

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



**“EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE CORROSIVIDAD INTERNA DE LAS
NUEVAS LOCALIZACIONES DE POZOS PRODUCTORES PREVISTAS
DENTRO DEL PLAN DE EXPLOTACIÓN DE PDVSA GAS ANACO”**

REALIZADO POR:

Esteves González, Rossanny Alcira

**Trabajo de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito
Parcial para Optar al Título de:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

PUERTO LA CRUZ, NOVIEMBRE DE 2011

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



**“EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE CORROSIVIDAD INTERNA DE LAS
NUEVAS LOCALIZACIONES DE POZOS PRODUCTORES PREVISTAS
DENTRO DEL PLAN DE EXPLOTACIÓN DE PDVSA GAS ANACO”**

REALIZADO POR:

Br. Esteves González, Rossanny Alcira
C.I: 17.733.716

REVISADO POR:

Ing. Roberto Salas
Asesor Académico

PUERTO LA CRUZ, NOVIEMBRE DE 2011

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



**“EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE CORROSIVIDAD INTERNA DE LAS
NUEVAS LOCALIZACIONES DE POZOS PRODUCTORES PREVISTAS
DENTRO DEL PLAN DE EXPLOTACIÓN DE PDVSA GAS ANACO”**

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

Ing. Roberto Salas
Asesor Académico

Ing. Félix Acosta
Jurado Principal

Ing. Carmen Velásquez
Jurado Principal

PUERTO LA CRUZ, NOVIEMBRE DE 2011



RESOLUCIÓN

**DE ACUERDO AL ARTÍCULO 41 DEL REGLAMENTO
DE TRABAJOS DE GRADO:**

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



DEDICATORIA

A Dios, La Virgen Del Valle y a Lino Valles

Por haberme dado la sabiduría y el entendimiento para poder llegar al final de mi carrera, por proveerme de todo lo necesario para salir adelante y por todo lo que me han dado.

A mi madre Fanny De Esteves (Mita)

Que sin esperar nada a cambio, me lleno de consejos, valores y principios que hicieron posible que este triunfo se hiciera realidad, esto es para ti mita.

A mi padre Modesto Esteves (Pito)

Por ser ejemplo de fortaleza, trabajo y dedicación, que me ha infundado siempre, para salir adelante y por su amor.

A mi amigo, novio, esposo Azahel Castillo (Mi Casti)

Que con su comprensión, paciencia y amor supo apoyarme en todo lo que me proponía, por ser parte fundamental de este logro, sin ti nada hubiese sido igual. TE AMO mi negrito precioso.

A mi abuela querida Felicia Quijada De Villarroel (Licha)

Que desde el Cielo me ha estado guiando y bendiciendo a lo largo de mi vida, siempre te tengo presente abuela. Te quiero mucho.

A mi abuelo (Modesto González) y mi abuela (Rita Guzmán De González).

Por sus consejos, apoyo y cariño brindado en todo el recorrido de mi vida, sin ustedes esto no hubiese sido posible. Los quiero.

A mis hermanos (Rolando, Ronald, Rosermis y Rafael)

Porque a pesar de nuestras diferencias siempre he contado con ellos, gracias por el apoyo y amistad.

A mis sobrinos adorados (Ronaldo, Rosnaldys, Rolando y Estefanía)

Que con sus travesuras y cariño brindado han sabido darme alegría, en los momentos más difíciles, los amo.

Esto es para ustedes...!



AGRADECIMIENTOS

Primeramente a **DIOS** por ser nuestro creador, amparo y fortaleza, cuando más lo necesitamos, y por hacer palpable su amor a través de cada una de los hechos que se hicieron posibles, gracias a ti mi señor. A **La Virgen del Valle**, por cubrirme con su manto protector y librarme de todo mal, A mi viejo **Lino de las Mercedes Valles** por ayudarme en toda mi carrera profesional y secundaria.

Gracias a esos seres que me dieron la vida, es que estoy aquí, por eso **Madre y Padre** este logro es suyo, agradezco todos los consejos que me dan, han sido pilares fundamentales en este camino tan largo y lleno de tropiezos que he recorrido. Mil gracias por el apoyo incondicional que me brindaron por todos los sacrificios que hicieron a lo largo de mi carrera, así como su comprensión y paciencia en momentos difíciles que tuvimos.

Azahel Castillo mi adorado y amado esposo, gracias por la paciencia que me tuviste en toda mi carrera, por el apoyo incondicional, por tu amor, gracias por escucharme y por tus consejos (eso es algo que lo haces muy bien). Gracias por ser parte de mi vida; eres lo mejor que me ha pasado. Nos graduamos juntos papito este triunfo también es tuyo.

Gracias a todos **mis familiares** en especial a mis hermanos, abuelos, tíos, sobrinos, suegros y cuñadas, que directamente me impulsaron para llegar hasta este lugar, a todos mis familiares que me resulta muy difícil poder nombrarlos en tan poco espacio, sin embargo ustedes saben quiénes son.

A mis Profesores, Gracias por su tiempo, por su apoyo así como por la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional, en especial: al Ing. Jhonles Morales por haber guiado el desarrollo de este trabajo y llegar a la culminación del mismo, al Prof. Félix Acosta por su tiempo compartido y por impulsar el desarrollo de mi formación profesional, así como a la Prof. Carmen Velásquez y La Prof. Aura Vilela.



A los ingenieros, Rinoska González por su apoyo ofrecido en los momentos difíciles en este trabajo, Ing. Rohammed Castillo, por su apoyo y enseñanza ofrecida en su momento, al igual que el Ing. Simón Rodríguez e Ing. Jessica Hennig. Gracias!

Mis amigos, gracias al equipo que formamos logramos llegar hasta el final del camino y que hasta el momento, seguimos siendo amigos: Marioxi Madrid, Aryennys Yegres, Marice Navarro, Wladimir Vásquez, Grearieliz Montaner, Edixon Romero, Adriana Sánchez, María José Matute, Lirida Carvajal. Muchas gracias, por ser parte de este triunfo.

No podían faltar los agradecimientos a las secretarias del Departamento de Ing. Petróleo de la Universidad de Oriente (Núcleo Anzoátegui), *Sra. Haydee y Sra. María*, gracias por su apoyo y eficiencia en la resolución de los problemas académicos que se me presentaron a lo largo de la carrera.

Mil gracias a la *Universidad de Oriente (Núcleo Anzoátegui)*, a la que le debo mi formación profesional.



RESUMEN

Uno de los problemas más grave, en la industria de los hidrocarburos, es la corrosión de las tuberías, tanto interna como externa; generada principalmente por dos agentes como lo son el dióxido de carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrogeno (H_2S), en presencia de agua y adicionales lo son: temperatura, presión y sedimentos; puesto que está asociado generalmente a daños y deterioro de las mismas; afectando la seguridad humana y ambiental e incidiendo perjudicialmente en la economía. El Área Mayor de Anaco y el Área Mayor Oficina no escapan de este flagelo. Es por ello, que se realizó este estudio, donde se evalúa la potencialidad corrosiva interna de las nuevas localizaciones de pozos productores previstas dentro del plan de explotación de PDVSA Gas Anaco.

Principalmente, se investigó sobre el histórico de fallas en tuberías de producción en una población por campos, atribuidos a mecanismos de corrosión interna, de los cuales era una población de 69 pozos que presentaban fallas, 48 fallaron por corrosión y el resto por diferentes tipos de mecanismos, y se fueron desglosando de acuerdo al área, campo y arena, de los cuales quedaron 11 pozos del Área Mayor Oficina (AMO), del campo Mata R, a los cuales se les realizó análisis nodal en el simulador PIPESIM, del cual se obtuvo perfiles de presión, temperatura y velocidades superficiales de flujo, para luego calcularle la velocidad de corrosión a cada uno de estos pozos, cabe destacar que solo se le realizó este estudio a 4 pozos, debido a que el resto no poseían la información requerida. También se le realizaron envolventes a estos pozos para así saber en qué lugar de la tubería, se presenta la condensación del gas presente en estos pozos, para así solventar que ocurra la corrosión.

Se realizaron estimaciones de la potencialidad corrosiva de acuerdo a correlaciones y criterios existentes, requiriendo para ello datos de la composición fisicoquímica de los fluidos, simulación hidráulica a lo largo de la tubería de producción y diseño mecánico de la sarta de producción (diámetro de tubería y espesores).



El análisis del potencial corrosivo interno de la tubería de producción del Campo Zapatos (Arena R3 y S3S) y del Campo Aguasay (Arena R2U, M y TU), determinó que las velocidades de corrosión por CO₂ del acero al carbono para diferentes diámetros de reductores de 3/8", 1/2" y 3/4" sugieren la instalación de tubería de aceros especiales.

Se estableció una jerarquización por campo y yacimientos productores a partir de las velocidades de corrosión estimadas anteriormente. Quedando como la arena más crítica del campo Zapato, la arena S3S/YAC: ZM-304 la cual arrojó el mayor valor de velocidad de corrosión.

De acuerdo a la jerarquización obtenida anteriormente, se establecieron estrategias para el control de corrosión interna. De acuerdo a la profundidad en la cual se presentó la mayor problemática, siendo esta a profundidades entre los 0-6.000 pies, tomando en cuenta estos parámetros se elaboraron diseños para el control de corrosión interna, los cuales fueron el uso de tubería de 13 % cromo, tubería de 3 % cromo, revestimientos e inyección continua de inhibidores de corrosión.. En tal sentido se recomienda recompletar el pozo con tubería de 2-7/8" con acero inoxidable 13% cromo desde la superficie hasta 6.000 pies como mínimo de longitud.

Por lo tanto a estos diseños se les realizó, una debida estimación de los costos por concepto de procura, instalación y mantenimiento de estas opciones para el control de corrosión interna, para así saber cuál de estas estrategias es más factible desde el punto de vista económico.

Dada las cantidades mínimas de H₂S presentes en el pozo, no se prevé problemas de corrosión por H₂S durante el proceso de producción.



CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN	VIII
CONTENIDO	X
ÍNDICE DE FIGURAS	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
ÍNDICE DE GRÁFICAS	XXII
CAPÍTULO I	25
INTRODUCCIÓN	25
1.1 Planteamiento del problema.....	26
1.2 Objetivos	28
1.2.1 Objetivo General	28
1.2.2 Objetivos Específicos.....	28
CAPÍTULO II	29
DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO	29
2.1 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	29
2.2 Ubicación geográfica y características geológicas del Distrito Anaco	31
2.3 Área Mayor Oficina (AMO)	32
2.4 Área Mayor de Anaco (AMA)	34
CAPÍTULO III	37
MARCO TEÓRICO	37
3.1 Antecedentes	37
3.2 Corrosión.....	38
3.2.1 Definición de la Corrosión.....	38



3.2.2 Elementos de la Corrosión	39
3.3 Factores que influyen en la corrosión	40
3.3.1 Agentes oxidantes	40
3.3.2 Temperatura	41
3.3.3 Velocidad	41
3.3.4 pH de la solución.....	41
3.3.5 Películas	42
3.3.6 Cloruros.....	42
3.3.7 Sólidos disueltos	43
3.3.8 Gases disueltos.....	44
3.4 Clasificación de la corrosión.....	44
3.4.1 Corrosión general o uniforme	44
3.4.2 Corrosión localizada inducida por el flujo	45
3.4.3 Corrosión por dióxido de carbono (CO ₂) o corrosión dulce	47
3.4.4 Corrosión por Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S) o corrosión ácida.....	47
3.5 Principios químicos de los procesos de corrosión.....	48
3.5.1 Agua	48
3.5.2 Corrosión química.....	49
3.6 Tipos de corrosión en pozos petroleros.....	49
3.6.1. Corrosión por CO ₂	49
3.6.2 Corrosión por H ₂ S o corrosión ácida	52
3.6.3 Corrosión por efecto combinado de dióxido de carbono (CO ₂) y sulfuro de hidrogeno (H ₂ S)	53
3.6.4 Corrosión por oxígeno	54



3.6.5 Corrosión por bacterias	55
3.6.6 Corrosión por fatiga	56
3.7 Detección y medida de la corrosión	56
3.7.1 Identificación de fuentes potenciales de corrosión	57
3.7.2 Medida de la velocidad de corrosión	57
3.7.3 Pruebas químicas para la velocidad de corrosión	58
3.7.4 Análisis químicos	59
3.8 Control de la corrosión	59
3.8.1 Alteración del ambiente	60
3.8.2 Selección De Materiales	60
3.8.3. Tratamiento Químico	61
3.9 Inhibidores de la corrosión	62
3.9.1 Factores que afectan la eficiencia de los inhibidores	62
3.9.2 Factores que contribuyen a la efectividad del inhibidor	63
3.9.3 Tipos de inhibidores de corrosión	64
3.10 Revestimientos industriales	66
3.11 Aceros	67
3.11.1 Definición y Características	67
3.11.2 Elementos de Aleación	67
3.11.3 Aceros con bajo contenido de cromo y de baja aleación empleados en ambientes con CO ₂	68
3.12 Modelo de DeWaard & Milliams	70
3.13 Condiciones hidrodinámicas del fluido	75
3.13.1 Principios de flujo bifásico	75



3.14 Diagramas presión-temperatura de mezclas de hidrocarburos.....	77
CAPÍTULO IV	79
MARCO METODOLÓGICO.....	79
4.1 Investigación del histórico de fallas en tuberías de producción por campos, que son atribuidos a mecanismos de corrosión interna.....	79
4.1.1 Selección de los pozos atribuidos a tubería rota, en las áreas en estudio, AMA ESTE, AMA OESTE y AMO.....	80
4.1.2 Análisis nodal realizado a los pozos seleccionados usando el simulador PIPESIM. Pozos: MVR-65, MVR-88, MVR-92 y MVR-96.....	81
4.1.3 Estimación de las velocidades de corrosión mediante el modelo de DeWaard y Milliams.....	81
4.1.4 Realización de envolventes de los pozos MVR-88, MVR-92, MVR-96 mediante el Simulador PIPESIM 2008	81
4.2 Estimar la potencialidad corrosiva interna en las tuberías de producción de las localizaciones previstas considerando criterios existentes.....	82
4.2.1 Análisis nodal de la localización campo: Zapatos, arenas: R3/ZG-317 y S3S/ZG-304, y del campo: Aguasay, arenas: R2U, M/AG-402 y TU/AG-602, usando el simulador PIPESIM.	82
4.2.2 Identificación del agente corrosivo predominante en las tuberías de producción.....	83
4.2.3 Estimación de las velocidades de corrosión mediante el modelo de DeWaard & Milliams.....	83
4.3 Jerarquizar las nuevas localizaciones de pozos productores de acuerdo a la potencialidad corrosiva interna	83
4.3.1 Estimación de la vida útil de la tubería de producción	84
4.4 Establecer los diseños mecánicos considerando estrategias para el control de corrosión interna.....	84



4.5 Estimar costos asociados a la inversión inicial en función a las opciones disponibles para el control de corrosión interna	84
4.6 Muestra de cálculos.....	85
4.6.1 Cálculo de las Presiones Parciales de CO ₂ y H ₂ S y criterio de Kane	85
4.6.2 Cálculo de las velocidades de corrosión	86
4.6.3 Cálculo de la vida útil de la tubería.....	90
CAPÍTULO V.....	91
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	91
5.1 Investigación del histórico de fallas en tuberías de producción por campos, que son atribuidos a mecanismos de corrosión interna.....	91
5.1.1 Selección de los pozos atribuidos a tubería rota, en las áreas en estudio, AMA ESTE, AMA OESTE y AMO.....	91
5.1.2 Estimación de las velocidades de corrosión mediante el modelo de DeWaard & Milliams Pozos MVR-65, MVR-88, MVR-92 y MVR-96.....	95
5.1.3 Realización de envolventes de los pozos MVR-88, MVR-92 y MVR-96 por medio del Simulador PIPESIM 2008.....	101
5.2 Estimar la potencialidad corrosiva interna en las tuberías de producción de las localizaciones previstas considerando criterios existentes.....	107
5.2.1 Identificación del agente corrosivo predominante en las tuberías de producción.....	107
5.2.2 Estimación de las velocidades de corrosión mediante el modelo de DeWaard & Milliams.....	108
5.3 Jerarquizar las nuevas localizaciones de pozos productores de acuerdo a la potencialidad corrosiva interna	113
5.4 Establecer los diseños mecánicos considerando estrategias para el control de corrosión interna.....	116



5.5 Estimar costos asociados a la inversión inicial en función a las opciones disponibles para el control de corrosión interna	128
CAPÍTULO VI	130
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	130
CONCLUSIONES	130
RECOMENDACIONES	131
BIBLIOGRAFÍA	132
APÉNDICES	¡Error! Marcador no definido.



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Cuencas Petrolíferas de Venezuela.	30
Figura 2.2 Ubicación geográfica de PDVSA producción Gas Anaco.	32
Figura 2.3 Sección geológica Norte – Sur de la provincia oriental.	32
Figura 3.1 Área anódica y catódica en un mismo metal.	40
Figura 3.2 Influencia de los sólidos disueltos en la tasa de corrosión.	43
Figura 3.3 Corrosión localizada por CO₂.	52
Figura 3.4 Capa de pasivación completa y continua debido a una alta velocidad de disolución de FE⁺ a FE⁺².	52
Figura 3.5 Esquema general de la acción de un inhibidor de corrosión.	62
Figura 3.9 Diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos.	77
Figura 5.1 Diagrama actual del pozo con mayor criticidad. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.	118
Figura 5.2 Diagrama propuesto del pozo con mayor criticidad. Tubería de acero inoxidable 13% Cromo. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.	120
Figura 5.3 Diagrama propuesto del pozo con mayor criticidad. Tubería de acero inoxidable 3% Cromo. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.	122
Figura 5.4 Diagrama propuesto del pozo con mayor criticidad. Inyección continua de inhibidores. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.	124
Figura 5.5 Diagrama propuesto del pozo con mayor criticidad. Aplicación de revestimiento interno (Sp 8888 Epoxi Novolac 100% sólido. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.	126
Figura B.1 Análisis cromatográfico, Pozo MVR-88..	¡Error! Marcador no definido.
Figura B.2 Análisis cromatográfico, Pozo MVR-92..	¡Error! Marcador no definido.
Figura B.3 Análisis cromatográfico, Pozo MVR-96..	¡Error! Marcador no definido.
Figura E.1 Inhibidores de corrosión.	¡Error! Marcador no definido.
Figura E.2 Inhibidores de corrosión.	¡Error! Marcador no definido.
Figura E.3 Inhibidores de corrosión (Continuación). ¡Error! Marcador no definido.	¡Error! Marcador no definido.
Figura E.4 Inhibidores de corrosión.	¡Error! Marcador no definido.



Figura E.5 Inhibidores de corrosión (Continuación). ¡Error! Marcador no definido.

Figura E.6 Inhibidores de corrosión (Continuación). ¡Error! Marcador no definido.

Figura E.7 Inhibidores de corrosión (Continuación). ¡Error! Marcador no definido.



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1 Resumen del análisis nodal utilizado en la simulación hidráulica, pozos: MVR-65, MVR-88, MVR-92 y MVR-96.	81
Tabla 4.2 Resumen del análisis nodal utilizado en la simulación hidráulica de las nuevas localizaciones de pozos productores.	82
Tabla 5.1 Características de los pozos MVR-65, MVR-88, MVR-92 y MVR-96.	100
Tabla 5.2 Perfil presión-temperatura para cada uno de los reductores. Pozo MVR-88.	102
Tabla 5.3 Perfil presión-temperatura para cada uno de los reductores. Pozo MVR-92.	104
Tabla 5.4 Perfil presión-temperatura para cada uno de los reductores. Pozo MVR-96.	106
Tabla 5.5 Jerarquización de las arenas con mayor potencial corrosivo de acuerdo a la vida útil de tubería, Campo Zapatos.	115
Tabla 5.6 Jerarquización de las arenas con mayor potencial corrosivo de acuerdo a la vida útil de tubería, Campo Aguasay.	115
Tabla A.1 Distribución de pozos por área con su respectivo status.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla A.2 Afectación de los pozos según el área a la cual pertenecen.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla A.3 Total de fallas por tubería rota de acuerdo al año de chequeo mecánico.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla A.4 Cantidad de pozos que presentan fallas que no son tubería rota. ¡Error!	¡Error! Marcador no definido.
Tabla A.5 Total de fallas por campo y arenas.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla B.1 Perfil de presión, temperaturas y velocidades superficiales de flujo, Pozo MVR-65. ARENA L2U,M	¡Error! Marcador no definido.



Tabla B.2 Perfil de presión, temperaturas y velocidades superficiales de flujo, Pozo MVR-88 ARENA L1U..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla B.3 Perfil de presión, temperaturas y velocidades superficiales de flujo, Pozo MVR-92 ARENA M1..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla B.4 Perfil de presión, temperaturas y velocidades superficiales de flujo, Pozo MVR-96 ARENA L2L..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla B.5 Velocidades de corrosión para cada reductor con su respectiva profundidad, Pozo MVR-65..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla B.6 Velocidades de corrosión para cada reductor con su respectiva profundidad, Pozo MVR-88..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla B.7 Velocidades de corrosión para cada reductor con su respectiva profundidad, Pozo MVR-92..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla B.8 Velocidades de corrosión para cada reductor con su respectiva profundidad, Pozo MVR-96..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla C.1 Perfil de presión, temperatura y velocidades superficiales de flujo, Campo Zapatos, Arena: R3, YAC: ZG-317 ¡Error! Marcador no definido.

Tabla C.2 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 3/8". Campo Zapatos, Arena: R3, YAC: ZG-317. Criterio de Kane..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla C.3 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 1/2". Campo Zapatos, Arena: R3, YAC: ZG-317. Criterio de Kane..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla C.4 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 3/4". Campo Zapatos, Arena: R3, YAC: ZG-317. Criterio de Kane..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla C.5 Perfil de presión, temperatura y velocidades superficiales de flujo, Campo Zapatos, Arena: S3S, YAC: ZG-304..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla C.6 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 3/8". Campo Zapatos, Arena: S3S, YAC: ZG-304. Criterio de Kane. ¡Error! Marcador no definido.

Tabla C.7 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 1/2". Campo Zapatos, Arena: S3S, YAC: ZG-304. Criterio de Kane. ¡Error! Marcador no definido.

Tabla C.8 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 3/4". Campo Zapatos, Arena: S3S, YAC: ZG-304. Criterio de Kane. ¡Error! Marcador no definido.



- Tabla C.9 Perfil de presión, temperatura y velocidades superficiales de flujo, Campo Aguasay, Arenas: R2U, M/YAC: AG-402....** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla C.10 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 3/8". Campo Aguasay, Arena: R2U, M/YAC: AG-402. Criterio de Kane.....** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla C.11 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 1/2". Campo Aguasay, Arena: R2U, M/YAC: AG-402. Criterio de Kane.....** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla C.12 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 3/4". Campo Aguasay, Arena: R2U, M/YAC: AG-402. Criterio de Kane.....** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla C.13 Perfil de presión, temperatura y velocidades superficiales de flujo, Campo Aguasay, Arena: TU/YAC: AG-602.....** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla C.14 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 3/8". Campo Aguasay, Arena: TU/YAC: AG-602. Criterio de Kane.....** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla C.15 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 1/2". Campo Aguasay, Arena: TU/YAC: AG-602. Criterio de Kane.....** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla C.16 Presiones parciales de CO₂ y H₂S, reductor 3/4". Campo Aguasay, Arena: TU/YAC: AG-602. Criterio de Kane.....** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla D.1 Velocidades de corrosión para cada reductor con su respectiva profundidad, Campo Zapatos Arena: R3/YAC: ZG-317** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla D.2 Vida útil de la tubería Campo Zapatos Arena: R3/YAC: ZG-317** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla D.3 Velocidades de corrosión para cada reductor con su respectiva profundidad, Campo Zapatos Arena: S3S/YAC: ZG-304** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla D.4 Vida útil de la tubería Campo Zapatos Arena: S3S/YAC: ZG-304** ¡Error! Marcador no definido.
- Tabla D.5 Velocidades de corrosión para cada reductor con su respectiva profundidad, Campo Aguasay, Arena: R2U, M/YAC: AG-402** ¡Error! Marcador no definido.



Tabla D.6 Vida útil de la tubería Campo Aguasay, Arena: R2U, M/YAC: AG-402..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla D.7 Velocidades de corrosión para cada reductor con su respectiva profundidad, Campo Aguasay, Arena: TU/YAC: AG-602.¡Error! Marcador no definido.

Tabla D.8 Vida útil de la tubería Campo Aguasay, Arena: TU/YAC: AG-602. ¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.1 Análisis técnico económico de la completación actual del pozo Arena S3S/YAC: ZG-304 del campo zapatos. Tubería convencional acero al carbono. ¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.2 Análisis técnico económico de la completación propuesta del pozo Arena S3S/YAC: ZG-304 del campo zapatos. Tubería de acero inoxidable 13% Cromo..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.3 Análisis técnico económico de la completación propuesta del pozo Arena S3S/YAC: ZG-304 del campo zapatos. Tubería de acero inoxidable 3% Cromo..... ¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.4 Análisis técnico económico de la completación propuesta del pozo Arena S3S/YAC: ZG-304 del campo zapatos. Tubería de acero al carbono con inyección continua de inhibidores (Inhibidor fílmico).¡Error! Marcador no definido.

Tabla F.5 Análisis técnico económico de la completación propuesta del pozo Arena S3S/YAC: ZG-304 del campo zapatos. Tubería de acero al carbono con revestimiento interno (Sp 8888 Epoxi Novolac 100% sólido).¡Error! Marcador no definido.



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 5.1 Fallas totales en tuberías de producción por años.	92
Gráfica 5.2 Fallas en tuberías de producción por área en función del tiempo...	93
Gráfica 5.3 Distribución porcentual de fallas por profundidad.	94
Gráfica 5.4 Fallas en tuberías de producción periodo (1999-2010).....	94
Gráfica 5.5 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Pozo MVR-65.	96
Gráfica 5.6 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Pozo MVR-88.	97
Gráfica 5.7 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Pozo MVR-92.	98
Gráfica 5.8 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Pozo MVR-96.	99
Gráfica 5.9 Envoltente, Pozo MVR-88.	103
Gráfica 5.10 Envoltente, Pozo MVR-92.	105
Gráfica 5.11 Envoltente, Pozo MVR-96.	107



Gráfica 5.12 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Zapatos, Arena R3/YAC: ZG-317. 109

Gráfica 5.13 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Zapatos, Arena S3S/YAC: ZG-304. 110

Gráfica 5.14 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Aguasay, Arena R2U, M/YAC: AG-402. 111

Gráfica 5.15 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Aguasay, Arena TU/YAC: AG-602. 112

Gráfica 5.16 Porcentaje de CO₂ para cada una de las nuevas localizaciones de pozos productores. 114

Gráfica 5.17 Análisis técnico económico de todas las estrategias para el control de corrosión interna (actual). 129

Gráfica 5.18 Análisis técnico económico de todas las estrategias para el control de corrosión interna (Proyectado en 20 años). 129

Gráfica A.1 Número de total de fallas AMA ESTE, por años a los cuales corresponde el chequeo mecánico. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica A.2 Número de total de fallas AMA OESTE, por años a los cuales corresponde el chequeo mecánico. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica A.3 Número de total de fallas AMO, por años a los cuales corresponde el chequeo mecánico. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica A.4 Distribución porcentual de fallas por arenas Campo SANTA ROSA. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica A.5 Distribución porcentual de fallas por arenas Campo SAN JOAQUÍN. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica A.6 Distribución porcentual de fallas por arenas Campo SANTA ANA. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica A.7 Distribución porcentual de fallas por arenas Campo MATA-R. ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica A.8 Distribución porcentual de fallas por arenas Campo ZAPATOS. ¡Error! Marcador no definido.



Gráfica A.9 Distribución porcentual de fallas por arenas Campo LA CEIBITA.

..... ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica A.10 Distribución porcentual de fallas por arenas Campo SOTO. ¡Error!

Marcador no definido.

Gráfica A.11 Distribución porcentual de fallas por arenas Campo EL ROBLE.

..... ¡Error! Marcador no definido.

Gráfica C.1 Presiones parciales de CO₂ por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Zapatos, Arena R3/YAC: ZG-317.¡Error! Marcador no definido.

Gráfica C.2 Presiones parciales de CO₂ por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Zapatos, Arena S3S/YAC: ZG-304.¡Error! Marcador no definido.

Gráfica C.3 Presiones parciales de CO₂ por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Aguasay, Arena R2U, M/YAC: AG-402.¡Error! Marcador no definido.

Gráfica C.4 Presiones parciales de CO₂ por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Aguasay, Arena TU, M/YAC: AG-602.¡Error! Marcador no definido.



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El gas ha pasado a ocupar un importante espacio en el escenario energético mundial, con un crecimiento continuo de la demanda. Venezuela está considerada como una de las naciones más importantes como potencial suplidor de energía gasífera por sus cuantiosas reservas de gas, su ventajosa posición geográfica e importancia geopolítica, constituyendo una de las cinco grandes áreas de atracción gasífera del mundo además de: Rusia, Medio Oriente, Norte de África, Norteamérica, conjuntamente con Trinidad y Bolivia. En Suramérica. Petróleos de Venezuela S. A. Gas (PDVSA GAS), empresa filial de Petróleos de Venezuela S. A., integrada a la División de Manufactura y Mercadeo es la responsable de impulsar el negocio del gas natural en el país, para lo cual desarrolla las actividades de procesamiento, producción, transporte, y distribución del mismo con otras empresas, para su colocación y venta. Entre sus distritos operacionales se encuentra el Distrito Anaco, conocido como el área operacional por excelencia en cuanto a actividades de exploración, perforación, explotación, producción y transporte de gas, debido a que el 70% de la producción total de gas necesario para abastecer el sector industrial es producido en dicha región; por tal razón fue elevado a centro gasífero del país.

Debido a la explotación continua, las características físicoquímica del gas que se extrae, se han visualizado cambios de la calidad del gas producido, así como también incrementos en la formación y arrastre de líquidos. Estos cambios comprenden incrementos de sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y agua (H_2O) en las corrientes, lo que produce un impacto en el sistema de recolección de los campos e incide directamente en la integridad de las tuberías y equipos.



