente.
- (x) Verificar que el pozo quede en igualdad de condiciones.
- (y) Esperar estabilización del fluido por un período aproximado de 30 minutos y proceder a captar las variables de control del sistema.

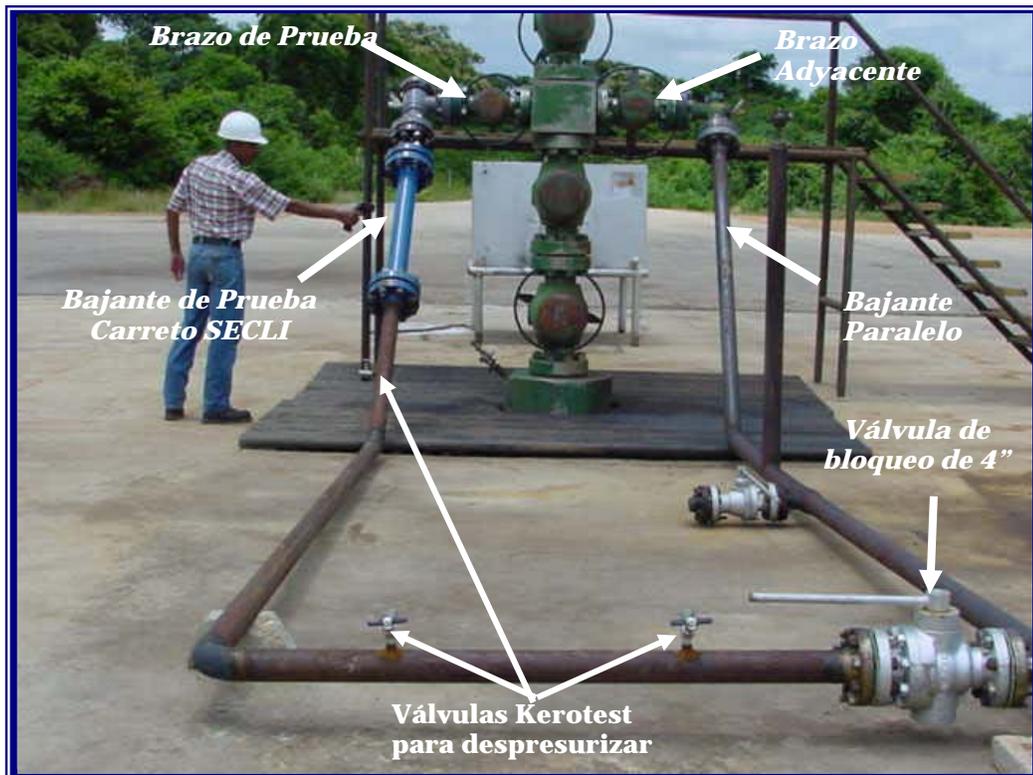


Figura III.17. Descripción del sistema de prueba

**III.3. ANÁLISIS DE GEOMETRÍA (DISEÑO):** para el desarrollo de esta parte del trabajo, se realizó el análisis de los resultados obtenidos en la fase anterior (III.2.), con el objeto de determinar cuales fueron las variables más críticas del sistema, de manera tal que se pudiese orientar eficazmente el método para el control de corrosión interna requerido.

Posterior al análisis antes mencionado, se tomó en cuenta como estrategia de control del fenómeno de corrosión, la modificación de la geometría del bajante de pozo así como del material de construcción del mismo. Con el fin de puntualizar y determinar de manera análoga a la etapa (III.2.) las variables más críticas del nuevo diseño, fueron evaluados los siguientes puntos:

- (a) Viabilidad de diámetro.
- (b) Bifurcación de flujo.
- (c) Sobre-espesores.
- (d) Criterio de soldaduras.
- (e) Material empleado.

Todo esto con el objeto de poseer todos los datos necesarios para proseguir con el siguiente punto del proyecto, y formularse un criterio coherente y eficaz a la hora de realizar la propuesta de control.

**III.4. PROPUESTA DE OPCIONES DE CONTROL:** posterior a la realización de las pruebas y evaluaciones de todas las variables existentes, referidas al problema de corrosión (léase, las variables asociadas al fluido de producción, como las variables contempladas en la geometría y diseño del sistema de bajantes), en esta etapa del proyecto se realizó la propuesta y el análisis técnico de nuevas opciones de control sobre el efecto de corrosión en el sistema de transporte de fluidos:

- (a) Tratamiento químico.
- (b) Cambios en diseño (geometría).
- (c) Recubrimientos internos.
- (d) Sustitución de material de construcción.

Para ello se representaron en forma de gráficas y tablas los resultados obtenidos en las secciones anteriores con el objeto de visualizar en forma más clara la opción de control que mejor se ajustara al sistema estudiado, para de esta manera optimizar el arreglo de bajantes a utilizar en la completación del pozo.

## *CAPÍTULO IV*

# *ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS*

## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos a partir de los ensayos realizados descritos en la metodología de trabajo; para comenzar y en concordancia con el orden llevado en el capítulo anterior se muestran los resultados obtenidos a partir de la simulación de procesos realizada con los programas Pipephase y Pipesim.

#### IV.1. COMPORTAMIENTO DE LAS VELOCIDADES DE MEZCLA DEL SISTEMA

##### IV.1.1. SIMULADOR PIPEPHASE

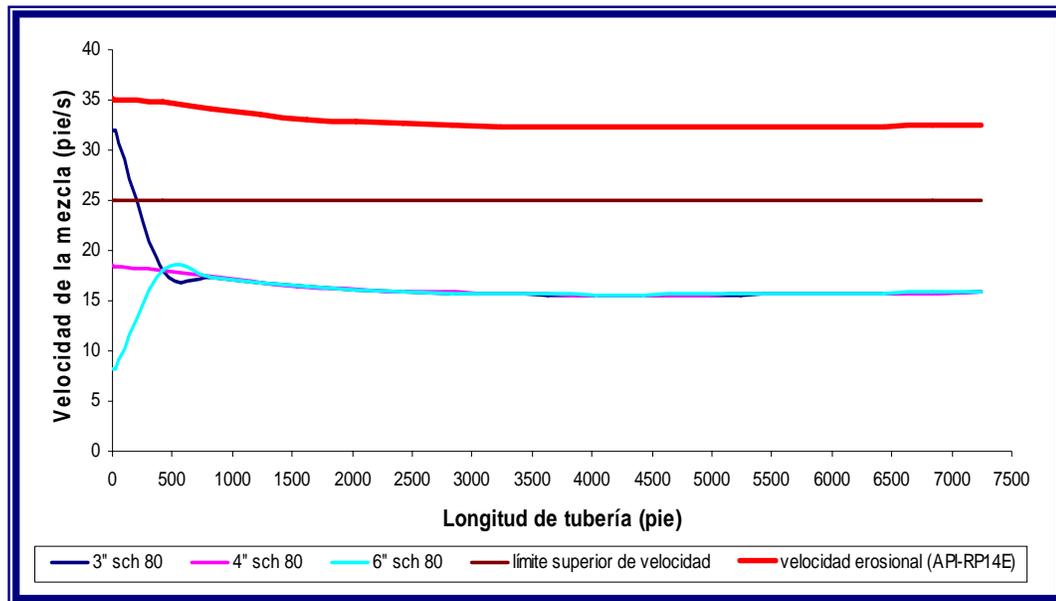


Figura IV.1. Comparación de las velocidades de mezclas presentes en bajantes de pozo (configuración de un brazo, simulador Pipephase)

Como es posible observar en la figura IV.1 el cambio de diámetro del bajante de pozo repercute en el comportamiento del fluido durante los primeros 1000 pies de

recorrido, además es posible notar como con la configuración del bajante de 3 pulgadas Schedule 80 (configuración actual) las velocidades de mezcla presentes en el sistema específicamente en los primeros metros de recorrido son superiores a las recomendadas para la operación continua<sup>[18]</sup>, ya que en este punto la velocidad del fluido comienza a tener influencia erosiva en el medio debido a la fricción existente entre el mismo y la tubería; también se puede acotar como estas velocidades se acercan a la curva descrita por la velocidad erosional definida en la norma (API-RP14E)<sup>[2]</sup>, la cual indica el punto en donde es necesario la utilización de un método para el control de erosión debido a las altas velocidades de fluido; esto no ocurre en los casos de las configuraciones de 4 y 6 pulgadas Schedule 80 con un solo brazo (como se aprecia en la figura) en donde las velocidades presentes a lo largo de toda la línea de flujo no sobrepasan los límites establecidos para la operación continua, por lo que a priori se puede constatar la necesidad de realizar el cambio de la configuración actual del bajante de pozo (3 pulg. sch 80), con el objeto de disminuir las velocidades de mezcla en esta estructura y mitigar el proceso de corrosión/erosión presente.

