

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



**DETERMINACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACIÓN
ASOCIADOS A LA CORROSIÓN INTERNA, DE LAS TUBERÍAS DE
CRUDO DILUENTE, DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO
PESADO Y EXTRA-PESADO DEL DISTRITO SAN TOMÉ**

**Realizado por:
ONEIDA FREDERICK AGUILERA LÓPEZ**

**Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al Título de INGENIERO QUÍMICO**

Puerto La Cruz, Octubre de 2011

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



DETERMINACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACIÓN
ASOCIADOS A LA CORROSIÓN INTERNA, DE LAS TUBERÍAS DE
CRUDO DILUENTE, DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO
PESADO Y EXTRA-PESADO DEL DISTRITO SAN TOMÉ

ASESORES

Ing. Quím. Fidelina Moncada (M.Sc.)
Asesor Académico

Lic. Quím. Manuel Ríos
Asesor Industrial

Puerto La Cruz, Octubre de 2011

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



**DETERMINACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACIÓN
ASOCIADOS A LA CORROSIÓN INTERNA, DE LAS TUBERÍAS DE
CRUDO DILUENTE, DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO
PESADO Y EXTRA-PESADO DEL DISTRITO SAN TOMÉ**

JURADO CALIFICADOR

**Ing. Quím. Fidelina Moncada (M.Sc.)
Asesor Académico**

**Ing. Quím. Yraima Salas
Jurado Principal**

**Ing. Quím. Frank Parra
Jurado Principal**

Puerto La Cruz, Octubre de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 44 del Reglamento de Trabajos de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario para su autorización”.

DEDICATORIA

A las personas que más admiro en el mundo y que amo con todo mi ser a mi madre Oneida López, mi padre Federico Aguilera, a mi adorado sol Ricardo Arturo y a mis hermanos Luimary Aguilera y Richard Aguilera de quienes aprendí todo lo que soy, este logro también es de ustedes.

A un amigo muy especial, donde quiera que estés Deivy Dios te acompañe y te bendiga siempre.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todo Poderoso por ser siempre mi guía y mi fortaleza a lo largo de esta meta, infinitas gracias, contigo todo sin ti nada!

A mis padres Oneida y Federico que a punta de esfuerzo, de sacrificio, de tanto pegar bloques y batir mezcla hoy suman un profesional más a su casa, no me alcanzara la vida para agradecerles

A mi hermano Richard gracias por el apoyo siempre, mi hermana Luimary gracias por impulsarme siempre a salir adelante. Se puede ser mejor cada día, gracias a ti y a José Ancheta por abrirme las puertas de su hogar para realizar este trabajo y brindarme siempre el apoyo estaré eternamente agradecida con ustedes.

A toda mi familia, tíos, tías y primos que siempre estuvieron ahí cuando lo necesite.

Hermanas de cariño que durante toda mi vida han estado ahí apoyándome y alentadome a continuar: Roselbis González, Mariam Rodríguez, Emelys Gómez, Ariana y Anelbis Figueroa.

A la señora Isaura de Rivas por abrirme las puertas de su casa y tratarme siempre como alguien de la familia, eres como abuelita para mí.

Compañeros de estudio y hoy en día amigos: Miguel, Helen, Mariluz, Ninoska, Ruben, Luzmary, Rosangeles, Gaby, Jessica, Daniela y Yamira.

A mi tutor industrial Manuel Ríos y a su esposa Fátima Vivas gracias por el apoyo, la comprensión y ese cariño Dios permita que dure en el tiempo.

A mi tutora académica Fidelina Moncada gracias por el apoyo y los consejos recibidos.

A la casa más alta la Universidad de Oriente por brindarme la oportunidad de formarme académicamente y profesionalmente.

A todos y cada de uno de los profesores que forman parte de esto logro, especialmente a los profesores: Héctor Silva, Arturo Rodulfo, Frank Parra, Lucas Álvarez y Marcos Armas.

A PDVSA por la oportunidad y a todo el personal que labora allí en especial a la Ing. Noemí Roche Infinitas gracias por sus enseñanzas por la oportunidad y el apoyo, a los señores: Antonio Bonillo, Carlos Torrealba, Ramón González y Freddy Zuleta gracias.

A personas muy especiales que conocí en esta etapa y que me dieron el apoyo necesario para culminarla: Miguel Machado, Miriam Salazar, Anixys Guerra y Ana Velásquez.

GRACIAS A TODOS!

RESUMEN

Se determinaron los mecanismos de degradación por corrosión interna presentes en los sistemas de tuberías de crudo diluyente pertenecientes a las U.P. de Crudo Pesado y Extra-Pesado, seleccionando un campo por unidad de producción, para un total de dos campos siendo estos Melones y Bare, de los cuales se estudiaron un total de cuatro líneas de tuberías (BARED-10 al pozo MFB412, MED-20 al pozo Mel-119, COB-salto AREM2 y del C.A.T.C.STM-COB), llevando a cabo un conjunto de ensayos fisicoquímicos tales como caracterización del fluido en crudo que incluye agua, %CO₂, %H₂S y microscopía electrónica de barrido con espectroscopía de Rayos X (MED-EDX), además de inoculación de bacterias. Con la finalidad de realizar la evaluación hidrodinámica a través del simulador PIPESIM y determinar la velocidad de corrosión haciendo uso del simulador PREDICT. Encontrando velocidades de corrosión que según la norma **NACE RP0775-05**, hay corrosión severa para todos los tramos de tuberías estudiados. Igualmente se diagnosticó la presencia de bacterias sulfato reductoras y de agua en el sistema, se determinó que el mecanismo predominante de corrosión, es por CO₂.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	vii
CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
1.1. RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA.....	1
1.1.1. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)	1
1.1.2. PDVSA Exploración y Producción	2
1.1.3. Distrito San Tomé.....	5
1.2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
1.2.1. Ubicación geográfica.....	6
1.2.2. Descripción del proceso	6
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
1.4. OBJETIVOS	10
1.4.1. Objetivo general	10
1.4.2. Objetivos específicos.....	10
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	9
2.1. ANTECEDENTES	9
2.2. SISTEMAS DE TUBERÍAS	11
2.2.1. Tuberías o líneas de transmisión.....	11
2.2.2. Sistemas de distribución.....	11
2.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS.....	12
2.3.1. Fluido.....	12
2.3.2. Viscosidad	13
2.3.3. Gravedad °API.....	13

2.3.4. Centro de almacenamiento y transporte de crudo San Tomé (C.A.T.C.STM)	14
2.3.5. Campo petrolero	14
2.3.6. Estaciones de rebombeo	15
2.3.7. Diluyente	15
2.3.8. Soldadura	16
2.3.9. Dureza	16
2.4. CORROSIÓN	17
2.4.1. Definición	17
2.4.2. Principios de la corrosión	19
2.4.3. Tipos de corrosión	22
2.5. Simuladores	34
2.5.1. PIPESIM	34
2.5.2. Predict	34
2.6. Diagrama de Pareto	35
2.6.1. Diagramas de fenómenos	35
2.6.2. Diagramas de causas	35
CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO	28
3.1. Recopilación de los reportes de eventos ambientales asociados a corrosión en la red de diluyente de las Unidades de Producción de pesado y extra-pesado	28
3.2. Selección de los campos de las U.P. de crudo pesado y extra-pesado con mayor recurrencia de eventos.	29
3.3. Realización de simulaciones hidrodinámicas a los tramos de tubería objeto de estudio	30
3.3.1. Simulación hidrodinámica	31
3.4. Determinación de la velocidad de corrosión mediante simulación predictiva	34
3.5. Identificación de los productos de corrosión en tubería corroída de diluyente, mediante análisis de microscopía electrónica de barrido con espectroscopia de energía dispersiva (MEB-EDS)	36
CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	37

4.1. Recopilación de los reportes de eventos ambientales	37
4.2. Selección de los campos de las U.P de crudo pesado y extra-pesado con mayor recurrencia de eventos	39
4.3. Simulaciones hidrodinámicas a las de tuberías objeto de estudio	42
4.4. Determinación de la velocidad de corrosión mediante el simulador Predict	43
4.5. Identificación de los depósitos y productos de corrosión en tubería corroída de diluyente, mediante análisis de microscopía de barrido con espectroscopía de energía dispersiva	44
4.5.1. Inoculación de bacterias sulfato reductoras.....	47
4.6. CONCLUSIONES	49
4.7. RECOMENDACIONES	50
BIBLIOGRAFÍA.....	478
Anexos.....	49
Anexo A: Resultados de laboratorio y cálculo de las presiones parciales de CO ₂ y H ₂ S	50
A-1: Calculo de las presiones de CO ₂ y H ₂ S.....	51
A-2: Resultados del muestreo de 24 horas realizado en el C.A.T.C.STM.	52
A-3: Resultados del muestreo de 24 horas realizado en el C.A.T.C.STM.	53
A-4: Resultados del muestreo del agua libre en el tanque 96006.....	54
A-5: Resultados del muestreo del agua libre en el tanque 96008.....	55
Anexo B: Perfil topográfico de las tuberías estudiadas.....	56
Anexo C: Información de entrada del simulador PIPESIM	61
C-1. Input de simulación línea de tubería MED-20 al pozo MEL119.....	62
C-2. Input de simulación para línea de tubería de BARED-10 al pozo MFB-412	68
C-3. Input de simulación para la línea de tubería C.A.T.C.S.T.M al COB .	74
C-4 . Input de simulación para la línea de tubería COB al salto de AREM2	79
Anexo D: Calculo de la velocidad de corrosión mediante el simulador PREDICT	88
Anexo F: Resultados de difracción por rayos-X.....	95
F-1: Resultado de la difracción de rayos X (INTEVEP).....	96

F-2: Resultado de la difracción de rayos X (INTEVEP).....	99
F-3. Resultados de la difracción de rayos-X realizada por el laboratorio BRUKER.....	102

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Factores y elementos que contribuyen a la incidencia de la corrosión.	22
Tabla 2.2. Tipo de corrosión por H ₂ S de acuerdo a la presión parcial	33
Tabla 3.1. Características de las líneas de crudo diluyente seleccionadas	30
Tabla 3. 2. Parámetros de operación y volumetría de las tuberías seleccionados	32
Tabla 3.3. Clasificación cualitativa de las tasas de corrosión de acero al carbono	34
Tabla 3.4. Escala de conteo de colonias de Bacterias Sulfato Reductoras	38
Tabla 4.1. Resumen de eventos por falla asociados a corrosión en la red de diluyente en nueve años	38
Tabla 4.2. Parámetros obtenidos a través del simulador PIPESIM.....	41
Tabla 4.3. Velocidades de corrosión obtenidas con el simulador PREDICT	43
Tabla A-1. Presiones parciales de CO ₂ y H ₂ S para cada tramo de tubería.....	51

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Geográfica de las Cuatros Áreas que Integran la Faja del Orinoco	4
Figura 1.2. Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé	5
Figura 1.3. Sistema de distribución de crudo diluyente de la Unidad de Producción de Crudo Extra-Pesado.....	8
Figura 2.1. Esquema representativo de campos petroleros de crudo pesado y extra-pesado del Distrito San Tomé.....	15
Figura 2.2. Tubería de diluyente de COB a Arecuna	16
Figura 2.3. Efecto de la temperatura sobre el proceso de corrosión.....	18
Figura 2.4. Formas y variaciones de la corrosión por picadura.....	24
Figura 2.5. Modelos de iniciación de picadura que origina la interrupción de la película pasiva	25
Figura 2.6. Viales bacteriológicos	27
Figura 2.7. Grietas en tuberías de acero: a) Grieta transgranular b) Grieta intergranular.....	28
Figura 2.8. Patrones de flujo en petróleo para dos fases en tuberías horizontales	31
Figura 3.1. Premisas para selección de los campos	29
Figura 3.2. Variables requeridas por el simulador	31
Figura 3.3. Esquemático de detección de los gases corrosivos H ₂ S y CO ₂	33
Figura 3.4. Ventana de inicio del simulador PREDICT	36
Figura 3.6. A) Corte de la muestra de tubería en zona afectada B) Muestra enviada a INTEVEP para su análisis	37
Figura 4.1. Vistas horarias de la tubería	38
Figura 4.2. Eventos totales en los nueve años de estudio en los campos de Pesado y Extra-Pesado	40
Figura 4.3. Esquema de las líneas seleccionadas para el estudio	40
Figura 4.4. Vistas de la corrosión presente en la tubería de 12” con servicio de crudo diluyente COB- AREM2, localizada en la hora seis alrededor de la ZAT.....	45

Figura 4.5. Depósitos hallados en la línea de tubería del COB al salto AREM2 ...	44
Figura 4.6. Viales usados para la determinación de BSR en el agua libre en los tanques de crudo diluyente	48
Figura B- 1. Perfil topográfico de la tubería BARED-10-MFB412.....	57
Figura B- 2. Perfil topográfico de la tubería MED-20-MEL119	58
Figura B- 3. Perfil topográfico de la tubería COB-AREM2	59
Figura B- 4. Perfil topográfico de la tubería CATCSTM-COB.....	60
Figura D- 1. Página de inicio del simulador PREDICT	89
Figura D- 2. Introducción de datos de flujo en el simulador (<i>Flow modeling</i>).....	90
Figura D- 3. Resultado de la simulación para el tramo MED-20-MEL119.....	91
Figura D- 4. Resultado de la simulación para el tramo Bared-10-MFB-412.....	92
Figura D- 5. Resultado de la simulación para el tramo COB-salto AREM-2	93
Figura D- 6. Resultado de la simulación para el tramo CATCSTM-COB	94

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

1.1. RESEÑA HISTORICA DE LA EMPRESA

1.1.1. Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA)

Se inició el 30 de Agosto de 1975 y fue nacionalizada el 01 de Enero de 1976, más tarde para el año 1978 fue fundada la primera productora de kerosén en el Táchira. Pero fue en 1986, cuando la compañía minera-Petróleo del Táchira, realizó la exploración en mayor escala, en búsqueda de la promisoría riqueza, en ese momento presidenta de la república Jaime Lusinchi concedía las facilidades para ello, a través de las concesiones petroleras.

La industria petrolera es actualmente la principal fuente de ingresos en el país, es la casa matriz encargada del desarrollo industrial petrolero, petroquímico, carbonífero, además asume funciones de planificación, coordinación, supervisión, controlando las actividades operativas de sus divisiones dentro y fuera del país. En el primer año de operación PDVSA inició sus acciones con 14 filiales, quedando posteriormente con tres de ellas: Lagoven, Maraven y Corpoven. Años después es creada la Petroquímica de Venezuela, S.A. (Pequíven), dirigido a organizar el negocio de la producción petroquímica.

Para mediados de los años 80, la principal empresa del país inicia su expansión a nivel nacional como internacional, a partir de la compra y participación en diversas refinerías ubicadas en Europa, Estados Unidos y el Caribe. El 15 de Septiembre petróleo de Venezuela adquiere a la empresa Citgo en Tulsa, Estados Unidos, estrategia de comercialización de hidrocarburos en Norteamérica, con más de 100 estaciones de servicios y casi el 20% de ventas de gasolina en EE.UU.

El 01 de Enero de 1998 Petróleos de Venezuela integra en su estructura operativa y administrativa a tres filiales, en este sentido se crearon tres divisiones funcionales: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios; mediante las cuales se realizan los siguientes procesos:



- Exploración y Producción: es el primer eslabón de la cadena, el cual se ubica aguas arriba del negocio. De esta fase depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo.
- Refinación: proceso que se encarga de la transformación de los hidrocarburos en productos derivados.
- Comercialización: último eslabón de la cadena productiva. En esta etapa se establecen las fórmulas de precios que reflejan las variaciones del mercado para garantizar precios e ingresos justos para el pueblo venezolano.
- Gas: con unas reservas probadas por 147 billones cúbicos, Venezuela es una de las potencias mundiales en el sector de hidrocarburos gaseosos.

Entre los objetivos específicos de PDVSA se encuentran la exploración, explotación, almacenamiento, transporte, refinación y comercialización del petróleo; además se encarga de extraer y purificar el gas, para transportarlo por gasoductos, almacenarlo y tratarlo en plantas (una de ellas la más moderna de Latinoamérica como es el Criogénico José Antonio Anzoátegui). Además orientados al aprovechamiento de nuevas oportunidades de mercado con el desarrollo de nuevos negocios con terceros, haciendo especial énfasis en fomentar la explotación de los recursos de la faja petrolífera del Orinoco.