Por ello, que el objetivo principal de este estudio es la evaluación de la potencialidad corrosiva interna de las nuevas localizaciones de pozos productores previstas dentro del plan de explotación de PDVSA Gas Anaco; para lo cual se investigó el histórico de fallas en tuberías de producción por campos que eran atribuidos a mecanismos de corrosión interna, a fin de determinar la problemática existente, luego se estimó la potencialidad corrosiva interna en las tuberías de producción de las localizaciones previstas considerando criterios existentes, para luego jerarquizar estas localizaciones de pozos productores de acuerdo a la potencialidad corrosiva interna que presentaron, se establecieron diseños mecánicos considerando estrategias para el control de corrosión interna, tales como inyección de inhibidores de corrosión, tubería de 13% cromos y de menores aleaciones (3% cromos) y revestimientos, por último se estimaron costos asociados a la inversión inicial en función de las opciones disponibles para el control de corrosión interna de la zona de estudio.

1.1 Planteamiento del problema

PDVSA, es la corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que se encarga de la exploración, perforación, explotación producción, manufactura, transporte y mercadeo de hidrocarburos líquidos y gaseosos, de manera eficiente, rentable, segura, transparente y comprometida con la protección ambiental.

Por resolución de la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela S. A., en el año 1999 se acordó la reestructuración de PDVSA, con la inclusión de PDVSA Gas como Filial para la extracción, producción, manejo y comercialización del gas y sus líquidos. A partir de allí, el anteriormente llamado Distrito Anaco pasa a ser PDVSA Gas Anaco cambiando su filosofía de operación de productor de crudo a gas.

Por su parte PDVSA Gas Anaco, es considerado como “El corazón gasífero de Venezuela” en el ámbito nacional, se encuentra ubicado en la parte central del estado Anzoátegui abarcando parte del estado Monagas y Guárico, con un área aproximada de 13.400 Km², conformado por dos extensas áreas de explotación, la



primera denominada Área Mayor Anaco ubicada en la parte Norte de la zona central del estado Anzoátegui con un área de 3.160 Km² y Área Mayor Oficina ubicada en la parte Sur con un área de 10.240 Km².

Debido a las características fisicoquímicas del gas que se extrae, con altas concentraciones de agentes corrosivos en presencia de agua, tales con el dióxido de carbono (CO₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), cloruros (Cl), las instalaciones construidas en su mayoría por aceros al carbono son susceptibles a los fenómenos de corrosión.

La corrosión es la destrucción de un material por interacción química, electroquímica o metalúrgica entre el medio y el material. Generalmente, es lenta pero de carácter persistente. Su principal causa es la inestabilidad de los metales en sus formas refinadas; los mismos tienden a volver a sus estados originales (estado termodinámico estable) a través de los procesos de corrosión. ^[3]

Los pozos productores de PDVSA Producción Gas Anaco no están exentos de estos fenómenos desde el fondo hasta la superficie. Es por ello que para efecto de este trabajo de investigación se va a visualizar los pozos productores planificados dentro del plan de explotación del Área Mayor Oficina previsto a ejecutarse en el año 2011, para estimar su potencialidad corrosiva y con ello establecer los diseños mecánicos de la sarta de producción, para su control.

La importancia de este trabajo radica en contar con una proyección de la inversión requerida para el control de corrosión en las tuberías de producción de los pozos previstos a incorporar en el año 2011, así como también, incorporar diseño mecánico que minimice el efecto de degradación interna en el periodo de vida útil previsto en 20 años.



1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Evaluar el índice de corrosividad interna de las nuevas localizaciones de pozos productores previstas dentro del plan de explotación de PDVSA Gas Anaco en el año 2011.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Investigar histórico de fallas en tuberías de producción por campos que sean atribuidos a mecanismos de corrosión interna.
2. Estimar la potencialidad corrosiva interna en las tuberías de producción de las localizaciones previstas considerando criterios existentes.
3. Jerarquizar las nuevas localizaciones de pozos productores de acuerdo a la potencialidad corrosiva interna.
4. Establecer los diseños mecánicos considerando estrategias para el control de corrosión interna.
5. Estimar costos asociados a la inversión inicial en función de las opciones disponibles para el control de corrosión interna.



CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.1 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión topográfica y estructural ubicada en la región centro-este del país, con una longitud de 800 Km de extensión, aproximadamente en dirección Oeste-Este y 200 Km de ancho de Norte a Sur, a través de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltana y Sur de Trinidad. Está limitada al Norte por el Cinturón Móvil de la Serranía del Interior Central y Oriental; al Sur por el Río Orinoco, desde la desembocadura del Río Arauca hacia el Este hasta Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Este de la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del Orinoco, y al Oeste, limita con el levantamiento de El Baúl y su conexión con el Cratón de Guayana, que sigue aproximadamente el curso





de los ríos Portuguesa y Pao, como se observa en la Figura 2.1. ^[1,2]

Figura 2.1 Cuencas Petrolíferas de Venezuela.

Topográficamente se caracteriza por extensas llanuras y un área de mesas que comprende los Estados Anzoátegui y Monagas. Su superficie abarca 164.000 Km² y 20.000 pies de sedimentos paleozoicos, cretácicos y terciarios entre cadenas montañosas situadas al Norte del Escudo de Guayana como límite Sur. La cuenca actual es asimétrica, con el flanco sur inclinado ligeramente hacia el Norte, y un flanco Norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el Norte. Toda la cuenca se inclina hacia el Este, de manera que su parte más profunda se encuentra al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos. Basándose en sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas se subdivide en tres subcuencas, a saber: subcuenca de Guárico, subcuenca de Maturín y subcuenca de Paria.

Es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela en cuanto a reservas petrolíferas, precedida por la Cuenca del Lago de Maracaibo. Si se añaden a estos recursos las reservas estimadas para su parte meridional o Faja Petrolífera del Orinoco, pasaría a ser la cuenca de mayores recursos petrolíferos de América del Sur. Mide aproximadamente 200 km. de ancho en sentido Norte-Sur y unos 800 km. de longitud en sentido Este-Oeste. La columna de la Cuenca Oriental de Venezuela es el resultado de extensos ciclos de transgresiones y regresiones que ocurrieron a partir del Cretáceo Inferior. Estos ciclos fueron interrumpidos por los eventos tectónicos ocurridos durante el Mioceno Medio que originaron una secuencia, Cretáceo-Terciario Inferior altamente deformada, sobre las cuales se depositaron, después de un largo proceso de erosión, las unidades post-orogénicas en un período de mayor estabilidad tectónica.

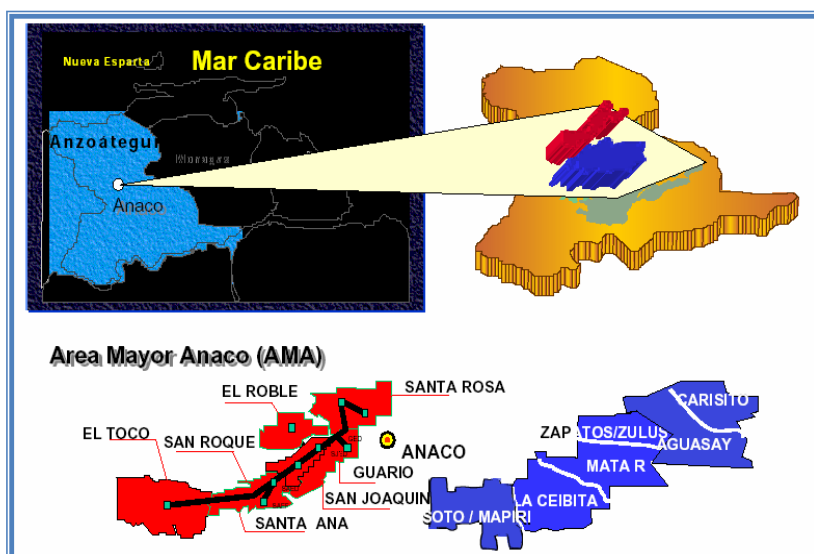


El proceso evolutivo sedimentario de la Cuenca Oriental de Venezuela se sitúa desde el Devono- Carbonífero (González de Juana et, 1980), hace unos 350 millones de años. Durante este período se reconocen tres períodos sedimentarios separados: el primero corresponde al Paleozoico medio- tardío y tardío, el segundo comienza en el Cretácico medio y se hace regresivo durante el Terciario temprano, y el tercero, se desarrolló durante el Terciario tardío y fue definitivo para la configuración de la cuenca petrolífera en su estado actual. Ellos tienen lugar entre períodos principales de orogénesis y después de largos de erosión, cuando las aguas transgredieron sobre tierras previamente pleniplanadas.

2.2 Ubicación geográfica y características geológicas del Distrito Anaco

Ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín; en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte del Estado Monagas y Guárico, desde el corrimiento frontal de la Serranía del Interior en el Norte hasta el corrimiento de Anaco en el Sur; termina al Este en el sistema de fallas de Uríca, y su final occidental se coloca 30 Km al Oeste del límite entre los estados Anzoátegui y Guárico. Posee un área aproximada de 13.400 km². Es un distrito importante, ya que cuenta con yacimientos de hidrocarburos medianos, livianos y gas condensado, así como también de gas natural. Predominan los yacimientos de gas condensado asociado con petróleo liviano y existe un buen número de yacimientos de gas seco; siendo un área productora de grandes volúmenes de gas.^[1]

Se encuentra conformado por dos extensas áreas de explotación: la unidad de producción Área Mayor Anaco (A.M.A) y la unidad de producción Área Mayor





Oficina (A.M.O), Como se muestra en la figura 2.2.

Figura 2.2 Ubicación geográfica de PDVSA producción Gas Anaco.

La configuración estructural-estratigráfica de la subcuenca de Maturín da como resultado dos tipos de provincias tectónicas: una compresiva al Norte, delimitada por el corrimiento de Anaco, en donde están alineados una serie de domos que conforman los campos principales del Área Mayor de Anaco y una provincia extensiva al Sureste del corrimiento, en donde se ubican los campos del Área Mayor de Oficina, como se evidencia en la Figura 2.3. [1]

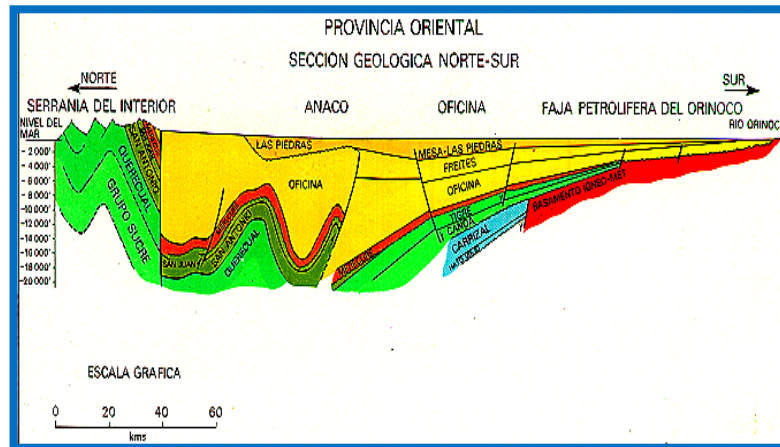


Figura 2.3 Sección geológica Norte – Sur de la provincia oriental.

2.3 Área Mayor Oficina (AMO)

Es una unidad de explotación de crudos medianos y livianos, conformada por los campos Zapatos, Mata R, Soto-Mapiri, La Ceibita, Aguasay y Carisito, como se observa en la Figura 2.4. Ubicada en la parte Sur de la zona central del estado Anzoátegui, en la Cuenca Oriental de Venezuela, Subcuenca de Maturín, con un área de 10.240 km².

La estructura del Área Mayor de Oficina se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves hacia el Norte – Noreste, cortados por alineamiento de fallas normales con rumbo entre Este – Oeste franco y Este – Noreste, algunas de las cuales



buzan y presentan desplazamientos hacia el Norte y otras hacia el Sur. Algunas fallas de este sistema, se encuentran ramificadas o unidas a otras fallas convergentes. El plegamiento es muy suave y suele consistir en arqueamientos semi-anticlinales más o menos alargados contra los planos de fallas, declives confinados entre planos de fallas divergentes y homoclinales oblicuos a una falla longitudinal, cortados y desplazados por fallas transversales. Se ha observado sinclinales de arrastre en el lado deprimido de fallas longitudinales con buzamientos Sur, pero con menor frecuencia. Estos accidentes parecen ser consecuencia del movimiento y reajuste entre fallas, más bien que de empujes tectónicos compresivos.

Los hidrocarburos producidos en esta área fueron generados en horizontes estratigráficos muy cercanos a los yacimientos petrolíferos actuales. La mayor parte del petróleo producido en esta zona se encuentra atrapado contra alguna de las fallas mayores de rumbo predominantemente Este-Oeste. Prácticamente, todas las acumulaciones de hidrocarburos se encuentran en el lado Norte de las fallas, independientemente de que éste sea el lado levantado o deprimido de la misma. El gradiente del flanco Sur de la cuenca indica que el movimiento del petróleo fue de Norte a Sur antes de atraparse contra la falla.

La columna estratigráfica se extiende desde el Cretáceo hasta el Pleistoceno y está constituida por las siguientes formaciones: Mesa del Pleistoceno; Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure del Terciario; el grupo Temblador del Cretáceo, constituido por las formaciones Canoa y Tigre. Las principales formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. El área de Oficina tiene alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 y 90 pies; algunas de ellas se extienden por varios kilómetros cuadrados, mientras que otras son arenas de canal, situadas preferentemente en la parte media de la formación y se extienden por distancias considerables.



2.4 Área Mayor de Anaco (AMA)

Ubicada en la parte Norte de la zona central del estado Anzoátegui, con un área de 3.160 km²; situada en el bloque levantado al Norte de corrimiento de Anaco, cuyo rumbo aproximado es de N 50°E, a lo largo del cual resalta la presencia de una serie de domos que son las estructuras donde se localizan las acumulaciones de hidrocarburos de la región. Los domos son asimétricos, con flancos muy pendientes al Sureste y poco inclinados hacia el Noroeste, indicando presión del Noroeste. ^[3]

La columna estratigráfica se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prosperidad petrolífera, depositada en el intervalo geológico comprendido entre el Cretáceo y el Mioceno Superior del Terciario. Estudios interdisciplinarios han identificado en el subsuelo del área las Formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Merecure y Oficina, principalmente, con remanentes localizados en las Formaciones Mesa y Freites. De estas unidades, las más prospectivas son las Formaciones Oficina, Merecure y San Juan.

La estructura del Área Mayor de Anaco se considera influenciada por la tectónica de la cordillera del Norte de Venezuela oriental, cuyo origen se atribuye a la colisión de la placa del Caribe, con la placa del continente suramericano. Como resultado de esa tectónica se forma un cuadro estructural complejo conformado por varios elementos:

- El Corrimiento de Anaco.
- Una serie de pliegues, anticlinales y domos.
- Un sistema de fallas normales e inversas.
- Algunas fallas transcurrentes.

El Corrimiento de Anaco se encuentra en la parte central del estado Anzoátegui con una longitud de 85 km, desde el Sur del Campo El Toco hasta el Este del Campo La Ceiba. Se caracteriza por una línea de corrimiento de rumbo Noreste y buzamiento promedio de 45° al Noroeste, en cuyo lado Norte se encuentran cuatro campos petroleros, relacionados estructuralmente con la línea de corrimiento, que



enumerados de Suroeste a Noreste son: El Toco, desarrollado sobre el domo del mismo nombre; campo Santa Ana, que se desarrolla sobre un domo alargado en el cual se distinguen cuatro culminaciones dómicas menores; campo San Joaquín, con tres culminaciones y un pronunciado declive hacia el Noreste, donde se ha desarrollado el Campo Guarío, individualizado por razones administrativas más que estructurales; al Noreste se emplaza el domo de Santa Rosa, en donde se localiza el Campo del mismo nombre; hacia el Este se observa un fuerte declive hacia la parte más profunda de la cuenca, cuyo eje se extiende entre las estructuras de Santa Rosa y La Ceiba, donde estudios sismográficos indican la presencia de fallamiento transversal extenso aún no definido. El corrimiento sigue, todavía bien individualizado, pocos kilómetros más hasta el Este del domo La Ceiba, aunque esta estructura no está directamente sobre el plano del corrimiento de Anaco. Éste último comprende las acumulaciones dómicas enumeradas, es un conjunto asimétrico con buzamiento que alcanza 25° a 27° en el flanco Sur en contraste con sólo 2° a 5° en el flanco Norte; particularmente, en el Campo El Roble, donde se llega a observar una verdadera terraza tectónica. Los domos han sido considerados como pliegues de arrastre sobre el plano del corrimiento, ocasionados por el movimiento hacia el Sur de las capas que constituyen el flanco Norte. Las fallas normales se encuentran principalmente al Norte de los domos de Anaco, con desplazamiento considerable (70 a 22 metros). La distribución de los campos que conforman el Área Mayor de Anaco se muestra en la Figura 2.4.

La composición relativamente uniforme de los crudos en el Área Mayor de Anaco sugiere un origen común, y el fuerte componente parafinoso, probablemente, se relaciona con una fuente herbácea en un ambiente fluvial a deltáico, el cual es menos marino que la sección productora.

El entrapamiento de hidrocarburos en las arenas de los campos mencionados presenta distintas modalidades: entrapamiento puramente anticlinal, en el cual el contacto agua-petróleo es paralelo a una curva estructural. Al Norte de San Joaquín se encuentra el Campo El Roble, donde el entrapamiento parece ser



una terraza formada dentro del flanco Noroeste del levantamiento San Joaquín-Guario. Al Noroeste del Campo Santa Ana, se encuentran los Campos San Roque y Aragua, ambos desarrollados sobre el flanco Noroeste del domo de Santa Ana. El entrampamiento parece deberse a lenticularidad de arenas y presencia de canales Norte-Sur.

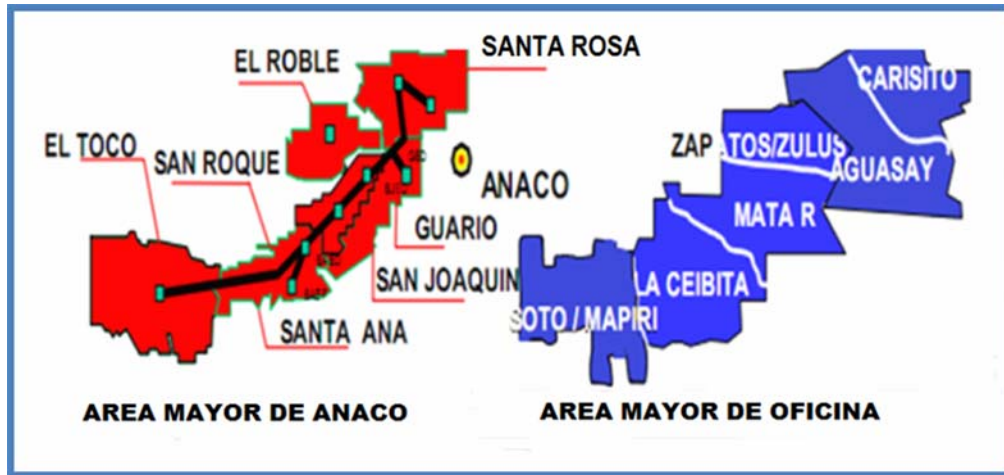


Figura 2.4 Ubicación geográfica de los campos pertenecientes al Distrito Anaco.



CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Antecedentes

Uno de los problemas más comunes, en la industria de los hidrocarburos, es la corrosión de las tuberías, tanto interna como externa; que en caso de no controlarse pudiese generar daños afectando la seguridad humana, el ambiente e incidiendo perjudicialmente en la productividad. Por ello, en el caso de PDVSA Producción Gas Anaco se han realizado diversos estudios para minimizar este tipo de fallas, entre los cuales se pueden sintetizar:

Díaz Mata, María José., (2007) Realizó un trabajo de grado en la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, titulado “Evaluación de la corrosión interna en las líneas de flujo y recolección de los campos San Joaquín, Guarío y El Roble del Área Mayor de Anaco (AMA), Distrito Gas Anaco”. A través de este estudio se evaluó la corrosión interna en dichas estructuras. Principalmente, en función de las presiones parciales del CO₂ y del H₂S, se seleccionaron 45 pozos productores activos. ^[3]

Gutiérrez Cermeño, Leonardo José., (2007) Realizó un trabajo de grado en la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, titulado “Análisis de corrosividad interna de tuberías de producción y su relación con los perfiles de temperatura y presión a fondo de pozo”. Mediante este estudio se obtuvieron zonas críticas de



corrosión en la tubería de producción para diferentes reductores, observando una zona de mayor criticidad, en la cercanía de la superficie, o sea pocos pies debajo del cabezal de producción. También se localizó la profundidad aproximada de condensación del agua contenida en la mezcla, y la variación de esta profundidad con el reductor. ^[4]

Castillo C, Rohammed S., (2002) Realizó un trabajo de grado en la unidad de explotación y yacimiento gas condensado, Distrito Anaco, titulado “Determinación del mecanismo y las tasas reales de corrosión en las tuberías de producción en el Area Mayor de Anaco mediante el uso de cupones de pérdida de peso”. Por medio de esta investigación se realizó un análisis fisicoquímico del gas en los diferentes campos y se determino las velocidades de corrosión mediante el empleo de cupones de pérdida de peso, a diferentes profundidades, determinándose que el mecanismo de corrosión predominante es de dióxido de carbono (CO_2), se concluyó que las velocidades obtenidas mediante el empleo de cupones de corrosión se ajustan con un error porcentual de 6,24 a las obtenidas mediante las correlaciones de DeWaard & Milliams, resultando esta una herramienta útil para la predicción de la corrosión en los diferentes campos productores. ^[5]

3.2 Corrosión

3.2.1 Definición de la Corrosión

La corrosión puede definirse como la destrucción de un material por interacción química, electroquímica o metalúrgica entre el medio y el material. Generalmente es lenta, pero de carácter persistente. Su principal causa es la inestabilidad de los metales en sus formas refinadas; los mismos tienden a volver a sus estados originales a través de los procesos de corrosión. El proceso así descrito, hace que los metales y aleaciones pierdan, parcial o totalmente, las propiedades mecánicas y físicas para lo cual fueron diseñados, lo que constituye, por este hecho, un fenómeno destructor e indeseable. La corrosión es un proceso natural e inevitable que no puede ser eliminado, sin embargo puede ser controlado y minimizado. ^[5]



3.2.2 Elementos de la Corrosión

La corrosión de los metales es generalmente un proceso electroquímico debido al flujo de electrones. Cuatro componentes deben estar presentes para que la corrosión pueda ocurrir; ellos son: ánodo, cátodo, electrolito y medio conductor o contacto metálico. ^[6]

3.2.2.1 Ánodos

Son áreas en el metal donde ocurren reacciones anódicas o reacciones de oxidación que producen electrones. Normalmente, los ánodos se encuentran presentes en el metal debido a imperfecciones de superficie, inclusiones o impurezas, concentración de esfuerzos, cambios de ambientes, entre otros.

3.2.2.2 Cátodos

Son áreas en el metal donde ocurren reacciones catódicas o reacciones de reducción, es decir, son aquellas que consumen electrones. En ellos no hay pérdida de material.

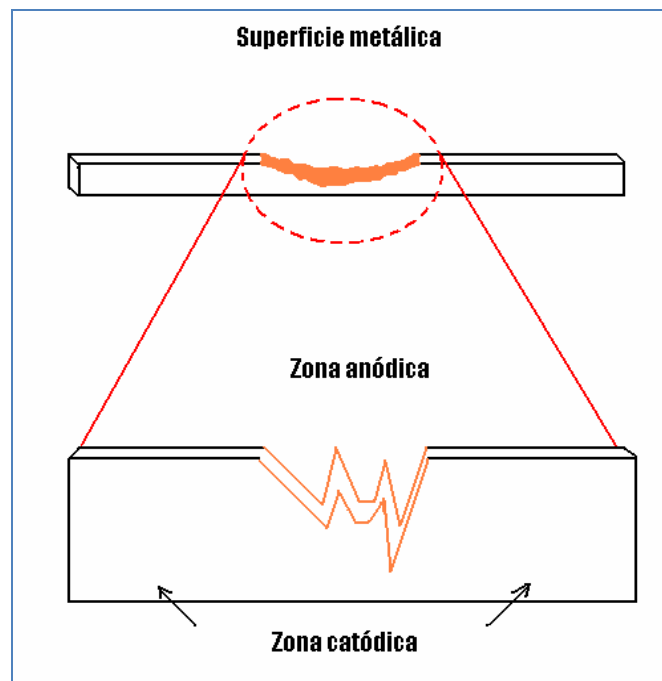




Figura 3.1 Área anódica y catódica en un mismo metal.

3.2.2.3 Electrolito

Es toda aquella solución que permite la transferencia de cargas en forma de iones entre el ánodo y el cátodo.

3.2.2.4 Medio conductor o contacto metálico

Es el medio por el cual los electrones viajan del ánodo al cátodo. En el caso de un metal, el contacto metálico es el metal mismo. Si falta uno de estos componentes, no se producirá la corrosión.

La oxidación del metal en el ánodo y la reducción del oxígeno en el cátodo son las dos reacciones que tienen lugar en una pila de corrosión. Un principio básico de la corrosión establece que la suma de las velocidades de las reacciones anódicas es igual a la suma de las velocidades de las reacciones catódicas.

3.3 Factores que influyen en la corrosión

Entre los factores que presentan mayor influencia en la corrosión se encuentran: ^[7]

3.3.1 Agentes oxidantes

Debido a las elevadas velocidades de corrosión que suelen acompañar al desprendimiento de hidrógeno, es raro que se empleen metales en soluciones donde existe hidrógeno en cantidad apreciable. Como resultado, la mayor parte de la corrosión observada en la práctica se produce en condiciones en que la oxidación del hidrógeno para formar agua es una parte necesaria del proceso de corrosión. Por esta razón, los agentes oxidantes son con frecuencia aceleradores poderosos de la corrosión y, en muchos casos, el poder oxidante de una solución es su propiedad simple más importante, en lo que se refiere a la corrosión.



3.3.2 Temperatura

Como regla general, un aumento de la temperatura de 18 °F duplica la velocidad de casi todas las reacciones químicas. Así pues, un aumento de temperatura, aumenta la tasa de corrosión ya que la reacción catódica ocurre más rápido. La tasa de difusión del oxígeno también mejora al aumentar la temperatura. La corrosión del acero dulce por acción del oxígeno alcanza su máximo normalmente a unos 180 °F y disminuye a partir de ahí, debido a que la disminución de la solubilidad del oxígeno compensa el aumento en la cinética de reacción causada por el aumento de temperatura.

3.3.3 Velocidad

Un aumento de la velocidad del movimiento relativo entre una solución corrosiva y una superficie metálica tiende a acelerar la corrosión. Este efecto se debe a la mayor rapidez con que los productos químicos corrosivos, incluyendo las sustancias oxidantes (aire), llegan a la superficie que se corroe y a la mayor rapidez con que los productos de la corrosión, que podrían acumularse y reducir la corrosión misma, se retiran. Cuanto mayor sea la velocidad, tanto más delgadas serán las películas a través de las cuales deben penetrar las sustancias corrosivas y por las cuales se tienen que difundir los productos de la corrosión, que son solubles.

Siempre que se produce la resistencia a la corrosión, debido a la acumulación de capas de productos de corrosión insolubles en la superficie metálica, el efecto de la alta velocidad puede evitar su formación normal o retirarlos después que se forman.

3.3.4 pH de la solución

La velocidad de corrosión de la mayor parte de los metales se afecta por el pH, el efecto varía según la combinación del metal y el ambiente. La relación existente tiende a seguir uno de los tres patrones siguientes:

✓ Los metales solubles en ácido, como el hierro, en el nivel de pH medio (4 a 10), la velocidad de la corrosión está controlada por la velocidad de transporte del oxidante (generalmente oxígeno disuelto) a la superficie metálica. A temperaturas muy altas,



como las que se encuentran en las calderas, la velocidad de corrosión aumenta con el incremento de la basicidad.

- ✓ Los metales anfotéricos, como el aluminio y el zinc, se disuelven rápidamente en soluciones ácidas o básicas.
- ✓ Los metales nobles, como el oro no son afectados apreciablemente por el pH.

3.3.5 Películas

Una vez que se inicia la corrosión, su avance se ve controlado con mucha frecuencia por la naturaleza de las películas, como las pasivas, que se pueden formar o acumular en la superficie metálica. El ejemplo clásico es la película de óxido delgada que se forma en los aceros inoxidable.

Los productos insolubles de la corrosión pueden ser impermeables al líquido corrosivo y, por lo tanto, ser completamente protectores, o bien, pueden ser bastante permeables y permitir corrosión local o general sin obstáculos. Las películas no continuas o no uniformes tienden a localizar la corrosión en zonas determinadas mediante la iniciación de efectos electroquímicos del tipo de celda de concentración. Las películas pueden tender a retener o absorber la humedad y, en esa forma, a retrasar el tiempo de desecación e incrementar el grado de la corrosión resultante de la exposición a la atmósfera o los vapores corrosivos.

3.3.6 Cloruros

La velocidad de corrosión suele aumentar a medida que se incrementa el contenido del ión cloruro, debido a su total o parcial disociación iónica en soluciones acuosas y a la facilidad del ión cloruro de formar ácido clorhídrico. La magnitud de este efecto es directamente proporcional al aumento de la temperatura sobre los 150 °F. Este efecto combinado se debe a que el ión cloruro en solución puede ser incorporado y penetrar la superficie de la película corroída, lo cual puede originar la inestabilidad de dicha película y acelerar la corrosión. Este fenómeno de penetración de la superficie de película depende tanto de la concentración de ion cloruro como de la temperatura.



3.3.7 Sólidos disueltos

La influencia de los sólidos disueltos en la corrosividad es compleja; no sólo es importante la concentración, sino también la especie iónica involucrada. Por ejemplo, algunos sólidos disueltos (tales como el carbonato y bicarbonato) reducen la corrosión, mientras que otros iones agresivos (tales como el cloruro y el sulfato) pueden aumentarla interfiriendo con la película protectora. La figura 3.2 muestra que la corrosividad no aumenta linealmente con el aumento de la concentración total de sólidos.