Seguidamente se presenta la gráfica obtenida a través del software de simulación Pipephase para la configuración de dos (2) bajantes de pozo en paralelo<sup>[Apéndice D]</sup>.

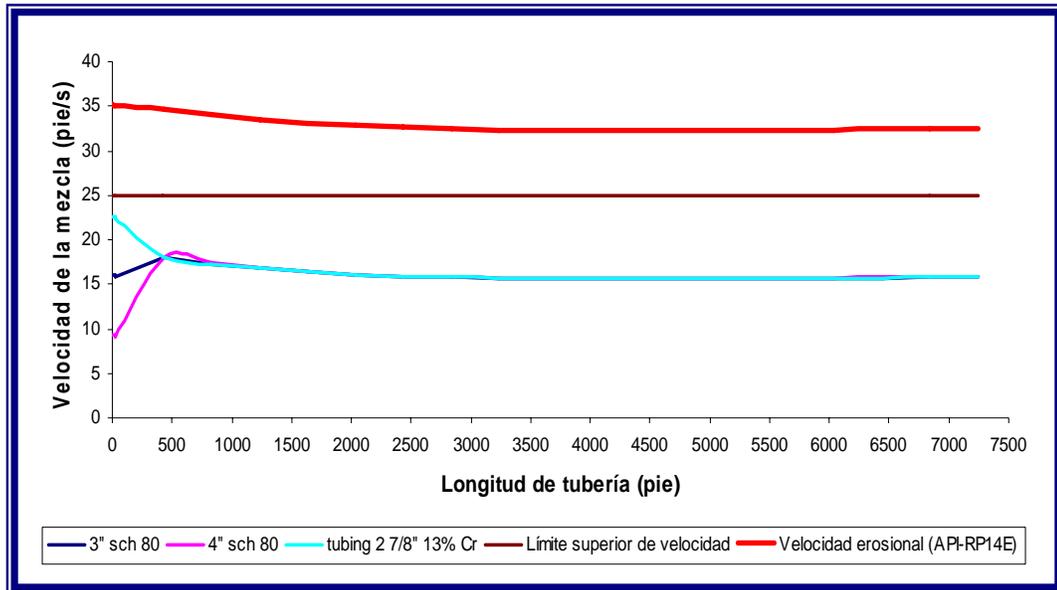


Figura IV.2. Comparación de las velocidades de mezclas presentes en bajantes de pozo (configuración de dos brazos, simulador Pipephase)

De manera análoga a la figura IV.1., en esta gráfica se puede observar como el cambio de diámetro del bajante de pozo influye en el comportamiento de las velocidades de mezcla presentes en el sistema, con la salvedad de que en ninguno de las alternativas estudiadas para esta configuración (dos bajantes de pozo en paralelo)<sup>[Apéndice D]</sup> el límite superior de velocidad recomendado<sup>[18]</sup> es sobrepasado (25 pies/s), por lo que el efecto de corrosión/erosión no se hace presente así como en el caso del bajante de 3 pulgadas Schedule 80, en donde sería necesario la disminución de las velocidades de mezcla.

#### IV.1.2. SIMULADOR PIPESIM

A continuación se presenta la gráfica obtenida a través del software de simulación Pipesim en donde se comparan las velocidades de mezclas presentes en el bajante de pozo:

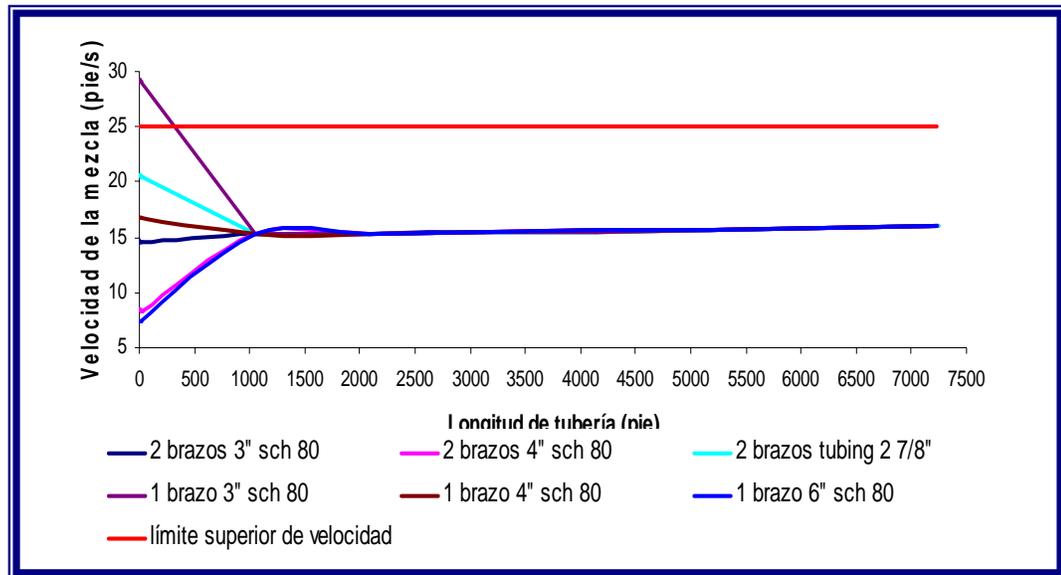


Figura IV.3. Comparación de las velocidades de mezclas presentes en bajantes de pozo obtenidos por Pipesim

Como es posible notar en la figura IV.3., el comportamiento de las velocidades de mezclas obtenidas a través de este simulador es muy similar a las obtenidas por el software Pipephase. En esta gráfica además se observa la comparación entre las configuraciones de uno y dos brazos (bajantes de pozos), en donde de manera general se aprecia como las velocidades presentes en todas las configuraciones estudiadas a excepción de la configuración actual, se encuentran por debajo del límite superior recomendado de velocidad<sup>[18]</sup> para la operación continua por lo que en esta gráfica se evidencia la necesidad de realizar un cambio en la estructura estudiada (bajante de pozo), con la finalidad de disminuir las mismas y mitigar cualquier posible proceso de corrosión/erosión que se pueda presentar en el bajante.

#### IV.2. ESTIMACIÓN DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN POR LA CORRELACIÓN DE WAARD Y MILLIAMS

Seguidamente se muestra la gráfica de comparación de las velocidades de corrosión que se presentan a lo largo del sistema de la línea de flujo, obtenidas por la estimación de velocidades de corrosión debido al efecto de la presencia de Dióxido de Carbono.