1.1.2. PDVSA Exploración y Producción

El negocio de Exploración y Producción de PDVSA se encuentra desplegado en todo el territorio nacional, tanto en tierra como en territorio lacustre (lago de Maracaibo) y Costa Afuera, con sentido nacionalista y en línea con las políticas de soberanía petrolera. Teniendo su principal sede en la ciudad de Caracas. La presencia del negocio se distribuye en cuatro divisiones: Occidente, Oriente, Centro Sur y Costa Afuera; las cuales a su vez están conformadas por 9 Distritos: 4 en Occidente y 3 en Oriente y 2 en Centro Sur. La misión es maximizar la explotación de las reservas de hidrocarburos, eficiente, segura y rentablemente; en armonía con el ambiente, promoviendo el desarrollo, la seguridad y la calidad de vida del trabajador, así como el crecimiento de la región.



Además apoyar a las comunidades, profundizando la inversión social y los servicios de asistencia de las diferentes organizaciones, con el propósito de crear sólidas bases para potenciar el desarrollo de las poblaciones que cohabitan en sus áreas operativas, tomando en cuenta siempre la protección integral en la relación armónica con el entorno. PDVSA Exploración y Producción también posee como misión agregar valor a la corporación descubriendo e incorporando reservas de hidrocarburos al menor costo y riesgo, apoyando en requerimientos corporativos y a la vez maximizando la explotación de los recursos en forma eficiente y rentable, en armonía con el medio ambiente y promoviendo el crecimiento socioeconómico del país de acuerdo con los planes corporativos

La visión de PDVSA Exploración y Producción es la ser reconocida internacionalmente como empresa líder de creación de valor en el negocio de producción de hidrocarburos, a través del aprovechamiento óptimo de sus yacimientos, la eficiencia operacional y la introducción oportuna de nueva tecnología; personal calificado y motivado, preservando su integridad y la de los activos en total armonía con el medio ambiente y el entorno. Además, ser la organización líder de Exploración y Producción en la generación de los lineamientos técnicos para el establecimiento de las estrategias de exploración y producción a mediano y largo plazo, mediante la actualización e integración continua de información técnica, estratégica y económica del país, para ser reconocida como el mejor equipo de la industria petrolera nacional.

PDVSA Exploración y Producción tiene como objetivos principales:

- Explorar y producir hidrocarburos preservando el medio ambiente.
- Generar recursos fiscales al estado Venezolano y promover su desarrollo industrial.
- Realizar actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación y comercialización nacional e internacional de los hidrocarburos.}



Figura 1. 1. Ubicación geográfica de las cuatro áreas que Integran la Faja Petrolífera del Orinoco

- Fomentar la búsqueda, extracción, procesamiento, transporte y comercialización del gas natural para vehículos y la distribución del mismo para los sectores domésticos e industriales.
- Apoyar a las comunidades profundizando la inversión social y los servicios de asistencia a las diferentes organizaciones con la finalidad de crear sólidas bases para potenciar el desarrollo de las poblaciones que cohabitan en sus áreas operativas.
- Garantizar la protección integral en relación armónica con el entorno. Todo ello enmarcado, en el ordenamiento jurídico vigente y los postulados de la cultura empresarial de PDVSA.

Entre las funciones PDVSA Exploración y Producción se encuentran: planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades en materia de Exploración y Producción de sus empresas operadoras y filiales tanto en Venezuela como en el exterior. Estas actividades están dirigidas hacia la búsqueda de nuevas reservas de crudo, a fin de sustentar los planes de crecimiento de la capacidad de producción, para profundizar el conocimiento de las áreas prospectivas.



1.1.3. Distrito San Tomé

El Distrito San Tomé (figura 1.2), perteneciente a la División Ayacucho de PDVSA, posee un área aproximada de 22.685 Km² y se encuentra ubicado en la parte sur de los estados Anzoátegui y Guárico, específicamente en el centro de la Mesa de Guanipa (Zona sur del Estado Anzoátegui), limitando también con el estado Monagas ya que este distrito se extiende hasta Casma-Soledad en el estado Monagas.

Está conformado por cuatro Unidades de Producción (UP): Dación, Liviano-Mediano, Pesado y Extra-pesado. El Distrito San Tomé posee una producción de 217 mil barriles diarios de crudo y 169 millones de pie cúbico diarios de gas y conforma la más grande variedad de instalaciones petroleras que van desde los patios de almacenamiento de crudo hasta las estaciones de flujos, descarga, plantas de inyección de agua, gas, vapor y plantas de gas que integran al mayor complejo gasífero del país.



Figura 1. 2. Ubicación Geográfica del Distrito San Tomé



1.2. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

1.2.1. Ubicación geográfica

El Distrito San Tomé comprende cinco Unidades de Producción de las cuales dos serán objeto de estudio, siendo estas la Unidad de Pesado y la Unidad de Extra-pesado. Estas unidades se componen a su vez de varios campos de los cuales se seleccionaron como punto focal del estudio Melones (Unidad de Producción de Crudo Pesado) y Bare (Unidad de Producción de Crudo Extra-Pesado).

1.2.1.1. Campo Bare

El Campo Bare está ubicado geográficamente en el estado Anzoátegui, a unos 40 Km. aproximadamente al sur de la ciudad de El Tigre y a unos 70 Km. al norte del río Orinoco. Abarca una superficie de unos 486 Km² con una longitud de 27 Km. y un ancho de 18 Km. Se encuentra en el sector Nor–Occidental del área Ayacucho, en la faja petrolífera del Orinoco. Limita al norte con los campos Miga y Yopales Sur, al este por los cuadrángulos Cariña e Irapa, al oeste con el cuadrángulo Arecuna y al sur con el cuadrángulo Huyapari.

1.2.1.2. Campo Melones

El Campo Melones se ubica geográficamente a 15 Km, al Sureste de la ciudad de El Tigre, en el estado Anzoátegui dentro de la Faja Petrolífera del Orinoco, limita al noroeste con los campos Miga, Oleos, Merey y al Noreste con el campo Dobokubi.

1.2.2. Descripción del proceso

El centro de almacenamiento y transporte de crudo San Tomé (C.A.T.C.STM) antiguo P.T.O (Patio de Tanques Oficina) ubicado a la salida de la ciudad de el Tigre en el estado Anzoátegui, es la fuente de abastecimiento de crudo diluyente de las unidades de producción de crudo pesado y extra-pesado del



Distrito San Tomé. Componentes del sistema de diluyente en el centro de almacenamiento y transporte de crudo San Tomé:

- Cuatro (04) tanques con una capacidad de 90 mil barriles cada uno
- Cuatro (04) bombas “Booster”
- Cuatro (04) variadores de frecuencia
- Tres (03) bombas centrífugas
- Tres puntos de medición

Los cuatro tanques son cargados con diferentes segregaciones de gravedad API distintos con valores promedios entre 40,19, 25,22 y 26, los tanques destinados para ello son los 96005, 96006, 96007 y el 96008.

En los tanques 96005 y 96006 se cargan con el crudo Santa Bárbara, el cual proviene del norte del estado Monagas, el cual es un crudo con gravedad API aproximada de 48 grado. Mientras que en los tanques 96007 y 96008 se cargan con crudos provenientes de Guara-14, Oficina-29, Nipa-09, Acema y Sur Aragua el cual tiene una gravedad mayor a 20 API.

El crudo contenido en los tanques 96005,96006 y 96007,96008 es mezclado con las bombas tipo Booster y es monitoreado a través de la sala de control, hasta obtener el crudo diluyente con una gravedad comprendida entre 22-26 API; esto se hace por medio de los variadores de frecuencia “**VSD**”.

Esta mezcla es bombeada hacia el Centro Operativo Bare (COB), por medio de una tubería de 16 pulgadas, el proceso se puede ver más completo en la figura 1.3.

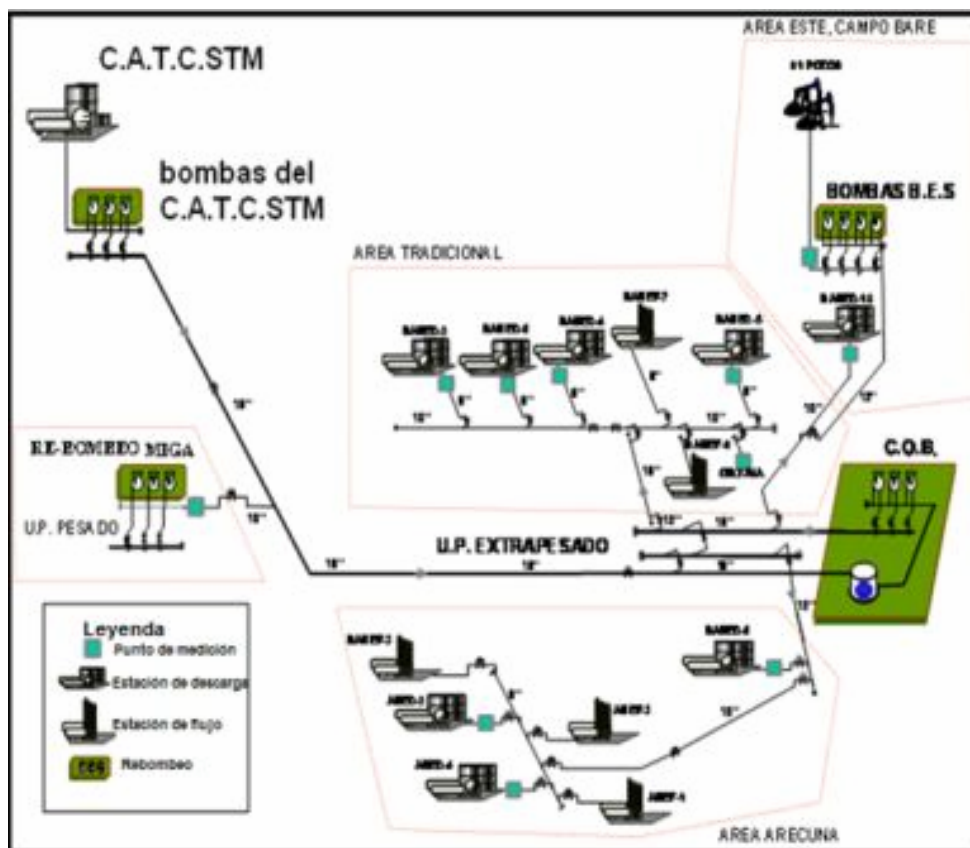


Figura 1. 3. Sistema de distribución de crudo diluyente de la Unidad de Producción de Crudo Extra-Pesado

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Faja Petrolífera del Orinoco ubicada al sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas; es la fuente de reservas de hidrocarburos líquidos pesados y extra-pesados más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km².

En la explotación y producción de petróleo se utilizan diversas técnicas para obtener este valioso recurso del subsuelo algunas veces con menos facilidades, originándose la necesidad de la inyección adicional de otros recursos para aumentar la presión, disminuir la viscosidad y aumentar la gravedad API, de esta manera disminuir las dificultades en su obtención y transporte.



Uno de los métodos de transporte de crudo pesado y extra-pesado en las unidades de producción se realiza por medio de la inyección en sus pozos de un crudo diluyente, llamado así, por sus propiedades y especificaciones, principalmente la gravedad API, que ayuda a la fluidez del crudo, permitiendo la reducción de la viscosidad del crudo pesado y extra-pesado. Este crudo diluyente se obtiene a partir de la mezcla de crudos más livianos hasta obtener un crudo final con gravedad API alrededor de 26; este fluido se transporta a través de tuberías de diversos diámetros desde el Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo San Tomé, hacia las estaciones de rebombeo y de allí a los campos de producción, por redes de tuberías conocidas como diluenductos.

En los últimos años se ha observado un incremento importante en los reportes de incidentes asociados a corrosión en los diluenductos. Este fenómeno genera muchos problemas de índole ambiental y económico, entre otros. Trayendo consigo costos de reparación, producción y de recuperación del ambiente. La imagen de la empresa como mentor ambiental en Venezuela se ve afectada por los constantes derrames de crudo en el entorno.

La recurrencia de estos incidentes conlleva a la necesidad de un estudio de la mencionada problemática; es por tal razón que la Superintendencia de Ingeniería de Mantenimiento adscrita a la Gerencia de Mantenimiento del Distrito San Tomé, a través de este estudio, busca determinar los factores asociados a la corrosión interna de los diluenductos pertenecientes a las Unidades de Producción de Crudo Pesado y Extra-Pesado.

El propósito de este estudio es identificar los mecanismos de daños asociados a corrosión presentes en estos importantes sistemas de tuberías, recomendar medidas y acciones que mitiguen dichos eventos, además de justificar técnicamente algún otro método de protección contra la corrosión que sea necesaria en estos sistemas, entre ellos la aplicación de programas de suministro de químicos anticorrosivos, monitoreo y aplicación de revestimientos internos, entre otros.



Esta investigación es de vital importancia para el Departamento de Ingeniería de Mantenimiento de la empresa, ya que este está encargado de asegurar un buen funcionamiento de esta red de tuberías, además si se toma en cuenta que la producción de crudo pesado y extra-pesado constituyen la mayor producción del Distrito con un 28% y 50% respectivamente, lo cual se traduce en una gran pérdida para la industria y para el país, si disminuye la producción de crudo por falta de diluyente o peor aún, si se parara la misma por problemas en su extracción.

El valor agregado que genera la originalidad de este estudio, a la industria, es que permite establecer una base cero sobre la condición actual de la red de diluenductos, a la vez que se propondrán soluciones y se evaluará la factibilidad de las mismas, para asegurar el buen funcionamiento de esta importante red de tuberías.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Determinar los mecanismos de degradación por corrosión interna de las tuberías de crudo diluyente de la Unidad de Producción (U.P) de Crudo Pesado y Extra-Pesado del Distrito San Tomé División Ayacucho.

1.4.2. Objetivos específicos

1. Recopilar los reportes de eventos asociados a la corrosión en la red de diluyente de las Unidades de Producción de Crudo Pesado y Extra-pesado del Distrito San Tomé.
2. Seleccionar los campos de las U.P de Crudo Pesado y Extra-Pesado con mayor recurrencia de eventos por corrosión.
3. Realizar simulaciones hidrodinámicas a los tramos de tubería objeto de estudio.



4. Calcular la velocidad de corrosión mediante un simulador.
5. Identificar los depósitos y productos de corrosión en tubería corroída de diluyente mediante Análisis de Microscopia de Barrido con Espectroscopia de Energía Dispersiva.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

Cova (2010), evaluó el proceso de corrosión y la eficiencia de un producto químico inhibidor, aplicado en la línea de flujo desde una estación a un múltiple de producción en la planta Rusio Viejo, estado Monagas, para ello se determinó las variables que intervienen en el proceso de corrosión, calculó la velocidad de corrosión, determinando la presencia de H_2S , CO_2 y H_2O precursores de la corrosión interna, igualmente determinó otros factores que aceleran la corrosión, obteniendo una reducción de la velocidad de corrosión con el inhibidor propuesto de 56 mpy a 3 mpy, lo que se traduce en una eficiencia de 94,69%.

Santos (2009), evaluó el sistema de distribución de diluyente de crudo extra-pesado, para conocer el estado operativo del sistema en condiciones actuales y futuras del sistema hidráulico del fluido monofásico, para ello utilizó el simulador de redes PIPESIM 2007, y de esta manera estudió el transporte de diluyente a lo largo de todo el sistema de tubería; calculó pérdidas de presión, velocidades máximas de diluyente, el consumo del mismo para los pozos, concluyendo que para el año 2016, se debería incorporar nuevos diluenductos y un segundo rebombeo, para así poder realizar la activación de nuevos pozos.

Cabrera (2008), determinó las tendencias corrosivas de una línea de flujo de 20" en el campo Dación, para ello realizó una evaluación de las condiciones operativas y análisis fisicoquímico de los fluidos transportados por dichas líneas; mediante el uso del simulador PIPESIM y PREDICT se establecieron características hidrodinámicas del fluido y las velocidades de corrosión en campo respectivamente, además de análisis metalográfico y de dureza a muestras de tuberías desincorporadas. Diagnosticando así el mecanismo de degradación predominante (mecanismo mixto), donde primeramente ocurre un proceso de corrosión por CO_2 y erosión en las líneas de transferencia.



Díaz (2006), evaluó el sistema de distribución e inyección de diluyente desde el rebombeo de Miga hacia el Campo de Melones Oeste, con el objeto de determinar las presiones de inyección en función de las diferentes extensiones de cada ramal de la red con su respectivo consumo de diluyente, a partir de un estudio dinámico y simulando con la ayuda del software PIPESIM 2003; concluyendo así que los pozos del Campo Melones Oeste que reciben diluyente a través del diluenducto de 10" x 26 Km. Pueden operar satisfactoriamente sin riesgo a presionamiento (incremento de la presión dentro de las tuberías), con la inyección del consumo.