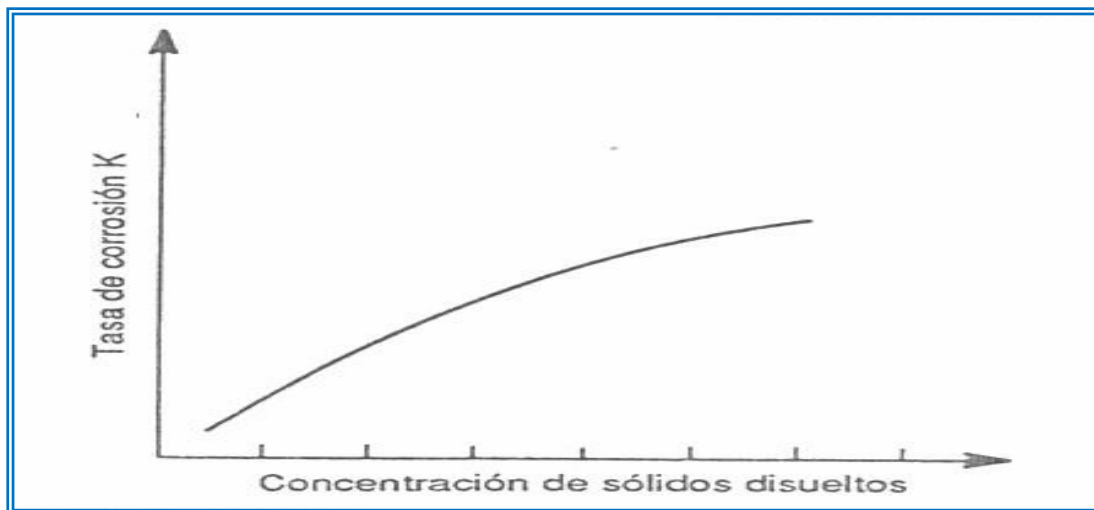


Figura 3.2 Influencia de los sólidos disueltos en la tasa de corrosión.



Al aumentar las concentraciones de iones agresivos, los sólidos disueltos muestran paulatinamente menos influencia en la tasa de corrosión del acero dulce. La razón es que al aumentar la concentración de sólidos disueltos, disminuye la solubilidad del oxígeno. Como la tasa de corrosión depende de la difusión del oxígeno hacia la superficie catódica, disminuye la tasa de corrosión.

3.3.8 Gases disueltos

El dióxido de carbono (CO_2) y el oxígeno (O_2), son los principales gases de consideración en la mayoría de los sistemas industriales. Aumentando el contenido de CO_2 libre en agua se reduce el pH y se tiende a despolarizar la superficie catódica. [1]

3.4 Clasificación de la corrosión

La corrosión puede ser clasificada de diferentes formas. Algunos autores la han clasificado en: corrosión húmeda y corrosión seca. La corrosión húmeda ocurre cuando un líquido está presente. La corrosión seca ocurre en ausencia de una fase líquida o por encima del punto de rocío del medio ambiente; es asociada muy frecuentemente a altas temperaturas donde los vapores y gases son generalmente los agentes. La corrosión puede clasificarse también de acuerdo a la morfología o apariencia del daño, o el tipo de ataque en: [6]

3.4.1 Corrosión general o uniforme

Se caracteriza por desgaste uniforme y general del material, el cual disminuye la resistencia del mismo proporcionalmente a la disminución del espesor o pérdida de peso; esto ocurre cuando las áreas localizadas o celdas se polarizan, formando ánodos y cátodos; éstas áreas son tan pequeñas como estructura granular individual del acero. La pérdida del material, ocurre en el ánodo cuando los productos secundarios de la corrosión (herrumbre) se depositan en el metal, posteriormente, el potencial de la celda se invierte y los cátodos y ánodos cambian de posición hasta que la deposición adicional causa otra inversión del potencial. Este tipo de corrosión, es normalmente



encontrada cuando un metal entra en contacto con una solución ácida o en el caso de ataque directo a alta temperatura por gases oxidantes.

3.4.2 Corrosión localizada inducida por el flujo

En este fenómeno la velocidad de flujo induce a la disolución de productos de corrosión dejando la tubería desnuda expuesta al medio y a la corrosión continua. Las velocidades de flujo y la turbulencia local producida contribuyen al transporte del fluido corrosivo del medio hacia la superficie del metal induciendo su corrosión.

El incremento en la velocidad del flujo generalmente aumenta las velocidades de corrosión, pero también tiene beneficios ya que reduce la acumulación de agentes agresivos de la superficie del metal y disminuye la corrosión por picaduras y hendiduras. También, el incremento en las velocidades aumenta el transporte de pasivadores e inhibidores.

Entre los tipos de corrosión localizada inducida por el flujo se tienen:

3.4.2.1 Impacto líquido

Este tipo de erosión/corrosión se genera cuando una gota o un chorro de líquido que viajando a alta velocidad choca contra la superficie de un metal; además, se produce también por las altas presiones locales que se generan inicialmente al momento que escapan de esta zona de alta presión. Estos son dos grandes mecanismos de daño a la superficie del metal.

En las tuberías de producción operando en flujos multifásicos, especialmente si el patrón de flujo es de tipo neblina, donde las gotas del líquido son transportadas por el gas, y en sitios donde existen obstrucciones o cambios de dirección, estas gotas continúan una trayectoria rectilínea chocando con la superficie del metal induciendo de esta forma la erosión o disolución del metal y/o productos de corrosión. Si el medio es corrosivo, el daño causado por el impacto del líquido hace que la velocidad de corrosión aumente considerablemente.



3.4.2.2 Impacto sólido

Es un proceso de remoción de material de una superficie debido a la acción dinámica de una partícula sólida que se mueve en un medio, la cual choca contra una superficie. El proceso de remoción de materiales es netamente mecánico, donde el ángulo de impacto juega un papel muy importante en la tasa de erosión del metal. La erosión por impacto sólido depende de cuatro factores:

- ✓ Características de las partículas sólidas (distribución, densidad, composición, forma).
- ✓ Características del fluido (densidad, viscosidad).
- ✓ Condiciones de flujo (laminar, turbulento, multifásico – patrón de flujo, velocidad).
- ✓ Tipo del material que recibe el impacto.

3.4.2.3 Cavitación

Este fenómeno envuelve la formación de burbujas que luego implotan violentamente contra la superficie. Esto ocurre cuando existen colapsos abruptos de presión estática con frecuencia de sobrecarga hidrodinámica o restricción en válvulas, orificios, entre otros.

3.4.2.4 Roce o fricción

Ocurre en áreas de contacto directo entre materiales que se encuentran bajo esfuerzos y en sistemas donde hay vibraciones y deslizamientos.

Este es un tipo de corrosión muy destructivo, ya que implica la destrucción de componentes metálicos y la producción de restos de óxido o productos de corrosión, que ayudan al deterioro del metal.

La fricción también es una causa de fractura por fatiga ya que si aflojan los componentes, éstos producen un exceso de tensión y las picaduras actúan como puntos donde los esfuerzos son muy altos.



3.4.3 Corrosión por dióxido de carbono (CO₂) o corrosión dulce

El gas seco de dióxido de carbono no es corrosivo a las temperaturas encontradas en la producción de petróleo y gas, es necesario estar disuelto en una fase acuosa para promover las reacciones electroquímicas entre el acero y el contacto de la fase acuosa. El dióxido de carbono (CO₂) es extremadamente soluble en el agua y en las salmueras. Si el agua se condensa en las tuberías, el ácido carbónico formado, produce generalmente corrosión por picaduras en el metal expuesto. La tasa de corrosión por dióxido de carbono aumenta al incrementarse la presión de cabezal del pozo, ya que este se disolverá más en el vapor de agua a diferentes presiones. [5]

3.4.4 Corrosión por Sulfuro de hidrógeno (H₂S) o corrosión ácida

El gas H₂S disuelto en agua, normalmente, en pequeñas cantidades, puede crear un ambiente sumamente corrosivo. Este tipo de ataque puede ser identificado dada la formación de una capa negra de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica, la cual es conocida como corrosión general por H₂S. [7]

Además de la corrosión general, se pueden presentar otros dos tipos de corrosión por H₂S. Estos son:

- ✓ Corrosión bajo tensiones en presencia de sulfuro.
- ✓ Agrietamiento inducido por hidrógeno.

En estos tipos de corrosión, el hidrógeno desprendido de la reacción catódica se desplaza dentro del metal y se aloja a las imperfecciones que éste puede tener, bien sea, desde su proceso de fabricación o por alguna deformación producida en el momento de la instalación. Estos tipos de corrosión sólo se diferencian en que una se produce bajo tensión y la otra sin tensión.

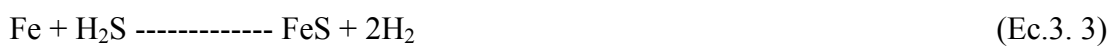
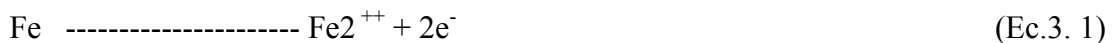
Los iones de hidrógeno al unirse llegan a formar hidrógeno molecular dentro del material, el cual influirá sobre la imperfección interna, produciendo un agrietamiento de ésta hasta que el material se ampolla o se agrieta, aún sin la presencia de tensiones externas sobre él. Este efecto guarda relación con la presión parcial del H₂S.



La norma NACE, MR0175-91 denominada resistencia a la corrosión por tensión (en presencia de H₂S), de materiales metálicos para equipos de la industria del petróleo, se aplica a todos los componentes de equipos expuestos a ambientes ácidos. Ambientes ácidos son (como define la norma) fluidos que contienen H₂O y H₂S en cantidades por encima de 0,05 lpca de su presión parcial. ^[8]

El equivalente debido a corrosión por sulfuro bajo esfuerzo ocurre cuando el ambiente contiene H₂S y agua en concentraciones más altas que ciertos niveles, además que el pH del agua sea ácido y que la estructura esté sometida a esfuerzos cercanos al punto de cedencia.

La relación que gobierna la corrosión del acero al carbono por H₂S es la siguiente:



3.5 Principios químicos de los procesos de corrosión

3.5.1 Agua

El ataque de agua fresca varía en forma amplia, dependiendo de las sales y gases que lleva disuelto. Los principales contaminantes son iones de cloro, compuestos de azufre, compuestos de hierro y sales de calcio. Hay poca diferencia entre los aceros simples de carbono y los de baja aleación. El hierro fundido y el dúctil se emplean comúnmente para la tubería de agua. En las uniones críticas, tales como válvulas, para las superficies de empuje, generalmente se especifican aleaciones de cobre. En general, en casos de denzincificación o desaluminización, se emplean aleaciones con más de 80% cobre. También se emplean monel, aluminio, algunos aceros inoxidable y cuproníquel, dependiendo de la aplicación.

El agua de mar ataca el acero común y el hierro fundido muy rápidamente, utilizándose la protección con pintura o un ánodo sacrificable. Por ejemplo, para los barcos marinos se atornillan ánodos de sacrificio de zinc a intervalos en el casco. En



agua salada puede presentarse corrosión por picaduras en el acero inoxidable y el latón con menos de 80% de cobre, puede denzincificarse. El titanio tiene excelente resistencia al agua salada.

3.5.2 Corrosión química

Las industrias químicas y del petróleo tienen los problemas más graves de corrosión química. En la industria del petróleo, el agua salada, los sulfitos, ácidos orgánicos y otros contaminantes aceleran la corrosión. En ella se emplean acero inoxidable, estelita (que es una aleación a base de cobalto) y monel.

3.6 Tipos de corrosión en pozos petroleros

La corrosión ocurre en muchos pozos petroleros y se clasifican usualmente de acuerdo a su apariencia, ambiente y/o causa^[9]:

- ✓ Por apariencia: uniforme, por picadura, galvánica, celda de concentración de oxígeno, intergranular, celda de concentración de oxígeno, corrosión por esfuerzo, corrosión por erosión.
- ✓ Ambiente: atmosférica, sumergida, suelo, ácida y alta temperatura.
- ✓ Causa: oxígeno, evolución de hidrógeno, fatiga, bacterial, y penetración de hidrógeno.

3.6.1. Corrosión por CO₂

El CO₂ disuelto en agua corroe el acero. Esta corrosión se encuentra con mas frecuencia en pozos con gas donde este presente el CO₂. Si el vapor de agua se condensa en la tubería o líneas de flujo, el ácido carbónico formado produce picaduras en el metal expuesto. La porción superior de la tubería y las líneas superficiales de flujo son más susceptibles a este tipo de corrosión. Las velocidades de corrosión son usualmente más altas con altas presiones de cabezal, debido a que se disolverá mas CO₂ en el vapor de agua a altas presiones, creando un ácido fuerte.

Una manera de predecir la corrosividad de un gas está basada en la presión parcial del dióxido de carbono, que se calcula como sigue:



Presión parcial:

$$Pp(CO_2) = XxP_T \quad (\text{Ec. 3. 4})$$

Donde:

$Pp(CO_2)$: presión parcial de dióxido de carbono (bar)

X: es la fracción molar del dióxido de carbono.

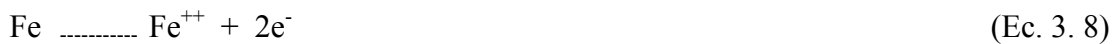
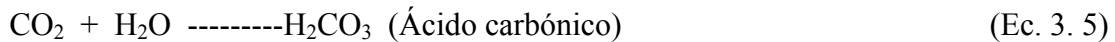
P_T : es la presión total del sistema (bar)

En forma general, si el valor de la presión parcial está por encima de 30, la corriente del fluido producida por el pozo es corrosiva, de 7 a 30 es moderadamente corrosiva y de 0 a 7 no es corrosiva. [5]

Este principio no es siempre aplicable cuando hay presencia de agua salada, ya que las sales disueltas causan tasas de corrosión que se incrementan considerablemente. Entre los factores que influyen en la corrosión por CO_2 son:

- ✓ *pH*.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Dimensión del sistema.
- ✓ Régimen de flujo.
- ✓ Relación volumétrica entre fases.
- ✓ Velocidad de los fluidos.
- ✓ Presión.
- ✓ Características físico- químicas del medio.
- ✓ Material expuesto.
- ✓ Presencia de sólidos en el fluido.

Las reacciones a través de las cuales se produce la corrosión por CO_2 son:





Existen tres tipos de corrosión del acero al carbono por CO_2 , clasificadas de acuerdo al rango de temperatura en el cual está presente el medio corrosivo. Estos son [9]

Tipo I: Corrosión general. Se presenta a temperaturas menores de $60\text{ }^\circ\text{C}$ en donde la disolución del hierro no es muy alta, pero el FeCO_3 tiene poca capacidad de adhesión y pasa a la solución. La mayoría de los carbonatos en este rango de temperatura tienen pH por encima de 5, de esta manera los carbonatos formados en solución de $\text{pH} < 5$ no contribuyen a la formación de una película estable sobre el metal. Sin embargo en sistemas de flujo bifásico las velocidades de corrosión para estas condiciones siguen a las representadas por la correlación de DeWaard & Milliams, y que inclusive el pH es igual a 5,5, las velocidades de corrosión son altas, pero lo más importante, es que la formación de la capa de FeCO_3 está en estrecha relación con la microestructura del metal base.

Tipo II: Corrosión localizada. Se producen a temperaturas cercanas a $100\text{ }^\circ\text{C}$, donde la disolución anódica del hierro y la velocidad de corrosión alcanzan sus máximos valores.

Simultáneamente, empieza el crecimiento de cristales de FeCO_3 sobre la superficie del metal, creándose una gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta manera la capa será heterogénea, de lento crecimiento y porosa. Los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, propiciando la corrosión localizada, tal como se indica en la figura 3.3.

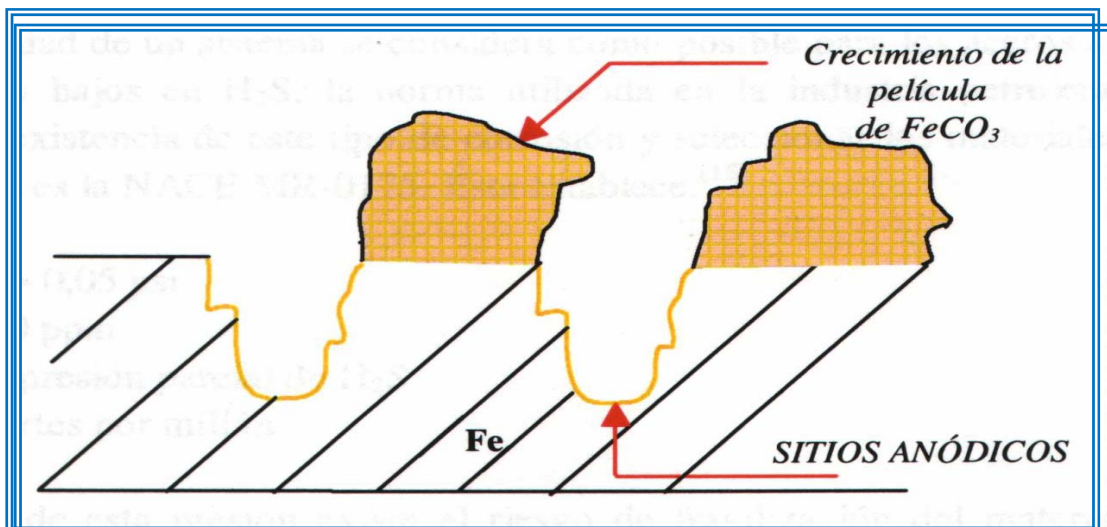




Figura 3.3 Corrosión localizada por CO₂.

Tipo III: Capa de pasivación compacta y continua. Se presenta a temperaturas entre 100 y 150°C, donde la corrosión por CO₂ disminuye por la formación de una capa compacta y adherente de FeCO₃. La velocidad de disolución del hierro y formación del FeCO₃, disminuyen la estabilidad y protección de la capa de pasivación, como se muestra en la figura 3.4.

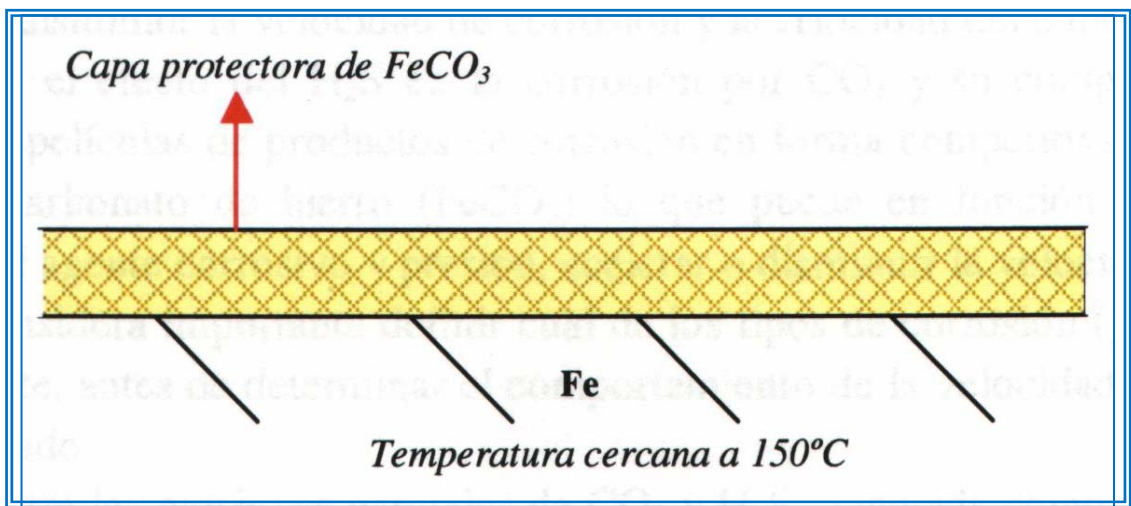
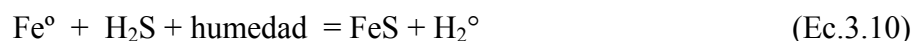


Figura 3.4 Capa de pasivación completa y continua debido a una alta velocidad de disolución de Fe⁺ a Fe⁺².

3.6.2 Corrosión por H₂S o corrosión ácida

El gas H₂S disuelto en agua, aun en pequeñas cantidades, puede crear un ambiente muy corrosivo. Incrustaciones negras (sulfuro de hierro) en una superficie de acero son indicativas de un ataque por H₂S. La acción del hierro o acero es indicada por:



El acero es anódico al sulfuro de hierro, así que la corrosión continua debajo de las incrustaciones del sulfuro, formando numerosas picaduras profundas con grietas profundas 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 atómico formado en el proceso de corrosión. El sulfuro de hidrógeno previene la formación de las moléculas de hidrógeno gaseoso.

El hidrógeno atómico se difunde en los bordes de grano del metal y/o inclusiones y reacciona consigo mismo para formar grandes cadenas de hidrógeno molecular. Esas grandes moléculas de hidrógeno son atrapadas y causan presión excesiva dentro del acero, partiéndolo, ampollándolo o agrietándolo, además de perder su ductilidad y fuerza de producción.

La fragilidad es especialmente grave en aceros muy fuertes que tienen una dureza más grande que el Rockwell “C” 22 y en equipos sujetos a cargas cíclicas, tales como las varillas de bombeo.^[9]

3.6.3 Corrosión por efecto combinado de dióxido de carbono (CO₂) y sulfuro de hidrogeno (H₂S)

La presencia de dióxido de carbono (CO₂) y sulfuro de hidrogeno (H₂S) 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 sulfuro de hidrogeno (H₂S) en la corrosión por dióxido de carbono (CO₂) 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 (FeCO₃) lo que puede en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión, acelerar o disminuir la velocidad de corrosión.

Por ello se considera importante definir cual de los tipos de corrosión (por dióxido de carbono (CO₂) o por sulfuro de hidrogeno (H₂S) es el predominante, antes de determinar el comportamiento de la velocidad de corrosión en un sistema determinado.



La relación entre las presiones parciales de CO₂ y H₂S, conocida como *Ecuación de Kane*, proporciona un indicativo que permitirá determinar el tipo de corrosión predominante en el sistema^[3]:

$$\frac{P_{pCO_2}}{P_{pH_2S}} > 200 \quad \text{Corrosión por CO}_2 \quad (\text{Ec. 3.11})$$

$$\frac{P_{pCO_2}}{P_{pH_2S}} < 200 \quad \text{Corrosión por H}_2\text{S} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

P_{pCO₂}: presión parcial del CO₂ (bar)

P_{pH₂S}: presión parcial del H₂S (bar)

3.6.4 Corrosión por oxígeno

El oxígeno disuelto en agua causa corrosión muy rápido. Esta corrosión forma una incrustación la cual puede variar desde denso y adherente hasta suelto, porosa y densa.

La corrosión por oxígeno en pozos productores es causada usualmente cuando el aire entra en el anillo entre el revestidor y la tubería de producción. En un sistema de inyección de agua, el aire puede entrar en la corriente del fluido en muchas partes del sistema. En los pozos levantados artificialmente, la corrosión por oxidación del hierro ocurre en el revestidor, la tubería de producción, la bomba y en la sección baja de la cabilla. El moho usualmente causa picaduras uniformes y profundas.

La velocidad de corrosión se incrementa el triple cuando el oxígeno disuelto en el agua se incrementa desde menos de 1 ppm hasta 0,2 ppm. Cuando el dióxido de carbono está presente en iguales cantidades en agua, la corrosión del acero es cerca de diez veces más rápida que cuando el mismo agua no contiene oxígeno. El contenido de oxígeno debe estar por debajo de 50 ppm para un buen control de la corrosión.



Pequeñas cantidades de oxígeno – cantidades que pueden entrar a través de agujeros en los empaques de las bombas, bordes defectuosos, y válvulas de control agujereadas – pueden causar destrucción del equipo en un tiempo muy corto.

En menos de 3 días, el oxígeno puede penetrar una capa de 3 pie de aceite sobre una capa de agua en un tanque de almacenamiento. El ambiente mas corrosivo en operaciones de yacimientos es causado por cantidades trazas de oxígeno que entra en un sistema salmuera-ácido (H_2S). Este tipo de ambiente ha destruido tuberías en menos de seis meses^[3].

3.6.5 Corrosión por bacterias

Una salmuera típica de un yacimiento puede contener diferentes clases de bacterias, las cuales pueden ser separadas en dos grupos: (1) bacterias aeróbicas donde el oxígeno está presente en el agua y, (2) bacterias anaerobias cuando el oxígeno esta ausente. Si el agua contiene oxígeno, el principal problema bacterial será moho, hongos, algas y otros crecimientos similares. Normalmente se emplean tratamientos con cloro y la remoción del oxígeno presente, para su control.

La bacteria sulfato reductora, encontrada en muchas salmueras de yacimientos, es la única especie anaerobia que puede causar corrosión. Los sulfatos en suelos ligeramente ácidos a alcalinos (pH 6 a 9) son reducidos por esas bacterias, para formar sulfuro de calcio y sulfuro de hidrógeno. Cuando estos compuestos entran en contacto con las tuberías de hierro subterráneas, se produce una conversión de hierro a sulfuro de hierro. Puesto que estas bacterias se desarrollan en estas condiciones, seguirán fomentando esta reacción, hasta que se produzca una falla en la tubería.^[6]

Se ha reportado^[4] que se presentan casos de corrosión biológica cuando el agua de prueba no se elimina rápidamente de los sistemas de acero inoxidable. Estos casos se han presentado con agua potable y con agua no potable. La actividad biológica ha causado la perforación del acero inoxidable en pocos meses. El empleo



de agua de calidad potable y el drenado inmediato y completo después de una prueba constituye la solución más confiable para este problema.

3.6.6 Corrosión por fatiga

La corrosión por fatiga es una reducción (por corrosión) de la capacidad de un metal para soportar esfuerzos cíclicos o repetidos. La superficie del metal desempeña un papel importante en esta forma de daño, puesto que será la que soporte los mayores esfuerzos y, al mismo tiempo, estará sometida a los ataques de los medios corrosivos.

La corrosión de la superficie metálica hará disminuir la resistencia a la fatiga y el esfuerzo sobre la superficie tenderá a hacer que se acelere la corrosión.

En condiciones de esfuerzos cíclicos o repetidos, se produce la rotura de las películas protectoras de oxido que evitan la corrosión con una rapidez mayor que la de la formación de nuevas películas protectoras. Con frecuencia esa situación tiene como consecuencias la formación de zonas anódicas en los puntos de rotura; esas zonas producen picaduras que sirven como puntos de concentración del esfuerzo para el origen de grietas que provocan fallas finales. Un estudio de yacimiento encontró que el 90% de las rupturas ocurren por abolladuras atribuidas principalmente a manejos inapropiados. Aunque la mayoría de las varillas de bombeo se rompen debido a la fatiga, una sarta de cabillas puede dar muchos años de servicio sin problema, si se maneja apropiadamente y no se sobrecarga. La carga límite está definida por la norma API RP 11BR. El uso apropiado de inhibidores de corrosión prevendrá las picaduras^[4].

3.7 Detección y medida de la corrosión

La corrosión puede ser prevenida o reducida si se reconocen los ambientes corrosivos. La detección temprana de la corrosión permitirá iniciar medidas de control, y la prevención de daños serios. Con la intención de identificar la corrosión antes de que ocurra una falla catastrófica o un daño irreparable, hay que prestar atención a los factores que incrementan la velocidad de corrosión. Si alguno de esos



factores se presenta, hay que medir la velocidad de corrosión. Si la pérdida de masa metálica no es significativa, puede resultar más económico permitir que la corrosión continúe a combatirla.

3.7.1 Identificación de fuentes potenciales de corrosión

El primer paso en el control de la corrosión es la identificación de los factores que causan la corrosión. Puede resultar muy adecuado realizar inspecciones visuales, sin embargo se deben realizar pruebas químicas, bacteriológicas o electroquímicas para establecer conclusiones. A continuación algunos factores que contribuyen a la corrosión^[6]:

1. El agua debe estar presente para que se inicie la corrosión. El agua puede ser una salmuera del yacimiento, agua fresca, gotas de agua, vapor o condensados.
2. Gases ácidos, tales como sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), los cuales forman ácidos en los pozos cuando se disuelven en agua. El sulfuro de hidrógeno puede ser generado también por las bacterias sulfato-reductoras en aguas que contengan sulfatos disueltos.
3. El aire (oxígeno) entra en los yacimientos a través del anillo revestidor - tubería, por escapes en empacaduras de bombas y válvulas. Las trazas de aire pueden causar picaduras severas.
4. Metales disímiles en contacto físico pueden causar corrosión galvánica. Ejemplos comunes son: válvulas de latón en líneas de tubería de acero, y aspas de bronce en carcasas de acero de bombas.
5. Altas velocidades de fluido o turbulencia pueden remover las películas protectoras. Esto puede ser un verdadero problema en pozos de gas de alta capacidad, bombas centrífugas de alta velocidad, estrangulaciones, e intercambiadores de calor.

3.7.2 Medida de la velocidad de corrosión

Si se encuentran factores que favorecen la corrosión, el próximo paso es determinar la velocidad de corrosión. Usualmente, la medición es hecha por un periodo prolongado



de tiempo debido a que las pruebas individuales no proveen valores absolutos de daño. Una comparación de diversas pruebas da una aproximación más precisa de la velocidad de corrosión. Con esta información se puede tomar una decisión acerca de si es justificable económicamente el control de la corrosión. [6]

La velocidad de corrosión es una expresión que permite evaluar el grado de corrosión de un medio y predecir de alguna manera el tiempo de operación óptimo de un equipo. Dicha expresión se puede cuantificar por la pérdida de peso de una sección del material expuesto al agente o medio corrosivo en un período determinado de tiempo (miligramos por decímetro cuadrado por día, gramos por pulgada cuadrada por hora, etc.) o por el grado de penetración de la corrosión por unidad de tiempo (pulgadas por día, milésimas de pulgada por año, etc.), donde estas últimas son las que se emplean con mayor frecuencia porque dan una idea de la durabilidad del material.

A nivel de ingeniería, la expresión de velocidad más empleada es la de milésimas de pulgada por año (mpy), pues la magnitud de la penetración sin un gran número de cifras decimales evita la consecución de errores. Esta expresión viene dada por la siguiente ecuación [3]:

$$mpy = \frac{22.25 * W}{\rho * A * T} \quad (\text{Ec.3. 13})$$

Donde:

W: pérdida de peso de la muestra (mg)

ρ : densidad de la muestra (g/cm^3)

A: área de la muestra (plg^2)

T: tiempo de exposición (días)

3.7.3 Pruebas químicas para la velocidad de corrosión

La medida del hierro disuelto en una corriente de agua producida puede indicar la velocidad de pérdida de metal. Los productos de la corrosión deben ser solubles en agua. Por lo tanto esta prueba es aplicable sobre todo a la corrosión por CO_2 en la



cual el producto de corrosión es el bicarbonato de hierro soluble en agua (FeHCO_3). Productos de la corrosión tales como sulfuro de hierro y óxido de hierro son insolubles en agua y no es confiable usarlos para evaluar la velocidad de corrosión.