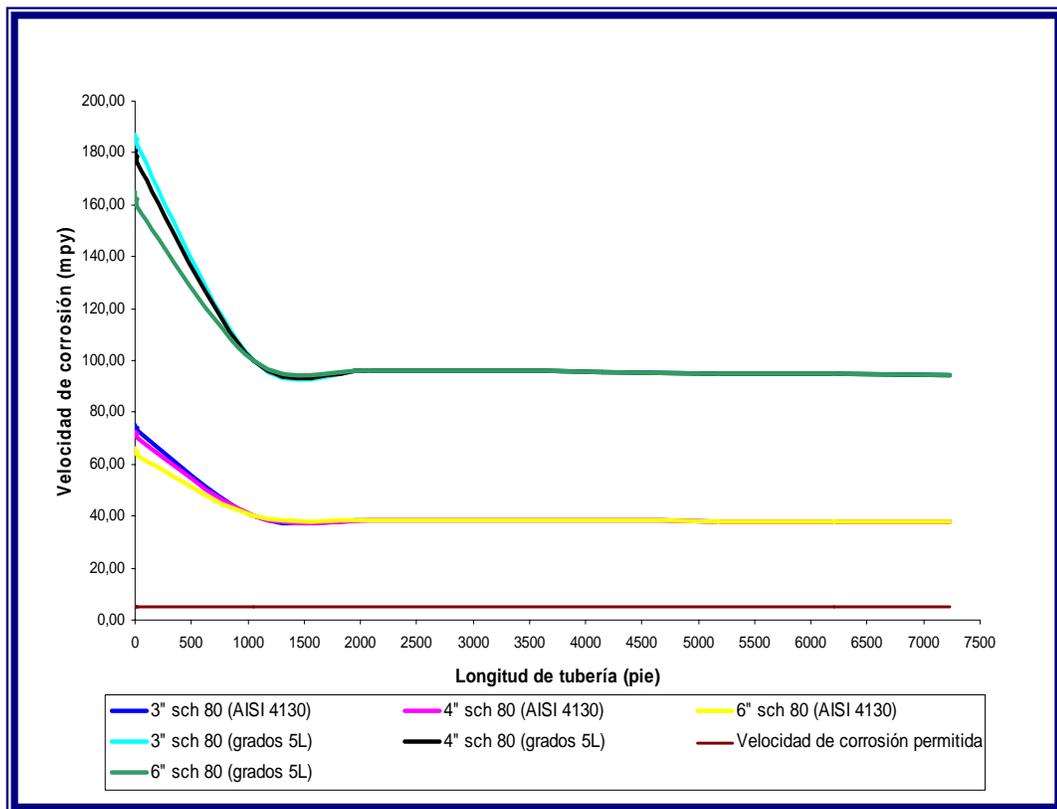


Figura IV.4. Comparación de las velocidades de corrosión presentes a lo largo de la línea de flujo para la configuración de 1 brazo.

Como se observa en la figura IV.4., las mayores velocidades de corrosión en el sistema se presentan a la salida de la caja de choque, es decir, a la entrada del bajante de pozo, por lo que existe la posibilidad de reconocer a esta estructura como la sección más crítica del sistema.

Por otro lado a pesar de los cambios de diámetro en el bajante y las diferencias de velocidad de mezcla que los mismos conllevan, las diferencias entre las velocidades de corrosión para un mismo material no son marcadas, es decir, en el caso extremo para esta configuración, el cambio de diámetro de 3 pulg. sch. 80 a un diámetro de 6 pulg. sch. 80 (un aumento aproximado del 99 % de área de flujo con respecto a la configuración actual), existe una disminución de la velocidad de corrosión menor al 13 %, dando como referencia que la velocidad de mezcla no es el parámetro principal que rige la velocidad de corrosión por la presencia de Dióxido de Carbono calculada a través de la correlación de Waard & Milliams, no así para el efecto de corrosión/erosión inducido por la fricción presente entre el fluido a altas velocidades y las paredes de la tubería.

En un mismo orden de ideas, pero en este caso tomando en cuenta el cambio del material en la estructura (bajante de pozo), se acota que para este método los aceros de la serie API 5L de los grados (B, X-42 y X-60), se comportan de manera similar debido a la composición química de los mismos, puesto que los materiales antes mencionados tienen una composición idéntica de cromo, además de poseer un tratamiento térmico de revenido. Para el caso del acero AISI 4130 no ocurre lo mismo, ya que posee una composición de cromo distinta (1,1 % en peso), que repercute significativamente en la velocidad de corrosión por la presencia de Dióxido de Carbono en virtud de las propiedades que posee el mismo (con el porcentaje de cromo presente en este material, la velocidad de corrosión disminuye en un 60 % aproximadamente).

Prosiguiendo con la observación de la figura IV.4., se puede notar como las velocidades de corrosión para ambos materiales se encuentran por encima de la velocidad de corrosión permitida<sup>[16]</sup>, por lo que es necesario el estudio de un nuevo material con características anticorrosivas más eficientes o la combinación de dos métodos diferentes para mitigar el efecto de corrosión, como por ejemplo el cambio de material de construcción de la estructura con la utilización de un posible inhibidor químico de corrosión, siempre tomando en cuenta los parámetros presentes dentro del sistema estudiado.

A continuación se presenta la gráfica de comparación de las velocidades de corrosión, obtenidas por la estimación de velocidades de corrosión debido al efecto de la presencia de Dióxido de Carbono para la configuración de dos bajantes en paralelo [Apéndice D].

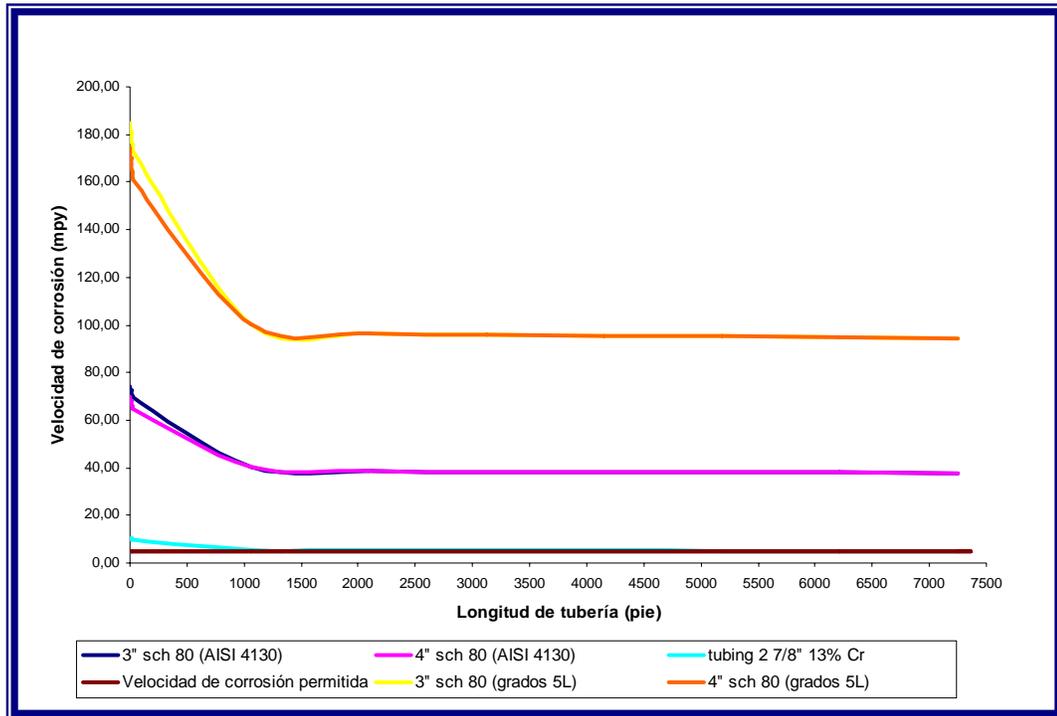


Figura IV.5. Comparación de las velocidades de corrosión presentes a lo largo de la línea de flujo para la configuración de 2 brazos.

De manera análoga a la gráfica IV.4., en la figura IV.5 se puede observar como las velocidades de corrosión más altas se presentan en la entrada del bajante de pozo, así como las diferencias menores que existen debido al cambio de diámetro de tubería; además en esta gráfica se puede notar la presencia de una curva con el mismo comportamiento en cuanto a la distribución de las velocidades de corrosión, pero con magnitudes mucho menores que corresponde al acero de aleación de 13 % Cr, cuya utilización primaria es el servicio de inhibición del efecto corrosivo, pero a pesar de sus propiedades los resultados obtenidos con el mismo sobrepasan el valor permitido en la velocidad de corrosión<sup>[16]</sup>, por lo tanto estos resultados no son considerados

como satisfactorios, pues sería necesario emplear otro tipo de material o método de inhibición, para así obtener velocidades de corrosión menores a las permisibles.