Bello, C y Villalba, R (2006). Investigaron la influencia del petróleo crudo en el potencial corrosivo de los depósitos, y el mecanismo de la inhibición de corrosión CO₂ del petróleo crudo en los campos, Pirital y Santa-Bárbara, donde a través de ensayos se determinó que la tasa de flujo de corrosión es una variable importante a considerar ya que influye directamente en el potencial corrosivo de estos crudos en la superficie del metal y que cuanto más alta sea el contenido de parafina en el petróleo más alta es la disminución de la tasa de corrosión.

Ordóñez (2004), evaluó las fallas por corrosión que se generan en la tubería de producción de los pozos JOA del área JOBO-02 del Campo JOBO, PETROUDO S.A., Estado Monagas, con el objeto de analizar el estado de la tubería de producción mediante ensayos metalográficos y estimar el mecanismo de corrosión predominante en el área de estudio sobre la base de los agentes corrosivos presentes, concluyendo así que el mecanismo de corrosión predominante es por CO₂ con efecto combinado erosión-corrosión y abrasión.

El presente trabajo guarda similitud con las investigaciones mencionadas anteriormente en cuanto a metodología empleada, sin embargo es la primera vez que se realiza a la red de tuberías de crudo diluyente.



2.2. SISTEMAS DE TUBERÍAS

2.2.1. Tuberías o líneas de transmisión

Se refiere a facilidades instaladas con la función de transportar agua u otro fluido, desde una(s) fuente(s) a uno(s) centros de distribución o contención. Dependiendo del tipo de fluido que fluya a través de éstas se le conoce con el nombre de oleoducto para los sistemas que transportan petróleo, gaseoducto para los sistemas que transportan gas y por último diluenducto para los que transportan diluyente. (ASME, 1999)

2.2.2. Sistemas de distribución

Los sistemas de distribución a través de tubería tienen diversas denominaciones según sean las condiciones o circunstancias de trabajo, de las cuales se hace mención a continuación.

2.2.2.1. Baja presión

Es un sistema de distribución de tubería donde el fluido se encuentra a la misma presión tanto en las líneas principales como en las de servicios, es sustancialmente la misma que la de entregada al cliente.

2.2.2.2. Alta presión

Es un sistema de distribución donde el fluido opera a una presión mayor a la presión de servicio estándar que se entrega al cliente. En estos sistemas se requiere de un regulador de servicio para cada línea de servicio a fin de controlar la presión de entrega al cliente.



2.2.2.3. Línea principal de flujo o principal de distribución

Es todo el segmento de la tubería en el sistema de mayor diámetro, donde se unen varias líneas de flujo o se separan líneas para distribución individual o a los servicios de cliente.

2.2.2.4. Línea de servicio de flujo

Son las tuberías instaladas entre una línea principal u otra fuente provisional o de abastecimiento de flujo y un sistema de medición.

2.2.2.5. Sistema de recolección

Es uno o más segmentos de la tubería, usualmente interconectados para conformar una red que transporta fluido desde una o más instalaciones de producción a la salida de los tanques de almacenamiento, de aquí son transportados a los sistemas de distribución.

2.3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

2.3.1. Fluido

Es una sustancia o medio continuo que se deforma continuamente en el tiempo ante la aplicación de una tensión tangencial sin importar la magnitud de ésta. Los fluidos se pueden clasificar en forma general, según la relación que existe entre el esfuerzo cortante aplicado y la rapidez de deformación resultante. Aquellos fluidos donde el esfuerzo cortante es directamente proporcional a la rapidez de deformación se denominan fluidos newtonianos. La mayor parte de los fluidos comunes como el agua, el aire, y la gasolina son prácticamente newtonianos bajo condiciones normales.

El término no newtoniano se utiliza para clasificar todos los fluidos donde el esfuerzo cortante no es directamente proporcional a la rapidez de deformación.



En forma general, puede afirmarse que los fluidos pertenecientes a un yacimiento son petróleo, gas y agua. A medida que estos fluidos son producidos, sus propiedades varían, lo cual conlleva a un cambio en la característica del yacimiento y en su comportamiento.

2.3.2. Viscosidad

Propiedad de un fluido a oponerse a las deformaciones tangenciales. Es la medida de la fluidez a determinadas temperaturas. La viscosidad de un líquido crece al aumentar el número de moles y disminuye al crecer la temperatura. También está relacionada con la complejidad de las moléculas que constituyen el líquido, es baja en los gases inertes licuados y alta en los aceites pesados. Es una propiedad característica de todo fluido (líquidos o gases). (Mataix, 1986)

2.3.3. Gravedad °API

La gravedad API, de sus siglas en inglés *American Petroleum Institute*, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Matemáticamente la gravedad API no tiene unidades (ver la fórmula abajo). Sin embargo, siempre al valor se le coloca la denominación grado API. La gravedad es medida con un instrumento denominado densímetro, de estos instrumentos existen una gran variedad.

La fórmula usada para obtener la gravedad API es la siguiente:

$$\text{Gravedad API} = (141,5/GE \text{ a } 60 \text{ } ^\circ F) - 131,5$$

La fórmula usada para obtener la gravedad específica del líquido derivada de los grados API es la siguiente:

$$GE \text{ a } 60 \text{ } ^\circ F = 141,5/ (\text{Gravedad API} + 131,5)$$



60°F (o 15 5/9 °C) es usado como el valor estándar para la medición y reportes de mediciones. Por lo tanto, un crudo pesado con una gravedad específica de 1 (esta es la densidad del agua pura a 60 °F) tendrá la siguiente gravedad API:

$$(141,5/1,0) - 131,5 = 10,0 \text{ grados API}$$

El Petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extra-pesado, de acuerdo a su medición de gravedad API. Crudo liviano es definido como el que tiene gravedades API mayores a 31,1 °API, crudo mediano es aquel que tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API, crudo Pesado es definido como aquel que tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API y por último los crudos extra-pesados son aquellos que tienen gravedades API menores a 10 °API.

2.3.4. Centro de almacenamiento y transporte de crudo San Tomé (C.A.T.C.STM)

Es el lugar de almacenamiento de toda la producción del Distrito San Tomé, proveniente de las estaciones de flujo y descarga de los campos de producción. Está compuesta de diversos tanques con una capacidad volumétrica que oscila entre 47.000 Bbls y 250.000 Bbls. De aquí es bombeada y transportada a través de tuberías hacia la refinería o puertos de embarque para su exportación.

2.3.5. Campo petrolero

Es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae petróleo del subsuelo. Debido a que las formaciones subterráneas que contienen petróleo se extienden sobre grandes zonas (figura 2.1), posiblemente a lo largo de varios cientos de kilómetros, una explotación completa conlleva a varios pozos desparramados a lo largo de un área.

En el caso especial del Distrito San Tomé está distribuido en varios campos petroleros según su unidad de producción.

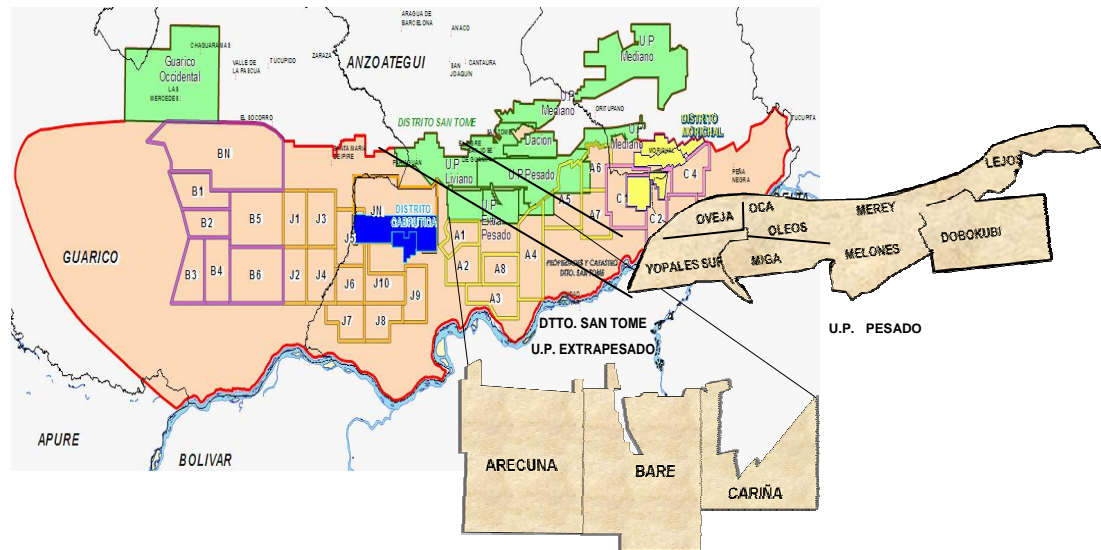


Figura 2. 1. Esquema representativo de campos petroleros de crudo pesado y extra-pesado del Distrito San Tomé

2.3.6. Estaciones de rebombeo

Son estaciones colocadas a lo largo de las tuberías con el fin de que a ciertos kilómetros de distancia suministrarle más presión al fluido a través de bombas y de esta manera impulsarlo a su destino, en el caso particular de los diluenductos, se impulsa al diluyente hacia los pozos para su posterior inyección.

El diluyente se traslada desde el C.A.T.C.S.T.M, hacia los campos de Melones y Bare pertenecientes a las U.P pesado y U.P extra-pesado, en donde para el campo particular de melones pasa por un rebombeo (rebombeo de Miga) y el caso de Bare utiliza dos rebombeos; rebombeo de Centro Operativo Bare (C.O.B) y rebombeo de Bombas Electro Sumergibles (B.E.S) ubicado también en el campo Bare.

2.3.7. Diluyente

Es un crudo mediano (clasificado según *American Petroleum Institute*) que proviene de una mezcla de varios crudos, en el caso particular de San Tomé se utiliza: crudo Santa Barbará, la producción de patio tanque Anaco y la producción de Liviano-Mediano del Distrito en donde a partir de esta mezcla se obtiene un crudo con una gravedad API que oscila entre 22°API -26°API.



Llamado diluyente porque se utiliza para facilitar la extracción y el transporte del crudo pesado y extra-pesado en los campos de producción respectivos, su función principal es disminuir la densidad del crudo en el pozo y así facilitar su salida a la superficie.



Figura 2. 2. Tubería de diluyente de COB a Arecuna

2.3.8. Soldadura

Por soldadura se entiende la unión fija de piezas metálicas, realizada con o sin fusión de los bordes a unir, utilizando un metal de aportación o sin él. (González, 1980). La soldadura es el proceso a partir del cual se unen dos metales o más, mediante una ligadura o fusión de metal a metal. La composición de los metales puede ser idéntica o diferente. La formación de ligaduras o fusión puede efectuarse a temperatura ambiente o uniendo los metales en estado de fusión. (Love, 1981)

Existen muchos tipos de soldadura en la industria petrolera, la más frecuentemente usada es la soldadura oxiacetilénica definida como un tipo de soldadura por fusión, con llama, en la que se emplea como fuente de calor la llama producida por la combustión de la mezcla gaseosa de oxígeno y acetileno, con la cual se logra la fusión de los bordes a unir y de la varilla o metal de aportación. (González, 1980).

2.3.9. Dureza

Propiedad que expresa el grado de deformación permanente que sufre un metal bajo la acción directa de una carga determinada. El equipo usado para medir la dureza se conoce con el nombre de Durómetro, los ensayos más



importantes para designar la dureza de los metales, son los de penetración, en que se aplica un penetrador (de bola, cono o diamante) sobre la superficie del metal, con una presión y un tiempo determinados, a fin de dejar una huella que depende de la dureza del metal, los métodos más utilizados son los de Brinell, Rockwell, vickers y Microvickers.

2.4. CORROSIÓN

2.4.1. Definición

Consiste en el deterioro de un material, comúnmente un metal, como resultado de las reacciones de éste con su ambiente. (NACE, 2002).

También puede ser definida como la destrucción o alteración de un metal debido a la reacción con el medio ambiente, la corrosión de metales es un proceso electroquímico. De igual manera puede definirse como la tendencia que tienen los metales a volver a su estado combinado, es decir al estado en que se encuentran en la naturaleza, que es termodinámicamente hablando, el estado estable o de menor energía potencial. (Palacios, 1999).

La corrosión de metales es un proceso electroquímico y establece un grave problema en las industrias y especialmente en la industria petrolera, donde existe una multitud de agentes corrosivos que atacan las tuberías, equipos y las deterioran teniendo que tomar medidas en cuanto a prevención y mantenimiento. La corrosión disminuye el tiempo de vida de muchos equipos y esto ocasiona gastos enormes de operación para el reemplazo de los mismos siendo un gran problema por interrupción de la producción.

El proceso de corrosión se ve influenciado por la temperatura y la presión, la temperatura incrementa la velocidad de reacción en casi todas las sustancias químicas, como se muestra en la figura 2.3. El primero, en el cual un incremento en la temperatura va asociada a un aumento inmediato de la velocidad de corrosión (línea A), mientras que en el segundo, un aumento de la temperatura, no



parece tener mucha influencia, hasta que se alcanza cierto valor, a partir de la cual se presenta un incremento rápido de la velocidad de corrosión (línea B). Esto es frecuente en materiales que se encuentran en su estado pasivo y el aumento de la temperatura (lo que usualmente se traduce en aumento en el poder oxidante del medio); hace que el material pase a su estado transpasivo donde es fácilmente corroído. (Palacios, 1999)

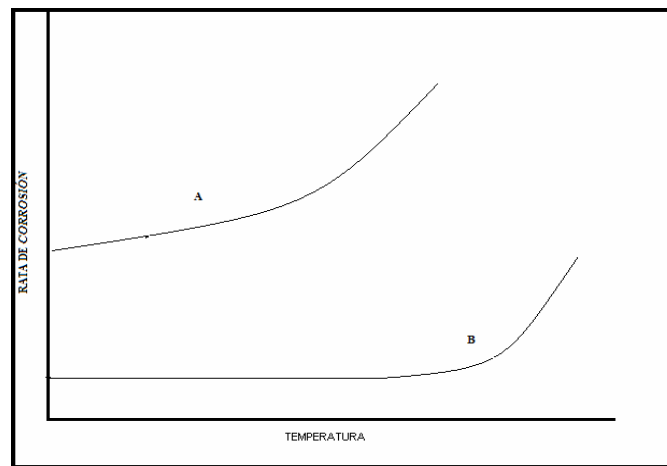


Figura 2. 3. Efecto de la temperatura sobre el proceso de corrosión

La presencia de gases disueltos es común en cualquier sistema, pero cuando ocurre un incremento de la presión del mismo, aumenta la solubilidad de estos gases, dando lugar a la formación de ácidos débiles que reducen el pH del agua y disuelven o corroen cualquier superficie de hierro que contacten. (Palacios, 1999)

La presión parcial de CO_2 y H_2S puede ser usada como una medida de los problemas potenciales de la corrosión. Dichas presiones puede estimarse a partir de las ecuaciones:

$$P_p(\text{CO}_2) = X(\text{CO}_2) \times P_T = \frac{\% \text{CO}_2 \times P_T}{100} \quad (\text{E.c 2.1})$$



$$P_p(H_2S) = \frac{ppmH_2S \times P_T}{1000000} \quad (\text{E.c 2.2})$$

Donde:

P_T : presión total

$X(\text{CO}_2)$: fracción de CO_2

$P_p(\text{CO}_2)$: Presión parcial de CO_2

$P_p(\text{H}_2\text{S})$: Presión parcial de H_2S

2.4.2. Principios de la corrosión

La resistencia a la corrosión de un material depende de factores como: físicos-químicos, metalúrgicos, termodinámicos y electroquímicos.

2.4.2.1. Factores físicos-químicos

Estos factores están relacionados con el mecanismo de las reacciones de corrosión en sí, las condiciones de las superficies de los metales, las condiciones químicas y físicas de la solución a la cual el metal está expuesto. Dentro de los factores relacionados con la solución se pueden encontrar lo siguiente (Palacios, 1999).:

- Conductividad molar (Λ_m)

Es una magnitud que permite conocer la capacidad de transporte de corriente eléctrica de un electrolito en disolución y se define como

$$\Lambda_m = k / c \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

k : conductividad de la disolución (S/cm^3)

c : concentración estequiométrica molar del electrolito (mol/cm^3)



- Conductividad (G)

Se define como el recíproco de la resistencia y tiene unidades en el sistema métrico de $1/\Omega = S$ (Siemens)

$$G = K \left(\frac{A}{L} \right) \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde:

A/L: relación área/longitud (cm^2/cm)

K: conductividad electrolítica (S/cm)

2.4.2.2. Factores metalúrgicos

Los metales, cuando se encuentran en su estado natural tienen una condición termodinámica estable, son sólidos cristalinos lo que indica que los átomos del metal están ordenados. Posteriormente, en los procesos de manufactura de aceros y otras aleaciones, se le proporciona energía; durante este proceso, si no se ha cambiado significativamente el metal (mediante aleaciones); al ser expuesto a un ambiente, este regresa a su estado natural mediante el proceso de corrosión, para formar compuestos como hidróxido de hierro.