3.7.4 Análisis químicos

Mediante pruebas químicas se puede determinar los tipos y cantidades de gases y oxígeno disuelto en agua o en corrientes de gas, zonas de vapor. Proveen una idea del tipo y severidad de la corrosión (Norma NACE MR0075-1). También se pueden analizar químicamente las incrustaciones, cuya composición indicará las causas probables.^[9]

3.8 Control de la corrosión

Usualmente es imposible, o demasiado caro detener por completo la corrosión. Algunas veces se permite que la corrosión prosiga a velocidades aceptables si las pérdidas económicas por corrosión son menores al costo del control de corrosión. Por ejemplo no se puede proteger los equipos de producción arrendados si los daños por corrosión ocurren a una velocidad baja. El grado del control de corrosión está influenciado también por aspectos de seguridad, regulaciones gubernamentales y consideraciones ambientales.^[4]

La prevención de daños por corrosión en operaciones de producción de yacimientos se puede lograr mediante las siguientes maneras^[6]:

- ✓ *Alteración del ambiente*
- ✓ *Selección de materiales*
- ✓ *Tratamiento químico*
- ✓ *Construcción de barreras de corrosión*

En la selección de un método de protección contra la corrosión deben tomarse en consideración los costos involucrados tanto en el corto como en el largo plazo, con la finalidad de establecer la mejor solución al precio más bajo. En el análisis de alternativas se incluye el costo inicial, el costo de inspección y



mantenimiento anual, el costo de reposición y los costos indirectos (paradas imprevistas, diferida producción, impacto ambiental.)

3.8.1 Alteración del ambiente

Los cambios simples en el ambiente pueden introducir una diferencia apreciable en la corrosión de metales y es preciso tomarlos en cuenta como medios para combatir la corrosión. El oxígeno es un factor importante y su retiro o adición puede provocar cambios importantes en la corrosión. Por otra parte, la corrosividad de los medios ácidos para las aleaciones inoxidables se puede reducir mediante la aireación, debido a la formación de películas de óxido pasivo. La reducción de la temperatura será casi siempre provechosa en lo que se refiere a la reducción de la corrosión si no resultan cambios en la fase corrosiva (por ejemplo, condensación). Los efectos debido a velocidad variarán con el material y el sistema corrosivo. Cuando los valores de pH se pueden modificar, será conveniente, en general, mantener el nivel de ácido en un mínimo. Cuando se adicionan ácidos en los procesos por lotes, puede ser conveniente agregarlos en último lugar, con el fin de obtener la dilución máxima y la concentración mínima de ácido, así como también el menor tiempo posible en la exposición. Los valores alcalinos de pH son menos importantes que los valores ácidos en lo que se refiere al control de la corrosión. La eliminación de la humedad frecuentemente minimiza, si no evita, la corrosión de los metales y esta posibilidad de la modificación del ambiente se debe tomar en cuenta con el mayor cuidado.^[4]

3.8.2 Selección De Materiales

El objetivo básico, es seleccionar el material que sea más rentable y que satisfaga los requerimientos del proceso. El acero es comúnmente usado en las operaciones de yacimientos debido a su bajo costo, facilidad de fabricación y fuerza. Sin embargo hay numerosas aplicaciones en donde las costosas aleaciones resultan mas convenientes que el uso del acero. La selección de materiales está afectada tanto por el ambiente corrosivo como por los requerimientos físicos. Cuando el sulfuro de



hidrógeno está presente el ataque del hidrógeno en la fuerza y durabilidad de un metal es la principal preocupación.

En ambientes de dióxido de carbono y oxígeno la fragilidad no es un problema como lo es en el caso de hidrógeno, los metales se seleccionan para controlar las pérdidas de masa. La economía favorece el uso de aceros de bajo carbono con medidas protectoras adecuadas para la exposición al dióxido de carbono. Para problemas de oxígeno, los aceros de bajo carbono y la remoción de aire es el enfoque más económico ^[6].

3.8.3. Tratamiento Químico

El empleo de diversas sustancias o inhibidores como aditivos a los ambientes corrosivos, para reducir la corrosión de los metales en el ambiente, es un medio importante de combate de la corrosión. Basándose en su composición química se pueden describir dos tipos de inhibidores:

1. Inhibidores inorgánicos que incluyen cromatos, fosfatos, nitritos, arsénico y otros químicos.
2. Inhibidores orgánicos que incluyen una amplia variedad de compuestos de alto peso molecular.

La mayoría de los compuestos químicos efectivos usados en pozos de petróleo y gas son compuestos nitrogenados de larga cadena. Con este tipo de inhibidor se forma una película en la pared de la tubería o el recipiente que incrementa la resistencia a la corrosión. Los inhibidores de corrosión hacen su trabajo a dosis relativamente bajas (en el orden de partes por millón) y normalmente, no interaccionan químicamente en proporciones estequiométricas. La figura 3.5 representa el esquema general de la acción de un inhibidor de corrosión.

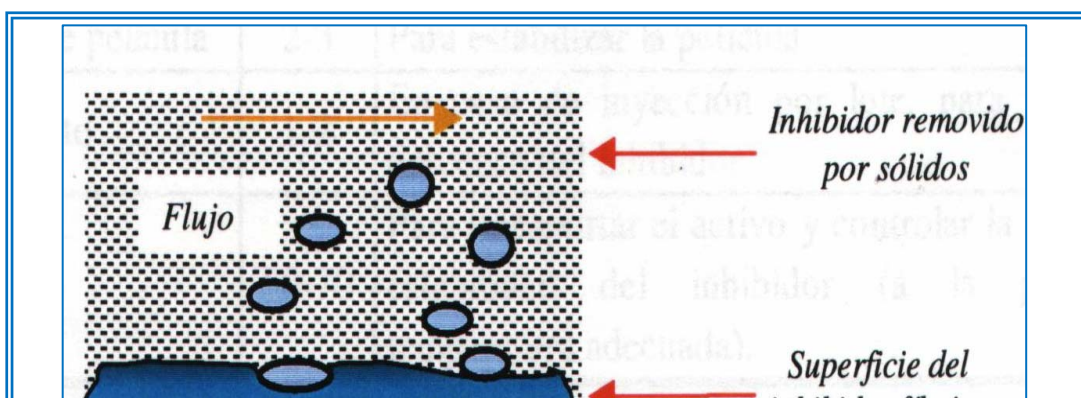




Figura 3.5 Esquema general de la acción de un inhibidor de corrosión.

3.9 Inhibidores de la corrosión

Los inhibidores son sustancias químicas que agregadas en pequeñas cantidades disminuyen la velocidad de corrosión, retardando los procesos catódicos, anódicos, o ambos al mismo tiempo. ^[10]

Los inhibidores actúan de una de las siguientes formas:

- A. Por adsorción sobre la superficie del metal como una película delgada.*
- B. Induciendo la formación de películas gruesas con los productos de corrosión.*
- C. Cambiando las características del ambiente, bien sea produciendo precipitados protectores, o removiendo o inactivando sustancias agresivas de la solución.*

Algunas veces algunos mecanismos ocurren al mismo tiempo.

3.9.1 Factores que afectan la eficiencia de los inhibidores

Aunque son muchos los factores que pueden afectar el desempeño de un inhibidor (tanto relacionados con el material, como con el ambiente), dos son de sumo interés: temperatura y velocidad.



Temperatura: generalmente puede decirse que la efectividad disminuye con el aumento de temperatura, aunque no haya una expresión general que permita cuantificar este efecto, por lo que para conocer como se comportara su inhibidor bajo ciertas condiciones de temperatura y en un ambiente dado, lo único que se puede hacer es probarlo.

Velocidad: es un factor que depende del tipo de inhibidor. Para algunos inhibidores las velocidades altas decrecen su eficiencia, mientras que para otros sucede lo contrario. Un ejemplo de la influencia adversa cuando aumenta la velocidad es el encontrado en la remoción de CO₂ del gas natural mediante sistemas carbonatos en caliente. Aquí las pruebas mostraron que el ion vanadato mejoraba la pasivación del acero dulce en carbonato caliente a 100 °C; mientras que este ion era inefectivo cuando el carbonato caliente incidía sobre el metal a alta velocidad.

El efecto contrario se observa en la corrosión del cobre en agua. Aquí se encontró que cuando la velocidad era de 6 ft/seg, la corrosión fue muy superficial, pero al disminuir la velocidad a 2 ft/seg, se presentaron picaduras y ataque severo (el cobre requiere oxígeno para pasivarse y a baja velocidad el suministro de oxígeno se torna insuficiente).

3.9.2 Factores que contribuyen a la efectividad del inhibidor

- A. El tamaño de la molécula orgánica.
- B. La aromaticidad y/o enlace conjugado.
- C. La longitud de la cadena carbonada.
- D. La fuerza del enlace entre el metal y el inhibidor.
- E. El tipo y número de átomos y grupos donantes de electrones.
- F. Habilidad de la película protectora para volverse compacta.
- G. Habilidad de formar complejos con el sólido.



3.9.3 Tipos de inhibidores de corrosión

3.9.3.1 Inhibidores orgánicos

Los inhibidores orgánicos solubles forman películas protectoras de solo unas pocas moléculas de espesor y permanecen en equilibrio adsorción-desorción para mantener la protección. Debido al mecanismo envuelto, estos inhibidores deben aplicarse en forma continua para garantizar la permanencia de la película protectora. Por otro lado, los inhibidores orgánicos insolubles están dispersos en la fase líquida y se absorben en la superficie metálica y sobre sí mismos, por lo que pueden formar películas de altos espesores. Este tipo de inhibidor puede ser efectivo en tratamientos por cargas al mantener su persistencia y por lo tanto la protección.

Los tratamientos con inhibidores orgánicos más comúnmente utilizados son:

- **Tratamiento por tapones (Batch):** consiste en inyectar en el pozo una cantidad de inhibidor suficiente como para llenar la tubería de producción dejándose por un corto periodo, durante el cual se forma la película de protección en la superficie del metal. La vida útil de la película formada tiene que ser mayor o igual al tiempo transcurrido entre cada tratamiento.

Dependiendo de las condiciones de cada pozo la frecuencia de tratamiento puede ser mayor o menor. Por ejemplo los pozos que produzcan tasas muy altas, necesitan más frecuencia de tratamiento para los que produzcan a bajas tasas. ^[10]

- **Tratamiento continuo:** consiste en inyectar a la tubería volúmenes continuos de inhibidores, con el objetivo de reponer continuamente la película protectora. La eficiencia de estos inhibidores es afectada por varias condiciones del medio ambiente y de los metales. Las condiciones más comunes del medio son temperatura y velocidad del flujo. A mayor temperatura menor efectividad del inhibidor. Los efectos de la temperatura en los inhibidores, usualmente se determinan después de evaluar el medio corrosivo y efectuar las pruebas correspondientes. El factor temperatura debe ser considerado en el diseño para la selección de un inhibidor. ^[10]



Los inhibidores también son afectados inversamente por la velocidad del fluido. Efectos como este se encuentran más frecuentemente en la industria del petróleo y gas.

3.9.3.2 Inhibidores catiónicos

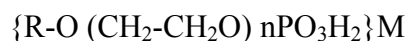
Se denominan catiónicos porque tienen la propiedad de formar cationes con carga similar al H^+ . Este tipo de inhibidores se absorbe fuertemente a la superficie catódica. Cuando esto ocurre el cátodo no está en contacto con el electrolito y la corriente de corrosión se detiene.

Algunos de los inhibidores catiónicos, como por ejemplo las aminas cuaternarias, se adsorben a la superficie del acero vía carga positiva en el átomo de nitrógeno. Todas las aminas y sus derivados pueden convertirse en cationes. Estos pueden reaccionar con el ion hidrogeno del agua o gases ácidos tales como CO_2 , H_2S y otros ácidos orgánicos para formar cationes. Lo común de estas moléculas es el átomo de nitrógeno.

3.9.3.3 Inhibidores anódicos

Estos inhibidores hacen lo mismo a los ánodos, que los catiónicos hacen al cátodo. Son ácidos grasos, esterfos, etc. Estos ácidos pierden un H^+ para formar $RCOO^-$. En esta forma se adhieren a los ánodos e inhiben la reacción anódica.

Los esterfos inhiben la corrosión de metales ferrosos en contacto con un medio acuoso corrosivo, formando un complejo:



Donde: M es un ion metal, ferrosos, férrico, calcio, magnesio, etc.

Hay otro tipo de inhibidores anódicos que forman compuestos insolubles o precipitados con el ion hierro. Estos inhibidores son los cromatos, silicatos, nitratos, nitritos, carbonatos. Estos tipos de materiales son usados en sistemas abiertos al aire.



En el apéndice E, Figuras E.1, E.2, E.2.1, E.3, E.3.1, E.3.2, y E.3.3, se presenta información referente al uso de varios inhibidores en sistemas de interés y detalles sobre las concentraciones a las que son aplicados.

3.10 Revestimientos industriales

Un revestimiento es fundamentalmente una capa de un material que se aplica sobre una superficie de otro material para protegerlo o mejorar sus características. Ejemplos de revestimientos se encuentran diseminados en todo tipo de industria, a continuación se presentan algunos de ellos. ^[10]

- La pintura aplicada sobre una pared con fines decorativos.
- El cromado y niquelado de muebles y objetos de uso domestico para conferirles belleza y durabilidad.
- El recubrimiento de un tanque para protegerlo de la corrosión.
- La capa de caucho o polietileno que reviste externamente una tubería sumergida, para protegerla contra la corrosión.
- El concreto que refuerza y protege los armazones metálicos de estructuras civiles.
- El revestimiento externo del casco de un buque, que lo protege contra la adhesión de organismos vivos.

La mayoría de los revestimientos pueden clasificarse dentro de uno de los siguientes grupos:

1. Revestimientos orgánicos y pinturas.
 2. Revestimientos metálicos.
 3. Revestimientos cerámicos.
 4. Revestimientos especiales (compuestos).
- **Funciones que cumple un revestimiento**

Dentro de las razones para el uso de los revestimientos, podemos destacar:



1. Mejorar el aspecto exterior (estética).
2. Prevenir la corrosión.
3. Proteger contra los efectos ambientales.
4. Reducir la corrosion-erosión.
5. Aislar la superficie del medio.
6. Reducir la formación de colonias de seres vivos.

3.11 Aceros

3.11.1 Definición y Características

El acero es una aleación de hierro y carbono (máximo 2.11% de carbono), al cual se le adicionan variados elementos de aleación, los cuales le confieren propiedades mecánicas específicas para su diferente utilización en la industria.

Los principales elementos de aleación son: Cromo, Tungsteno, Manganeso, Níquel, Vanadio, Cobalto, Molibdeno, Cobre, Azufre y Fósforo. Los productos ferrosos con más de 2.11% de carbono denominan fundiciones de hierro. ^[12]

3.11.2 Elementos de Aleación

Carbono: es el elemento que tiene más influencia en el comportamiento del acero; al aumentar el porcentaje de carbono, mejora la resistencia mecánica, la templabilidad y disminuye la ductilidad.

Boro: el Boro que se encuentra en el acero proviene exclusivamente de las adiciones voluntarias de este elemento en el curso de su fabricación. Ejerce una gran influencia sobre la templabilidad del acero, bastando porcentajes muy pequeños, a partir de 0.0004 %, para aumentarla notablemente.

Azufre: aumenta la maquinabilidad, ya que forma inclusiones no metálicas llamadas sulfuros de magnesio, discontinuidades en la matriz metálica que favorecen la formación de viruta corta.



Cromo: es un gran formador de carburos, aumenta la dureza y la resistencia al desgaste, y solo reduce la ductilidad. Mejora la resistencia a la alta temperatura y a la formación de cascarilla. En cantidades mayores al 12 %, hace al acero resistente a la corrosión.

Fósforo: incrementa la resistencia y reduce la ductilidad de la ferrita. Aumenta la brillantez. Este elemento, en cantidades superiores al 0.004 %, disminuye todas las propiedades mecánicas del acero. Molibdeno: Formador de carburos, reduce el crecimiento del grano, mejora la resistencia al desgaste y la capacidad de conservar la dureza a temperaturas altas.

Cobalto: elemento que desplaza las curvas TTT hacia la izquierda, aumentando la velocidad crítica y disminuyendo la templabilidad. Aumenta la dureza, y asociado al níquel o al cromo, forman aceros de débil coeficiente de dilatación, cercano al vidrio. Aumenta la velocidad crítica de enfriamiento y en los aceros para trabajo en caliente y rápidos incrementa la disipación de temperatura.

Manganeso: mejora la resistencia a la tracción y al desgaste, tiene buena influencia en la forja, la soldadura y la profundidad de temple. Facilita el mecanizado.

3.11.3 Aceros con bajo contenido de cromo y de baja aleación empleados en ambientes con CO₂

Los aceros de baja aleación constituyen una categoría de los materiales ferrosos que exhiben características mecánicas superiores a los aceros al carbono, como resultado de adiciones de los elementos de aleación tales como níquel, cromo, y molibdeno. Una de las características que se ha mejorado con la adición de algunos elementos aleantes es la resistencia a la corrosión por dióxido de carbono. ^[12]

El efecto positivo de adiciones bajas de cromo, (hasta el 5%) sobre aceros al carbono, frente a la corrosión por dióxido de carbono (CO₂) es reportado en la literatura. Se propone que las películas superficiales enriquecidas con cromo están formadas y causan una reducción de la velocidad de corrosión.



La razón por la cual el acero con cromo muestra una buena resistencia a la corrosión es la siguiente: el enriquecimiento del cromo (Cr) se presenta en el producto de la corrosión formado en los aceros de bajo cromo en ambientes con dióxido de carbono. La cantidad de cromo se incrementa con el tiempo de exposición y puede alcanzar hasta un máximo de 30% en la película. La corrosión es prevenida por la formación de la película de óxido enriquecida con Cr. ^[11, 12]

Los aceros con cromo resistentes a la corrosión (con 13% Cr o más) han sido utilizados previamente para ambientes corrosivos por su buena resistencia a la corrosión, especialmente para corrosión por CO₂ en ambientes húmedos. Los aceros 13% cromo han sido usados bajo severas condiciones, en las cuales los aceros al carbono no podrían permanecer el tiempo de vida esperado. Sin embargo, hay algunas condiciones de servicio donde no necesariamente podría requerirse el desempeño frente a la corrosión de los 13% Cr, pero las condiciones son muy severas para los aceros al carbono. Por eso los aceros con contenidos medios de cromo han sido estudiados debido a que tienen una mejor actuación contra la corrosión que los aceros al carbono, además tienen un costo menor que los aceros 13% cromo. ^[15]

Los atributos claves de la nueva generación de aceros de bajo carbono con 3 % cromo son:

- 1) Desempeño superior a la corrosión por dióxido de carbono, bajo ciertas condiciones, en comparación a los grados convencionales de aceros al carbono y de baja aleación por medio de la formación de una capa semi protectora rica en cromo, producto de la corrosión.
- 2) Obtención de un estado estacionario de la velocidad de corrosión después de la exposición, mucho más rápido que lo alcanzado para los aceros al carbono y de baja aleación, debido a la formación de una capa semi protectora de la corrosión.
- 3) La rentabilidad. ^[14]



3.12 Modelo de DeWaard & Milliams

El modelo de DeWaard & Milliams, en su forma original, fue presentado en 1975 expresado por la siguiente ecuación: ^[11]

$$\text{Log}(v) = 0.67 * \log(\text{PpCO}_2) + C \quad (\text{Ec.3.14})$$

Donde:

V: velocidad de corrosión en milímetros por año (mm/año)

PpCO₂: presión parcial de CO₂ (bar)

C: constante que se introduce para corregir las temperaturas.

Esta ecuación fue durante mucho tiempo la única disponible, siendo criticada por muchos investigadores de sobre predecir los valores de las velocidades de corrosión. Debido a esto, se ha modificado a través de los años por sus autores, añadiéndose a la ecuación original diversos factores de corrección obtenidos a partir de experimentos realizados en bancos de pruebas y asociados a efectos tanto físicos como químicos producidos durante el proceso de corrosión ^[16,17,18]. Finalmente, una última versión de este modelo se presentó en el año 1995 expresado de la siguiente manera ^[19]:

$$V_{corr} = \frac{V_m * V_r * F_c * F_s * F_{cr}}{V_m + V_r + F_c} \quad (\text{Ec. 3.15})$$

Donde:

V_{corr}: Velocidad de corrosión (mm/año)

V_m: Velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa (mm/año)

V_r: Velocidad de corrosión controlada por la reacción (mm/año)

F_s: Factor de corrección por la formación de capa de FeCO₃

F_c: Factor de corrección por el contenido de carbono en el acero

F_{cr}: Factor de corrección por el contenido de cromo en el acero.

Este modelo, se basa principalmente en estudios realizados sobre la influencia de la velocidad del fluido sobre el proceso de corrosión por CO₂, donde se toman en consideración los efectos de la energía de reacción y de la transferencia de



masa del CO₂ disuelto, desde el volumen de la solución hasta la superficie del acero. Este modelo, también toma en cuenta la influencia de la composición del acero sobre la velocidad del proceso de corrosión.

A continuación, se detallan los efectos que ejercen sobre la velocidad de corrosión por CO₂ la velocidad del fluido, la temperatura y la composición del acero, los cuales están expresados mediante correlaciones y factores de corrección.

- **Efecto de la velocidad del fluido.**

El proceso de corrosión por CO₂ consta básicamente de dos grandes etapas consecutivas: en primer lugar, el transporte de las especies corrosivas a través del fluido y su concentración sobre la superficie del metal; en segundo lugar, las reacciones que ocurren en la superficie del metal. La velocidad a las cuales ocurren estas reacciones determina la velocidad global del proceso de corrosión, y se encuentran definidas de la siguiente manera:

- Velocidad de corrosión controlada por la reacción (V_r):

$$\text{Log}(V_r) = 6,1014 - \frac{119}{T+273} + 0,00142 * T + 0,41 * \text{log}(fCO_2) - 0,34 * \text{pH}$$

(Ec.3.16)

Donde:

fCO_2 : Fugacidad del dióxido de carbono (bar)

T: Temperatura (°C)

pH: Nivel de acidez observado en la solución.

El pH es un factor importante a considerar en el estudio de la corrosión por dióxido de carbono (CO₂), ya que la dependencia de las tasas de corrosión por la velocidad del fluido decrece a medida que aumenta el pH. Este aspecto es significativo en situaciones prácticas donde el FeCO₃ disuelto puede incrementar el pH. En caso de que no haya información disponible sobre el pH de la solución, este puede ser estimado mediante la siguiente ecuación ^[18,19]:



$$\text{pH} = 4,1 - 0,5 * \log(\text{fCO}_2) + 2,98 + (3,49 \times 10^3)\text{T} - 0,19 - (9,78 \times 10^{-4})\text{T} * \log(\text{fCO}_2)$$

(Ec.3.17)

Donde:

T: temperatura en °C

La fugacidad de CO₂ se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{fCO}_2 = \alpha * \text{PpCO}_2 \quad (\text{Ec.3.18})$$

PpCO₂ se calcula usando la ecuación:

$$\text{PpCO}_2 = \text{Pt} * \frac{\% \text{CO}_2}{100} \quad (\text{Ec.3.19})$$

Donde:

PpCO₂: Presión parcial de dióxido de carbono (bar)

Pt: presión total del sistema (bar)

%CO₂: concentración de dióxido de carbono en el gas natural

α : es el coeficiente de fugacidad, análogo al coeficiente de actividad en las soluciones; se determina usando la siguiente ecuación. ^[20]

$$\alpha = 10^{[(0,0031 - 1,4/\text{T}) * \text{Pt}]} \text{ para } \text{Pt} \leq 250 \text{ bar} \quad (\text{Ec.3.20})$$

$$\alpha = 10^{[(0,0031 - 1,4/\text{T}) * 250]} \text{ para } \text{Pt} > 250 \text{ bar} \quad (\text{Ec.3.21})$$

Donde:

T: temperatura (K)

Pt: presión total del sistema (bar)

Velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa (Vm)

$$\text{Vm} = \frac{2,8 * \text{Vt}^{0,8} * \text{fCO}_2}{\text{d}^{0,2}} \quad (\text{Ec. 3.22})$$

Donde:

Vt: Velocidad superficial total (m/s)



d: diámetro interno de la tubería (m)

- **Efecto de la temperatura.**

La dependencia de la temperatura que presenta la velocidad de corrosión esta expresada en la ecuación 3.26, sin embargo, a altas presiones de CO₂, carbonatos de hierro u otros óxidos pueden formarse dando origen a películas protectoras, lo cual puede disminuir la velocidad de corrosión apreciablemente. El efecto de la formación de películas protectoras con la temperatura es considerado en el siguiente factor empírico:

Factor de corrección por la formación de la capa de FeCO₃ (Fs)

$$\log(Fs) = \frac{2400}{T} - 0,6 * \log(fCO_2) - 6,7 \quad \text{siendo } Fs \leq 1 \quad (\text{Ec. 3.23})$$

Donde:

T: temperatura (K)

fCO₂: fugacidad del dióxido de carbono (bar)

La temperatura a la cual (Fs) es igual a cero se denomina temperatura de formación de la capa (T_{capa}), y está relacionada a un máximo en la velocidad de corrosión:

$$T_{capa} = \frac{2400}{6,7 + 0,6 * \log (fCO_2)} \quad (\text{Ec. 3.24})$$

Donde:

T_{capa}: viene expresada en Kelvin (°K)

Esta temperatura es aquella a la cual las películas que se forman son diferentes en texturas, más protectoras y con mayor adherencia. A temperaturas del sistema por encima de la T_{capa}, las velocidades de corrosión son más bajas debido a que las condiciones de pH y concentración de Fe²⁺ son tales que se forma una capa protectora en la superficie del metal. La T_{capa} disminuye al aumentar la PpCO₂, para combinaciones de temperatura / presión por debajo de la temperatura de la capa, la



ecuación 11 no necesita ser corregida por (Fs), es decir (Fs) toma el valor de la unidad (Fs = 1).

- **Efecto de la composición química del acero.**

Para estudiar y cuantificar los efectos que ejercen la composición del acero y su microestructura sobre la corrosión por CO₂, se han dividido los aceros en dos grandes grupos: aceros normalizados y aceros templados y revenidos. La influencia de cada uno de ellos se ha expresado a través de factores de corrección, donde los principales parámetros a considerar son el contenido de cromo y carbono presente en los mismos. Los factores de corrección asociados al efecto que ejerce el tipo de acero utilizado son definidos de la siguiente manera:

Factor de corrección por el contenido de carbono en el acero (Fc)

- Para aceros normalizados: $F_c / N = 1/1 + (1,4 \pm 1,9) * \% C$ (Ec.3.25)

- Para aceros templados y revenidos: $F_c = 1$

Donde:

% C: porcentaje de carbono en el acero.

Factor de corrección por el contenido de cromo en el acero (FCr)

$FCr/Q_T = 0,993245928$ cuando el porcentaje de cromo en el acero es desconocido. En caso contrario se usan las ecuaciones:

- Para aceros normalizados: $FCr / N = 1/1 + (2,3 \pm 0,4) * \%Cr$ (Ec.3.26)

- Para aceros templados y revenidos: $FCr / N = 1/1 + (1,4 \pm 0,3) * \%Cr$ (Ec.3.27)

Donde:

%Cr: porcentaje de cromo en el acero.



3.13 Condiciones hidrodinámicas del fluido

Las líneas de producción de gas y petróleo generalmente manejan flujos de dos o más fases, constituidos por mezclas de gas, petróleo, agua y arena. Los efectos resultantes de las condiciones del flujo bi o multi-fásico inciden sobre la ocurrencia del fenómeno de corrosión, así como en la selección de los sistemas de control y monitoreo. Por lo tanto, se hace necesario entender el comportamiento hidrodinámico del fluido.

3.13.1 Principios de flujo bifásico.

- *Líquido acumulado (hold up)*

El líquido acumulado o líquido retenido (hold up) se define como la fracción de área de la sección transversal de la tubería ocupada por el líquido.

$$H1 = A1 / Ax \quad (\text{Ec.3.28})$$

Donde:

H1: líquido acumulado.

A1: área ocupada por el líquido (pulg²)

Ax: área de la sección transversal de la tubería (pulg²)

Por efectos de cambio de presión y temperatura, una considerable cantidad de líquido se deposita en el interior de los gasoductos. Este líquido está constituido por los componentes más pesados del gas natural que alcanzan su punto de rocío, condensan y se depositan en el fondo de la tubería. Generalmente, en este condensado se encuentra presente agua líquida y sustancias disueltas como CO₂ y H₂S, formando un ambiente altamente corrosivo. Se ha determinado que los condensados de hidrocarburos no afectan de modo significativo la velocidad de corrosión, ya que los mismos pueden crear una capa hidrofóbica sobre la superficie del metal. Sin embargo, la velocidad de corrosión tiende a aumentar cuanto mayor es la relación agua/condensado, es decir, cuando mayor es la cantidad de agua presente, se esperan velocidades de corrosión más elevadas ^[21]. El tipo de ataque corrosivo (general o



localizado) que pueda presentarse en el interior de las tuberías, por efecto del ambiente corrosivo acuoso, depende del patrón de flujo presente.

- *Velocidad del fluido.*

La velocidad del fluido es considerada uno de los parámetros más significativos a la hora de establecer el potencial corrosivo de una tubería, ya que determina el comportamiento del fluido (patrón de flujo), y la distribución del agua transportada por el gas. A continuación se presentan los conceptos básicos de velocidad del fluido para una mezcla bifásica gas-líquido:

- Velocidad superficial: es la velocidad a la cual fluiría la fase líquida o la fase gaseosa si estuviera sola en la tubería. Esta viene dada por las siguientes ecuaciones [22,23].

$$V_{sl} = \frac{q_l}{Ax} \quad (\text{Ec.3.29})$$

$$V_{sg} = \frac{q_g}{Ax} \quad (\text{Ec.3.30})$$

Donde:

Vsl: Velocidad superficial del líquido (ft/s)

Vsg: velocidad superficial del gas (ft/s)

ql: caudal de líquido (ft³/s)

qg: caudal de gas (ft³/s)

Ax: área transversal de la tubería (ft²)

- Velocidad de la mezcla: es la suma de la velocidad superficial del líquido y la velocidad superficial del gas.