### IV.3. DETERMINACIÓN DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN A TRAVÉS DEL MÉTODO GRAVIMÉTRICO

#### IV.3.1. PRIMERA ETAPA DE LA EVALUACIÓN CON EL SECLI

A continuación se presentan los resultados obtenidos a partir del método gravimétrico en el cual se realizaron dos (2) pruebas en distintas condiciones, la primera constó en la utilización de tres (3) materiales distintos para su evaluación en un tiempo de 60 días.

Tabla IV.1. Resultados obtenidos a partir de la primera prueba en el SECLI.

ACERO	5L GRADO B		5L GRADO X 42		AISI 4130	
	Ubicación/Vcorr (mm/año)	(mpy)	(mm/año)	(mpy)	(mm/año)	(mpy)
HORA 2	4,26	167,65	2,13	83,94	2,84	111,66
HORA 4	3,36	132,29	2,56	100,72	2,88	113,36
HORA 6	3,73	146,72	2,30	90,70	3,05	120,05
HORA 8	3,71	146,14	2,51	98,98	2,97	117,11
HORA 10	3,28	129,27	2,03	80,01	2,62	103,34
HORA 12	3,15	123,87	2,76	108,52	2,65	104,49

Como es posible notar en la tabla IV.1., en la evaluación de tres (3) materiales diferentes en la primera prueba por el método gravimétrico se obtuvo como resultados valores de velocidades de corrosión que sobrepasan o están alrededor de los 100 mpy, por lo cual estos resultados son considerados como alarmantes; es por ello que en el volumen de control tomado para el estudio no es recomendable utilizar ninguno de estos tres (3) tipos de materiales, si lo deseado es obtener velocidades de corrosión que estén por debajo del valor permitido<sup>[16]</sup>. Es necesario tener muy en cuenta que el material generalmente usado para la construcción de los bajantes y líneas de flujo es el acero API 5L-B, con el cual se obtienen los valores más altos de

velocidades de corrosión presentados en la tabla antes mencionada, con una pérdida de material en forma homogénea y una vida útil aproximada de 165 días, tomando como arreglo de bajante una tubería de 3 pulgadas de diámetro de Schedule 80, lo que conllevaría a realizar al menos tres (3) reemplazos anuales de la estructura, paradas de producción e inversiones en cuadrillas y equipos de mantenimiento.

Seguidamente se presenta en forma de diagrama de araña la distribución de los resultados obtenidos a través del método gravimétrico de las velocidades de corrosión, en una vista transversal de la tubería.

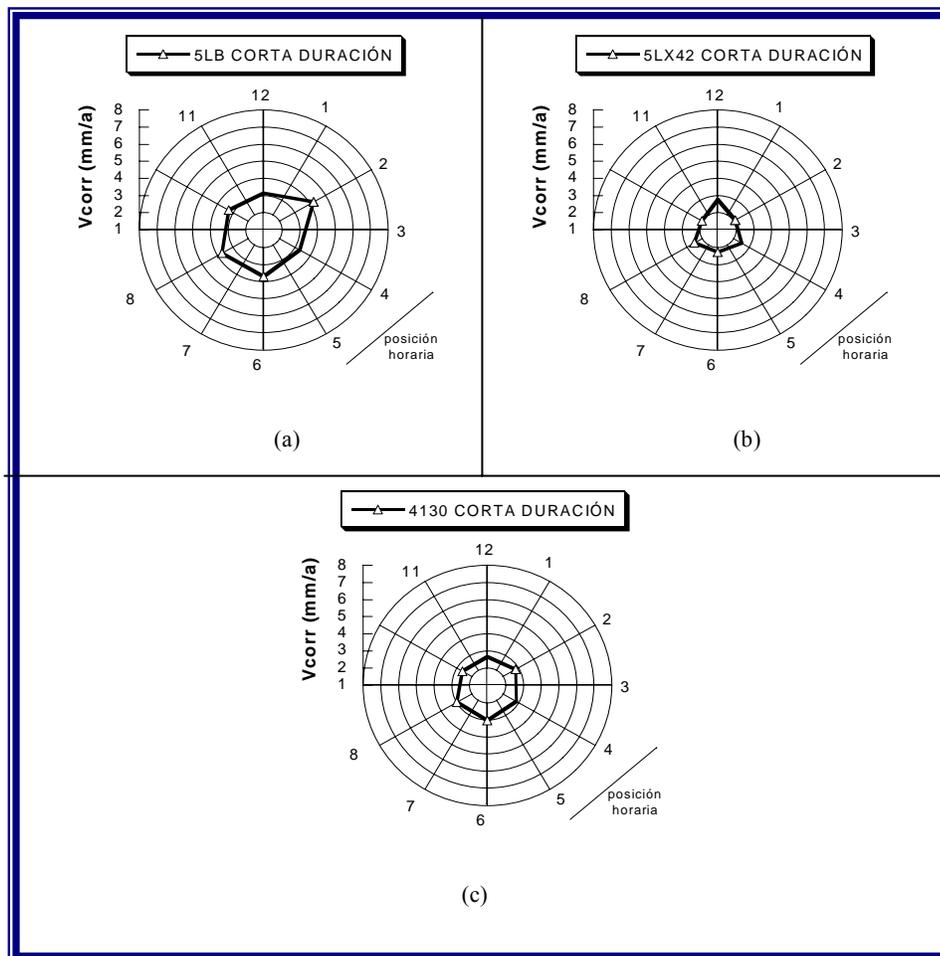


Figura IV.6. Distribución de las velocidades de corrosión (Primera prueba, método gravimétrico)

Como se evidencia en la figura IV.6., la distribución de las velocidades de corrosión presentes en el sistema estudiado es aleatoria, pues no tienen una tendencia

definida dentro de la tubería, lo que señala una pérdida homogénea de material en los aceros evaluados.

En la siguiente figura se presenta el mecanismo de degradación propuesto a partir de la distribución de velocidades de corrosión obtenidas a través del método gravimétrico.