Cuando el metal se ha solidificado y enfriado se crean los bordes entre los granos del metal, siendo estos, áreas de mucha energía y los más activos químicamente, por lo que son atacados más rápidamente que las mismas caras del grano cuando son expuestos a ambientes corrosivos.

2.4.2.2.1. Aleaciones

Son mezclas de dos o más metales o elementos para cambiar las propiedades mecánicas, físicas y de resistencia a la corrosión de los materiales. Existen dos clases de aleaciones:



- **Las aleaciones homogéneas**

Son soluciones sólidas de componentes totalmente solubles y el metal tiene una sola fase. Las aleaciones homogéneas son más resistentes a la corrosión, ya que no existen acoples galvánicos entre los granos del material.

- **Las aleaciones heterogéneas**

Son aquellas que tienen una o más fases separadas y sus componentes no son completamente solubles y existen en fases separadas. Estos tipos de aleaciones por lo general son más dúctiles y tienen menor resistencia a esfuerzos que las homogéneas.

- **Puntos de imperfección**

Estos son puntos dobles donde se localizan interrupciones en la estructura del metal. Se forman debido a la ausencia de un átomo de la matriz o la presencia de un átomo impuro en el lugar equivocado.

2.4.2.2. Factores termodinámicos

En la corrosión la termodinámica es un factor que indica si una reacción puede ocurrir espontáneamente o no, para ello se utiliza:

- **Energía libre de Gibbs**

El cambio de energía libre es una medida directa de la capacidad de un sistema de producir trabajo o de la capacidad eléctrica máxima disponible en el sistema. Si el cambio de energía libre de un estado a otro de un sistema es negativo, indica una pérdida de energía libre y la dirección espontánea de la reacción del sistema. Si no existen fuerzas externas actuando en un sistema, este siempre tratará de transformarse en un estado donde su energía sea la mínima. Si el cambio de energía libre es positivo, entonces implica que la reacción ocurre si se le añade energía al sistema, pero no ocurre espontáneamente.



Los factores anteriormente se pueden resumir mediante la tabla 2.1 (Pierre, 1999)

Tabla 2. 1. Factores y elementos que contribuyen a la incidencia de la corrosión

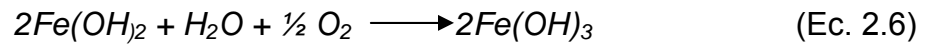
FACTOR	SUBFACTORES Y ELEMENTOS QUE CONTRIBUYEN
Material	Composición química de la aleación, estructura cristalina, límite de grano de composición, condición de superficie
Medio ambiente y química	Tipo, la química, concentración, fase, conductividad, velocidad, depósitos, la fina capa de equilibrio con la humedad relativa, humedecimiento y secado
Temperatura	Metal expuesto al medio ambiente, cambios con el tiempo
Tiempo	Cambio en la química del grano, cambio en la estructura, variación de los depósitos de la superficie, química o transferencia de calor, resistencia, desarrollo de defectos superficiales, picaduras o erosión y relajación de la tensión
Geometría	Creación de potenciales galvánicos, grietas químicas, discontinuidades como intensificadores de <i>stress</i> , efectos de concentración y orientación frente al medio
<i>Stress</i>	Producida por productos químicos, residual e intencional

2.4.3. Tipos de corrosión

De acuerdo a la morfología de daño, se han definido varios tipos de corrosión entre los cuales se encuentran.

2.4.3.1. Corrosión uniforme

Es la forma más común de corrosión y se caracteriza por el desgaste uniforme y general del material por una reacción electroquímica en la superficie de este. (Palacios, 1999). El material se va adelgazando lentamente hasta que falla, este tipo es frecuente en tuberías expuestas a ambientes y fluidos muy corrosivos. Ocurren las siguientes reacciones:



2.4.3.2. 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. (Palacios, 1999). Sucede frecuentemente cuando se le coloca a la tubería accesorios metálicos tales como bridas, tornillos y cupones de diferente material en contacto directo, que hace que uno reduzca y el otro se proteja ocasionando, que el menos resistente se convierta en anódico y el más resistente catódico.

La corrosión galvánica está influenciada por varios factores como el tiempo, ya que el potencial generado por la celda galvánica que se genera entre los metales puede cambiar con el tiempo, el ambiente asociado a la humedad atmosférica juega un papel muy importante ya que a medida que aumenta la humedad presente, se incrementa la severidad de la corrosión galvánica.

El efecto de corrosión galvánica trae algunos beneficios y el más importante de ellos es la protección catódica. El acero galvanizado es el ejemplo más típico de protección catódica, ya que el zinc se corroe preferencialmente y a su vez protege al acero; el zinc actúa como ánodo de sacrificio. (Palacios, 1999).

2.4.3.3. Corrosión por picadura (*pitting*)

Es una forma localizada de corrosión por la cual se producen cavidades o “agujeros”, en el material, las picaduras son consideradas más peligrosas, que los daños causados por corrosión uniforme, ya que estos son más difíciles de detectar y predecir (Pierre, 2000). La corrosión por pitting puede asumir varias formas como se muestra en la figura 2.4.

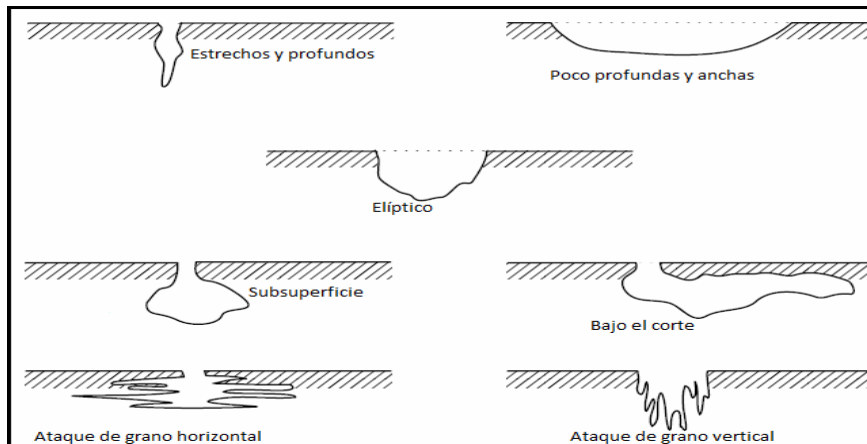


Figura 2. 4. Formas y variaciones de la corrosión por picadura

La corrosión por picadura se produce cuando las áreas discretas o localizadas de un material se someten a un ataque rápido, mientras que la superficie adyacente se mantiene prácticamente sin afectación. La selección de materiales juega un papel importante en la prevención de este tipo de corrosión, en el mercado cada día se mejoran los aceros inoxidable, un ejemplo de ello son las aleaciones con mayor contenido de molibdeno que evitan el ataque de cloruros.

Para la corrosión por picadura se han propuesto varios modelos para describir el inicio de la corrosión localizada del material, ya sea el desglose de los procesos de la película pasiva o por defectos estructurales. Los modelos teóricos que describen el proceso de iniciación que provoca la ruptura de la película pasiva, pueden ser agrupados en tres clases (Uhlig's, 2000):

A.- Adsorción y absorción como mecanismos inducidos, donde la adsorción de iones agresivos como el Cl^- es de gran importancia.

B.- Modelos de migración de iones y la penetración de los mismos.

C.- Teorías de interrupción de películas mecánicas como la mostrada en la figura 2.5. Donde la absorción localizada de cloruros conduce a una mayor disolución de óxido de estos sitios, con el consiguiente adelgazamiento de la capa de óxido hasta que finalmente la remoción completa se logra y la disolución activa comienza.

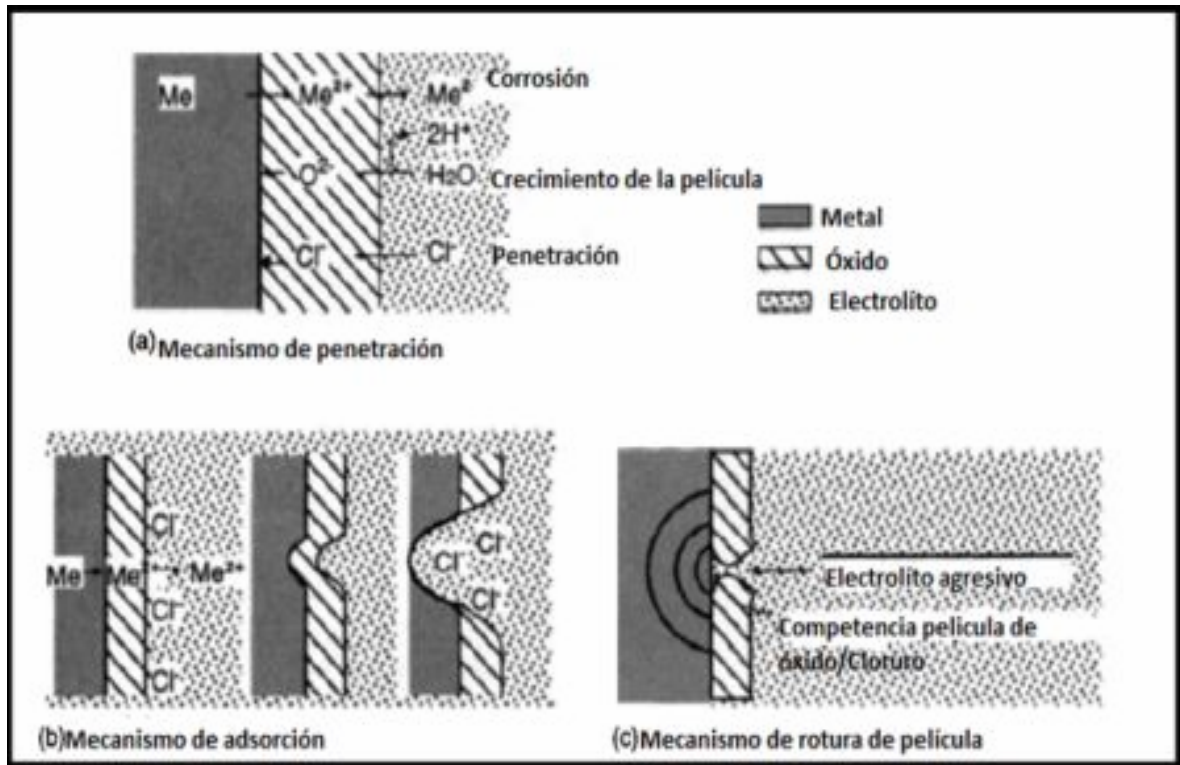


Figura 2. 5. Modelos de iniciación de picadura que origina la interrupción de la película pasiva

2.4.3.4. Corrosión por fisura (*Crevice*)

Es una forma localizada de corrosión general asociada a una solución estancada sobre el nivel microambiental. Tales microentornos estancados tienden a ocurrir en grietas (áreas protegidas) como aquellos formados bajo juntas, arandelas, material de aislamiento, uniones y abrazaderas, debido a la difusión de oxígeno en la grieta (está restringido), una celda de aireación diferencial tiende a ser establecida entre la grieta.

La reacción catódica de reducción de oxígeno no puede ser sostenida en el área de la grieta, dándole un carácter anódico a la célula de concentración. Este desequilibrio anódico puede conducir a la creación de microambientes altamente corrosivos a las condiciones de la grieta conduciendo a la disolución del metal. Se dice, en estos casos, que es una corrosión con ánodo estancado, ya que esa solución, a menos que sea removida, nunca podrá salir de la fisura. Además, esta



cavidad se puede generar de forma natural producto de la interacción iónica entre las partes que constituyen la pieza.

2.4.3.5. Corrosión erosión

Es el daño acumulativo inducido por reacciones electroquímicas de corrosión y efectos mecánicos por el movimiento relativo entre el electrolito y la superficie de la corrosión. La erosión corrosión se define también como la degradación acelerada de la presencia de este movimiento relativo. El movimiento suele ser uno de alta velocidad con el desgaste mecánico y los efectos de la abrasión. Surcos, bordes redondeados y las olas en la superficie por lo general indica direccionalidad caracterizando a este tipo de daño (Pierre, 2000).

La erosión corrosión se encuentra en sistemas tales como tuberías (especialmente curvas, codos y articulaciones), válvulas, bombas, inyectores, intercambiadores de calor, laminas de las turbinas, pantallas y molinos.

2.4.3.6. Corrosión intergranular

La microestructura de los metales y aleaciones está compuesta por granos, separadas por límites de grano. La corrosión intergranular es el ataque localizado a lo largo de los límites de grano, o inmediatamente adyacente a los límites de grano mientras que el grueso de los granos se ve en gran medida afectado. Esta forma de corrosión se suele asociar con los efectos químicos de la segregación (impurezas) o fases específicas que precipitan sobre los límites del grano. En estas precipitaciones pueden producirse zonas de reducción de la corrosión y resistencia en las inmediaciones (Pierre, 2000).

2.4.3.7. Corrosión bacteriológica

Definida como el proceso resultante de la actividad de organismos vivos. Usualmente por sus procesos de ingestión de nutrientes y eliminación de desperdicios que son ácidos o hidróxidos corrosivos que atacan el material. (Palacios, 1999).



Aunque el hierro por lo general no sufre corrosión apreciable en aguas naturales, en algunos medios se encuentran velocidades de corrosión anormalmente elevadas. Se ha rastreado la causa de estas elevadas velocidades hasta relacionarlas con la presencia de Bacterias reductoras de sulfatos (*sporovibrio desulfuricans*).

Las bacterias sulfato reductoras con un tamaño aproximado de 1x 4 micras y de forma redondeada se encuentran muy extendidas en muchas aguas y suelos y florecen sólo bajo condiciones de escasa o nula aireación y en una zona aproximada de pH comprendida entre 5,5 y 8,5. (Uhlig's, 2000)

Las bacterias reductoras de sulfatos reducen con facilidad los sulfatos inorgánicos a sulfuros en presencia de H_2 o materia orgánica, proceso que se facilita por la presencia de una superficie de hierro, estas bacterias son causantes de grandes daños en la industria petrolera en el transporte de crudo.

Las bacterias sulfato reductoras entre otros microorganismos vivos ya sea aerobios o anaerobios provienen directamente del yacimiento, se encuentran en el agua asociada al crudo. Para la determinación de bacterias se realiza un ensayo de inoculación, a través de viales bacteriológicos.

Los viales (figura 2.6) son recipientes preparados químicamente, por lo general en su interior contienen trozos de hierro (Fe), que sirve como alimento (para el caso particular de las bacterias sulfato reductoras), indicando la coloración (ennegrecimiento del medio) de éstos si hay o no presencia de las mismas.



Figura 2. 6. Viales bacteriológicos



2.4.3.8. Corrosión bajo tensión (*Stress Corrosion Cracking SCC*)

Los metales y las aleaciones sometidas a esfuerzos de atracción y expuestas a ciertas condiciones ambientales, pueden desarrollar grietas que no ocurrirían en la ausencia de los parámetros de control. No todos los ambientes que son corrosivos para un metal promueven la corrosión bajo tensión, pero incluso algunas sustancias aparentemente inocuas como el agua, pueden provocar grietas en algunos materiales, la composición y estructura de los cuales es fundamental en la incidencia o no se SCC (Uhling, 2000).

La manifestación de las grietas puede crear la impresión de fragilidad en el metal, ya que las grietas a menudo se propagan con deformación poco asistente, aunque las propiedades se ajustan a las especificaciones de ductibilidad. La corrosión bajo tensión puede estar asociada con las rutas Intergranular o transgranular (figura 2.7) a través del metal y en algunos casos las mezclas de ambos modos.