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad (\text{Ec.3.31})$$



3.14 Diagramas presión-temperatura de mezclas de hidrocarburos

Los cambios de fase de las mezclas de hidrocarburos presentes naturalmente en un yacimiento de petróleo y gas son fácilmente reconocibles a través de un diagrama presión-temperatura (P-T) como el que se muestra en la figura 3.9. [24]

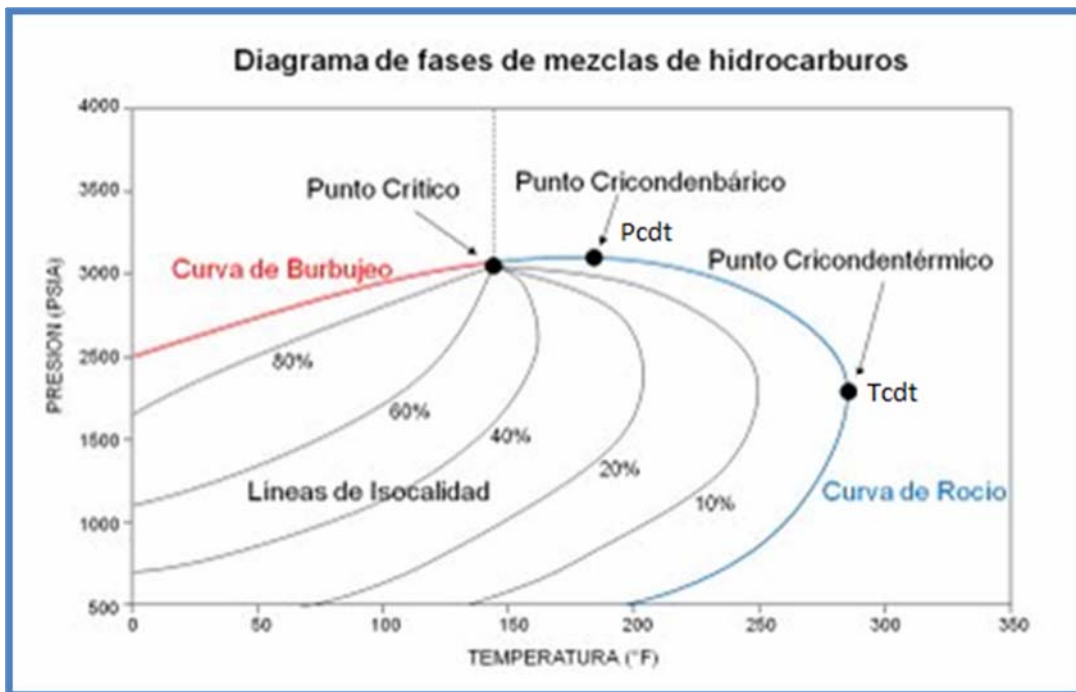


Figura 3.9 Diagrama de fases de mezclas de hidrocarburos.

Este es un diagrama de fases generalizado, donde se pueden observar las envolventes de fases que resulta de unir las curvas de puntos de burbujeo y puntos de rocío.

Los puntos de burbujeo son los puntos donde la fase líquida contiene una cantidad infinitesimal de gas, es decir, donde aparece la primera burbuja. Los puntos de rocío son donde la fase gaseosa contiene una cantidad infinitesimal de líquido, es decir, donde aparece la primera gota. Las curvas de burbujeo y rocío se unen en



el punto crítico, punto donde las propiedades intensivas (aquellas que no dependen de la masa, densidad, viscosidad, etc.) del gas y líquido son iguales.

La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones:

1. La del líquido que está situada fuera de la envolvente y a la izquierda de la temperatura crítica.
2. La del gas que también está fuera de la envolvente pero a la derecha de la temperatura crítica.
3. La de dos fases que se encuentra dentro de la envolvente, en ésta región se hallan el gas y el líquido en equilibrio.

Las líneas de isocalidad son líneas que unen puntos de igual porcentaje volumétrico de líquido en la mezcla líquido-gas. Lo que implica que las curvas de burbujeo y rocío son líneas de 100% y 0% de líquido, respectivamente. Todas las curvas convergen en el mismo punto, el punto crítico.

Del diagrama también podemos observar los puntos extremos de presión y temperatura. El punto cricondertérmico, $T_{c dt}$, es la máxima temperatura a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido. El punto cricondembárico, $P_{c dt}$, es la máxima presión a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido. La posición relativa de los puntos cricondertérmico y cricondembárico con respecto al punto crítico depende de la composición del sistema.

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento tiene un diagrama de fases característico, el cual permanece constante, mientras se mantenga la proporción de componentes en la mezcla; teniendo modificaciones cuando se altera las proporciones de los componentes debido a extracción preferencial de fluidos o a la inyección de algunos o algunos de ellos.



CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

4.1 Investigación del histórico de fallas en tuberías de producción por campos, que son atribuidos a mecanismos de corrosión interna

Se llevó a cabo un estudio integral de los problemas que ocurren en las tuberías de producción de los pozos que han operado en el área.



4.1.1 Selección de los pozos atribuidos a tubería rota, en las áreas en estudio, AMA ESTE, AMA OESTE y AMO

Esta etapa consistió en totalizar las fallas presentes en el periodo de 1990-2010, por años, tomando en cuenta todas las áreas operacionales de PDVSA producción gas Anaco y registradas por el personal que ejecuta los trabajos de chequeo mecánico de pozos, esta selección fue simplificada a través de la elaboración de una hoja de cálculos en Microsoft Excel. Es importante destacar que al momento de realizar la inspección a los pozos productores, este se realiza mediante los llamados trabajos de guaya fina, en los cuales solo se detectan alguna imperfección mecánica atribuible a alteración de diámetros (ejemplo colapso), tubería rota (por impresión en una determinada herramienta), sin embargo, no discrimina la causa de dichas fallas en las tuberías de producción.

Es por ello, que en esta fase del proyecto se indagan los registros existentes para discriminar las características de dicha fallas, y con ello, establecer su posible causa, sumado a la distribución de las mismas por áreas operacionales.

Todo esto con la idea de tener una visión general de los antecedentes y definir la cantidad por áreas en materia de corrosión.

Para la totalización de las fallas por profundidad, se graficaron las diferentes profundidades versus el total de fallas, usando el diagrama de circular de la hoja de cálculo Excel la cual es una alternativa para mostrar y comparar datos experimentales en forma visualmente atractiva y convincente. Posteriormente se seleccionaron el total de fallas por campo y por pozo/arena usando el mismo procedimiento anteriormente enunciado, para así ejecutar un diagrama tipo columna para identificar las fallas por campos.

Los resultados se muestran en el Apéndice A.



4.1.2 Análisis nodal realizado a los pozos seleccionados usando el simulador PIPESIM. Pozos: MVR-65, MVR-88, MVR-92 y MVR-96

Tabla 4.1 Resumen del análisis nodal utilizado en la simulación hidráulica, pozos: MVR-65, MVR-88, MVR-92 y MVR-96.

Pozo	Estación	Arena/Yacimiento	Modelo de flujo	Correlación de flujo horizontal	Correlación de flujo vertical	Psep (psi)
MVR-65	X-8	L2U,M	Condensado	Dukler, Aga & Flanagan	Gray	250
MVR-88	W-4	LO	Condensado	Dukler, Aga & Flanagan	Gray	60
MVR-92	X-8	M1U/ZM-310	Condensado	Dukler, Aga & Flanagan	Gray	500
MVR-96	W-4	L2U	Condensado	Dukler, Aga & Flanagan	Gray	500

4.1.3 Estimación de las velocidades de corrosión mediante el modelo de DeWaard y Milliams

En esta parte se realizó el cálculo de las diferentes velocidades de corrosión, de acuerdo al perfil de presión y temperatura, y la simulación hidráulica de los pozos en estudio, obtenido en el análisis nodal de la fase anteriormente desarrollada.

La muestra de cálculos se encuentra al final de este capítulo. Las tablas de resultados se pueden observar en el Apéndice B.

4.1.4 Realización de envolventes de los pozos MVR-88, MVR-92, MVR-96 mediante el Simulador PIPESIM 2008

En esta parte se realizaron envolventes a los pozos en estudio por medio del simulador PIPESIM 2008, con los datos de los análisis cromatográficos de los pozos, y condiciones de presión y temperatura de operación (estos son los pozos con fallas para correlacionar con la corrosión por dióxido de carbono (CO₂) y su profundidad). Cabe destacar que solo se realizaron tres envolventes (Pozo MVR-88,



MVR-92 y MVR-96), ya que no se disponía del análisis cromatográfico del pozo MVR-65.

Los análisis cromatográficos se pueden visualizar en el apéndice B, y las envolventes en el capítulo V correspondiente al análisis y discusión de resultados, Gráficas 5.9, 5.10 y 5.11.

4.2 Estimar la potencialidad corrosiva interna en las tuberías de producción de las localizaciones previstas considerando criterios existentes

En esta fase se realizó una estimación de la potencialidad corrosiva de acuerdo a correlaciones y criterios existentes, requiriendo para ello datos de la composición fisicoquímica de los fluidos, simulación hidráulica a lo largo de la tubería de producción y diseño mecánico establecido (diámetro de tubería y espesores).

4.2.1 Análisis nodal de la localización campo: Zapatos, arenas: R3/ZG-317 y S3S/ZG-304, y del campo: Aguasay, arenas: R2U, M/AG-402 y TU/AG-602, usando el simulador PIPESIM.

Tabla 4.2 Resumen del análisis nodal utilizado en la simulación hidráulica de las nuevas localizaciones de pozos productores.

Campo	Estación	Arena/Yacimiento	Modelo de flujo	Correlación de flujo horizontal	Correlación de flujo vertical	Psep (psi)
Zapatos	ZEF-7	R3/ZG-317	Black oil	Dukler, Aga & Flanagan	Gray Modified	60
Zapatos	ZEF-7	S3S/ZG-304	Black oil	Dukler, Aga & Flanagan	Gray Modified	250
Aguasay	BAT-4	R2U,M/AG-402	Black oil	Dukler, Aga & Flanagan	Hagedom & Brownly	500
Aguasay	BAT-4	TU/AG-602	Black oil	Dukler, Aga & Flanagan	Hagedom & Brownly	500

Se utilizó como referencia el fluido de los pozos: ZG-346 (R3) y ZG-345 (S3S). Por lo se realizaron diferentes sensibilidades para así obtener el perfil de presiones,



temperatura y velocidades superficiales, para ser utilizado en el cálculo de las velocidades de corrosión nuestro objetivo en esta parte del trabajo de investigación.

Por lo tanto, resultaron perfiles de presión, temperatura y velocidades superficiales para cada una de las arenas en estudio, para luego estimar la velocidad de corrosión para cada uno de ellos.

4.2.2 Identificación del agente corrosivo predominante en las tuberías de producción

Para el desarrollo de esta etapa, se aplicó el “Criterio de Kane”, basado en la relación de las presiones parciales de dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S), según se explicó en el Capítulo III, sección 3.6.3.

La hoja de cálculo en Excel, creada para simplificar la selección de los pozos a estudiar, también incluye el cálculo de la relación de las presiones parciales ($\text{PpCO}_2/\text{PpH}_2\text{S}$). En función del resultado de la relación, el programa define cual agente corrosivo predomina en la tubería de producción, según sea el caso.

4.2.3 Estimación de las velocidades de corrosión mediante el modelo de DeWaard & Milliams

Por medio de la simulación se obtuvo un perfil de presiones, temperaturas y velocidades superficiales de flujo para cada uno de los reductores, por medio del cual se creó una hoja de cálculo en Microsoft Excel en donde se obtuvieron los valores de la velocidad de corrosión.

Al final del capítulo se encuentra la muestra de cálculos.

4.3 Jerarquizar las nuevas localizaciones de pozos productores de acuerdo a la potencialidad corrosiva interna

La jerarquización de los pozos y estaciones depende, básicamente, de las velocidades de corrosión en las tuberías de producción. Estas velocidades fueron calculadas mediante el modelo matemático de DeWaard & Milliams, el cual se detalló en la



sección 3.12 del Capítulo III. Para dicho cálculo se elaboró una hoja de cálculos en Microsoft Excel con las correlaciones de este modelo matemático.

A partir de este punto, se puede establecer un orden específico, de acuerdo a la tubería que arroje mayor velocidad de corrosión (V_{corr}), estimada en cuanto a las nuevas localizaciones de pozos productores, cabe destacar que para dar el orden de criticidad de los campos también se tomo en cuenta la vida útil de la tubería de producción elaborando una hoja de cálculos en Microsoft Excel, finalizando, con las que muestran menores velocidades de corrosión. Los resultados pueden observarse en el Apéndice D.

4.3.1 Estimación de la vida útil de la tubería de producción

Se diseñó una hoja de cálculo en Microsoft Excel donde las velocidades de corrosión presentadas a lo largo de las líneas, los espesores de las tuberías y una pérdida máxima de espesor, según información del fabricante, sirven de datos de entrada para la estimación de la vida útil de las líneas de flujo y recolección. El procedimiento utilizado para su estimación se detalla en la muestra de cálculos de la sección 4.6 de este capítulo y los resultados en el Apéndice D.

4.4 Establecer los diseños mecánicos considerando estrategias para el control de corrosión interna

Esta fase se consideró las diferentes opciones para el control de corrosión interna. Dependiendo de su potencialidad corrosiva estimada en la sección 5.2, correspondiente al Capítulo V. Entre las opciones consideradas están: inhibidores de corrosión, tubería de aleación 13% Cromo, igualmente diseños de tuberías de menor aleación como lo es la tubería de 3% cromo, y por último, recubrimientos internos.

4.5 Estimar costos asociados a la inversión inicial en función a las opciones disponibles para el control de corrosión interna

Para ello se realizó una estimación de los costos por concepto de procura, instalación y mantenimiento de las opciones para el control de corrosión interna. En esta fase se



consultó a las empresas proveedoras de las diferentes tecnologías así como al personal de planificación, programación y mantenimiento de pozos que coordinan dichas actividades.

4.6 Muestra de cálculos

4.6.1 Cálculo de las Presiones Parciales de CO₂ y H₂S y criterio de Kane

Tomando como referencia los valores de presión de la línea y porcentaje de CO₂ y H₂S correspondientes al Campo Zapato, Arena: R3, YAC: ZG-317. (Tabla C.2, C3 y C.4 del Apéndice C), los valores tomados, son a fondo de pozo.

Cálculo de la presión parcial de CO₂:

$$\text{Presión parcial del CO}_2 \text{ (psi): } PpCO_2 = Pt * \frac{\%CO_2}{100} \quad \%CO_2=8$$

Sustituyendo los valores en la ecuación 3.31 se tiene que:

$$PpCO_2 = \frac{1388 * 8}{100} = 111,04 \text{ psi}$$

Cálculo de la presión parcial de H₂S:

$$\text{Presión parcial del CO}_2 \text{ (psi): } PpH_2S = \frac{Pt * ppmH_2S}{1.000.000} \quad \%H_2S=10$$

Sustituyendo se tiene:

$$PpH_2S = \frac{1388 * 10}{1000000} = 0.0138 \text{ psi}$$

Cálculo para determinar el tipo de corrosión predominante mediante la Relación de Kane.

Tomando los valores de las presiones parciales calculadas anteriormente:

$$PpCO_2 = 111,04 \text{ psi}$$

$$PpH_2S = 0,0138 \text{ psi}$$

Sustituyendo estos valores se tiene:



$$\frac{P_{pCO_2}}{P_{pH_2S}} = \frac{111,04}{0,0138} = 8046.37$$

De acuerdo a la norma API 6A, se dice:

Presión parcial de CO ₂	Nivel de corrosión
Si $P_{pCO_2} > 30$ psi	Severa
Si $7 \text{ psi} \leq P_{pCO_2} \leq 30$ psi	Moderada
Si $P_{pCO_2} < 7$ psi	Leve

De igual manera se realizaron los cálculos para los demás pozos evaluados. Los resultados se observan en los Apéndices B y D y la Gráfica 5.12 del Capítulo V, correspondiente a la discusión de resultados, al igual que el resto de dichas gráficas.

4.6.2 Cálculo de las velocidades de corrosión

Se parte del modelo de DeWaard & Milliams, explicado en el Capítulo III (ecuación 3.15). Para ello se requiere:

Presión total (Pt): Bar

Temperatura (T): K

Porcentaje de CO₂ en el gas (% CO₂): % molar.

Velocidad superficial de líquido (Vsl): m/s

Diámetro interno de la tubería (d): m

Tratamiento térmico del acero: (normalizado o templado y revenido)

Contenido de cromo en el acero (% Cr).

Contenido de carbono en el acero (% C).

Tomando como referencia los valores de los resultados obtenidos mediante la simulación hidrodinámica para la tubería del Campo Zapato, Arena: R3, YAC: ZG-317 (Tabla C.1 del Apéndice C), se tiene:



Velocidad de corrosión por el método de DeWaard y Williams (V_{corr}):

$$V_{corr} = \frac{V_m * V_r * F_c * F_s * F_{cr}}{V_m + V_r * F_c}$$

Velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa (V_m):

$$V_m = \frac{2,8 * V_t^{0,8} * fCO_2}{d^{0,2}}$$

Se empieza con el cálculo de la velocidad superficial total del flujo de la siguiente manera:

$$V_t = V_{sg} + V_{sl} = \frac{1,69 + 0,016}{3,28} = 0,5201 \text{ m/s}$$

Se calcula el coeficiente de fugacidad (a) para presiones mayores a 250 bar debido a que estamos trabajando a fondo de pozos, se uso la siguiente ecuación:

$$a = 10^{[(0,0031 - 1,4/T) * 250]} \text{ para } P_t > 250 \text{ bar}$$

$$a = 10^{[(0,0031 - \frac{1,4}{403,22}) * 250]} = 0,9335$$

Procedemos a calcular la fugacidad del dióxido de carbono:

$$fCO_2 = a * P_{pCO_2} = 0,9304 * 97,6 = 6,2867 \text{ bar}$$

Seguidamente se calcula la velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa, mediante la siguiente ecuación:

$$V_m = \frac{2,8 * V_t^{0,8} * fCO_2}{d^{0,2}} = \frac{2,8 * 0,5201^{0,8} * 6,2867}{0,0620^{0,2}} = 18,1964 \left(\frac{\text{mm}}{\text{año}} \right)$$



Estos cálculos se realizaron para cada uno de los reductores de los pozos que presentan fallas por tubería rota y también para las nuevas localizaciones de pozos productores, los cálculos y resultados se pueden visualizar en los Apéndices.

Velocidad de corrosión controlada por la reacción (Vr):

$$\text{Log}(Vr) = 6,1014 - \frac{119}{T + 273} + 0,00142 * T + 0,41 * \log(fCO_2) - 0,34 * pH$$

Primeramente se calcula el pH de la siguiente manera:

$$pH = 4,1 - 0,5 * \log(fCO_2) + 2,98 + (3,49 \times 10^{-3})T - 0,19 - (9,78 \times 10^{-4})T * \log(fCO_2)$$

T=132,22 °C y fCO₂=6,2867 bar sustiyendo estos valores en la ecuación anterior se tiene:

$$pH = 6,8489$$

Ahora se puede calcular el Log (Vr) sustiyendo los valores se tiene:

$$\text{Log}(Vr) = 1,5264 \left(\frac{mm}{año} \right)$$

Luego se calcula la velocidad de corrosión controlada por la reacción (Vr):

$$Vr = 10^{1,5264} = 33,6049 \left(\frac{mm}{año} \right)$$

Igualmente se realizaron estos cálculos para cada uno de los reductores de los pozos que presentan fallas por tubería rota y también para las nuevas localizaciones de pozos productores, estos datos se pueden visualizar en el Apéndice D.



Factor de corrección por el contenido de carbono en el acero (F_c):

En esta parte se toma como factor de corrección igual a uno (1) debido a que se desconoce de qué tipo de material esta hecho la tubería de los pozos en estudio.

$$F_c/Q_T = 1$$

Factor de corrección por la formación de la capa de $FeCO_3$ (F_s):

$$\log(F_s) = \frac{2400}{T} - 0,6 * \log(fCO_2) - 6,7 \quad \text{siendo } F_s \leq 1$$

Si F_s es igual a cero la temperatura seria de formación de la capa y está relacionada a un máximo en la velocidad de corrosión:

$$T_{capa} = \frac{2400}{6,7 + 0,6 * \log(fCO_2)} \quad (^\circ K)$$

$$T_{capa} = \frac{2400}{6,7 + 0,6 * \log(6,2867)} = 296,3539 \text{ } ^\circ K$$

- $T_{sist} > T_{capa}$, la V_{corr} son más bajas.
- T_{capa} disminuye al aumentar P_pCO_2

En algunos casos F_s era igual a uno (1) y en otros se tuvo que calcular la temperatura de la capa, y así corregir los valores de F_s que eran mayores a uno (1).

Entonces cuando:

$T_{capa} < T_{operación} \longrightarrow F_s$ se calcula por la ecuación.

$T_{capa} > T_{operación} \longrightarrow F_s=1$

$T= 405,22 \text{ } ^\circ K$ y $fCO_2=6,2867$, sustituyendo estos valores en la ecuación del factor de corrección por la formación de la capa de $FeCO_3$ tenemos:

$$\text{Log}(F_s) = -1,2563$$



$$F_s = 10^{-1,2563} = 0,0554$$

Este valor de F_s no necesitó corrección debido a que arrojo un valor menor a 1, tal como lo explicamos anteriormente.

Factor de corrección por el contenido de cromo en el acero (F_{Cr}):

$F_{Cr/QT} = 0,993245928$ cuando el porcentaje de cromo en el acero es desconocido, en caso contrario se usa la siguiente ecuación:

Para aceros normalizados: $F_{Cr/QT} = \frac{1}{1} + (2,3 \pm 0,4) * \%Cr$

Para aceros templados y revenidos: $F_{Cr/QT} = \frac{1}{1} + (1,4 \pm 0,3) * \%Cr$

Para estos cálculos el porcentaje de cromo se desconoce utilizando el valor descrito anteriormente.

Con todos estos valores ya calculados, se procede a calcular el valor de las velocidades de corrosión para los diferentes pozos en estudio.

$$V_{corr} = \frac{V_m * V_r * F_c * F_s * F_{Cr}}{V_m + V_r * F_c}$$

$$V_{corr} = \frac{18,1964 * 33,6049 * 1 * 0,0554 * 0,993245928}{18,1964 + 33,6049 * 1} = 0,6497 \left(\frac{mm}{año} \right)$$

Por último se convierte la V_{corr} de mm/año a mpy de la siguiente manera:

$$V_{corr} = 0,6497 * 39,4 = 25,5989 (mpy)$$

Los valores y resultados de los diferentes cálculos de velocidad de corrosión se pueden visualizar en los Apéndices B y D.

4.6.3 Cálculo de la vida útil de la tubería.

Para el cálculo de la vida útil de la tubería se necesitó la velocidad de corrosión máxima en unidades de mm/año y el espesor de la tubería en estudio.



Para efecto de este ejemplo, se toma como referencia los datos del pozo Arena S3S/YAC: ZG-304, para el reductor de 3/8”.

$V_{corr\ max} = 6,3828\ mm/año$

Espeor = 5,5118 mm

Entonces,

$$Vida\ util = \frac{Espesor}{V_{corr\ maxima}} = \frac{5,5118\ mm}{6,3828\ mm/año} = 0,8635\ año$$

Así sucesivamente se realizaron estos cálculos para todas las nuevas localizaciones y para cada uno de sus reductores de producción. Los respectivos resultados se pueden observar en el apéndice D.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

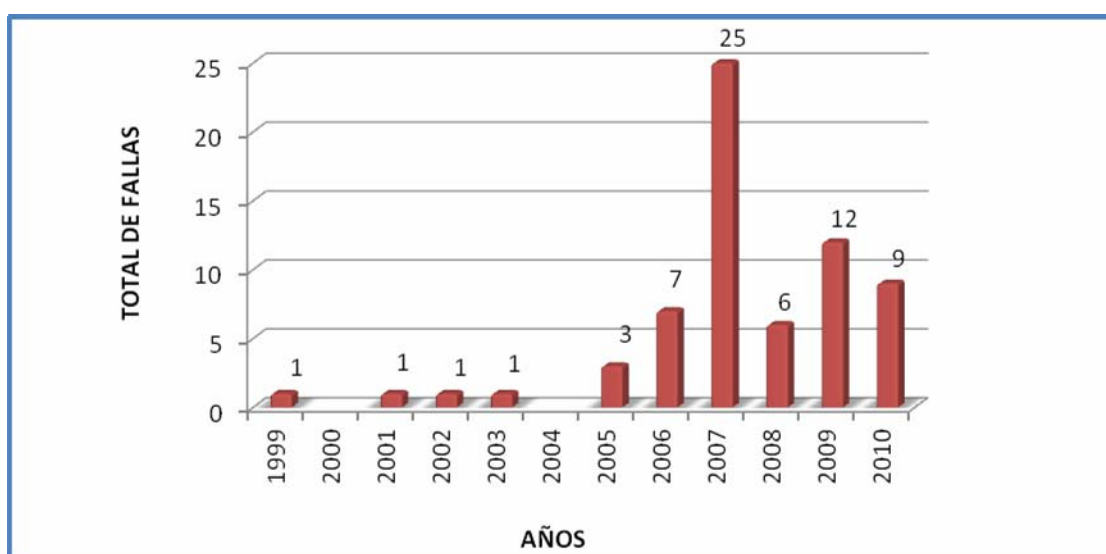
5.1 Investigación del histórico de fallas en tuberías de producción por campos, que son atribuidos a mecanismos de corrosión interna

Para el cumplimiento de este objetivo se necesitó la información de pozos activos e inactivos con tubería rota, AMA-AMO.

5.1.1 Selección de los pozos atribuidos a tubería rota, en las áreas en estudio, AMA ESTE, AMA OESTE y AMO



Con un población de 69 pozos con tubería rota, Activos (34) + Inactivos (35). En la cual se validó que la condición de tubería rota fue por corrosión o por daños mecánicos. En esta etapa se observó mediante la (gráfica 5.1), que el año que presentó mas fallas fue el año 2007 (25 fallas), seguido por el año 2009 (12 fallas). Por otro lado es importante resaltar que 66 de los pozos presentaron fallas por tubería rota y 21 del total de pozos tuvieron otros tipos de fallas, tales como: pozo comunicado, colapso de la tubería, obstrucción metálica, impresión metálica.

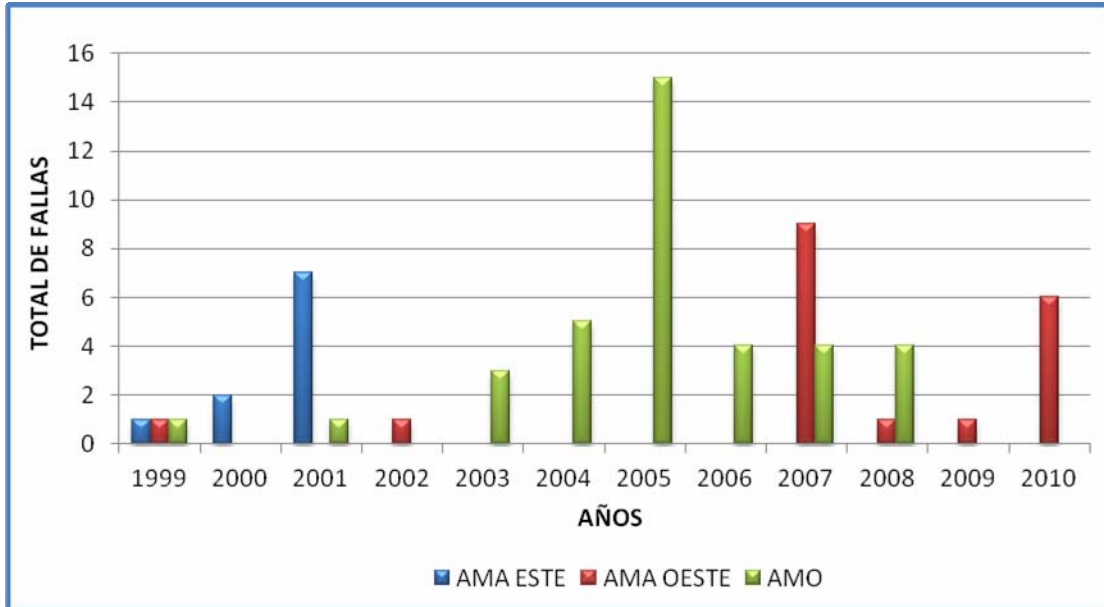


Gráfica 5.1 Fallas totales en tuberías de producción por años.

Por otra parte se estimó el número de fallas por área Vs el año de chequeo mecánico (gráfica 5.2), el cual arrojó un área crítica AMO, la cual presenta la mayor cantidad de fallas (38 en total), para AMA ESTE tenemos una cantidad de 10 fallas, lo cual se acentúan mas en el año 2009, de esas diez (10) fallas, siete (7) se presentaron en el año 2009. Para la otra área en estudio lo cual es AMA OESTE, existe un total de 21 pozos, de los cuales dos de estos no poseen información de fecha de chequeo mecánico, por lo tanto tampoco se graficaron, quedando un total de 19 pozos en esta área, por ende la fecha más crítica, sería el año 2007, de esta cantidad de pozos 10 fallan en este año, como era de esperarse, ya que la mayor cantidad de

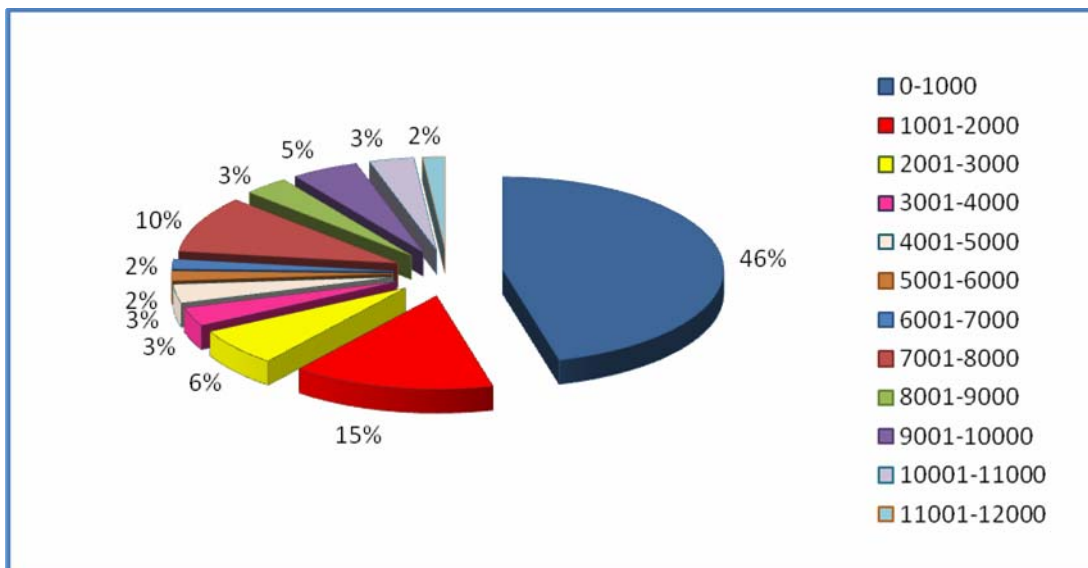


fallas para estas áreas operacionales se acentúan en este año, haciendo una generalidad de todas las áreas en estudio.