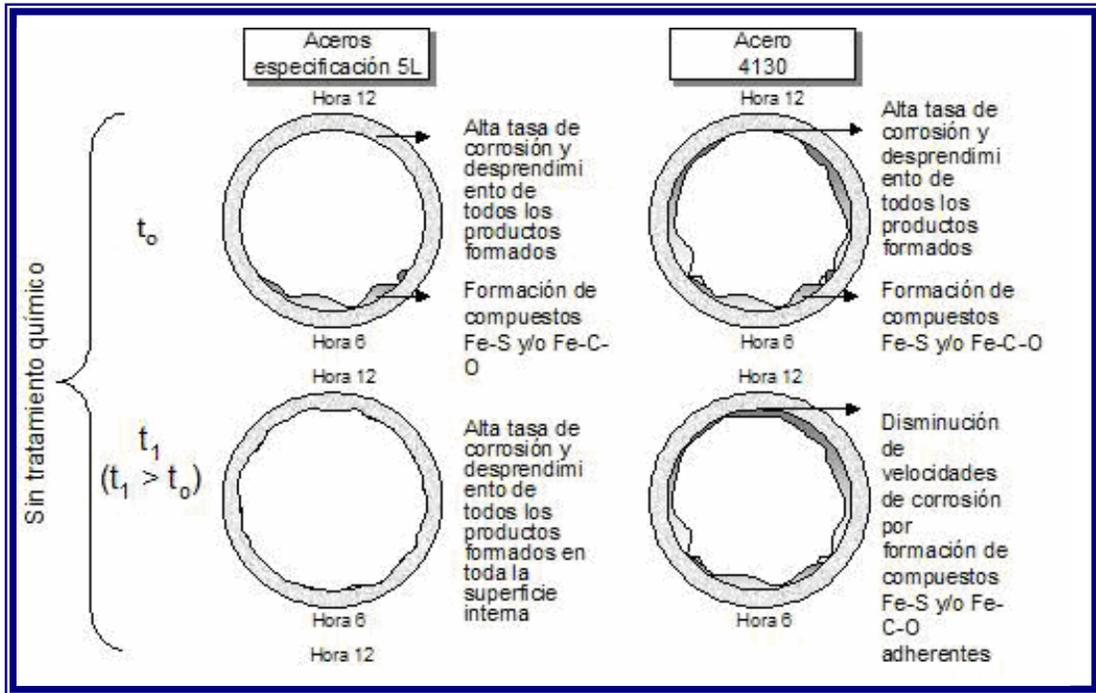


Figura IV.7. Mecanismo de degradación propuesto

Se evidencia en la figura IV.7., que la pérdida de material propuesta a partir de los resultados obtenidos en el método gravimétrico es homogénea, característica de un mecanismo de corrosión debido al efecto del Dióxido de Carbono asistido por el flujo, en donde los aceros de especificación API 5L presentan una alta tasa de corrosión con desprendimiento de todos los productos de corrosión formados en la superficie interna de la tubería; para el caso del acero AISI 4130 se estimaron altas tasas de corrosión con cierta adhesión de los productos de corrosión formados en el proceso, creando así una capa pasivadora o inhibidora del efecto corrosivo, la cual fue inestable debido a las altas velocidades de mezclas presentes.

#### IV.3.2. SEGUNDA ETAPA DE LA EVALUACIÓN CON EL SECLI

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos a partir de la segunda prueba realizada con el sistema de evaluación de corrosividad en línea, donde fueron evaluados cinco (5) materiales diferentes durante un período de cinco (5) meses.

Tabla IV.2. Resultados obtenidos a partir de la segunda prueba en el SECLI.

ACERO	5L GRADO B		5L GRADO X 60		AISI 4130		Revestido		
	Ubicación/Vcorr	(mm/año)	(mpy)	(mm/año)	(mpy)	(mm/año)	(mpy)	(mm/año)	(mpy)
HORA 2		8,40	330,71	5,00	196,85	1,60	62,99	-	-
HORA 4		8,10	318,90	4,60	181,10	2,00	78,74	-	-
HORA 6		10,20	401,57	6,00	236,22	2,40	94,49	0,10	3,94
HORA 8		11,40	448,82	6,50	255,91	2,40	94,49	-	-
HORA 10		9,00	354,33	4,00	157,48	1,70	66,93	-	-
HORA 12		9,30	366,14	4,80	188,98	1,80	70,87	-	-

Es evidente observar en la tabla IV.2., que las mayores velocidades de corrosión obtenidas fueron las del acero 5L grado B (material actualmente utilizado para la construcción de las tuberías que manejan el transporte de fluidos de producción), lo que significa que entre los materiales evaluados este es el más susceptible al efecto corrosivo presente en el sistema.

Además se observa que en los aceros API 5L-X60 y AISI 4130 las tasas de corrosión son menores, con una disminución respecto al material 5L-B de aproximadamente el 45 % y 79 % respectivamente, debido a las distintas propiedades que poseen cada uno de estos; en el caso del material AISI 4130 el mismo es utilizado para los servicios de corrosión moderada en estructuras, y en cuanto al acero 5L-X60 ofrece un cierto grado de inhibición en comparación con el material comúnmente usado (API 5L-B), debido a su alta resistencia mecánica.

Para el acero revestido con níquel fosforado (electroless nickel o ENP), se observó que en ciertos cupones evaluados no se obtuvieron cambios apreciables en la masa de los mismos, lo que se traduce en una velocidad de corrosión despreciable o nula, lo cual es considerado como un resultado excelente en cuanto a su comportamiento en el medio; en el caso del cupón colocado en la parte baja de la

tubería (HORA 6 en la tabla IV.2.), el mismo presentó un grado de corrosión apreciable, pero dentro de los límites establecidos<sup>[16]</sup>, es decir, técnicamente hablando y basados en los resultados obtenidos este puede ser una excelente opción de material de construcción para los bajantes de pozos.

Siguiendo con el análisis de la tabla IV.2., es posible notar como la corrosión en el sistema tiene una tendencia general ha aumentar hacia la parte baja de la tubería debido a la presencia de agua en forma líquida que decanta a esta zona y promueve un efecto de corrosión acelerada, motivado a la solubilización de gases corrosivos presentes en el fluido de producción.

Por otra parte, en esta prueba también fue realizada la evaluación del material ASTM A217 - CA15 o comúnmente conocido como acero aleado al 13 % cromo; el mismo es clasificado como un acero inoxidable, por lo que es muy utilizado en la industria como un material inhibidor de corrosión, específicamente para tuberías de producción o tubing. Los resultados del mismo no fueron presentados en la tabla antes descrita (IV.2.), debido a que en esta experiencia en particular se tomó como cupón de prueba una muestra tubular de material, que para los efectos del método gravimétrico es análogo a la utilización de cupones con forma de “T” para el acoplamiento en el porta cupón, puesto que el sistema de evaluación de corrosividad en línea permite la utilización de los mismos de manera similar. En este caso el estudio de este material arrojó como resultado una velocidad de corrosión promedio de (7,87 mpy), valor que se encuentra un 57,5 % por encima del valor permitido<sup>[16]</sup>.

A continuación se presenta la distribución de las velocidades de corrosión obtenidas a partir de la segunda prueba realizada con el método gravimétrico en forma de diagramas de araña.