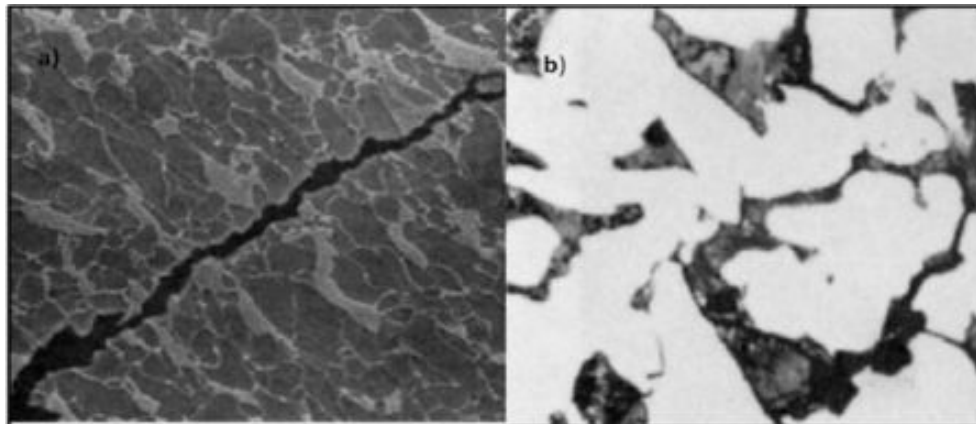


Figura 2. 7. Grietas en tuberías de acero: a) Grieta transgranular b) Grieta intergranular

Para la mayoría de las aleaciones de la ingeniería, la inactividad en las superficies expuestas se debe a la presencia de películas de óxidos adheridos a la superficie, en el caso de aleaciones con alta resistencia a la corrosión inherente (por ejemplo aceros inoxidable y austenítico que fácilmente desarrollan películas



protectoras), requieren de un ión agresivo como un haluro, para promover SCC. Por otra parte, los metales de baja resistencia inherente a la corrosión (por ejemplo, aceros al C) requieren la presencia de un entorno que en sí mismos son parte del apaciguamiento para SCC, estos aceros pueden fallar en las soluciones de los inhibidores anódicos (por ejemplo nitratos, hidróxidos, carbonatos y fosfatos) (Ulhig's, 2000)

La SCC está influenciada no solo por la presencia de iones en particular y su concentración, sino también, por el potencial del electrodo, por lo que las grietas sólo se producen dentro de ciertos rangos de potencial.

2.4.3.9. Corrosión fatiga

La corrosión fatiga es causada por el desarrollo de grietas bajo la acción simultánea de la corrosión y la acción fluctuante, o la tensión cíclica. Un metal sometido a una tensión fluctuante fallará con un esfuerzo mucho menor que la requerida para causar falla bajo carga constante (Ulhig's, 2000). La corrosión fatiga depende de las interacciones entre el material, químicos de medio ambiente, parámetros electroquímicos y condiciones mecánicas de carga. Los fenómenos de agrietamiento de las aleaciones involucran la deformación plástica y es la localización de la deformación plástica, debido a una carga cíclica, que causa la falla por fatiga en un nivel de estrés muy por debajo del límite de elasticidad del material.

2.4.3.10. Corrosión inducida por flujo

Muchos aspectos de dinámica de los fluidos se relacionan y definen las interacciones de un fluido con la superficie que son importantes para la corrosión. El flujo es caracterizado como laminar o turbulento cuando fluye sobre una superficie sólida, en la mayor parte de las situaciones, donde el efecto de flujo de fluido sobre la corrosión es importante el flujo presenta un régimen de flujo turbulento (Ulhig's, 2000).



Un flujo turbulento completamente desarrollado consta de un núcleo turbulento, donde la velocidad media es esencialmente constante y una capa límite de varias velocidades cerca de la interfase sólido-líquido. La mayoría de los cambios en las características de la tensión de fluidos, turbulencia, transferencia de masa y la interacción fluida con la pared se producen dentro de esta capa límite. Todos los componentes de la velocidad y la turbulencia del flujo debe ir a cero en la pared y deben ser muy pequeños en las inmediaciones de la pared, dejando así solo los esfuerzos viscosos de flujo laminar para actuar en la pared. Aunque en la realidad no suceda así y las significativas variaciones en la tensión de cizallamiento relacionado con el proceso generación de turbulencia en la capa límite que tienen un efecto importante en los procesos de corrosión.

La interacción del flujo y la corrosión acuosa se puede describir como:

A.- Flujo de agua y líquidos: A las temperaturas y presiones que se encuentran en la mayoría de las regiones donde la corrosión inducida por el flujo es una consideración, la corrosión se produce solo en presencia de una solución acuosa (agua) de fase. Por lo tanto, el efecto del flujo sobre la corrosión se determina por la influencia del flujo sobre el grado de turbulencia, y la ubicación de esta fase acuosa. Para que ocurra la corrosión, la fase acuosa no necesita una gran masa, solo basta con existir una película delgada sobre la superficie del metal.

B.- Flujo monofásico: Es el flujo que consiste en una sola fase, gas o líquido. En sistemas de una sola fase acuosa existe un patrón de flujo que consta de un núcleo turbulento y una frontera cerca de la interfase sólido-líquido. Todas las transferencias de masa y el impulso a capa límite se produce a través de este núcleo turbulento

C.- Flujo multifásicos: Se define como el movimiento de un torrente de gases libres, líquidos o sólidos a través de tuberías. Las tasas de flujo de volumen de las



diferentes fases afectan al patrón de flujo resultante, llamado el “régimen de flujo”. El régimen de flujo es una consideración primaria en la determinación del flujo inducido por la corrosión en el flujo multifásico (figura 2.8). El resultado es que, por la corrosión, el examen de dos (gas/agua o hidrocarburo/agua) o tres (gas/hidrocarburos/agua) fases de flujo, y la inclinación local tienen consecuencias importantes. Los criterios básicos para la corrosión inducida por flujo en el flujo multifásico, es que una fase acuosa debe estar presente y que este debe estar en contacto con la superficie del metal.

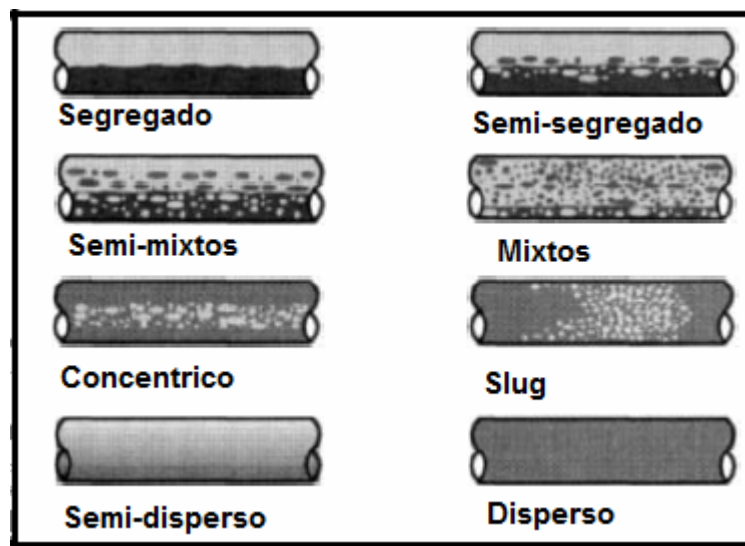


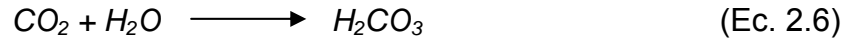
Figura 2. 8. Patrones de flujo en petróleo para dos fases en tuberías horizontales

2.4.3.11. Corrosión dulce o por dióxido de carbono (CO₂)

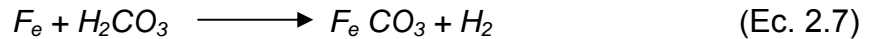
Es uno de los principales problemas que sufre la industria petrolera, ya que ocasiona deterioro severo en los equipos e instalaciones de producción, almacenaje y transporte. El material de construcción más utilizado por su bajo costo es el acero al carbono, el cual es más propenso a ser atacado por la corrosión, debido a la presencia de un alto contenido de dióxido de carbono (CO₂), éste en presencia del agua libre es muy corrosivo, por la producción de ácido carbónico (H₂CO₃). A medida que la presión parcial de CO₂ aumenta, las



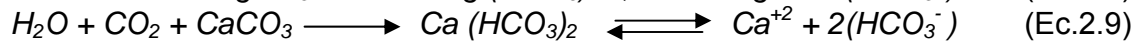
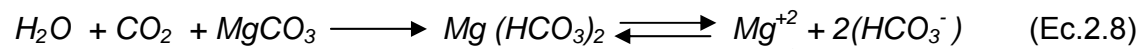
velocidades de corrosión se incrementan. La reacción describe el proceso se observa a continuación:



El ácido carbónico reacciona con el hierro y otros productos:



También las siguientes reacciones muestran como el agua que contiene CO_2 disuelve al magnesio y al calcio de un mineral común, la dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), para producir la dureza:



El dióxido de carbono (CO_2) en presencia del agua libre es muy corrosivo, debido a que produce ácido carbónico (H_2CO_3). A medida que la presión parcial de CO_2 aumenta, las velocidades de corrosión incrementan.

2.4.3.12. Corrosión ácida por sulfuro de hidrógeno (H_2S)

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) disuelto en agua aún en pequeñas cantidades puede crear un ambiente muy corrosivo. Este tipo de ataque puede ser reconocido por la formación de incrustaciones negras de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica. A parte de la corrosión general, los tipos de corrosión que se pueden manifestar en presencia del H_2S , son: corrosión bajo tensión en presencia de sulfuro (SSCC) y agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC). Estos tipos de corrosión se diferencian, en que uno trabaja bajo tensión (SSCC) y el otro sin tensión (HIC).

El acero es anódico al Sulfuro de Hierro, así que la corrosión continúa debajo de las incrustaciones del Sulfuro forman numerosas picaduras profundas con grietas subyacentes. El agrietamiento es usualmente debido a la fragilidad y concentración de tensión en las raíces de las picaduras. La fragilidad es causada



por el hidrógeno formado en el proceso de corrosión, el cual puede desplazarse y difundirse dentro del metal y alojarse en las imperfecciones que éste puede tener desde su proceso de fabricación o por deformación durante la instalación del equipo.

La presión parcial influye con respecto al tipo de ataque que se puede dar en el metal. La influencia del H_2S en diferentes mecanismos de corrosión se recoge en la Norma **NACE MR-750** donde se registran cada tipo de corrosión de acuerdo al rango de presión parcial de H_2S que contenga el sistema. En la tabla 2.2 se presentan los diferentes tipos de corrosión por H_2S en función de la presión parciales.

Tabla 2. 2. Tipo de corrosión por H_2S de acuerdo a la presión parcial

PRESIÓN PARCIAL H_2S (Psia)	TIPO DE CORROSIÓN POR H_2S
$P_p \geq 0,05$	SCC(stress corrosion cracking)
$P_p \geq 0,1$	General por H_2S

2.4.3.13. Corrosión combinada de H_2S y CO_2

La presencia de CO_2 y H_2S en un medio acuoso, es capaz de producir graves daños por corrosión, pero la combinación de los mismos puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión y la criticidad del daño esperado. Es importante el efecto del H_2S en la corrosión por CO_2 y su comportamiento, ya que pueden formarse películas de productos de corrosión en forma competitiva entre el Sulfuro de Hierro (FeS) y Carbonato de Hierro ($FeCO_3$), lo que puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión.

Es importante definir cuál de los tipos de corrosión (por CO_2 o por H_2S) es el predominante, antes de determinar el comportamiento de la velocidad de corrosión en un sistema determinado. La relación entre las presiones parciales de CO_2 y H_2S , conocida como *criterio de Kane*, proporciona un indicativo que permite determinar el tipo de corrosión predominante en el sistema:



$$\frac{P_p CO_2}{P_p H_2S} \geq 200 \Rightarrow \text{Corrosión por } CO_2 \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$\frac{P_p CO_2}{P_p H_2S} < 200 \Rightarrow \text{Corrosión por } H_2S \quad (\text{Ec. 2.11})$$

2.5. Simuladores

2.5.1. PIPESIM

Es un programa de simulación predictiva de modelos multifásicos casi estáticos en petróleo y gas. Por medio de este software se simulan características operacionales de la línea de flujo (en este caso crudo diluyente).

El simulador PIPESIM posee módulos individuales usados en el amplio rango de análisis como; modelaje de pozos, optimización de levantamiento artificial, facilidades en el modelaje de tuberías, procesos y planificación de campos. El modelo de red permite a los usuarios combinar modelos de tuberías y pozos en red, a través de una solución algorítmica que permite construir redes complejas que incluyen: líneas de recolección, sistema de distribución con intersecciones, líneas paralelas, entre otros

2.5.2. Predict

El sistema de predicción Predict 4.0 representa una revisión completa de las versiones anteriores de la serie Intercorr, en los paquetes de software diseñados para predecir la corrosión. Predict 4.0 incorpora un módulo de predicción completamente mejorado, así como el cálculo preciso de pH, incluye módulos para la determinación del modelado de flujo. Predict 4.0 incluye el acceso a los datos de laboratorio, nuevas herramientas como el análisis de sensibilidad multipunto y de campo, mecanismos establecidos para darle las soluciones de predicción más exacta a la corrosión.



2.6. Diagrama de Pareto

El diagrama de Pareto también llamado curva 80-20 o distribución A-B-C, es una herramienta que permite priorizar los problemas que afectan determinado sistema, además de las causas que lo generan. Consiste en una gráfica de barras similar al histograma que se conjuga con una ojiva o curva de tipo creciente, que representa el grado de importancia o peso que tienen los diferentes factores que afectan a un proceso operación o resultado.

El diagrama permite mostrar gráficamente el principio de Pareto (pocos vitales, muchos triviales), es decir, que hay muchos problemas sin importancia frente a unos pocos graves. Mediante esta gráfica se colocan los “pocos vitales” a la izquierda y los “muchos triviales” a la derecha. Este diagrama facilita el estudio comparativo de numerosos procesos dentro de las industrias o empresas.

Se debe tomar en cuenta que la distribución de los efectos como sus posibles causas no es un proceso lineal sino que el 20% de las causas totales hace que sean originados el 80% de los efectos. Existen dos tipos de diagrama de Pareto:

2.6.1. Diagramas de fenómenos

Se utilizan para determinar cuál es el principal problema que origina el resultado. Estos problemas pueden ser de calidad, coste, entrega, seguridad u otros.

2.6.2. Diagramas de causas

Se emplean para, una vez encontrados los problemas importantes, descubrir las causas más relevantes que lo producen.

CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO

A través de pesquisas y muestras tomadas desde el despacho del diluyente en el Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo San Tomé (C.A.T.C.S.T.M.) y a lo largo de la red de tuberías de crudo diluyente, en los campos operacionales seleccionados (Bare y Melones), de los cuales se estudiaron cuatro líneas de tubería: de la estación MED-20 al pozo MEL-119, de la estación Bared-10 al pozo MFB-412, del COB al salto de AREM-2 y del C.A.T.C.S.T.M al COB, que de acuerdo a los estudios resultaron como líneas críticas. Adicionalmente a través de entrevistas no estructuradas se recopilieron características de flujo y parámetros asociados a producción tales como: presión, temperatura y volumetría, necesarios para el diagnóstico, en cuanto a corrosión de la mencionadas tuberías.

3.1. Recopilación de los reportes de eventos ambientales asociados a corrosión en la red de diluyente de las Unidades de Producción de pesado y extra-pesado.

Empleando los reportes ambientales suministrados por la Gerencia de Ambiente e Higiene Ocupacional y los reportes de inspección de la Superintendencia de Mantenimiento, se procedió a la revisión y recolección del histórico de fallas desde el año 2002 hasta noviembre del 2010, en la red de diluyente. La distribución del crudo diluyente como se muestra en la figura 1.3 es bombeado desde el C.A.T.C.S.T.M. a las unidades de producción de crudo pesado y extra-pesado y de allí pasa por estaciones de rebombeo directo a sus pozos, con tuberías de diámetros nominales de 2, 4, 12 y 16 pulgadas.

Entre los parámetros o características de los reportes de las tuberías reparadas o reemplazadas, se puede mencionar: diámetro, tramo enterrado o aéreo, Unidad de Producción y la ubicación (inicio-fin) donde se localizo la falla, lo



que permitió establecer una base para este estudio. Los resultados se muestran en la tabla 4.1 del capítulo 4, donde se observa la cantidad aproximada de eventos ocurridos en este sistema de tubería.

3.2. Selección de los campos de las U.P. de crudo pesado y extra-pesado con mayor recurrencia de eventos.

Se inicio con la revisión del histórico de fallas a la red de diluyente de las Unidades de producción de crudo Pesado y Extra-Pesado, donde se pudo conocer aquellas tuberías que han presentado daño desde el año 2002 hasta Noviembre del año 2010, luego se procedió a seleccionar los campos (un campo por unidad de producción) con mayor frecuencia de falla y a su vez las estaciones con líneas más críticas. En la figura 3.1 se muestran las premisas utilizadas para la selección de los campos.



Figura 3. 1. Premisas para selección de los campos

Frecuencia de fallas: consistió en la selección de las tuberías asociadas a los campos operacionales que presentaron mayor historial de fallas por corrosión, en el período de estudio.



Campos con mayor producción asociada: se le dio prioridad a los reportes ambientales en tuberías principales asociados a corrosión (las de mayor flujo de inyección de crudo diluyente), que son de vital importancia en la producción de crudo en el campo seleccionado.

Diámetro de tubería: se tomaron en cuenta para la selección las tuberías de mayor diámetro (tuberías principales) y algunas tuberías críticas a pozos.