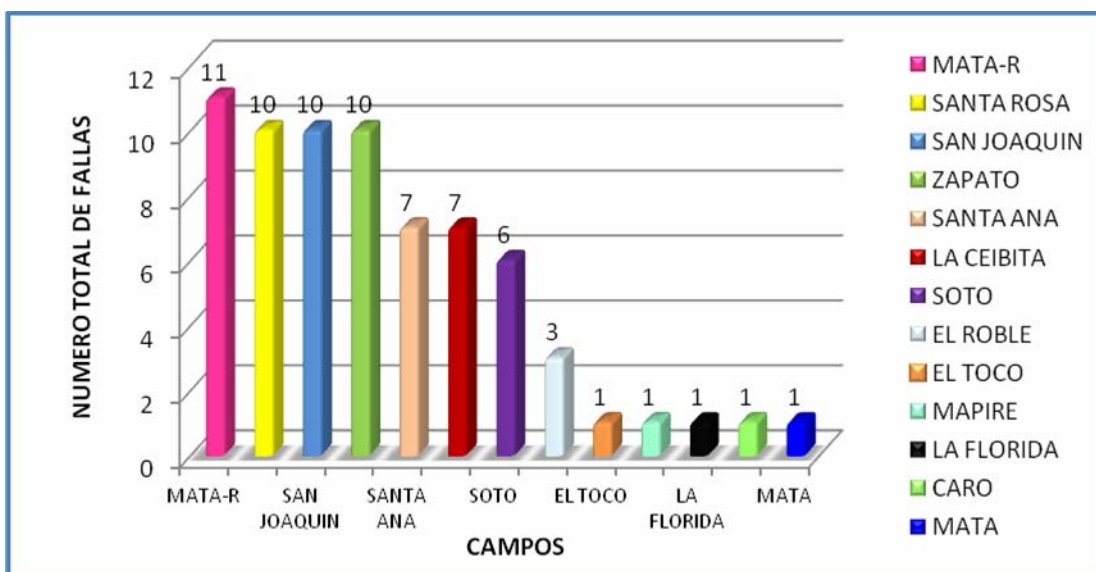
Gráfica 5.2 Fallas en tuberías de producción por área en función del tiempo.

En la distribución porcentual de fallas por su ubicación se estimo cual era la profundidad a la cual se presentó la mayor cantidad de fallas, siendo la más critica la profundidad de 0-1.000 pies (gráfica 5.3), donde se puede observar que en un 46% tenemos fallas de tubería en el comienzo de la tubería de producción, por lo tanto esto puede ser debido a la presencia del factor corrosivo dióxido de carbono (CO_2) en presencia de agua, para así formar el ácido carbónico (H_2CO_3) lo cual produce el desgastes de la tubería para posteriormente causar la corrosión, es decir el deterioro parcial o total de la tubería.



Gráfica 5.3 Distribución porcentual de fallas por profundidad.

Con respecto a la distribución de fallas por campos tenemos que el campo que presentó mayor cantidad de problemas fue el Campo Mata-R, perteneciente a AMO, con un total de once (11) fallas, seguido de Santa Rosa, San Joaquín y Zapatos tal como se muestra en la gráfica 5.4.



Gráfica 5.4 Fallas en tuberías de producción periodo (1999-2010).

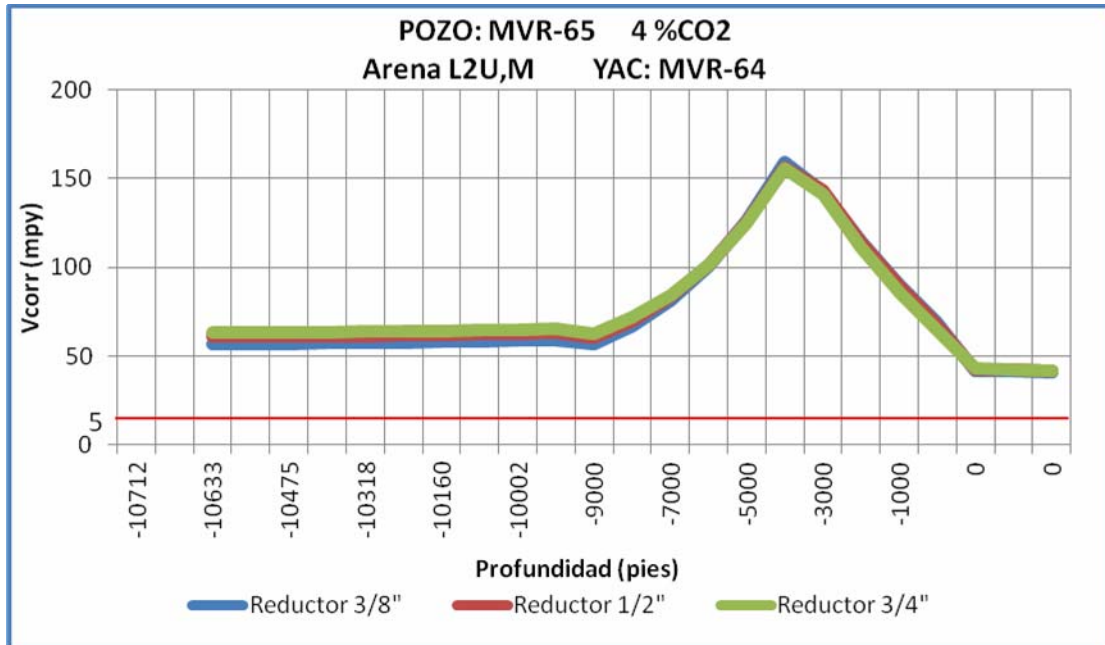


De los once (11) pozos del Campo Mata-R pertenecientes a AMO, se tomó al azar cuatro (04) pozos (Pozo MVR-65, Pozo MVR-88, Pozo MVR-92 y el Pozo MVR-96), a los que se le realizó la simulación hidráulica mediante análisis nodal a fin de obtener el perfil de presión, temperatura y velocidades superficiales de flujo por medio de análisis nodal realizado a estos, para posteriormente con estos valores, calcularse las velocidades de corrosión a los 4 pozos en estudio. En el apéndice B se puede observar el análisis nodal previo para el cálculo de velocidad de corrosión

5.1.2 Estimación de las velocidades de corrosión mediante el modelo de DeWaard & Milliams Pozos MVR-65, MVR-88, MVR-92 y MVR-96

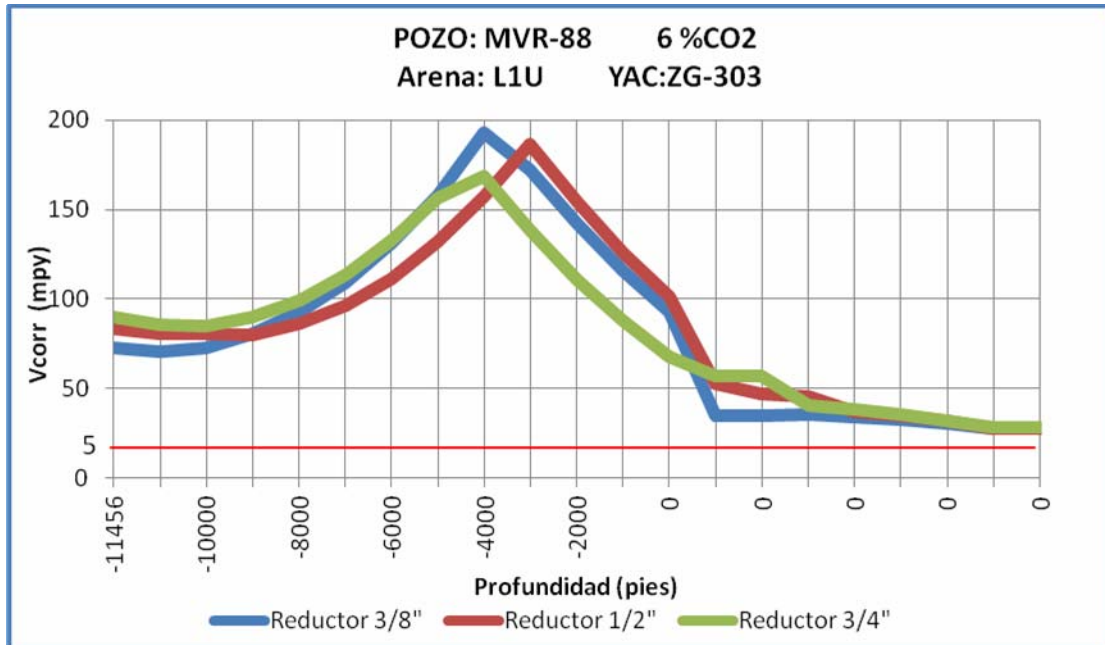
En cada figura se indica la máxima velocidad de corrosión permitida (5 mpy), valor establecido por la Norma NACE Standard MR0175-94. ^[24], como parámetro para el control de este problema. Por encima de este valor se considera que los daños por corrosión y las pérdidas de metal serán severos, por lo tanto, es necesaria la aplicación de un método de control, así como la instalación de facilidades de monitoreo.

Para el pozo MVR-65 se obtuvo una V_{corr} máxima de 159,043 mpy a los 4.000 pies de profundidad, para el reductor de 3/8", (Ver gráfica 5.5). También podemos observar que los mayores valores de velocidad de corrosión se encuentran a profundidades de 0 a 9.000 pies de profundidad, luego la velocidad de corrosión disminuye y se mantiene casi que constante en 50 mpy aproximadamente hasta su máxima profundidad.



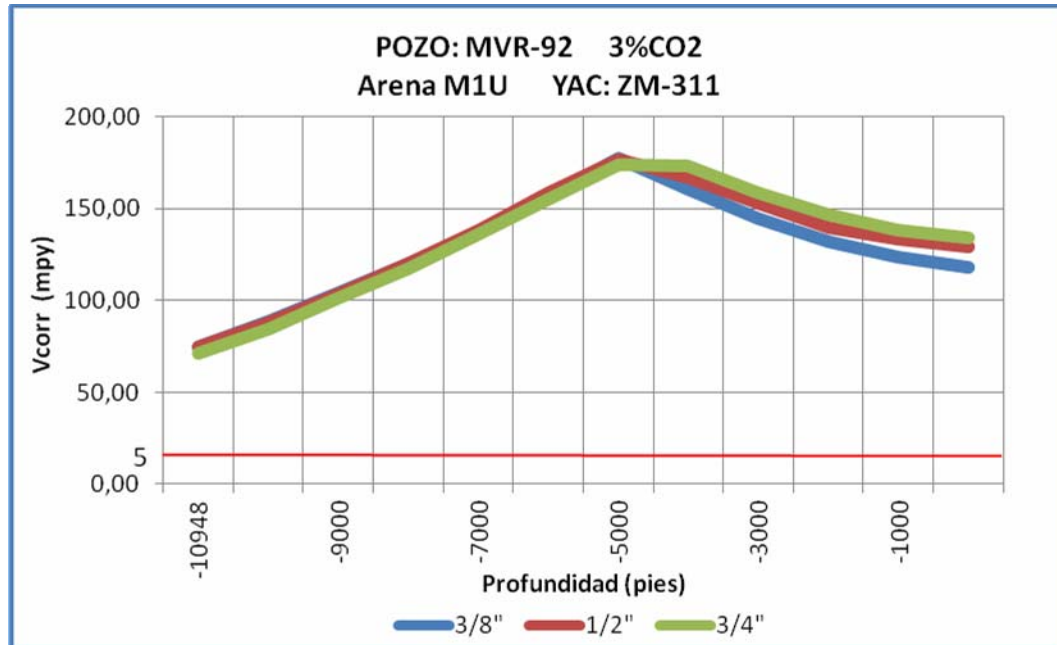
Gráfica 5.5 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Pozo MVR-65.

El pozo MVR-88 arrojó un valor de V_{corr} máxima para el reductor de 3/8" igual a 192,72 mpy a los 4.000 pies, para el reductor de 1/2" se obtuvo una V_{corr} máxima igual a 186,55 mpy a 3.000 pies de profundidad, y por último para el reductor de 3/4" la V_{corr} max es igual a 168,34 mpy a los 4.000 pies de profundidad, cabe resaltar que este pozo produce por los tres reductores. Las velocidades de corrosión determinadas en este pozo (Gráfica 5.6), superan los 5 mpy en todos los reductores y alcanzan velocidades de más de 100 mpy, lo que sugiere la existencia de un grave problema de corrosión por CO_2 , esto ocurre debido a que de los 4 pozos en estudio en esta parte de la investigación este pozo posee mayor cantidad de $\%CO_2$, para que así, con la presencia de agua se forme el ácido carbónico lo cual es el agente principal para que se produzca la corrosión.



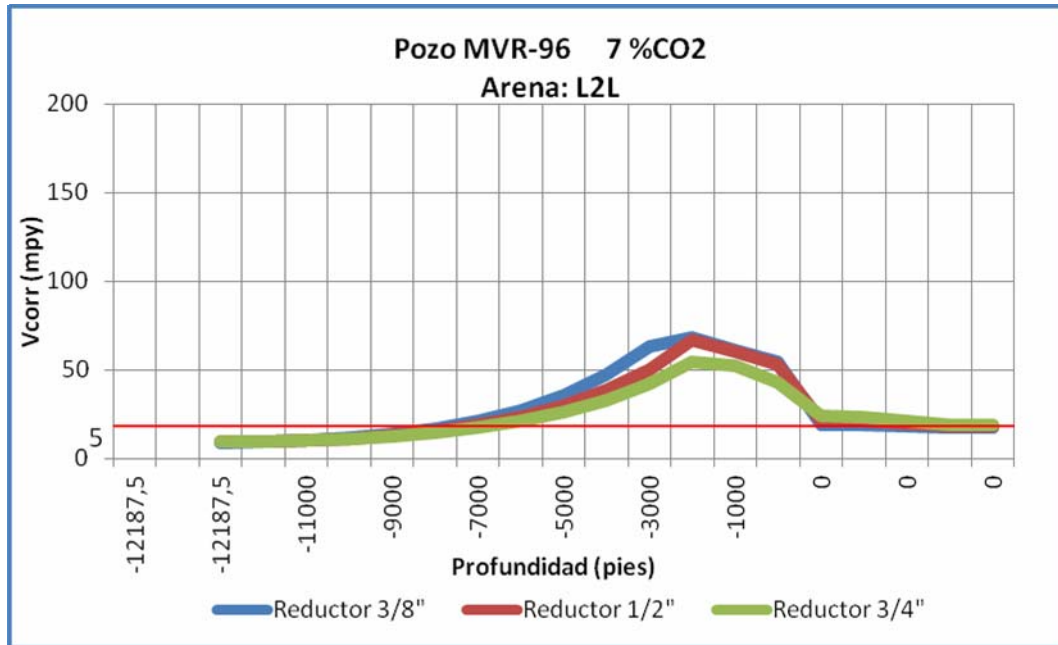
Gráfica 5.6 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Pozo MVR-88.

Por otra parte para el pozo MVR-92 con un 3% CO₂ produce por los reductores de 1/2" y por el de 3/4", por lo tanto el valor de velocidad de corrosión máxima para el reductor de 1/2" es igual a 176,80 mpy a los 6.000 pies de profundidad, y para el reductor de 3/4" la Vcorr máxima es igual a 173,91 mpy a los 6.000 pies (Gráfica 5.7). Se puede observar que los mayores valores de velocidad de corrosión se dan de 0 a 6.000 pies de profundidad, luego comienza a declinar la velocidad de corrosión a medida que aumentan las profundidades, pero de igual manera los valores de las velocidades de corrosión sobrepasan el valor máximo permitido, por lo tanto existe problemas severos de corrosión.



Gráfica 5.7 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Pozo MVR-92.

Del Pozo MVR-96 se puede, decir que por la cantidad de CO₂, los valores de velocidad de corrosión difieren con la teoría, debido a que con un %CO₂ igual a 7 resulto un valor de Vcorr máxima de 68,379 mpy a los 2.000 pies de profundidad (Gráfica 5.8), es decir el valor obtenido es bajo y debería dar igual o parecido a los valores del pozo MVR-88 que tiene un valor de %CO₂ igual a 6, de igual manera los valores de la velocidad de corrosión se mantienen dentro del valor permitido cuando comienza a aumentar la profundidad a partir de 6.000 pies, por lo tanto es uno de los pozos más controlados en este estudio.



Gráfica 5.8 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Pozo MVR-96.

En general, las máximas velocidades de corrosión estimadas, se discutieron en esta fase, solo para los reductores empleados para cada uno de los pozos en estudio, para las cuales, las velocidades de corrosión se encuentran en el mismo orden de intensidad; sin embargo, los pozos que presentan los más altos valores son las del pozo MVR-88, MVR-92, MVR-65 y MVR-96 en orden decreciente, respectivamente.

Se observa que los pozos que poseen alta presión, son los que mayores velocidades de corrosión, es natural que a mayor presión total haya mayores %CO₂, por ende, mayor disolución de estos gases en el agua libre y condensada, originando mayor corrosión. Por otra parte se dice, que existe relación entre las velocidades de corrosión estimadas, con las fallas presentes a las profundidades presentes, en los primeros pies de profundidad de los pozos estudiados, por lo que permite corroborar que las fallas en un 100% corresponden a corrosión. Por lo tanto, son los pozos que requieren mayor monitoreo y seguimiento. Ver tabla 5.1.



Tabla 5.1 Características de los pozos MVR-65, MVR-88, MVR-92 y MVR-96.

Pozo	Velocidades de corrosión máximas (mm/año)			Vida útil de la tubería (Años)			Profundidad (pies)		
	Red 3/8"	Red 1/2"	Red 3/4"	Red 3/8"	Red 1/2"	Red 3/4"	Red 3/8"	Red 1/2"	Red 3/4"
MVR-65 %CO ₂ = 4	4,04			1,37			4000		
MVR-88 %CO ₂ = 6	4,89	4,73	4,27	1,13	1,17	1,29	4000	3000	4000
MVR-92 %CO ₂ = 3		4,49	4,41		1,23	1,25		6000	6000
MVR-96 %CO ₂ = 7	1,73			3,19			2000		



5.1.3 Realización de envolventes de los pozos MVR-88, MVR-92 y MVR-96 por medio del Simulador PIPESIM 2008

Se estimaron envolventes a tres (03) de los cuatro (04) pozos en estudio (Pozos MVR-88, MVR-92 y MVR-96) ya que no se disponía el análisis cromatográfico del pozo MVR-65.

Para el pozo MVR-88, se tiene un perfil de presión-temperatura (Tabla 5.2) donde se integra a la envolvente resultante de la simulación (Gráfica 5.9), donde se puede apreciar que la presión para el reductor de 3/8 es de 500-780 lpc con una temperatura de 112-240 °F, notando que estos valores se encuentran por fuera de la envolvente, podemos decir, que no se está en presencia de mezcla por lo tanto hay pocas probabilidades de que haya corrosión, ya que no está presente uno de los factores importantes para que este fenómeno ocurra (el agua), sin embargo notemos en la parte anterior, donde se analizaron los valores de velocidad de corrosión (Figura 5.6), se tienen valores de velocidad de corrosión que llegan casi a los 200 mpy, por lo tanto se genera la corrosión así no estén dentro de la envolvente los valores de presión y temperatura.

El reductor de 1/2" tiene una presión de 358-637 lpc y un rango de temperatura de 130-233 °F (Tabla 5.2), incorporando este perfil de presión-temperatura a la envolvente tenemos que al igual que el reductor anterior los valores se encuentran por fuera de la envolvente, (Gráfica 5.9), no hay mezcla, por lo tanto no hay presencia de agua y es más fácil el control de la corrosión si esta llegara a producirse.

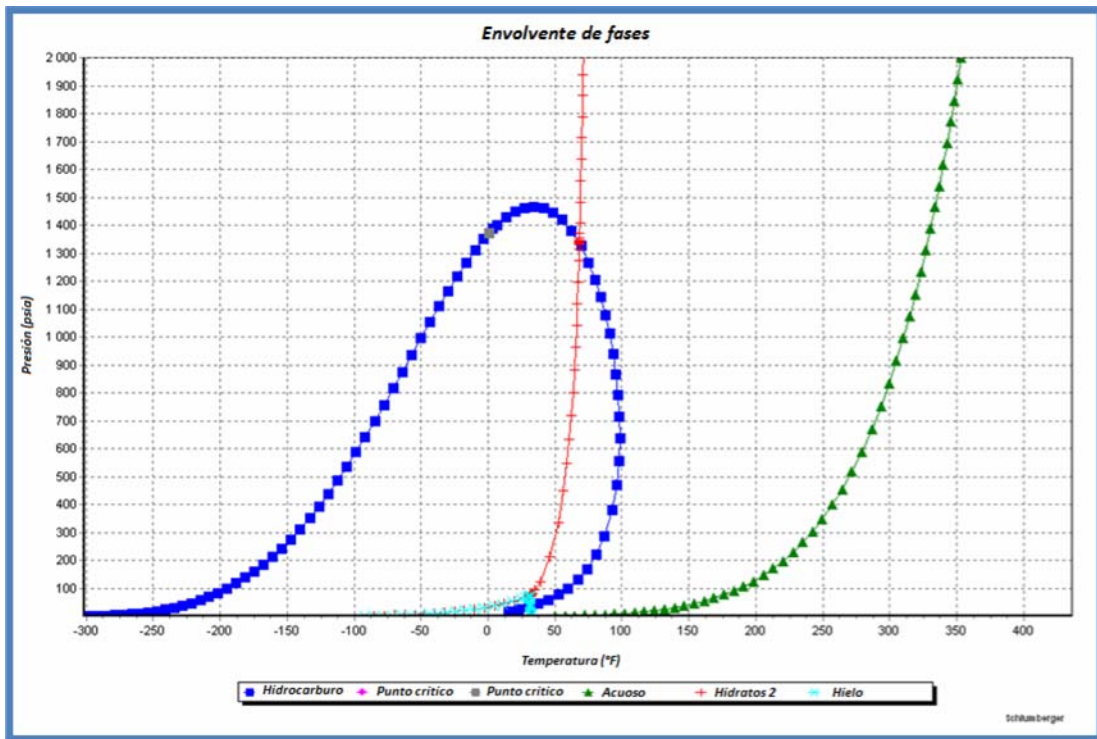
Por otra parte para el reductor 3/4" los valores de presión son de 226-539 psi y la temperatura esta en el rango de 118-229 °F, (Tabla 5.2), también podemos observar que los valores al igual que los demás reductores se encuentran por fuera de la envolvente, (Gráfica 5.9), no se está en la parte donde se produce la mezcla de los compuestos.



De forma general podemos decir que todos los reductores presentan un perfil de presión-temperatura por fuera de envolvente, por lo tanto es más fácil el control de corrosión en este intervalo debido a los valores estimados de velocidades de corrosión, discutidas en la sección anterior, se puede decir que hay poca presencia de agua. De igual manera se dice que la envolvente no corresponde a los valores arrojados por el simulador.

Tabla 5.2 Perfil presión-temperatura para cada uno de los reductores. Pozo MVR-88.

Reductores	3/8"		1/2"		3/4"	
	Presión (lpc)	Temp (°F)	Presión (lpc)	Temp (°F)	Presión (lpc)	Temp (°F)
-11456	782	240	637	233	539	229
-11000	771	242	626	236	527	233
-10000	745	240	601	236	502	234
-9000	720	232	576	237	476	230
-8000	695	221	552	231	449	222
-7000	670	209	528	222	423	211
-6000	646	195	504	211	397	199
-5000	621	182	479	198	370	187
-4000	597	168	455	185	343	173
-3000	572	154	431	172	315	160
-2000	548	140	407	158	286	146
-1000	524	126	382	144	257	132
0	500	112	358	130	226	118



Gráfica 5.9 Envolverte, Pozo MVR-88.

Se puede observar el perfil de presión-temperatura para el pozo MVR-92 (Tabla 5.3), en la cual al incorporarlo a la envolverte (Gráfica 5.10), se nota que para el reductor de 3/8" los valores no encajan dentro de la envolverte, la presión esta entre 766-1433 lpc y la temperatura de 112-196°F, estos valores se encuentran en la región de fase gaseosa, por lo tanto no se está en mezcla, y es más fácil controlar el fenómeno de corrosión. Si visualizamos la (Figura 5.7), notamos que en este pozo la velocidad de corrosión se presenta de 1.000-7.000 pies de profundidad, aplicando estrategias para el control de corrosión es más factible el resultado, de acuerdo a lo arrojado por la envolverte.

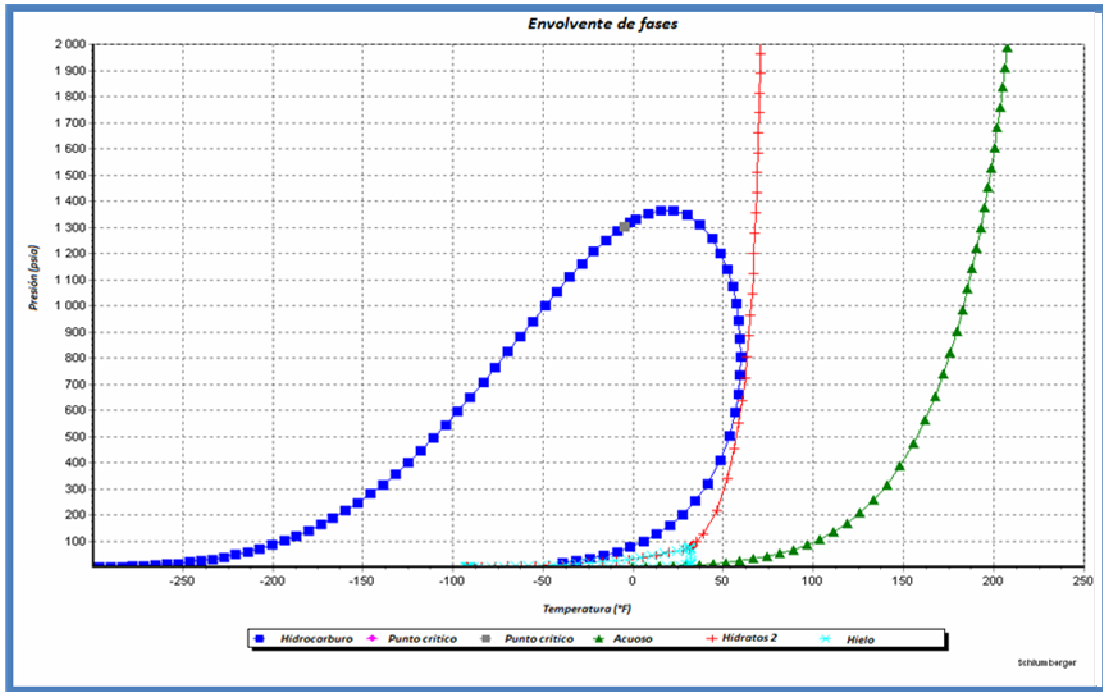


Para el reductor de 1/2", no es tan variable el resultado del perfil de presión-temperatura por lo tanto al igual que el reductor de 3/8", los valores se encuentra por fuera de la envolvente, es decir se encuentra en la parte donde se concentra el gas, el fluido no se condensa, y no pasa a la región de mezcla.

Igualmente el reductor de 3/4" presentó valores en el perfil de presión-temperatura, en los cuales no encajan en la envolvente, por lo tanto se encuentra en la región de gas, y es más controlable la corrosión. Al igual que la envolvente del pozo MVR-65 esta envolvente no corresponde a los valores de velocidad de corrosion estimadas en la sección anterior.

Tabla 5.3 Perfil presión-temperatura para cada uno de los reductores. Pozo MVR-92.

Reductores	3/8"		1/2"		3/4"	
	Presión (lpc)	Temp (°F)	Presión (lpc)	Temp (°F)	Presión (lpc)	Temp (°F)
-10948	1433	196,0	1354	193,0	1296	192,0
-10000	1370	193,0	1289	191,0	1230	190,0
-9000	1305	189,0	1223	188,0	1161	186,0
-8000	1241	183,0	1157	182,0	1093	181,0
-7000	1178	176,0	1092	176,0	1026	175,0
-6000	1116	168,0	1029	168,0	959	168,0
-5000	1056	159,0	966	161,0	894	161,0
-4000	996	150,0	903	152,0	828	153,0
-3000	937	141,0	842	143,0	763	144,0
-2000	879	132,0	781	134,0	698	136,0
-1000	822	122,0	720	125,0	632	126,0
0	766	112,0	660	116,0	566	117,0



Gráfica 5.10 Envolvente, Pozo MVR-92.

El pozo MVR-96, no escapa de este resultado, debido a que el perfil de presión-temperatura del reductor de 3/8", tampoco encajan en la envolvente, ya que los valores de presión son de 471,54-1300,01 lpc y los valores de temperatura son de 127,35-263 °F, (Tabla 5.4), por lo que el punto crítico de temperatura se encuentra ubicado en 110 °F, (Gráfica 5.11), entonces este fluido se encuentra por fuera de la región de mezcla, en esta región es más viable aplicar estrategias para el control de la corrosión.

Igualmente para los reductores de 1/2" y de 3/4", los valores presión temperatura están por fuera de la envolvente, por lo tanto el fluido no está ubicado en la región de mezcla sino que se mantiene gaseoso, es decir no se condensa.

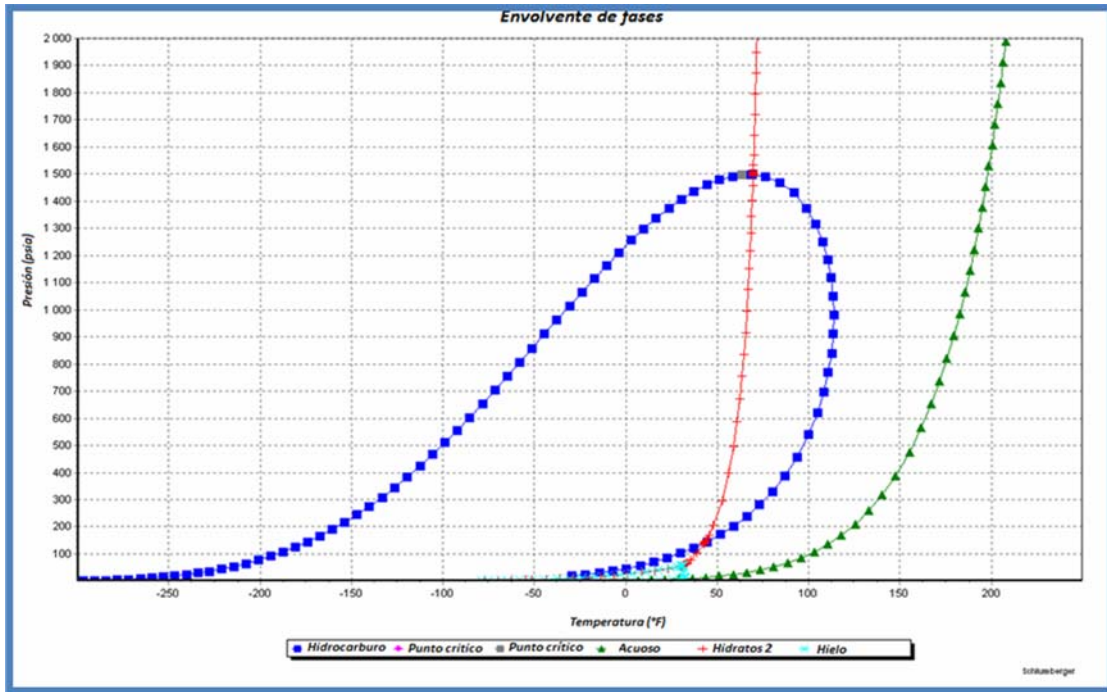
Como podemos observar en la figura 5.8 este es el pozo que presenta menores valores de velocidad de corrosión, esto es debido a que en este pozo, el fluido es el



que esta más alejado de la envolvente, es decir se encuentra en su fase gaseosa, y no se condensa, ni pasa a la región de mezcla.