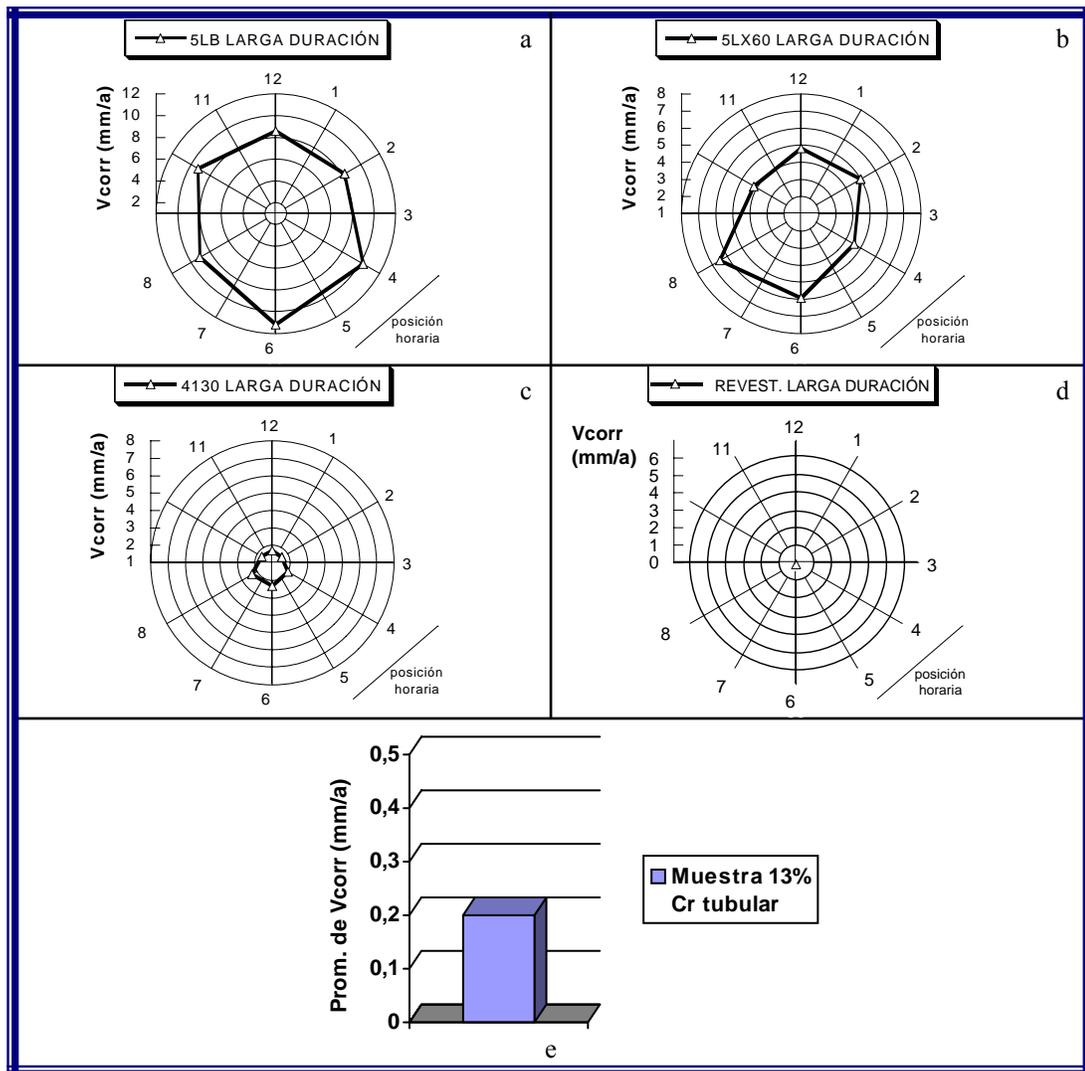


Figura IV.8. Distribución de las velocidades de corrosión (Segunda prueba, método gravimétrico)

Como se aprecia en la figura IV.8., específicamente en los diagramas (a, b, c y d), el efecto corrosivo más acentuado presente en el sistema se genera hacia la parte baja de la tubería, es decir, en los cupones colocados en las posiciones horarias (cuatro [4], seis [6] y ocho [8]), corroborando de esta manera lo mencionado en la tabla IV.2., además se observa de forma clara que en el caso del acero API 5L-B (diagrama [a]) se obtuvieron las más altas tasas de corrosión entre todos los materiales evaluados en el método gravimétrico.

Para la figura (e) que corresponde a la muestra de acero aleado al 13 % Cromo, sólo es posible observar el valor promedio de la tasa de corrosión obtenida a través del estudio, ya que con el tipo de cupón seleccionado para la evaluación de este material no es aplicable la representación en forma de diagrama de araña, puesto que es una sola pieza la que representa a la tubería y no una serie de cupones distribuidos en forma horaria que representan a la línea de flujo.

## ***CAPÍTULO V***

### ***CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

## ***CAPÍTULO V***

### ***CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

#### **V.1 CONCLUSIONES**

Seguidamente se presentan las conclusiones obtenidas a partir de los análisis y discusiones de resultados realizadas en el capítulo anterior:

- El cambio de diámetro del bajante de pozo repercute en el comportamiento del fluido durante los primeros 1000 pies de recorrido.
- Debido a las altas velocidades de mezclas presentes en la configuración actual del sistema es necesario realizar un cambio en el arreglo del bajante de pozo, con la finalidad de disminuir las velocidades de flujo del fluido.
- Según los resultados obtenidos por el método gravimétrico, el mecanismo de degradación predominante en el sistema fue el de corrosión por CO<sub>2</sub> asistida por el flujo, lo que produjo un constante desprendimiento de los productos de reacción.
- Las mayores velocidades de corrosión en el sistema se presentan a la salida de la caja de choque, es decir, a la entrada del bajante de pozo.
- En concordancia con los resultados obtenidos a través del método gravimétrico, las velocidades de corrosión presentes en el sistema, tienen una tendencia a aumentar hacia la parte baja de la tubería.

- De acuerdo al método gravimétrico utilizado, el acero más susceptible (entre los materiales evaluados) al mecanismo de corrosión presente en el sistema es el acero API 5L-B.
- El cambio del área de flujo en un 99% produce una disminución en la velocidad de corrosión aproximada del 13%, en el método de estimación de velocidades de corrosión por la correlación de Waard y Milliams.
- La utilización del acero AISI 4130, disminuye la velocidad de corrosión calculada por la correlación de Waard y Milliams en un 60% aproximadamente, respecto al acero actualmente utilizado para la construcción de bajantes de pozo (API 5L-B).
- Según los resultados obtenidos a través del método gravimétrico los materiales API 5L-X60 y AISI 4130 disminuyen las tasas de corrosión con respecto al acero API 5L-B, en una magnitud aproximada del 45 % y 79 % respectivamente.
- Para el acero revestido con níquel fosforado se obtuvieron velocidades de corrosión menores a las permisibles<sup>[16]</sup>, de acuerdo a los resultados conseguidos por el sistema de evaluación de corrosividad en línea.
- Con la utilización del sistema de evaluación de corrosividad en línea se obtuvo que el acero aleado al 13 % cromo presentó una velocidad de corrosión promedio de 7,87 mpy.

## **V.2 RECOMENDACIONES**

En virtud de los resultados obtenidos se presentan las siguientes recomendaciones:

- Realizar la evaluación de nuevos materiales (como los cerámicos) con el objeto de comparar la eficiencia de los mismos con la del revestimiento de níquel fosforado.
- Realizar el cambio de la configuración actual de bajante de pozo, con el objeto de disminuir las velocidades de mezclas presentes en el sistema.
- Realizar el estudio de factibilidad económica de la evaluación efectuada en este trabajo de grado, con el objeto de corroborar y afianzar la decisión del cambio de material de construcción del bajante de pozo.
- Se propone como diseño más apropiado para el bajante del pozo JM-196; el conformado por una tubería de 4 pulgadas de diámetro Schedule 80, revestida con un baño de níquel fosforado, tomando en cuenta para ello la utilización de una botella escalonada a la salida de la caja de choque y codos graduales en los cambios de dirección, con el objeto de lograr mejores resultados tanto para las velocidades de corrosión como para las velocidades de mezcla presentes en el sistema.

# ***APÉNDICES***

[APÉNDICE A]

Tabla VI.1. Características del pozo evaluado.

<b>Característica</b>	<b>Valor</b>
Presión de cabezal	1120 psig
Presión de línea	960 psig
Temperatura de cabezal	195,6 °F
Temperatura de línea	186,8 °F
% CO <sub>2</sub>	6,4 % molar
H <sub>2</sub> S	12 ppm
°API	39,8
Diámetro del reductor	¾ pulg.
Diámetro del bajante	3 pulg. sch 80
Presión de yacimiento	1469 psia
Temperatura de yacimiento	279 °F
% Agua y sedimentos	90 % v/v
BNPD	6
Producción de Gas	7,295 MMPCGD
Nivel de separación	800 psig
Diámetro del tubing	5,5 pulg. nominal
Profundidad	9693 pies
Distancia a la estación de descarga	7225 pies

[APÉNDICE B]