A partir de estos datos se realizó un gráfico basado en el diagrama de Pareto, el cual es una representación gráfica de los datos obtenidos sobre un problema, que ayuda a identificar cuáles son los aspectos prioritarios que hay que tratar, sirviendo de base para definir los campos más críticos, basados en el número de eventos por corrosión en la red de diluyente asociados a los mismos.

3.3. Realización de simulaciones hidrodinámicas a los tramos de tubería objeto de estudio

Una vez seleccionados los campos y las líneas específicas objeto de estudio, fue necesario un reconocimiento de estos, donde se ubicaron las líneas de crudo diluyente a evaluar y se recopilaron datos de algunas características generales de estas líneas, los cuales se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3. 1. Características de las líneas de crudo diluyente seleccionadas

PARÁMETRO	BARED10-MFB412	MED20-MEL119	COB-AREM2	CATCSTM-COB
Acero	API 5L X52	API 5L X52	API 5L X52	API 5L XS
Diámetro nominal (pulg)	2	2	12	16
Diámetro externo (pulg)	2,375	2,375	12,750	16
schedule	40	40	40	40
Espesor	0,174	0,174	0,312	0,500
Longitud (m)	1728	1246	6405	4500



3.3.1. Simulación hidrodinámica

Como herramienta para realizar las simulaciones hidrodinámicas de las tuberías se empleó el simulador PIPESIM, por lo que fue indispensable recopilar información y realizar mediciones con la finalidad de obtener las variables requeridas para las corridas que se llevaron a cabo en este simulador; algunas de éstas se muestran en la figura 3.2.

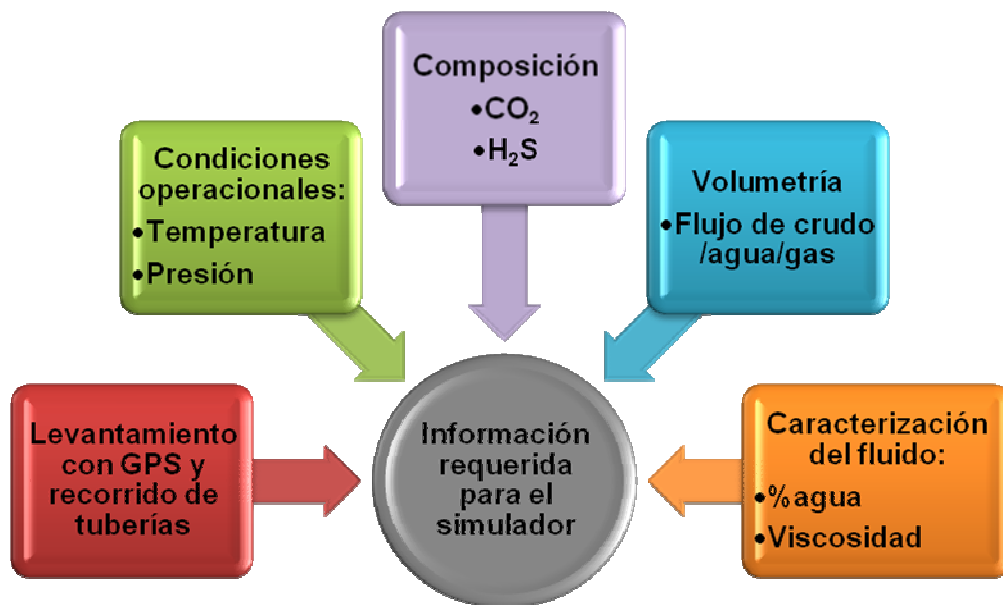


Figura 3. 2. . Variables requeridas por el simulador

A continuación se describen las variables requeridas por el simulador PIPESIM:

- **Levantamiento con GPS y recorrido a la tubería:** haciendo uso de un GPS se realizó el recorrido de las tuberías seleccionadas, grabando puntos cada cierta distancia; estos datos fueron necesarios para obtener el perfil topográfico de la tubería. Además se inspeccionó visualmente el estado de la tubería, entre ellos: soportes, corrosión externa, maleza alrededor y contacto directo con el suelo.



- **Condiciones de operación:** las condiciones de operación de los tramos de tubería en estudio se obtuvieron a través del software Centinella en línea, que poseen las salas de control de cada estación asociada; allí se recopilaron datos de temperatura y presión de envío de cada una de las estaciones.
- **Volumetría:** dentro de las variables requeridas por el simulador se encuentra la volumetría del sistema, significando para este estudio, la cantidad de crudo diluyente que maneja cada tramo seleccionado, flujo de crudo, agua y gas. No obstante, el crudo diluyente es un crudo relativamente liviano, por lo que se considera un crudo limpio y por lo tanto no se lleva contabilizado la cantidad de agua y de gas en el mismo.

Los datos de volumetría y condiciones de operación recopilados son presentados en la tabla 3.2.

Tabla 3. 2. Parámetros de operación y volumetría de las tuberías seleccionados

PARAMETRO	BARED10-MFB412	MED20-MEL119	COB-AREM2	CATCSTM-COB
Presión (Psia)	680	600	700	1200
Temperatura (°F)	110	110	110	110
°API	26	26	26	26
Flujo bombeado (Bls/d)	50	30	700	3050

- **Composición de CO₂ y H₂S:** con el objeto de obtener el contenido de CO₂ (%v/v) y H₂S (ppm) en el crudo diluyente, se utilizó el método de las ampollas *Gatec-Detector tube*, el cual está basado en la reacción de los gases corrosivos con los reactivos que se encuentran en el interior de las ampollas, produciendo un cambio de color. La longitud de la mancha producida en la ampolla es directamente proporcional a la cantidad de gas corrosivo presente.

Se utilizaron dos tipos de ampollas, una para detección de los ppm de H₂S y la otra para el %CO₂. La medición de las concentraciones de H₂S y CO₂ se realizó directamente en campo, haciendo uso de un montaje similar al de la figura 3.3, en



donde se abre la válvula que se encuentra conectada directamente a la fuente de crudo y se deja por unos segundos a que el crudo caiga en la cámara de muestreo y posteriormente se realiza la embolada con la bomba.

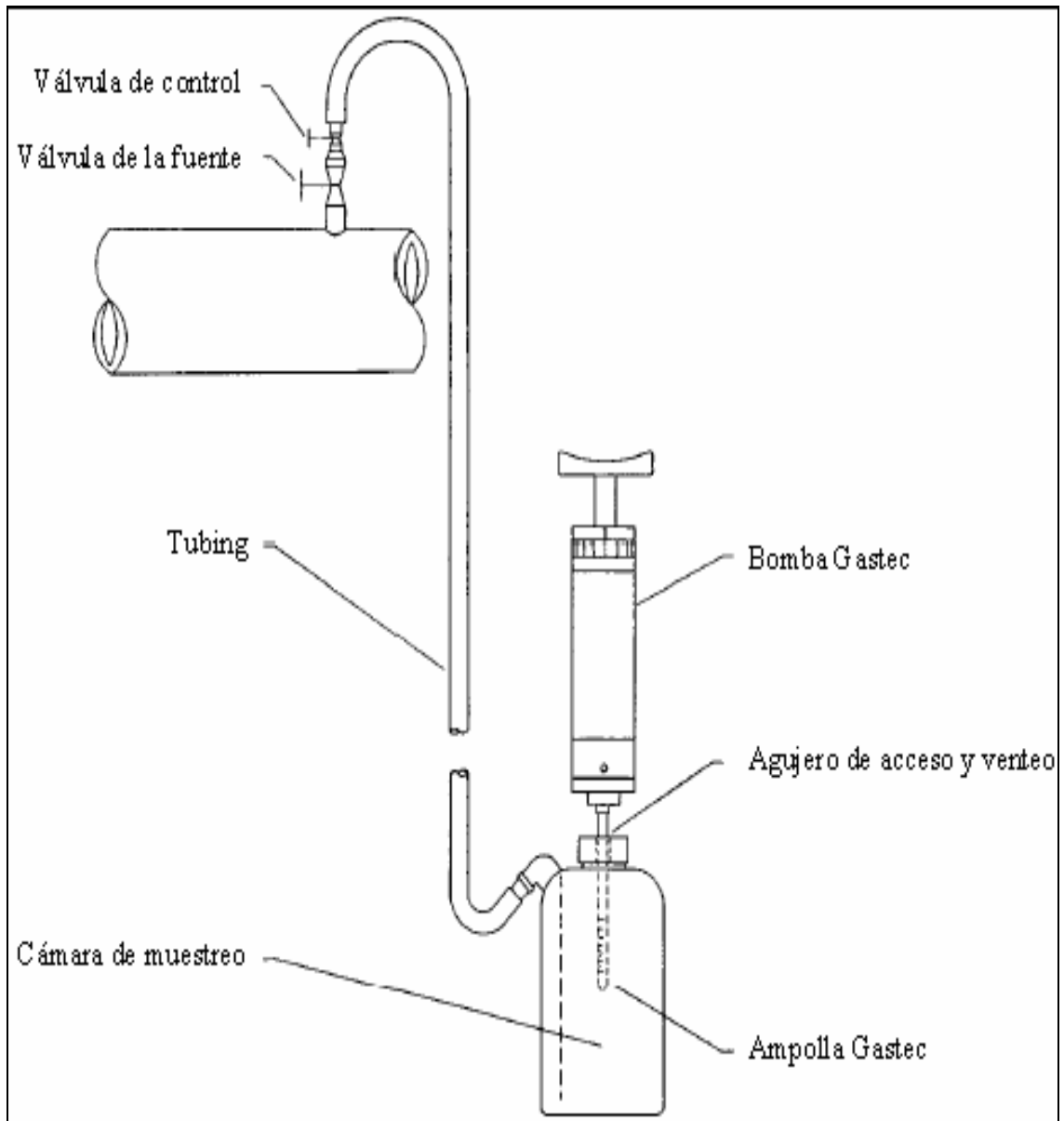


Figura 3. 3. Esquemático de detección de los gases corrosivos H_2S y CO_2



➤ **Caracterización del fluido:** con el objeto de obtener las características físico-químicas del crudo diluyente y tomar una muestra representativa de lo que ocurre dentro de las tuberías, en un periodo de 24 horas, se realizó aguas arriba del proceso (en el C.A.T.C.S.T.M) un muestreo de 24 horas a la mezcla de crudo diluyente bombeado al COB, tomando muestras de éste cada 60 minutos, para su respectivo análisis; se realizó el mismo procedimiento en la entrada de las diferentes segregaciones que conforman el crudo diluyente. Los resultados de los análisis se encuentran en los anexos A-1 y A-2 donde se muestran valores, entre los cuales se pueden mencionar, viscosidad, % agua, °API, %AyS, entre otros.

3.4. Determinación de la velocidad de corrosión mediante simulación predictiva

Se procedió a estimar la velocidad de corrosión para cada tramo de tubería seleccionado, empleando un simulador predictivo y con ello se categorizó el grado de corrosión presente en las tuberías, mediante la tabla 3.3, **(NACE RP0775-05)**.

Tabla 3.3. Clasificación cualitativa de las tasas de corrosión de acero al carbono

CORROSIÓN PRESENTE	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpy)
Baja	<1,0
Moderada	1,0-4,9
Alta	5,0-10
Severa	>10

El simulador empleado fue el PREDICT, por lo que se necesitó suministrar los datos siguientes:

- Presión y temperatura (las cuales se encuentran representadas en la tabla 3.2).
- Velocidad del flujo, que se obtiene de las simulaciones hidrodinámicas en PIPESIM.



- Dirección del fluido (para todos los casos horizontal).
- Propiedades del fluido: densidad, viscosidad. Los análisis se realizaron en el laboratorio del centro de análisis Jusepin, cuyos resultados se muestran en el anexo A-2.
- Concentración de iones, cloruro, sodio, bicarbonato y magnesio en ppm, presentes en el agua asociada al crudo diluyente. En la obtención de estos valores se tomaron muestras de agua en los tanques de almacenamiento de las diversas segregaciones que conforman el crudo diluyente, empleando la siguiente metodología:

1.- Se ubicó el punto de muestreo lo más representativo posible en los tanques 96006 y 96008.

2.- Se abrió la válvula de salida del agua durante 3 minutos, para purgar la tubería.

3.- En un recipiente con tapa, se tomó la muestra llevando hasta el tope el agua en el recipiente, se cerró inmediatamente y se llevó al laboratorio para su respectivo análisis, según las normas ASTM y a las establecidas por el laboratorio. Los resultados de estos análisis se encuentran en los anexos A-4 y A-5.

Una vez obtenido todos los datos necesarios, estos se introdujeron en el simulador Predict (figura 3.4) y se procedió al cálculo de la velocidad de corrosión. Los pasos específicos que se siguieron para realizar las simulaciones, así como los resultados obtenidos a partir de estas, se muestran en el anexo C y en la tabla 4.2.

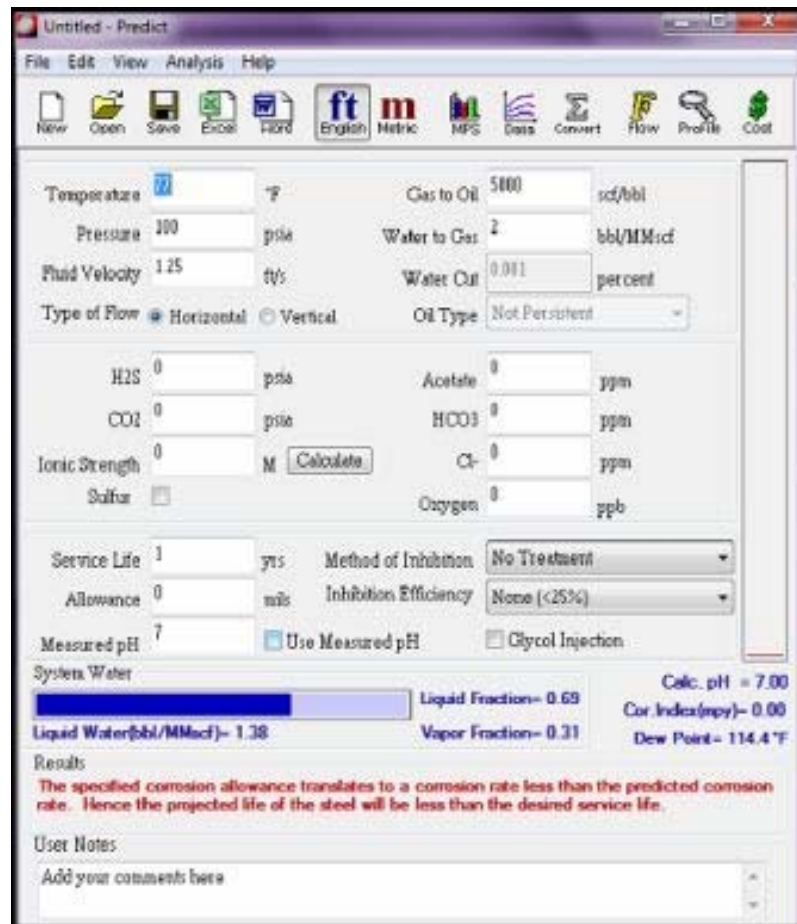


Figura 3. 4. Ventana de inicio del simulador PREDICT

3.5. Identificación de los productos de corrosión en tubería corroída de diluyente, mediante análisis de microscopía electrónica de barrido con espectroscopia de energía dispersiva (MEB-EDS)

La microscopía electrónica de barrido con espectroscopia de energía dispersiva (SEM-EDS por sus siglas en inglés Scanning Electron Microscopy-Energy Dispersive Spectroscopy), es una técnica que permite la caracterización química de un espécimen, ya que se pueden realizar microanálisis cualitativos y semicuantitativos. La técnica de SEM-EDS permite:

- La identificación de la química y las fases de un material desconocido.



- La caracterización de productos contaminantes y corrosivos mediante microanálisis.
- La caracterización de defectos e impurezas internas en el producto fabricado, para determinar su distribución morfológica.
- Determinación de la distribución elemental de fases intra/inter a través de un mapeo de rayos X.
- Determinación del modo de falla (corrosión, mecánica), dirección de la propagación de la fractura, zona y mecanismos, mediante el examen microscópico de la fractura de un material que ha fallado.

De acuerdo con las características de esta técnica, se requirió la toma de muestra de la tubería afectada, en la zona donde se dio el evento de falla (ver figura 3.6) correspondiente a la tubería de 12" de diámetro, con servicio de transferencia de crudo diluyente (trayecto COB-salto AREM-2). La muestra se envió a los laboratorios de PDVSA INTEVEP (Instituto de tecnología Venezolana para el Petróleo), para su respectivo análisis, con el objetivo de identificar el tipo de degradación que pudieran estar presentes en dicha falla, asociada a corrosión.