Tabla 5.4 Perfil presión-temperatura para cada uno de los reductores. Pozo MVR-96.

Reductores PROFUNDIDAD (PIES)	3/8"		1/2"		3/4"	
	Presión (lpc)	Temp (°F)	Presión (lpc)	Temp (°F)	Presión (lpc)	Temp (°F)
-12187,5	1300,01	263,00	1300,01	262,99	1300,01	262,99
-12187,5	1194,62	262,10	1143,57	261,66	1085,98	261,16
-12187,5	1194,62	262,10	1143,57	261,66	1085,98	261,16
-12000	1181,54	261,79	1130,27	261,37	1071,95	260,87
-11000	1113,18	257,73	1060,65	258,10	998,21	258,05
-10000	1046,88	250,62	992,99	252,43	926,18	253,30
-9000	982,41	241,42	927,08	244,92	855,63	246,97
-8000	919,62	230,79	862,76	235,99	786,32	239,32
-7000	858,42	219,18	799,90	225,95	718,07	230,60
-6000	798,75	206,91	738,40	215,07	650,64	220,99
-5000	740,58	194,17	678,17	203,53	583,77	210,63
-4000	683,90	181,12	619,11	191,49	517,11	199,67
-3000	628,67	167,86	561,10	179,04	450,16	188,21
-2000	574,88	154,44	504,00	166,31	382,13	176,32
-1000	522,51	140,93	447,63	153,33	311,68	164,07
0	471,54	127,35	391,73	140,18	236,12	151,49



Gráfica 5.11 Envolverte, Pozo MVR-96.

5.2 Estimar la potencialidad corrosiva interna en las tuberías de producción de las localizaciones previstas considerando criterios existentes

Previo a este estudio se realizó el análisis nodal respectivo para estas nuevas localizaciones resultando un perfil de presión, temperatura y velocidades superficiales de flujo, el cual se muestra en el apéndice C, donde se puede observar que las velocidades superficiales del flujo están acorde a la norma, debido a que permanecen por debajo de 27 pie/seg, para el reductor (3/8”), en la cual produce cada arena, respectivamente.

5.2.1 Identificación del agente corrosivo predominante en las tuberías de producción

Como se explicó en la sección 3.6.3, del Capítulo III, es importante definir cual mecanismo de corrosión predomina en un sistema determinado, antes de determinar el comportamiento de la velocidad de corrosión en dicho sistema. La relación o



Criterio de Kane, relación entre las presiones parciales de dióxido de carbono (CO_2) y de sulfuro de hidrógeno (H_2S), proporciona un indicativo de cual mecanismo de corrosión predomina. Según Kane, cuando la relación o cociente entre las presiones parciales de CO_2 y del H_2S es mayor que 200, el mecanismo de corrosión predominante es por CO_2 ; cuando es menor, es por H_2S .

En función de los resultados obtenidos y en base a este criterio, el mecanismo de corrosión predominante en las nuevas localizaciones de pozos petroleros evaluadas, es por dióxido de carbono, lo cual se evidencia en el Apéndice C; donde se advierte que los cocientes exceden considerablemente el valor límite establecido por Kane.

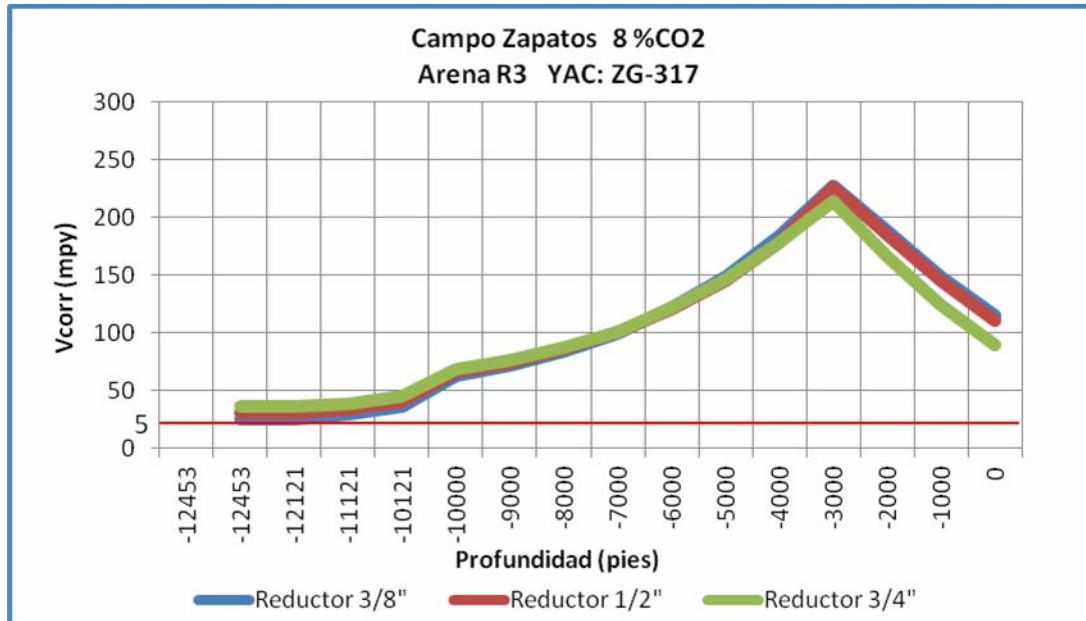
5.2.2 Estimación de las velocidades de corrosión mediante el modelo de DeWaard & Milliams

En sistemas de gas, petróleo y agua, la tasa de flujo influye en la velocidad de corrosión del acero en dos formas: determina el comportamiento del flujo y los regímenes de flujo; por lo que el flujo puede acelerar la corrosión con el incremento de la velocidad; además de que ésta afecta la composición y continuidad de la capa de productos de corrosión formada.

En cada una de las gráficas se muestra el valor máximo de velocidad de corrosión permitido por la norma NACE, el cual es (5 mpy), en cuanto al campo Zapatos arena R3, yacimiento ZG-317, podemos observar (Gráfica 5.12), que los valores de velocidad de corrosión están muy por encima del valor permitido por la norma, para los tres reductores la V_{corr} máxima supera los 200 mpy, el reductor de 3/8" por el cual produce esta arena presento un valor de V_{corr} máxima igual a 227,639 mpy a los 3.000 pies de profundidad, el reductor de 1/2" tiene una V_{corr} máxima igual a 226,835 mpy, y por último el reductor de 3/4" presento una V_{corr} máxima igual a 214,434 mpy, todas a los 3.000 pies de profundidad. Cabe destacar que esta arena tiene un 8% de CO_2 , lo cual es un indicativo de las altas V_{corr} estimadas, las mayores V_{corr} se observan entre los 0-6.000 pies, por lo tanto, en este

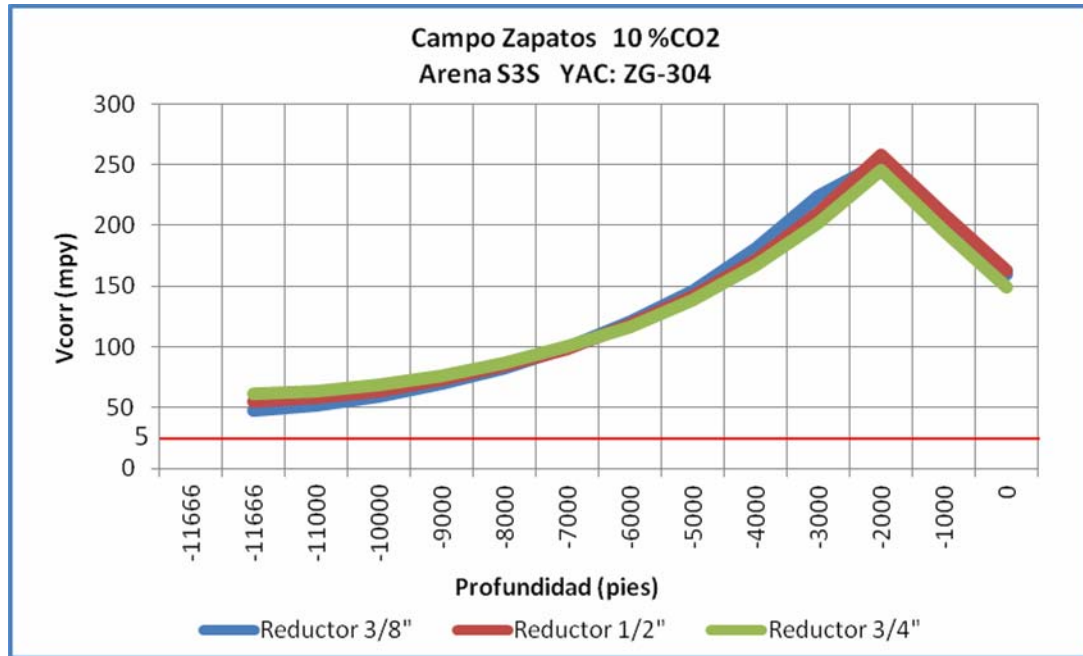


intervalo de profundidad es donde requiere aplicar los métodos para el control de corrosión interna.



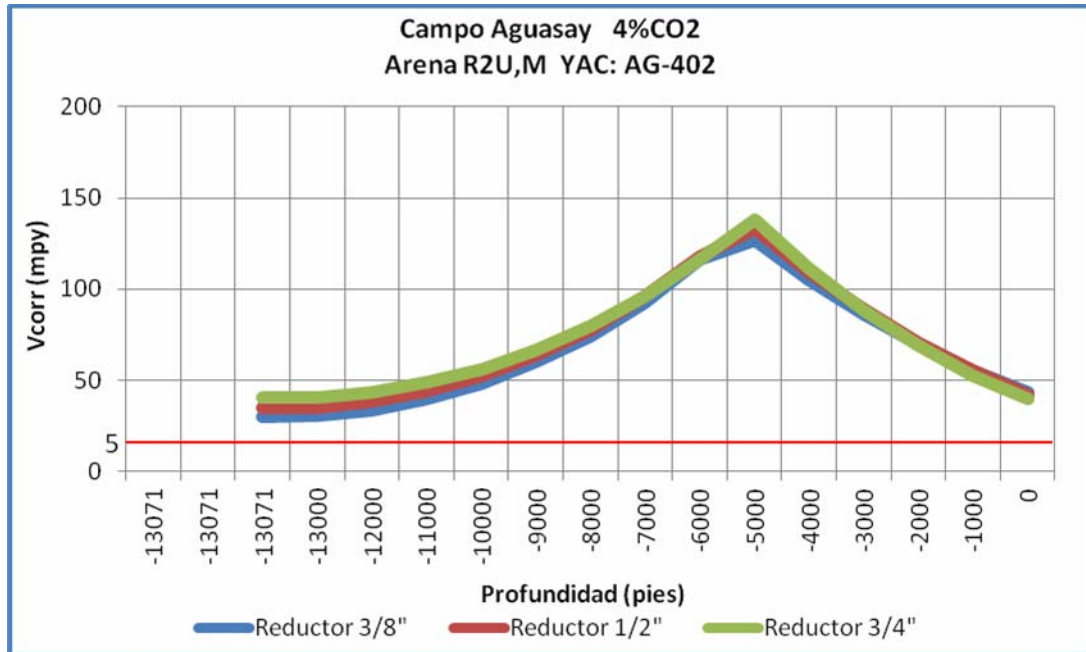
Gráfica 5.12 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Zapatos, Arena R3/YAC: ZG-317.

Por otra parte la arena S3S Yac: ZG-304, del campo Zapatos (Gráfica 5.13), presenta los valores más elevados de V_{corr} de todas las nuevas localizaciones en estudio, por lo tanto sobrepasan el valor de velocidad de corrosión máximo permitido por la norma NACE, esta nueva localización produce por el reductor de 3/8" el cual presenta una V_{corr} máxima igual a 251,485 mpy a los 2.000 pies de profundidad, para el reductor de 1/2" la V_{corr} máxima es igual a 257,837 mpy a los 2.000 pies de profundidad, y para el reductor de 3/4" el valor de V_{corr} máxima es igual a 245,382 mpy a los 2.000 pies de profundidad. Cabe destacar que al igual que la arena anteriormente estudiada el foco de concentración de la corrosión se encuentra ubicada de 0-6.000 pies de profundidad por lo que se presume que en este intervalo de profundidad se encuentra el 10 %CO₂ que actúa en presencia de agua, para así formar el ácido carbónico, el cual es el principal causante de la corrosión en estas tuberías.



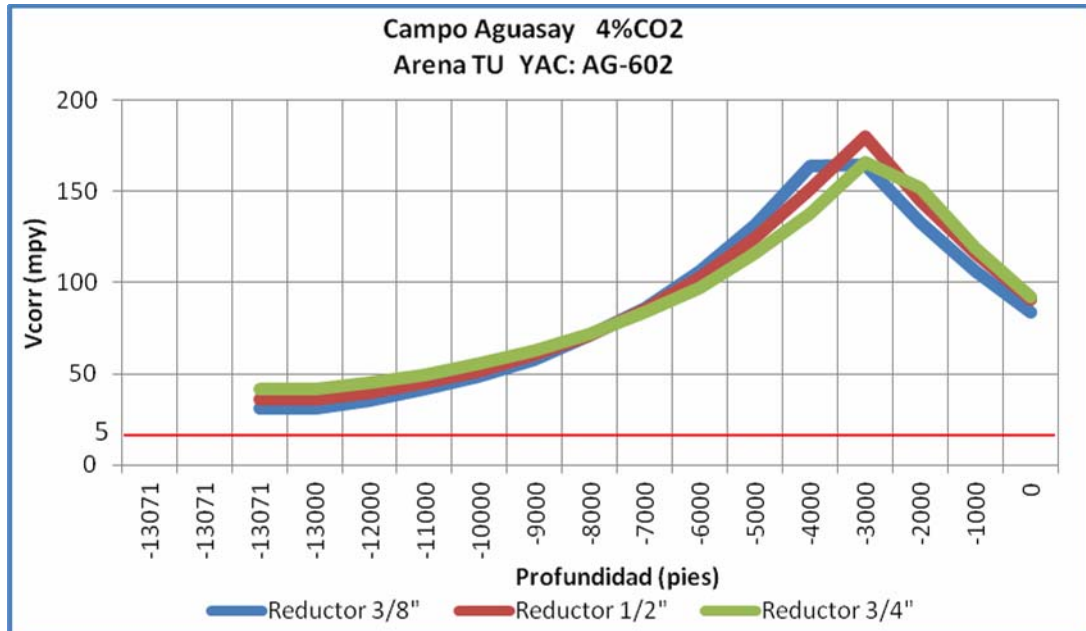
Gráfica 5.13 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Zapatos, Arena S3S/YAC: ZG-304.

Para el campo Aguasay se encuentran ubicadas dos nuevas localizaciones, la arena R2U, M Yac: AG-402 y la arena TU Yac: AG-602, de las cuales podemos decir de la primera (arena R2U, M) que posee un 4 %CO₂ (Gráfica 5.14). Se puede observar que los valores de Vcorr son menores a los de las nuevas localizaciones del Campo Zapatos, es notorio debido a la menor cantidad de %CO₂ presentes en este pozo, mas sin embargo los valores de velocidad de corrosión aun siguen estando por encima del valor máximo permitido, para el reductor de 3/8" la Vcorr máxima es igual a 126,612 mpy a los 5.000 pies de profundidad, para el reductor de 1/2" que es por donde produce este pozo el valor de la velocidad de corrosión máxima es igual a 133,436 mpy a 5.000 pies de profundidad, por ultimo para el reductor de 3/4" el valor de Vcorr máxima es igual a 138,399 mpy también a los 5.000 pies de profundidad, se puede notar que donde esta mayor focalizada la corrosión es en el intervalo de 3.000-7.000 pies de profundidad.



Gráfica 5.14 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Aguasay, Arena R2U, M/YAC: AG-402.

Las velocidades de corrosión para la arena TU, no superan los 200 mpy, sin embargo sobrepasan el límite máximo permitido de velocidad de corrosión (5 mpy), para el reductor de 3/8" por donde produce este pozo se obtuvo un valor de velocidad de corrosión máxima igual a 164,147 mpy a 3.000 pies de profundidad, el reductor de 1/2" presento un valor de Vcorr máxima igual a 180,030 mpy a 3.000 pies de profundidad, y por último el reductor de 3/4" igualmente a 3.000 pies de profundidad, puede notarse que la velocidad de corrosión comienza a aumentar desde la parte superior de la tubería de producción, es decir, desde 0-3.000 pies de profundidad, donde luego comienza a declinar los valores de la velocidad de corrosión para todos los reductores, este pozo posee 4% CO₂, sin embargo los valores de velocidad de corrosión son mayores que el pozo anteriormente estudiado (Arena R2U, M), esto es debido a que la corrosión no solo se ve afectada por la presencia de agua y dióxido de carbono, también es afectada por la presión, temperatura y las velocidades superficiales del flujo que presenta dicho pozo.



Gráfica 5.15 Velocidad de corrosión por profundidad para cada uno de los reductores, Campo Aguasay, Arena TU/YAC: AG-602.

En forma general para la totalidad de los pozos evaluados, los valores de velocidad de corrosión son elevados de acuerdo al valor permitido por la norma NACE, por lo tanto se sugiere la instalación de tubería de producción 13% Cromo, 3% Cromo, revestimientos o bien sea inyección de inhibidores para solventar el problema de corrosión. En tal sentido se recomienda recompletar el pozo con tubería de 2-7/8" con acero inoxidable 13% cromo y/o 3% Cromo, desde la superficie hasta 7.000 pies como mínimo de longitud.

Igualmente para la aplicación de revestimientos industriales e inyección de inhibidores, se debe tener en cuenta, la presión temperatura y las velocidades superficiales de flujo, las cuales se ubican muy por debajo del valor crítico (12 ft/seg), lo cual indica que este parámetro genera poco efecto en la velocidad de corrosión, en cuanto se refiere a remoción de los productos de corrosión que llegan a proteger la tubería; y que resulta factible la aplicación de inhibidores de corrosión como una alternativa para minimizar la corrosión, puesto que se garantiza la



permanencia de la película de inhibidor en la pared interna de la tubería. Aún así, velocidades superficiales de líquido tan bajas podrían generar ataques corrosivos localizados en el fondo de la tubería, especialmente en las zonas de bajo nivel topográfico.

Es importante recordar que las velocidades de corrosión fueron obtenidas a través de un modelo teórico, por lo que estos resultados pueden tener ciertas diferencias en la V_{corr} real, normalmente por encima, por ser conservador. Estos valores se utilizan como un indicativo, dada la necesidad de control y monitoreo de la corrosión. Por lo tanto, es necesario realizar mediciones directas, de campo, para obtener valores reales de la velocidad de corrosión, mediante técnicas de inspecciones especiales.

Los perfiles de presión, temperatura y velocidades superficiales de flujo, con sus pertenecientes tablas de velocidad de corrosión de las cuatro (04) nuevas localizaciones, se pueden observar en los apéndices C y D, respectivamente.

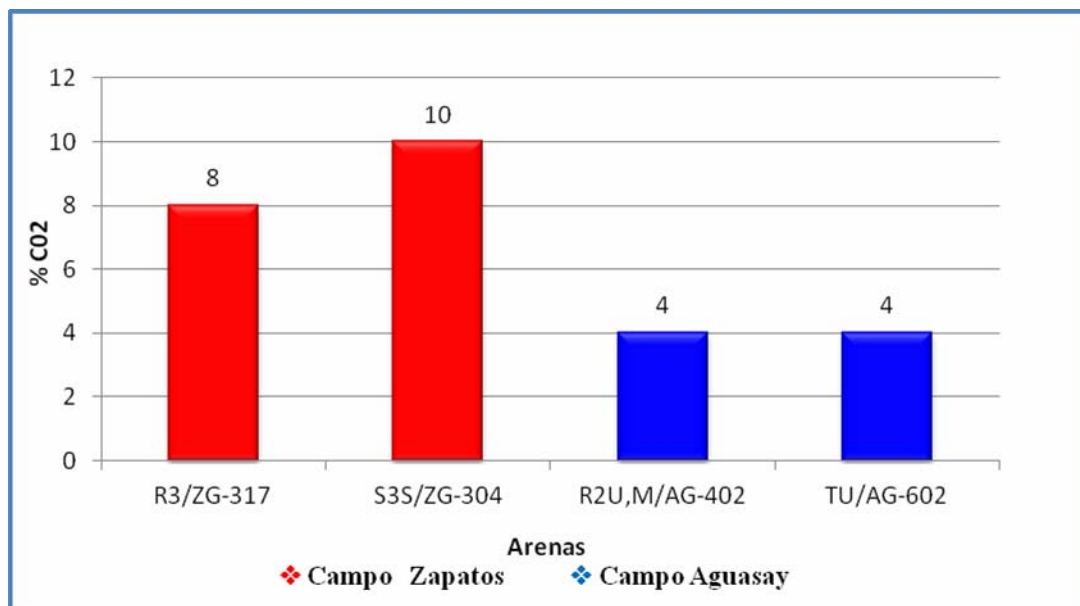
5.3 Jerarquizar las nuevas localizaciones de pozos productores de acuerdo a la potencialidad corrosiva interna

Antes de realizar la jerarquización, se efectuó el cálculo de la velocidad de corrosión anteriormente discutida y se estimó el tiempo de vida útil para cada tubería de las nuevas localizaciones de pozos productores del Campo Zapatos y del campo Aguasay. Los resultados obtenidos a partir de los cálculos, se pueden observar en el Apéndice D respectivamente.

El campo que presentó mayor valor de velocidad de corrosión, fue el campo Zapatos, por lo tanto constituye el más crítico resultante de este estudio, ya que de los dos pozos pertenecientes a este campo, el que presentó mayor criticidad en cuanto a velocidad de corrosión se refiere, fue la arena S3S/YAC: ZG-304, (V_{corr} máxima = 251,485 mpy), lo cual es obvio debido a la gran concentración de CO_2 que este pozo presenta (10% CO_2), (Gráfica 5.16), seguido de la arena R3/YAC: ZG-317, con un valor de V_{corr} máxima = 227,639 mpy, luego de forma descendiente vendría el Campo Aguasay que presento para la arena TU/YAC: AG-602 con un valor de V_{corr}



máxima igual a 164,147 mpy, luego se ubica la arena R2U, M/YAC: AG-402 la cual fue la arena que presentó el valor más bajo de velocidad de corrosión máxima (V_{corr} máxima = 133,436 mpy).



Gráfica 5.16 Porcentaje de CO₂ para cada una de las nuevas localizaciones de pozos productores.

En cuanto al tiempo de vida útil de las líneas, este resulta significativamente corto como consecuencia de las altas velocidades de corrosión, especialmente en aquellas donde dichas velocidades fueron sumamente altas. Lo cual se puede observar en las tablas 5.5 y 5.6.

Es viable realizar una recompletación con tuberías de acero inoxidable 13% Cromo, o 3% Cromo, así como también una aplicación de revestimientos industriales, o la inyección continua de inhibidores de corrosión para reducir hasta en un 90% las velocidades de corrosión obtenidas, de acuerdo con la eficiencia de la mayoría de los productos existentes en el mercado, garantizando disponibilidad de bombas para la inyección de inhibidores; así como un muestreo y monitoreo constante del sistema estudiado. En consecuencia, se tendrán menores velocidades de corrosión y mayores vidas útiles para cada tubería, dependiendo de la efectividad de cada método a



aplicar. La muestra de cálculos puede visualizarse en el capítulo anterior sección 4.6.3.

Tabla 5.5 Jerarquización de las arenas con mayor potencial corrosivo de acuerdo a la vida útil de tubería, Campo Zapatos.

Arena/YAC	Vcorr máx (mm/año)	Profundidad (pies)	Reductor	Vida útil de la tubería (años)
R3/YAC: ZG-317	5,777	3000	3/8''	0,954
S3S/YAC: ZG-304	6,383	2000	3/8''	0,863

Tabla 5.6 Jerarquización de las arenas con mayor potencial corrosivo de acuerdo a la vida útil de tubería, Campo Aguasay.

Arena/YAC	Vcorr máx (mm/año)	Profundidad (pies)	Reductor	Vida útil de la tubería (años)
R2U,M/YAC: AG-402	3,386	5000	1/2''	1,627
TU/YAC: AG-602	4,166	3000	3/8''	1,323



5.4 Establecer los diseños mecánicos considerando estrategias para el control de corrosión interna

De manera general, para esta fase se consideró el pozo mas critico, por lo cual se tienen los diseños mecánicos para el control de corrosión interna, del pozo: arena S3S/YAC: ZG-304 del Campo Zapatos, debido a que este resultó ser el más crítico del estudio realizado anteriormente a las nuevas localizaciones de pozos productores (Tabla 5.1). Podemos observar en la figura 5.1 que tenemos el diagrama actual del pozo, con una tubería de producción de acero al carbono de 2 7/8", con una profundidad de 0-11.666 pies, la arena productora se encuentra ubicada a los 10.850 pies de profundidad.

Para solventar el problema de corrosión se establecieron cuatro (04) diseños para el control de esta, para que de esta manera aumente la vida útil de las tubería de las nuevas localizaciones de pozos productores, primeramente se recomienda realizar una recompletación con tubería de acero inoxidable 13% Cromo (Figura 5.2) de cero (0) hasta 7.000 pies de profundidad debido a que en este intervalo es donde se tiene los mayores valores de velocidades de corrosión, para luego continuar la completación con tubería de acero al carbono (7.001-10.900 pies), ya que en este intervalo de profundidad las velocidades de corrosión tienden a disminuir. Cabe destacar que a 7.000 pies de profundidad hay que colocar un arreglo mecánico que permite la transición de los materiales disiminales, sin propiciar corrosion galvánica, el cual es un proceso electroquímico en el que un metal se corroe preferentemente cuando se está en contacto eléctrico con un tipo diferente de metal (más noble) y ambos metales se encuentran inmersos en un electrolito o medio húmedo.

Igualmente ocurre con el diseño de la tubería de acero inoxidable 3% Cromo (Figura 5.3), se recomienda hacer una recompletación con tubería de acero 3% Cromo hasta los 7.000 pies de profundidad y luego se empalma hasta la arena productora con una tubería de acero al carbono, con un crossover uniendo estas dos tuberías, para que no se forme el pozo galvánico.



En la figura 5.4 se puede observar el diseño para el control de corrosión interna del pozo, aplicando inyección continua de inhibidores de corrosión a la tubería de acero al carbono, utilizando un inhibidor filmico de un 90% de eficiencia. Se estableció la inyección desde el inicio de la tubería de producción hasta los 7000 pies de profundidad, con una inyección continua durante 20 años. Este tiempo es estimado para todos los diseños, menos para el siguiente diseño de la tubería con revestimiento interno, debido a que la pintura tiene un tiempo de utilidad de 5 años aproximadamente.

En la figura 5.5 podemos observar el diseño de la tubería de acero al carbono, con la aplicación de revestimiento interno (Sp 8888 Epoxi Novolac 100% sólido), desde cero (0) hasta 7.000 pies de profundidad, como ya sabemos en este intervalo es donde se encuentran los mayores valores de velocidad de corrosión, luego se sigue la completación sin revestimiento con tubería de acero al carbono, para así hacer más económico la aplicación de cada uno de estos diseños, se proteja la tubería de producción o bien así mejorar sus características y aumentar la vida útil de la misma.



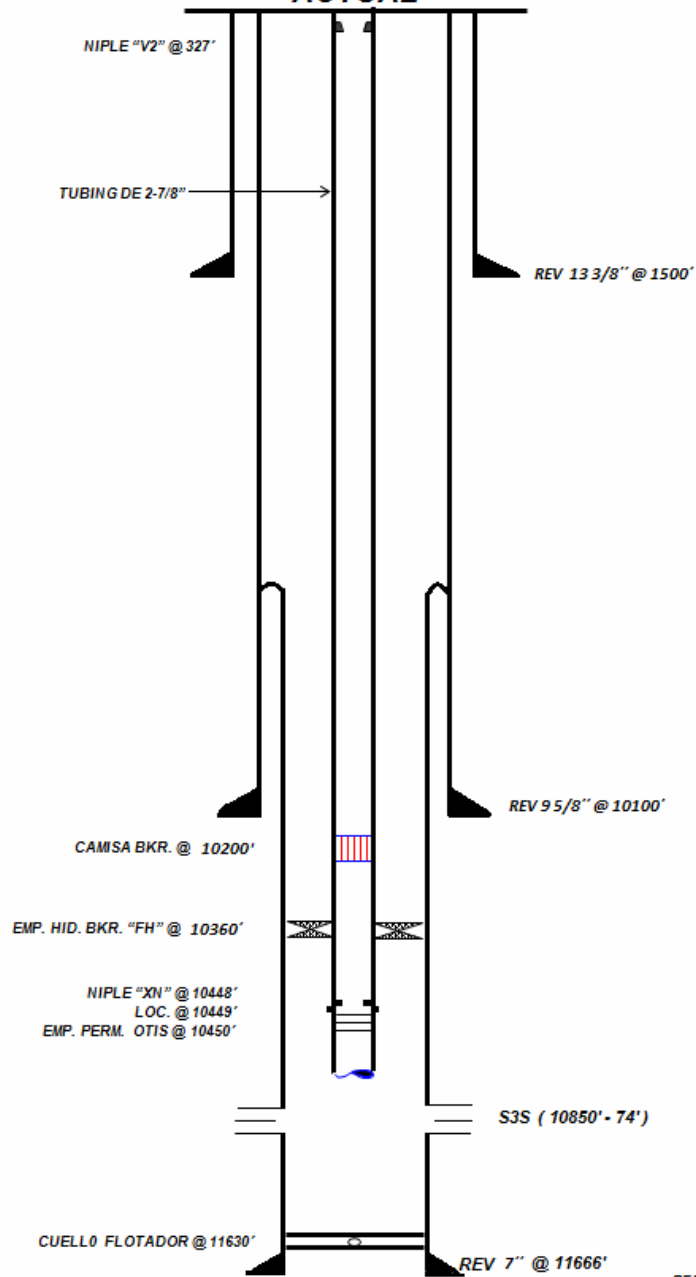
Figura 5.1 Diagrama actual del pozo con mayor criticidad. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.