	<b>ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO DEL GAS NATURAL</b> UNIDAD DE CONTROL DE CALIDAD SANTA ROSA - ANACO e-mail: rosaus@pdvsa.com		
	SUPERINTENDENCIA DE LOGÍSTICA OPERACIONAL - GERENCIA MANEJO DE GAS		
ANÁLISIS No. <b>388</b>	ANÁLISIS SOLICITADO POR: <b>LOGÍSTICA OPERACIONAL</b>		FECHA DE ANÁLISIS: <b>12/04/05</b>
FECHA DE MUESTREO: <b>11/04/05</b>			
NORMAS Y PROCEDIMIENTOS DE ANÁLISIS DE GAS:		MUESTREOS DE CAMPO (NORMA GPA No. 2166) CROMATOGRAFÍA POR MÉTODO EXTENDIDO PARA GAS NATURAL (NORMA GPA No. 228695) MÉTODO PARA DETERMINACIÓN DE H <sub>2</sub> S, CO <sub>2</sub> Y H <sub>2</sub> O EN GAS NATURAL (NORMA GPA No. 237786)	
AREA DE MUESTREO: SITIO DE MUESTREO: HORA DE MUESTREO: MEDIDOR: TEMPERATURA (oF): PRESION (PSI):	ED-SJ4 (POZO JM-196) CABEZAL DE POZO 09:15 a.m. - 214 1080	CONTENIDO DE H <sub>2</sub> O (LB/MMPCI) CONTENIDO H <sub>2</sub> S (PPM): PUNTO DE ROCIO (*F):	19.12 12 60.7
<b>COMPOSICION MOLAR DEL GAS</b>			
COMPONENTES	% MOLAR	%VL LIQUIDO (GPM)	
NITROGENO	0,381		
CO2	6,402		
METANO	88,543		
ETANO	2,223		
PROPANO	1,027	0,282	
I-BUTANO	0,359	0,117	
N-BUTANO	0,284	0,089	
I-PENTANO	0,143	0,052	
N-PENTANO	0,112	0,040	
HEXANOS	0,198	0,081	
HEPTANOS	0,194	0,089	
OCTANOS	0,114	0,058	
NONANOS	0,018	0,010	
DECANOS +	0,002	0,001	
<b>CARACTERISTICAS CALCULADAS A PARTIR DE LA COMPOSICION MOLAR</b>			
PESO MOLECULAR (Lbs/Mol):	19,333	GPM TOTAL (C3+):	0,822
TEMP.PSEUDOCRITICA (*R):	371,024	PRESION DE VAPOR(PSI):	4447,339
PRESIÓN PSEUDOCRITICA (PSIA):	689,350	GRAVEDAD ESPECIFICA:	0,667
PRESION PSEUDOREDUCIDA:	1,588	BTU/PC (BRUTO):	1019,243
TEMP. PSEUDOREDUCIDA:	1,817	BTU/PC (NETO):	920,265
OBSERVACIONES : _____ _____ _____			
MUESTREADO POR:	JESUS BERMUDEZ Y GINO SANGUINETTI		
ANÁLISIS REALIZADO POR:	JESUS BERMUDEZ Y GINO SANGUINETTI		
	MARIANELA LEIDENZ Spv. UNIDAD DE CONTROL DE CALIDAD SANTA ROSA		

Figura VI.1. Cromatograma del pozo JM-196 obtenido en el laboratorio del Complejo Santa Rosa.

[APÉNDICE C]

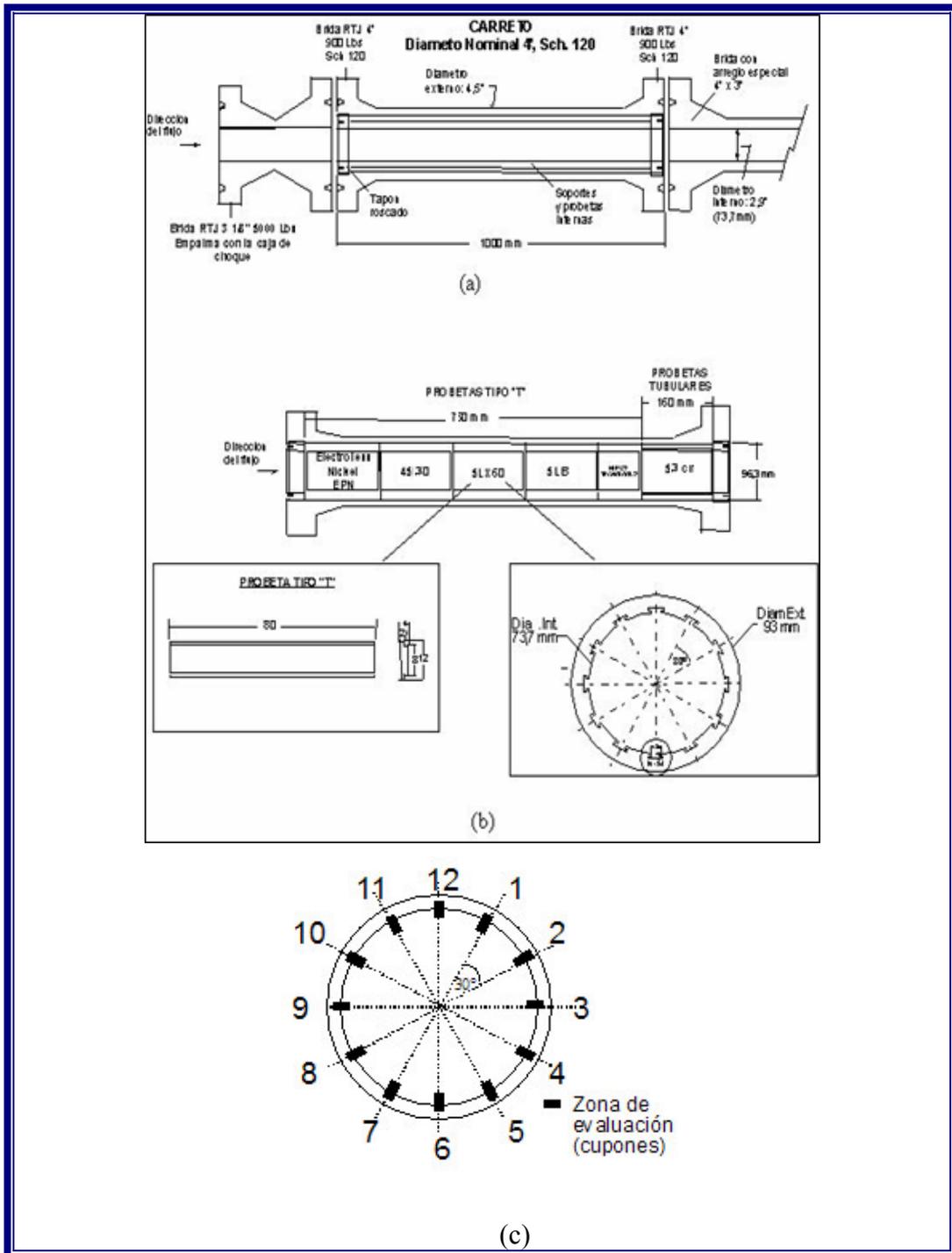
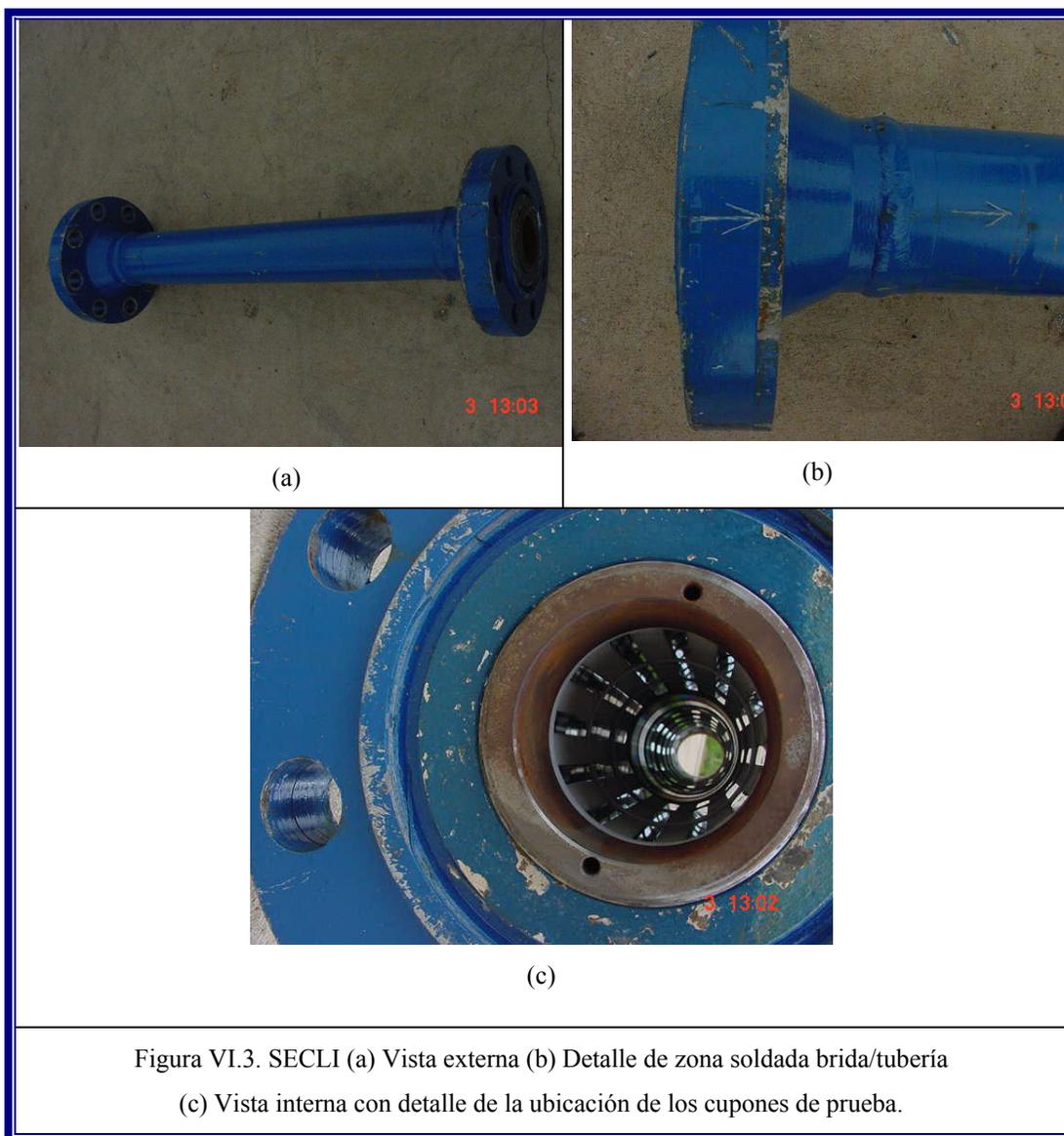