Figura 3. 4. A) Corte de la muestra de tubería en zona afectada B) Muestra enviada a INTEVEP para su análisis



- **Inoculación de bacterias sulfato reductoras**

Para no descartar otro foco de corrosión, se realizó además un estudio bacteriológico, mediante cultivo de bacterias sulfato reductoras, para estimar la cantidad de colonias de éstas, que pudieran estar presentes en el crudo diluyente, las cuales causan la degradación de los metales a partir de sus procesos metabólicos. Este procedimiento se realizó mediante el uso de viales bacteriológicos, con un rango de detección de hasta 1.000 colonias, de acuerdo a la tabla 3.4. Se siguió la norma **API RP-38**, cuya metodología es la siguiente:

1. Se extrae con una jeringa 1 ml de la muestra del agua de formación en el tanque 96007, aguas arriba del proceso en el C.A.T.C.STM
2. Se toman 3 viales y se enumeraron como los de la figura 2.6
3. Luego se inyecta la muestra del agua de formación (1ml) en el primer vial, se agita sin remover la jeringa y se toma 1 ml de éste, ese inyecta en el segundo vial, se realiza el mismo procedimiento para el tercer vial.
4. Los viales se colocan en un lugar en ausencia de luz y temperatura controlada.

Tabla 3. 4. Escala de conteo de colonias de bacterias sulfato reductoras

Número de Vial	Colonias	Nivel de población
1	10	Muy bajo
2	100	Bajo
3	1000	Moderado

La presencia de las bacterias sulfato reductoras se comprueban por el ennegrecimiento del medio (los viales), debido a la formación de sulfuro de hierro (FeS), como consecuencia de la reacción del hierro contenido en el medio cultivo y el H₂S producido por la actividad metabólica de las bacterias. Los resultados son presentados con evidencias fotográficas en el capítulo 4. Además de esto, se tomaron en cuenta los resultados del análisis del agua de las muestras de los tanques, específicamente el contenido de sales y el efecto incrustante del agua. A partir de estos indicios y de los resultados de los demás objetivos, se procedió a



dar recomendaciones de las medidas que se deben tomar para evitar los daños ambientales y así preservar y asegurar el funcionamiento de esta red.

CAPÍTULO IV. DISCUSIÓN DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación se muestran los resultados obtenidos en las diferentes pruebas y análisis para cada tramo de tubería de crudo diluyente seleccionado, donde se utilizaron variables que fueron obtenidas directamente en las estaciones y salas de control de las mismas, entre ellas: temperatura, presión y volumetría, además de la determinación directa en campo y/o en laboratorio, de parámetros como la concentración de CO₂ y H₂S a través de ampollas colorimétricas, concentraciones de aniones y cationes presentes en el agua, colonias de bacterias sulfato-reductoras, dimensiones de las tuberías y topografía, para las simulaciones hidrodinámicas con el programa PIPESIM y también para la determinación de las velocidades de corrosión con el simulador PREDICT.

4.1. Recopilación de los reportes de eventos ambientales

Con la información obtenida del histórico de fallas y las inspecciones de la superintendencia de mantenimiento, que fueron estudiadas en un lapso de nueve años (período 2002-2010), se encontraron un total de 2.111 eventos, de los cuales 813 son asociados a corrosión y de éstos un total de 215 a corrosión en la red de diluyente, lo cual representa un 26% del total de eventos por corrosión. En la tabla 4.1 se detallan los eventos de falla en el período (2002-2010) asociados a corrosión y los pertenecientes a la línea de diluyente.



Tabla 4. 1. Resumen de eventos por falla asociados a corrosión en la red de diluyente en nueve años

Año	Total de eventos	Eventos por corrosión	Eventos red diluyente
2002	261	92	25
2003	316	67	14
2004	244	79	16
2005	127	63	17
2006	230	71	17
2007	389	163	35
2008	185	91	23
2009	221	110	39
2010	138	77	29
Total	2.111	813	215

La red de diluyente sólo representa un pequeño porcentaje del total de los kilómetros de tubería que pertenecen al distrito San Tomé, por lo que si se toma en cuenta este 26% con respecto al total de eventos, significa que la red de tuberías de crudo diluyente presenta serios problemas de corrosión.

Además de ello considerando los parámetros previamente discutidos en el capítulo 2 que promueven los fenómenos de corrosión interna en la red de tuberías, es de especial atención el 26% de fallas asociadas a eventos por corrosión sobre la red del diluyente, tomando en cuenta que las segregaciones que forman este crudo diluyente son previamente tratadas, por lo que el crudo diluyente se considera libre de contaminantes (%AyS, H₂S y CO₂) y se espera que estas tuberías tengan mayor tiempo de vida útil dadas las características del fluido que se transporta a través de ellas, en comparación con las tuberías que transportan crudo directamente de los pozos, sin ningún tipo de tratamiento previo.

A lo largo de toda la red de crudo diluyente se pudo comprobar con las inspecciones, que no existe inyección de química anticorrosiva, puesto que el crudo diluyente fue considerado como un crudo libre de contaminantes (%AyS, CO₂ y H₂S) que no requiere mayores cuidados. Además del hecho que se presume que la inyección de química aumentaría los costos de producción asociados al crudo



pesado y extra-pesado y disminuirá las ganancias, sin tomar en cuenta que los derrames petroleros ocasionan costos muy superiores a los de la inyección y daños causados al medio ambiente que son irreversibles.

En la red de crudo diluyente no se maneja ningún tipo de prevención para la corrosión, las fallas cada vez más recurrentes son localizadas entre las horas 5 y 7 de las tuberías haciendo uso del sentido horario de un reloj, como se muestra en la figura 4.1. El hecho de las fallas sólo se localicen en estas zonas es indicativo de que el crudo no va totalmente empacado en la tubería.

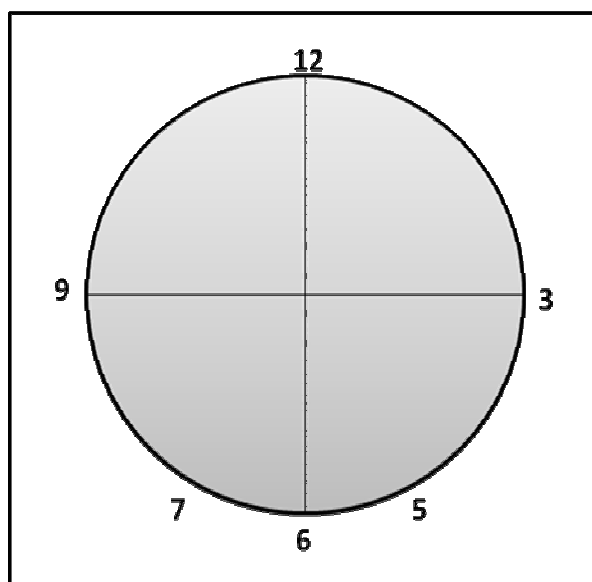


Figura 4.1. Vistas horarias de la tubería

4.2. Selección de los campos de las U.P de crudo pesado y extra-pesado con mayor recurrencia de eventos

A partir del total de eventos reportados en la tabla 4.1, se seleccionaron los campos en base a: fallas recurrentes, diámetro de tubería y campos con mayor producción, por lo que fue necesario realizar un diagrama de Pareto (figura 4.2) para determinar de una forma precisa los campos operacionales más críticos.

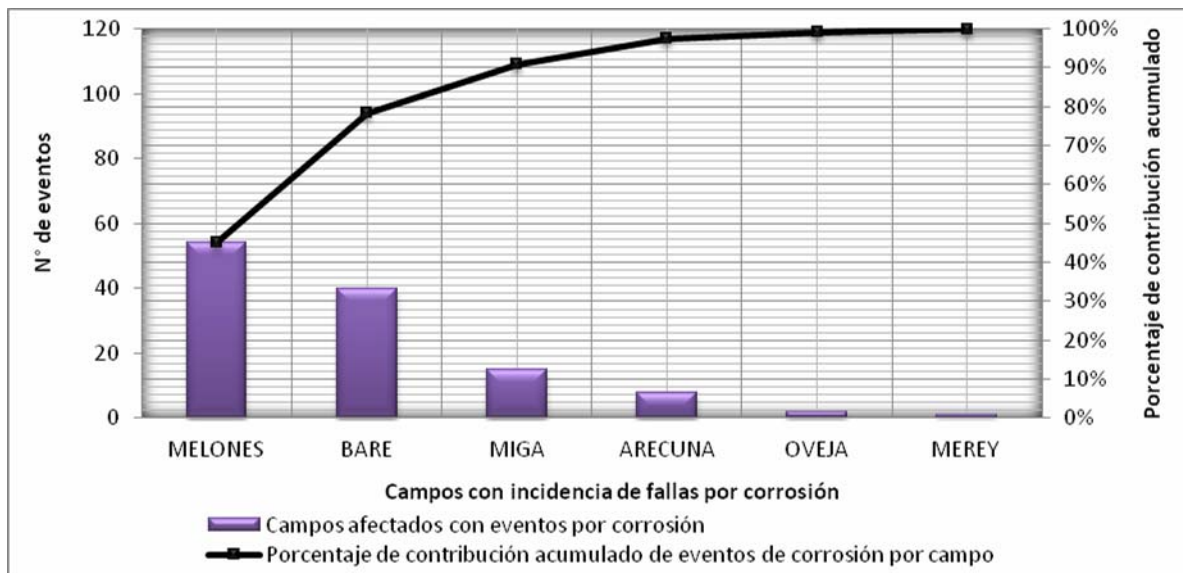


Figura 4.2. Eventos totales en los nueve años de estudio en los campos de Pesado y Extra-Pesado

De acuerdo al diagrama de Pareto observado en la figura 4.2, se puede ver claramente, con base a la curva de porcentaje de contribución, que los dos campos más críticos son Melones y Bare, ya que en conjunto representan el 80% de los eventos por corrosión, indicando así, que si se estudian estos campos se estarían estudiando la mayor parte de los eventos por corrosión en la red de crudo diluyente.

Los campos Melones y Bare pertenecientes a las unidades de producción de crudo pesado y extra-pesado respectivamente, ocupan los dos campos de mayor producción en el distrito San Tomé, representan campos de grandes extensiones, en donde la mayor parte de sus pozos cuenta como método auxiliar de transporte del crudo, la inyección de crudo diluyente, por lo que la tendencia corrosiva tiende a ocurrir con mayor frecuencia en estos campos.

De acuerdo a la premisa de fallas frecuentes (mencionadas en la metodología), en los nueve años de estudio, se obtuvieron las dos estaciones, una por cada campo seleccionado, que presentaron la mayor cantidad de fallas, donde se obtuvo: MED-20 (Merrey Estación de Descarga 20) por el campo melones y BARED-10 (Bare Estación de Descarga 10) por el campo Bare. El estudio a su vez



fue delimitado a las líneas más críticas de cada estación donde se obtuvo: MED-20 al pozo MEL119 y BARED-10 al pozo MFB-412, ambas líneas de tuberías de 2”.

En el caso del campo Bare se seleccionó una línea de tubería adicional, que de acuerdo al gran número de fallas es una línea crítica de estudio, tomando en cuenta además que es una tubería principal para los campos de crudo extra-pesado con un diámetro de 12”. Para realizar un estudio preventivo se seleccionó además la línea principal con diámetro de 16”, encargada de abastecer de crudo diluyente a las estaciones, por lo tanto al fallar esta tubería fallaría todo la red, para así sumar un total cuatro líneas críticas de tubería en dos campos:

- Merey, estación de descarga 20, al pozo MEL119 (MED20-MEL119).
- Centro Operativo Bare al Salto Arecuna Estación 2 (COB-AREM2).
- Bare Estación de Descarga 10 al pozo MFB412 (BED10-MFB412).
- Centro de Almacenamiento y Transporte de Crudo San Tomé al Centro Operativo Bare (C.A.T.C.STM-COB).

En la figura 4.3 se muestran las líneas seleccionadas para el estudio; las zonas resaltadas con rojo corresponden a cada línea de tubería.

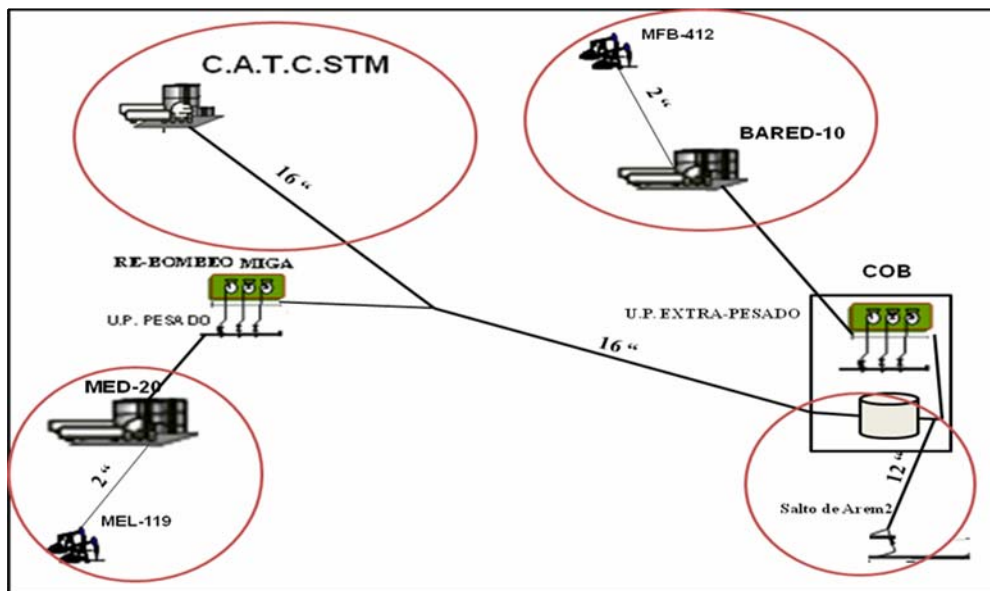


Figura 4.3. Esquema de las líneas seleccionadas para el estudio



4.3. Simulaciones hidrodinámicas a las de tuberías objeto de estudio

Una vez introducida toda la data requerida por el simulador PIPESIM, se realizó la simulación y a partir de ella se obtuvieron parámetros fundamentales de las condiciones hidrodinámicas del fluido (tabla 4.2), tales parámetros fueron: caída de presión, velocidad superficial del líquido y régimen de flujo. En el anexo C se muestran todas las variables de entrada suministradas al simulador. El crudo diluyente por ser considerado monofásico y no contar con la información necesaria no fue posible hallar para cada uno de las líneas de tubería el patrón de flujo.

Tabla 4. 2. Parámetros obtenidos a través del simulador PIPESIM

Parámetro	MED20-MEL119	COB-AREM2	BARED10MFB412	CATCSTM-COB
Caída de presión (Psia/ft)	-0,598	-0,918	-0,613	-0,598
*Vsl (ft/s)	0,948	0,9116	0,1523	0,1450
Régimen de flujo	TURBULENTO	TURBULENTO	TURBULENTO	TURBULENTO

*Velocidad superficial de líquido

Para los sistemas de tuberías estudiados, se obtuvieron caídas de presión menores a 1 psia/ft, es decir que la variación dentro de la tubería es poco significativa. Por otro lado es importante mencionar que en este estudio sólo se contemplan líneas de tubería de crudo diluyente en tramos limitados de longitud (longitudes relativamente cortas), por lo cual no se obtendría una variabilidad importante en las presiones.

La velocidad superficial del líquido obtenida para cada línea oscila entre 0,9116 y 0,1523 ft/s, siendo el valor más alto para la tubería de crudo diluyente asociada al pozo 412. Sin embargo, de forma general son velocidades bajas, ya que se encuentran por debajo de 3 ft/s (Intercorr, 2002), por lo que no existe la posibilidad de un ataque erosivo-corrosivo, sin embargo, estas velocidades favorecen la corrosión ya que ocurre un mayor tiempo de contacto fluido-metal, debido a su vez al posible estancamiento de flujo, lo que ocasiona la acumulación



de fluidos y residuos en la parte baja de las tuberías, si se toma en cuenta que el fluido no va totalmente empacado en la tuberías, puesto que éstas están sobre diseñadas, lo que favorece este efecto.

El régimen de flujo turbulento favorece el proceso de corrosión dentro de las tuberías, ya que las turbulencias causan el desgaste de las mismas, el régimen de flujo turbulento es posiblemente causado por las irregularidades del terreno, las presiones del sistema y que el flujo no va totalmente empacado, es decir que el fluido no abarca toda el área de la tubería, lo que causa un oleaje en el centro de la misma.