Figura VI.2. Esquema del Sistema de Evaluación de Corrosividad en Línea (a) Dimensiones de la tubería externa y bridas, (b) Detalle de los dispositivos internos, (c) Disposición horaria de los cupones de prueba



[APÉNDICE D]

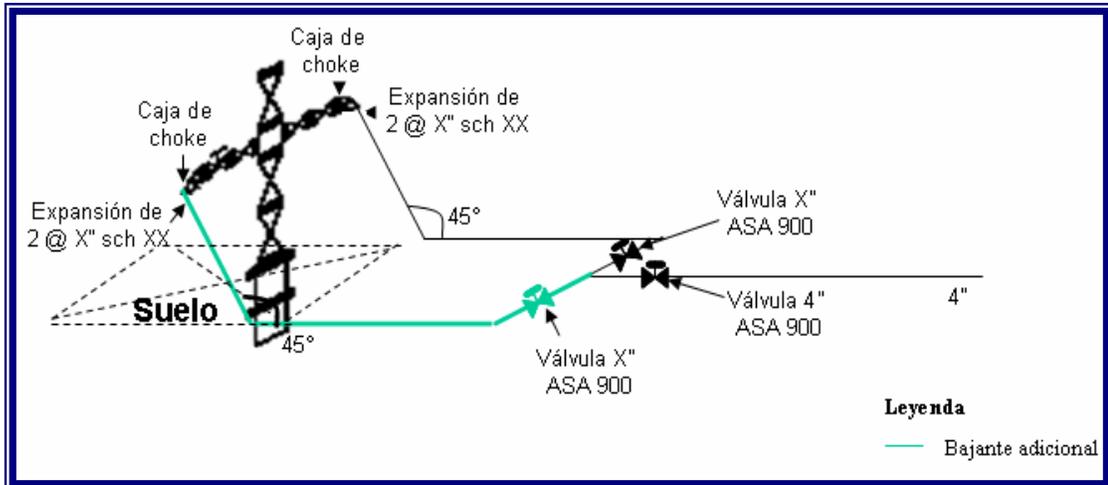


Figura VI.4. Configuración propuesta de dos bajantes de pozo en paralelo.

# ***BIBLIOGRAFÍA***

## ***BIBLIOGRAFÍA***

1. American Petroleum Institute (1958). Corrosion in Oil and Gas Well Equipment. Dallas, Texas – Estados Unidos de América.
2. American Petroleum Institute (1991). Recommended practice 14E for Design and installation of offshore Production Platform Piping Systems. Washintong D.C. - United States.
3. Baker Jardine & Associates. (1998). Simulador de producción Pipesim. Londres - Inglaterra: Baker, A y Montes, A.
4. Brill, J. P. y Mukherjee H. (1997) Multiphase Flow in Wells, volume 17. Henry L. Doherty series. Oklahoma – Estados Unidos de América.
5. Centro Internacional de Educación y Desarrollo. (2000). Sistemas de Recolección y Distribución de Gas. PDVSA, Maturín - Venezuela.
6. Corrosion 94 (1994). The Effect of Oil or Gas Condensate on Carbonic Acid Corrosion, paper 41. Houston, Texas – Estados Unidos de América: Murata, T., Sato, E. y Matsubishi, R.
7. Gerencia de Mantenimiento. (2005). Procedimiento de instalación de los cupones de pérdida de peso en Bajantes de pozos. Anaco – Venezuela.
8. Guerra, C. (2003, julio 21 – 25). Corrosión en instalaciones petroleras. El Tigre - Venezuela.

9. Jones, D. (1996) Principles and Prevention of Corrosion, 2<sup>da</sup> edición. Editorial Prentice Hall. Estados Unidos de América, 572 p.
10. Jones, L. W. (1998) Corrosion and water technology for petroleum producers. OGCI Publications. Estados Unidos de América, 202 p.
11. Maggiolo, R. (2005, 31/01 al 04/02). Análisis Nodal y Flujo Multifásico. Maracaibo - Venezuela.
12. Martínez, M. (1992) Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones. Editorial Ingenieros Consultores, S.R.L. Maracaibo – Venezuela, 485 p.
13. National Association of Corrosion Engineers (1984). Advances in CO<sub>2</sub> Corrosion of Carbon and Cr Steel Vol. 1. Houston, Texas – Estados Unidos de América: Ikeda, A., Mukai, S. y Ueda, M.
14. National Association of Corrosion Engineers (1994). Sulfide Stress Cracking Resistant – Metallic Material for Oilfield Equipment (MR0175-94). Houston, Texas – Estados Unidos de América.
15. National Association of Corrosion Engineers (1995). Influence of Liquid Flow Velocity on CO<sub>2</sub> Corrosion: A Semi-empirical Model. Amsterdam - Holanda.
16. Palacios, C. (2005, marzo 14 – 17). Control de corrosión en instalaciones de producción en la industria petrolera. Puerto la Cruz – Venezuela.
17. Palacios, C. (1991) Mechanisms of CO<sub>2</sub> Related to Velocity in Two- Phase Flow Systems. Ph D Dissertation. University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma – Estados Unidos de América.

18. PDVSA Distrito Gas Anaco (2004). Informe Técnico IM-IT-CCI-ACO-260104. Anaco-Venezuela: González, R.
19. PDVSA Distrito Gas Anaco (2005). Procedimiento de inspección de cupones instalados en loops, en el pozo JM-196, bajante de pozo, campo San Joaquín. Anaco - Venezuela: González, R.
20. PDVSA – Intevep (1994). Corrosión en la Industria Petrolera, Guía Práctica INTEVEP. Caracas–Venezuela: Viloría, A. y Vera, J.
21. PDVSA–Intevep (2001). Informe Técnico INT-08607.2001. Caracas-Venezuela: Juanes, J y otros.
22. Rojas, G. (2003) Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. Trabajo de especial de grado no publicado. Universidad de Oriente, Puerto la Cruz - Venezuela.
23. Simulation Sciences. (2002). Manual de simulación Pipephase.
24. Vani, G. (1994) A Mechanistic Model to Predict Carbon Dioxide Corrosion of Carbon Steels. Thesis. University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma – Estados Unidos de América.