4.4. Determinación de la velocidad de corrosión mediante el simulador Predict

Una vez obtenidos todos los parámetros requeridos, se realizó la simulación haciendo uso del simulador Predict, donde se calcularon las velocidades de corrosión, para cada línea de tubería estudiada; estos resultados se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4. 3. Velocidades de corrosión obtenidas con el simulador PREDICT

Línea de crudo diluyente	Velocidad de corrosión (mpy)
MED20-MEL119	77,61
COB-AREM2	120,41
BARED10-MFB412	119,36
CATCSTM-COB	177,06

Como se puede observar en la tabla 4.3, los resultados de velocidad de corrosión obtenidos a través de Predict, están por encima de los 10 mpy; siguiendo la tabla 3.3, representa una corrosión severa dentro de las tuberías analizadas. Esto corresponde con los eventos frecuentes ocurridos en cada una de estas líneas, lo cual puede ser resultado de: velocidades de flujo bajas que provocan el estancamiento del fluido en las zonas más bajas (coloquialmente denominadas “zonas chinchorros”) de las tuberías, asociado además a la



topografía irregular del terreno, sobre diseño de las tuberías; estas tuberías están diseñadas con mucha flexibilidad operacional lo que genera como consecuencia que el fluido no vaya totalmente empacado en ella, promoviendo la estratificación suave del fluido, incrementando los tiempos de contacto fluido-metal y mucho más en aquellos casos donde el porcentaje de agua sea elevado, presencia de CO₂ y la presencia de agua en el sistema.

Los análisis fisicoquímicos realizados al agua de los tanques que contienen las segregaciones que conforman el crudo diluyente (anexo A-4 y A-5), revelaron por medio del índice de estabilidad de Langelier, un agua con tendencia incrustante. Adicionalmente los valores obtenidos en ese mismo ensayo para los sólidos disueltos suspendidos y totales favorecen puntos activos para la iniciación de fenómenos de nucleación, no sólo en los propios tanques de almacenamiento si no en las paredes internas de la red de tubería.

Se pudo constatar a través de la relación de Kane, realizada para cada tubería y las cuales se muestran en el anexo A-1, que el mecanismo de corrosión predominante es la corrosión dulce por CO₂.

4.5. Identificación de los depósitos y productos de corrosión en tubería corroída de diluyente, mediante análisis de microscopía de barrido con espectroscopía de energía dispersiva

La línea de tubería con trayecto COB al salto AREM2 (figura 4.3) que está contemplada como una de las líneas críticas que corresponde al campo de bare, la cual presentó una falla, sirvió como muestra para realizar la identificación de los depósitos y productos de corrosión; la misma visualmente evidenció un patrón de flujo de degradación localizado en dirección longitudinal al eje de la tubería, a partir de lo cual se seleccionaron dos zonas de interés para realizar la evaluación, una donde se presentó la abertura y otra donde se observó el cordón de soldadura longitudinal, además de posibles depósitos o productos de corrosión. Alrededor de



la abertura (agrietamiento longitudinal), se observan rasgos característicos de un posible ataque por corrosión, tales como pérdida de espesor con morfología irregular y ausencia de huellas de deformación plástica. Cabe destacar que esta tubería presta servicio de diluyente desde hace 16 años aproximadamente, la cual fue fabricada en acero al carbono, bajo especificaciones técnicas API 5L y con un diámetro interno de 12”.

En general se observó degradación localizada en la región que abarca las zonas desde las hora 5 a 7 (la tubería en sentido horario figura 4.1), en la superficie interna de la tubería, correspondiente a un proceso corrosivo de morfología parecida a la resultante de la corrosión del acero en presencia de CO₂ (Ondeo, NALCO, *corrosion in the petroleum industry*, 2002); durante la inspección visual no se detectó evidencia de corrosión externa.

La abertura ubicada en la hora seis de la tubería, coincide con el cordón de soldadura longitudinal, localizándose la máxima pérdida de espesor en la zona afectada térmicamente (ZAT) durante el proceso de soldadura; esta zona está ubicada en las adyacencias del cordón de soldadura. La falla final fue sobrecarga de presión de operación, que debido a la pérdida de espesor, producto de un proceso corrosivo, resultó en la abertura o agrietamiento que presenta la muestra; esto se puede observar en la figura 4.4.



Figura 4.4. Vistas de la corrosión presente en la tubería de 12” con servicio de crudo diluyente COB- AREM2, localizada en la hora seis alrededor de la ZAT



Para la identificación de los depósitos y productos de corrosión, se realizó un análisis por identificación elemental, mediante la técnica de energía dispersiva de rayos X (EDX). Se identificó la presencia de los siguientes elementos químicos Fe, C, O₂ y Cl y se comparó con un espectro correspondiente a carbonatos de hierro, existente en la librería del equipo, lo cual confirmó la presencia de carbonatos de hierro, producto de la corrosión del hierro en presencia de CO₂ (Ec. 2.6 y 2.7). Se destaca la presencia de cloro en la sección transversal del depósito analizado, indicativo de la posible existencia de cloruros en el sistema, los cuales suelen estar presentes en el agua que forma parte de los fluidos de producción.

La presencia del ión cloruro juega un papel importante, permitiendo que la superficie permanezca activa para reaccionar, es decir que en el proceso de corrosión en presencia de CO₂, las capas pasivas de carbonatos que se pueden formar (FeCO₃, entre otras), son susceptibles a romperse ayudados por la presencia de estos cloruros, los cuales tienden a depositarse en la hora 6, por efectos de gravedad y su alta masa molecular.

Debido a que la técnica de EDX revela la presencia de los elementos, pero tiene limitaciones en cuanto a la estequiometría de los compuestos, se procedió a caracterizarlos mediante Difracción de Rayos X (DRX), de los depósitos hallados en la tubería figura 4.5, se tomaron tres muestras para análisis, de los cuales dos se realizaron en INTEVEP y una fue enviada a los laboratorios de la empresa Alemana Bruker, para su posterior análisis, todos los resultados son presentados en los anexos F



Figura 4.5. Depósitos hallados en la línea de tubería del COB al salto AREM2



La identificación estequiométrica de los depósitos y productos de corrosión, en el análisis por DRX (anexo F-1, F-2 y DF3), sirvió para confirmar la presencia de carbonato de hierro (FeCO_3) como principal producto de corrosión y carbonato de calcio (CaCO_3), ya sea por la tendencia incrustante del agua hallada con el índice de Langelier (mostrado en el anexo A-4 y A-5) y/o la elevada concentración de dióxido de carbono, encontrándose además hidroxidocloruros de hierro ($\text{Fe}_{8+3}(\text{O}, \text{OH})_{16}\text{Cl}_{13}$) e hidróxido de hierro ($\text{FeO}(\text{OH})$) corroborando una vez más la presencia de la especie aniónica Cl^- y la presencia de óxido de sílice (SiO_2), este último indicando arena en el sistema.

4.5.1. Inoculación de bacterias sulfato reductoras

A través del ennegrecimiento de tres (3) viales usados para la determinación de bacterias sulfato reductoras, debido a la formación de sulfuro de hierro (FeS), se pudo comprobar la presencia de estas bacterias en el agua libre, asociada al crudo diluyente en tan sólo cinco días del cultivo, lo que sugiere, apoyados en la tabla 3.4 un nivel de población de bacterias moderado. En la figura 4.6 se muestran los viales usados.

La importante contribución de las bacterias SRB en el proceso de corrosión, es su habilidad para convertir iones sulfato ($\text{SO}_4^{=}$, $\text{SO}_3^{=}$) a sulfuro de hidrógeno. El H_2S reacciona con cualquier tipo de hierro en solución para formar precipitados de FeS y depósitos, los cuales son catódicos respecto al acero, originando corrosión en las áreas libres de depósitos. Las bacterias sulfato-reductoras toleran temperaturas que oscilan desde 40 °F hasta 170 °F, existen en medios con valores de pH desde 5 a 9 y son bacterias sésiles, es decir, se adhieren a las paredes de las tuberías en donde éstas están involucradas.



Figura 4. 6. Viales usados para la determinación de BSR en el agua libre en los tanques de crudo diluyente



4.6. CONCLUSIONES

1. Se encontró que en nueve años (2002-noviembre 2010) han ocurrido un total de 215 eventos asociados a corrosión en la red de diluyente.
2. Los campos operacionales con más eventos por corrosión en la tubería de crudo diluyente fueron Melones y Bare.
3. Las velocidades superficiales del líquido halladas a través de PIPESIM, para las líneas estudiadas, indican la posibilidad de un ataque corrosivo.
4. Las velocidades de corrosión obtenidas a través del simulador para las tuberías estudiadas, indican un grado de corrosión severa.
5. Los resultados de la MEB-EDX, DRX indican: presencia de óxido de silicio (SiO_2), indicativo de arena en el sistema, presencia del ión cloruro en el fluido lo que facilita la permanencia en el sistema de una superficie activa, durante el proceso de degradación electroquímica (corrosión), presentando la tubería COB-AREM2 un mecanismo de daño de corrosión por CO_2 .
6. La zona afectada térmicamente por la soldadura, fue la más susceptible a sufrir los efectos corrosivos de la tubería COB-AREM2, siendo favorecido por la ubicación del cordón de soldadura en la hora 6.
7. Se determinó la presencia de bacterias sulfato reductoras (BSR) con colonias moderadas en los tanques de almacenamiento de crudo diluyente CATCSTM.
8. El sobre diseño de los diámetros de las tuberías de crudo diluyente asociado a la flexibilidad operacional, promueve la estratificación suave del fluido,



incrementando los tiempos de contacto fluido-metal, especialmente en los casos en los que el crudo diluyente viene con altos cortes de agua.

4.7. RECOMENDACIONES

1. Colocar facilidades de instalación (para cupones, probetas, entre otros) que permitan el monitoreo de velocidades de corrosión en el sistema de crudo diluyente, aguas arriba y aguas abajo del proceso.
2. Profundizar los estudios de tendencias corrosivas que permitan evaluar la factibilidad de inyección de química anticorrosiva, jerarquizando las tuberías a partir del reporte de fallas.
3. Considerar mejores prácticas de diseño apegado a las normas PDVSA y velar por su cumplimiento para futuros reemplazos de tuberías, evitando con ello el sobre diseño y condiciones topográficas que faciliten la retención de agua en zonas “chinchorro”, el contacto directo con suelos de tuberías sin revestimiento, la mala soportería, entre otros.
4. Realizar trabajos de reemplazos de tuberías acorde a procedimientos normalizados, evitando así factores que aceleren el proceso prematuro de la corrosión.
5. Alertar a la Gerencia de Coordinación Operacional Faja sobre la importancia de cumplir y mejorar sus prácticas operacionales para evitar el bombeo de crudo diluyente, con altos cortes de agua y sedimento (%AyS), especialmente cuando los fluidos no poseen tratamiento químico (anticorrosivo, biocida, anti-incrustante)



6. Considerar la implantación de una cultura de limpieza de tuberías, adecuando las líneas de mayor diámetro con sistemas para el envío y recibo de herramientas de limpieza.

7. Instalar toma de muestras automáticos en el C.A.T.C.STM y en el crudo diluyente que se despacha al COB hasta formar una muestra completa correspondiente a las 24 horas, la cual será más representativa para la caracterización de calidad (%AyS, °API, CO₂ y H₂S) de este crudo.

8. Evaluar la posibilidad de instalar en el C.A.T.C.STM monitoreo de cromatografía de gases (CO₂ y H₂S) en línea, que permita el ajuste de estos parámetros indeseables en el crudo diluyente, ya que comprometen significativamente la integridad de los sistemas de transporte en presencia de agua.

9. Continuar con estos estudios de diagnóstico en toda la red de tuberías de crudo diluyente, dándole prioridad a las tuberías de mayor diámetro.

BIBLIOGRAFÍA

- Arias, F. (1999). ***El proyecto de la investigación***. (3° Edición). Caracas-Venezuela: Editorial Episteme.
- Asme. (1999). ***Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas***. Editorial ASME EE.UU.
- Barberil, E. (2001). ***Pozo ilustrado***. Filial de Petróleos de Venezuela. Caracas-Venezuela.
- Bello, C y Villalba R. (2006). ***Crude oil effect on corrosive potential at Pirital-Santa Barbará oilfield North District in Venezuela***. 61st Annual Conference & exposition, Corrosion NACEExpo 2006. Paper N°06379.
- Cabrera, C. (2008). ***Determinación de las tendencias corrosivas en tuberías de 20 pulg del campo Dación Distrito San Tomé PDVSA***. Tesis de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Puerto La Cruz.
- Cova, C. (2010). ***Evaluación del proceso de corrosión y la eficiencia de un producto químico inhibidor aplicado en la línea de flujo desde la estación Cotoperí III (CTOPIII) hasta el múltiple de producción planta Rusio Viejo Distrito Furrial estado Monagas***. Tesis de Grado. Departamento de Ingeniería Química. Universidad de Oriente, Barcelona.
- Díaz, J. (2006). ***Evaluación del sistema de distribución e inyección de diluyente desde el rebombeo de Miga hacia el campo melones Oeste, PDVSA-Distrito San Tomé***. Tesis de Grado. Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Oriente, Puerto La Cruz.

Intercorr International (2002). **Program for evaluation and determination of corrosion in steel**. PREDICT User's Guide. E.E.U.U.

Mataix, C. (1986). **Mecánica de fluidos y maquinarias hidráulicas**. Ediciones del castillo.

NACE CORROSION ENGINEER'S REFERENCE BOOK (2002). (3era ed). Houston: NACE INTERNATIONAL.

Ordóñez, Y. (2004). **Evaluación del estudio de fallas por corrosión que se generan en la tubería de producción de los pozos JOA del área de JOBO-02, PETROUDO S.A. Estado Monagas**. Tesis de grado. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad de Oriente, Maturín.

Palacios, C. (1995). **Corrosión**. Edición de Gerencia de ingeniería de Petróleo CORPOVEN. Puerto La Cruz Venezuela.

Santos, P. (2009). **Evaluación del sistema de distribución de diluyente de la Unidad de Producción de Extra-Pesado, Distrito San Tomé, Exploración y Producción Faja del Orinoco**. Puerto La Cruz. Tesis de Grado. Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Oriente.

Uhling, H. (2000). **Corrosion Handbook**. (2^{da} Edición). U.S.A.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	DETERMINACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DEGRADACIÓN ASOCIADOS A LA CORROSIÓN INTERNA, DE LAS TUBERÍAS DE CRUDO DILUENTE, DE LAS UNIDADES DE PRODUCCIÓN DE CRUDO PESADO Y EXTRA-PESADO DEL DISTRITO SAN TOMÉ
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
AGUILERA L., ONEIDA F.	CVLAC: 18.585.156 E MAIL: oneidaguilera@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Corrosión simulación Predict crudo diluyente bacterias

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

Se determinaron los mecanismos de degradación por corrosión interna presentes en los sistemas de tuberías de crudo diluyente pertenecientes a las U.P. de Crudo Pesado y Extra-Pesado, seleccionando un campo por unidad de producción, para un total de dos campos siendo estos Melones y Bare, de los cuales se estudiaron un total de cuatro líneas de tuberías (BARED-10 al pozo MFB412, MED-20 al pozo Mel-119, COB-salto AREM2 y del C.A.T.C.STM-COB), llevando a cabo un conjunto de ensayos fisicoquímicos tales como caracterización del fluido en crudo que incluye agua, %CO₂, %H₂S y microscopía electrónica de barrido con espectroscopía de Rayos X (MED-EDX), además de inoculación de bacterias. Con la finalidad de realizar la evaluación hidrodinámica a través del simulador PIPESIM y determinar la velocidad de corrosión haciendo uso del simulador PREDICT. Encontrando velocidades de corrosión que según la norma **NACE RP0775-05**, hay corrosión severa para todos los tramos de tuberías estudiados. Igualmente se diagnosticó la presencia de bacterias sulfato reductoras y de agua en el sistema, se determinó que el mecanismo predominante de corrosión, es por CO₂.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Moncada, Fidelina	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
	CVLAC:	V- 13.366.691			
	E_MAIL	fidelinam@gmail.com			
	E_MAIL				
Ríos, Manuel F.	ROL	CA	AS	TU(X)	JU
	CVLAC:	V- 12.260.456			
	E_MAIL	riosmf@pdvsa.com			
	E_MAIL				
Parra, Frank	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	V- 8.265.531			
	E_MAIL	frankparra@gmail.com			
	E_MAIL				
Salas, Yraima	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
	CVLAC:	V- 8.478.649			
	E_MAIL	yrasal@hotmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	10	31
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Determinación de los mecanismos.doc	Aplicación/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL:Gerencia Ingeniería de mantenimiento San Tomé (OPCIONAL)

TEMPORAL: 7 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente. Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario para su autorización”.

Aguilera F., Oneida F

AUTOR

Moncada, Fidelina
ASESOR

Parra, Frank
JURADO

Salas, Yraima
JURADO

Prof. Salas, Yraima

POR LA SUBCOMISION DE TESIS