PDVSA
GAS

CAMPO: ZAPATOS
ARENA: S3S/YAC: ZG-304
Tubería de Acero al Carbono

ACTUAL



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

REAL. POR: RUDOLPH CHARLES.
FECHA : 25-08-2000.



Figura 5.2 Diagrama propuesto del pozo con mayor criticidad. Tubería de acero inoxidable 13% Cromo. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.

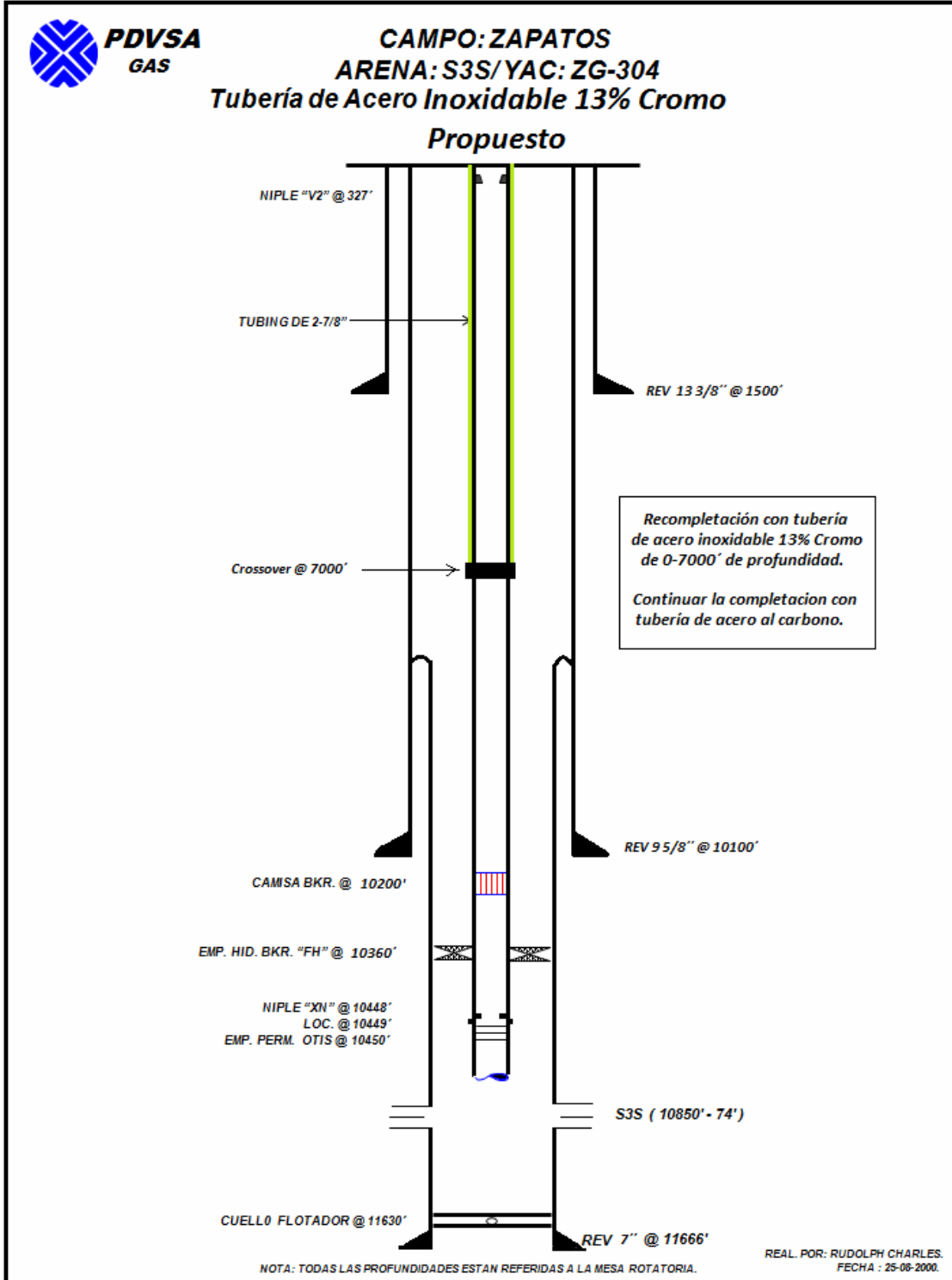




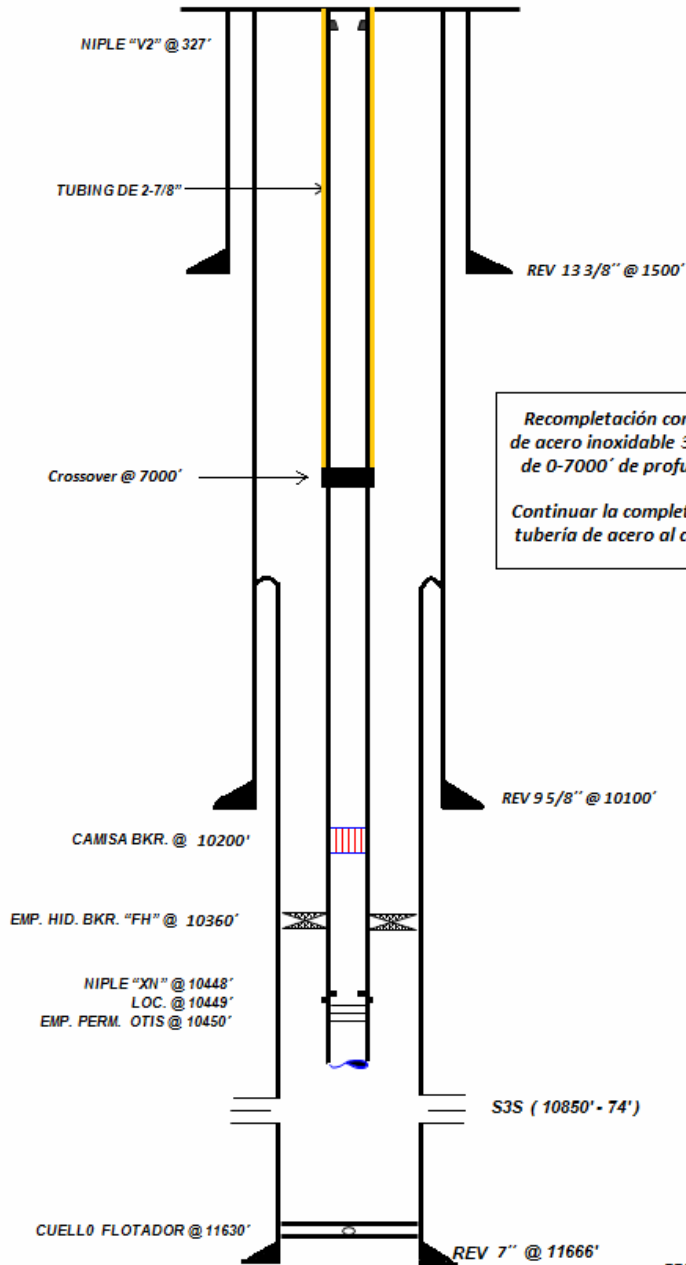
Figura 5.3 Diagrama propuesto del pozo con mayor criticidad. Tubería de acero inoxidable 3% Cromo. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.



PDVSA
GAS

CAMPO: ZAPATOS
ARENA: S3S/YAC: ZG-304
Tubería de Acero Inoxidable 3% Cromo

Propuesto



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

REAL. POR: RUDOLPH CHARLES.
FECHA : 25-08-2000.



Figura 5.4 Diagrama propuesto del pozo con mayor criticidad. Inyección continúa de inhibidores. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.

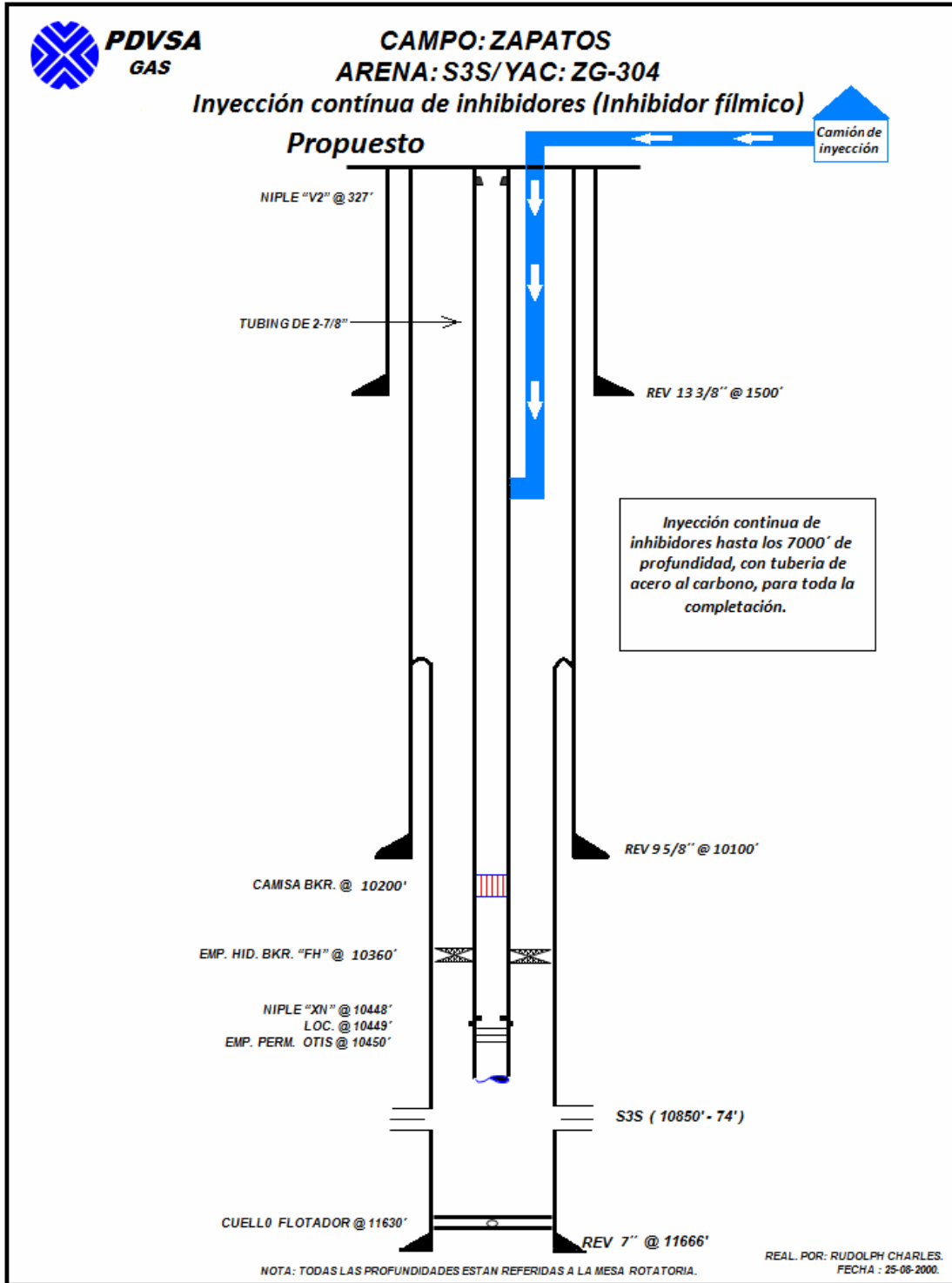




Figura 5.5 Diagrama propuesto del pozo con mayor criticidad. Aplicación de revestimiento interno (Sp 8888 Epoxi Novolac 100% sólido. Campo Zapatos, arena S3S/YAC: ZG-304.

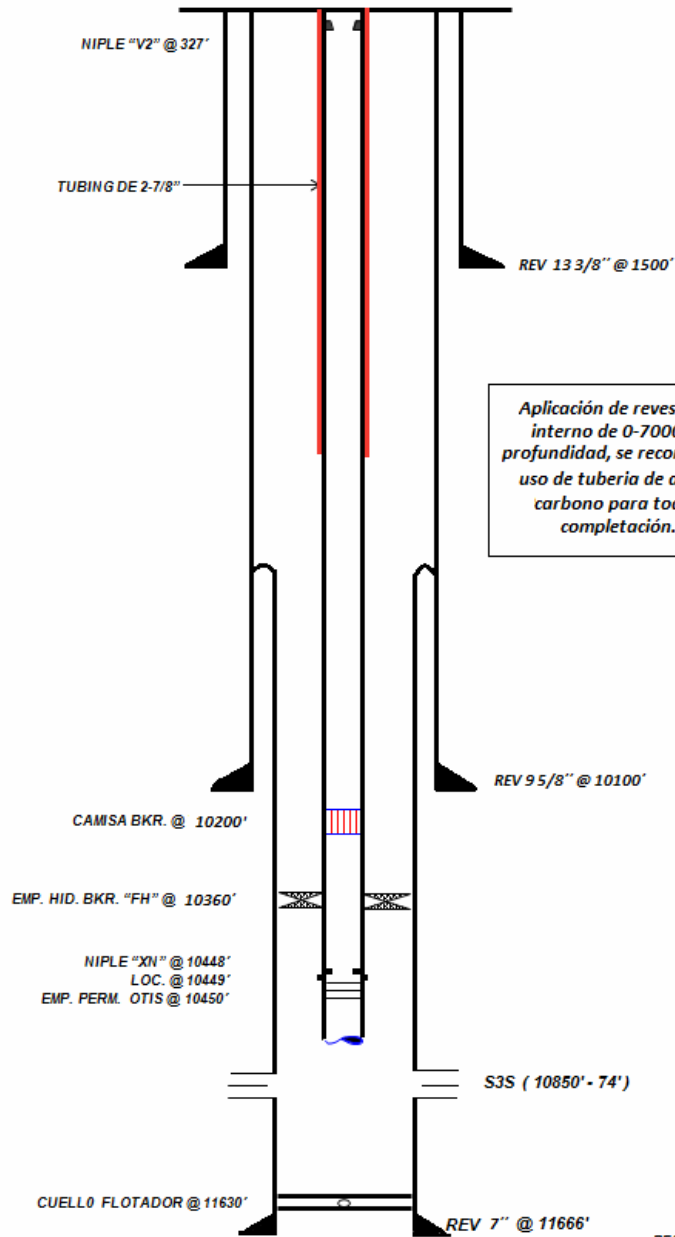


PDVSA
GAS

CAMPO: ZAPATOS
ARENA: S3S/YAC: ZG-304

Revestimiento interno (Sp 8888 epoxi Novolac 100% sólido)

Propuesto



Aplicación de revestimiento interno de 0-7000' de profundidad, se recomienda el uso de tubería de acero al carbono para toda la completación.

NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

REAL. POR: RUDOLPH CHARLES.
FECHA : 25-08-2000.



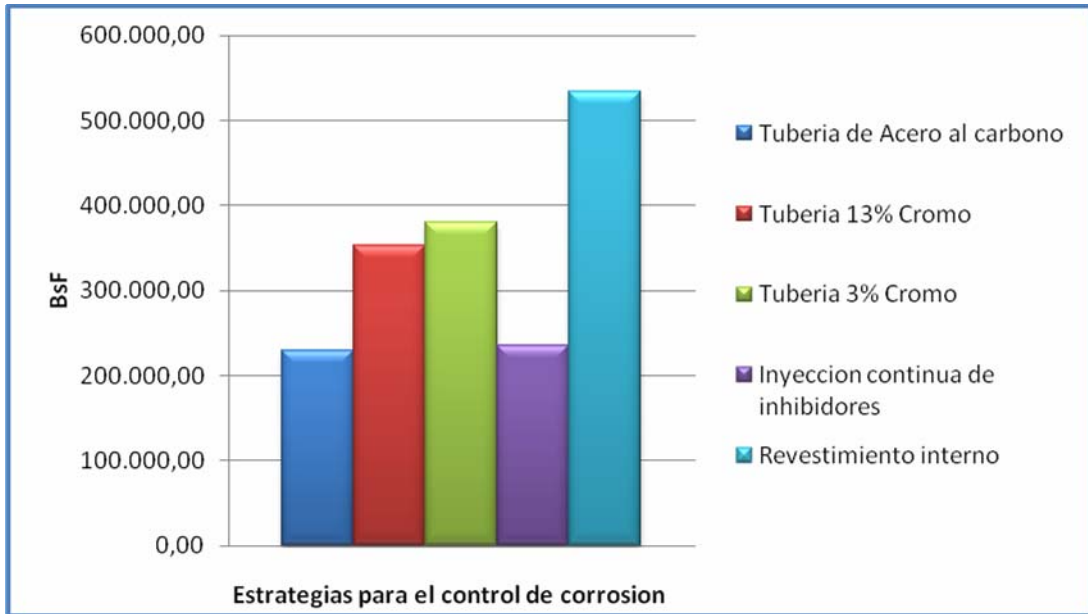
5.5 Estimar costos asociados a la inversión inicial en función a las opciones disponibles para el control de corrosión interna

Para la realización de este objetivo se realizó una estimación de los costos por concepto de procura, instalación y mantenimiento de las estrategias recomendadas para el control de corrosión interna. Por lo tanto se hizo una evaluación económica en la actualidad y también proyectada en 20 años. (Gráfica 5.17 y Gráfica 5.18).

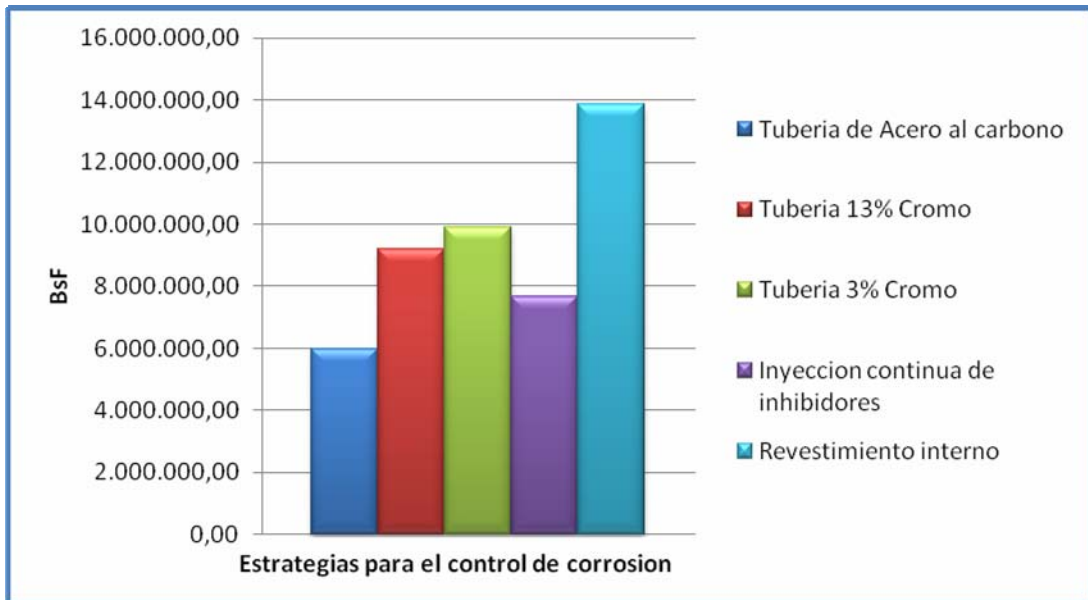
Cabe destacar que se toma una vida útil para cada estrategia de 20 años es decir, la aplicación de los diseños va a durar 20 años, pero solo para el revestimiento interno se tomo una vida útil en función a la experiencia en otras áreas operacionales es de 5 años, estos datos pueden observarse en el apéndice F.

La evaluación económica se realizo con los costos aportados por el personal de Gerencia de Mantenimiento de PDVSA Gas Anaco de todas las estrategias para el control de corrosión interna. Posterior a la consulta realizada a diversos proveedores de las tecnologías aplicadas. En el caso del diseño de la tubería de acero al carbono que es el diseño actual del pozo, se nota que la vida útil de la tubería es de 0,8635 años (Tabla 5.4), las tuberías (13% Cromo y 3% Cromo) tienen una vida útil estimada de 20 años, es decir, que el reemplazo de estas tuberías se hará en 20 años, y se considero una tasa de inflación de 30% anual para todos los casos.

Observando la gráfica 5.17 podemos notar que la inyección continua de inhibidores es la más factible tanto técnica como económicamente, ya que el inhibidor usado (filmico), con una eficiencia de 90% controla en gran proporción la velocidad de corrosión, esta se ve disminuía a 2,79 mpy; es decir está por debajo del valor permitido.



Gráfica 5.17 Análisis técnico económico de todas las estrategias para el control de corrosión interna (actual).



Gráfica 5.18 Análisis técnico económico de todas las estrategias para el control de corrosión interna (Proyectado en 20 años).



CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El nivel corrosivo por dióxido de carbono tanto en las tuberías de producción del Campo Mata-R como en las nuevas localizaciones, en función de la $PpCO_2$, varía entre moderado y severo.
- La mayor cantidad de fallas se presentan de 0-1.000 pies de profundidad en todos los campos.
- El Campo con la más alta cantidad de pozos con tendencia corrosiva fue el Campo Mata-R.
- Las presiones parciales del H_2S en todas las tuberías de producción resultaron considerablemente bajas.
- El mecanismo de corrosión predominante en la totalidad de las tuberías evaluadas es por dióxido de carbono.
- Las velocidades de corrosión obtenidas exceden los 5 mpy en todas las tuberías.
- La mayor velocidad de corrosión (257,837 mpy, reductor 1/2") se encontró en el Campo Zapatos, Arena S3S/Yac: ZG-317.
- En orden decreciente de criticidad, las nuevas localizaciones de pozos productores se ubican de la siguiente manera: Arena S3S, Arena R3, Arena TU y Arena R2U, M.
- Es factible la inyección de inhibidores de corrosión de tipo filmico.



RECOMENDACIONES

1. Completar los pozos previstos dentro del plan de explotación (2011), considerando los diseños para el control de corrosión.
2. Propiciar la ejecución de un programa de inspección, mediante herramientas tipo caliper o de alta resolución, tanto en tuberías de producción como es revestidores.
3. Considerar la ejecución de un programa de inspección de ensayos no destructivos, que contemplen los programas de monitoreo, control de corrosion y muestreo de fluidos, contempladas dentro de las mejores prácticas del mantenimiento preventivo.
4. Realizar un estudio detallado de la vida útil de las tuberías principales de la completación.
5. Vigilar continuamente las condiciones operativas imperantes en el sistema, con la finalidad de controlar la eficiencia de los productos de inhibición a través del monitoreo de las velocidades de corrosión.
6. Mantener un nivel de acondicionamiento interior aceptable en las tuberías, a través de un programa de limpieza de forma periódica, a objeto que los inhibidores de corrosión sean más efectivos, alargando la vida útil de las tuberías de producción.
7. Conservar un registro actualizado de los inhibidores en uso, además de las diferentes opciones existentes en el mercado.



BIBLIOGRAFÍA

1. González, J. **“Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas”**. Ediciones Foninves, (1980).
2. **“Cuencas Petrolífera de Venezuela”**, Mapas de Venezuela. www.a-venezuela.com.
3. Díaz, M. **“Evaluación de la corrosión interna en las líneas de flujo y recolección de los Campos San Joaquín, Guarío y el Roble del área Mayor de Anaco (AMA), Distrito Gas Anaco”**. (Tesis de grado Departamento de Ingeniería Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui (2007)).
4. Cermeño, L. **“Análisis de la corrosividad interna de tuberías de producción y su relación con los perfiles de temperatura y presión a fondo de pozo”**, (Tesis de grado Departamento de Ingeniería Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui (2007)).
5. Castillo, R. **“Determinación del mecanismo y las tasas reales de corrosión en las tuberías de producción en el área mayor de Anaco mediante el uso de cupones de pérdidas de peso”**. (Tesis de grado Departamento de Ingeniería Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui (2002)).



6. Perry, R. **“Manual del Ingeniero Químico”**, Tomo 6, Editorial McGraw Hill, México (1992).
7. Sotillo, J. **“Determinar el potencial corrosivo, por H₂S de los crudos manejados en el terminal de almacenamiento y embarque José (TAEJ)”**. (Tesis de grado Departamento de Ingeniería Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui (2008).
8. Cueche, G. **“Evaluación del Potencial Corrosivo Interno en Líneas de Flujo de Pozos Productores de Gas Condensado y Petróleo Liviano de Alta Presión del Campo Mata R, Área Mayor Oficina, Distrito Gas Anaco”**, (Tesis de grado Departamento de Ingeniería Petróleo, Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui (2005).
9. Palacios, C. **“Control de corrosión en instalaciones de producción en la industria petrolera”**. Lechería, Edo. Anzoátegui, (2005).
10. ULA, CIED. **“Prevención y control de la corrosión”**. Postgrado de especialización en Ingeniería de Ambiente, Higiene y Seguridad. Mérida (2003).
11. Takabe, H. y Ueda, M. **“Corrosion Resistance of Low Cr Bearing Steel in Sweet and Sour Environments”**. Corrosion/2002, NACE, Paper N° 2041, p. 3, (2.002).
12. Nice, P.; Takabe, H. y Ueda, M. **“The Development and Implementation of a New Alloyed Steel for Oil and Gas Production Wells”**. Corrosion/2000, NACE, Paper N° 154, p. 2, (2.000).



13. Ulidzan Ra, Jaspe Rodríguez. **“Estudio de la resistencia a la corrosión por CO₂ de aceros de tuberías 3% Cr para pozos petroleros”**. (Tesis de grado para optar por el título de Ingeniero de Materiales, opción Metalmecánica) (2006).
14. Kermani, M.; González, J.; Turconi, G.; Pérez, T. y Morales, C. **“Materials Optimisation in Hydrocarbon Production”**. Corrosion/2005, NACE, Paper N° 5111, pp. 3, 5-6, 8, (2.005).
15. Nose, K. y Asahi, H. **“Corrosion Properties of 3% Cr Steels in Oil and Gas Environments”**. Corrosion/2001, NACE, Paper N° 1082, pp. 1-2, 10, (2.001).
16. C. DeWaard y D Milliams, **“Prediction of carbonic acid corrosion in natural gas pipelines”**. Firts International Conference on the internal and external Protection of Pipes. (Paper ft), University of Durham, UK, (1975).
17. C. DeWaard, U Lotz, A Dugstad, **“Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosión: A semi-empirical model”**, paper No 128, corrosión 95, NACE Internacional, Houston, (1995).
18. DeWaard, U Lotz, & D. Milliams, **“Predictive model for CO₂ corrosion engineering in wet natural gas pipelines”**, paper No 577, corrosión 95, NACE Internacional, Houston, (1991).



19. DeWaard & U Lotz, **“Prediction of CO₂ corrosion of carbon steel”**, paper No 69, corrosion 93, NACE Internacional, (1993).

20. **“CO₂ corrosion rate calculation model”**, Norsok Standard No M-506, Norwegian Technology Standard Institution, [en línea] disponible en, http://www.standard.no/standard/NORSOK_standard/2053/M-506.pdf, (2004)].

21. J. Perdomo, M. Alberola y otros, **“Estudio del potencial corrosivo en líneas de recolección del Norte de Monagas (Parte I) ”**, INTEVEP, S.A., Documento Técnico INT-STE 01239,97, Los Teques, (1997).

22. Y. Hernández y C. Palacios, **“Diagnostico, cuantificaron y caracterización del fenómeno de erosión/corrosion en instalaciones de petróleo y gas asociados a Piamo”**, Corpoven, Puerto La Cruz, (1996).

23. R. Zamora y C. Palacios, **“Diagnostico y control de la corrosion de los gasoductos de la zona I del área tradicional de Anaco”**, Corpoven, Puerto La Cruz, (1995).

24. **“NACE Standard MR0175-94 - Sulfide Stress Cracking resistant metallic material for oilfield equipment”**, NACE International, Houston, (1994).

25. **“Diagrama presión-temperatura de mezclas de hidrocarburos”** en www.lacomunidadpetrolera.com

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS**

TÍTULO	“EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE CORROSIVIDAD INTERNA DE LAS NUEVAS LOCALIZACIONES DE POZOS PRODUCTORES PREVISTAS DENTRO DEL PLAN DE EXPLOTACIÓN DE PDVSA GAS ANACO.”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Esteves González, Rossanny Alcira	CVLAC: 17.733.716 EMAIL: rosanny_25@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E-MAIL:
	CVLAC: E-MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

Inhibidores de corrosion

Completación

Velocidades de corrosión

Corrosión

Campos Zapato, Aguasay.



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ing. Petróleo

RESUMEN (ABSTRACTO):

Mediante este estudio se realizo un análisis de información obtenida en PDVSA GAS ANACO para evaluar el índice de corrosividad interna de las nuevas localizaciones de pozos productores previstas dentro del plan de explotación de PDVSA Gas Anaco El análisis del potencial corrosivo interno de la tubería de producción del Campo Zapatos (Arena R3 y S3S) y del Campo Aguasay (Arena R2U, M y TU), determinó que las velocidades de corrosión por CO₂ del acero al carbono para diferentes diámetros de reductores de 3/8", 1/2" y 3/4" sugieren la instalación de tubería de aceros especiales.

Se estableció una jerarquización por campo y yacimientos productores a partir de las velocidades de corrosión estimadas anteriormente. Quedando como la arena más crítica del campo Zapato, la arena S3S/YAC: ZM-304 la cual arrojó el mayor valor de velocidad de corrosión.

De acuerdo a la jerarquización obtenida anteriormente, se establecieron estrategias para el control de corrosión interna. De acuerdo a la profundidad en la cual se presento la mayor problemática, siendo esta a profundidades entre los 0-6000 pies,



tomando en cuenta estos parámetros se elaboraron diseños para el control de corrosión interna, los cuales fueron el uso de tubería de 13 % cromo, tubería de 3 % cromo, revestimientos e inyección continua de inhibidores de corrosión.

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

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO / CVLAC / E-MAIL				
	ROL	CA	AS	TU X	JU
SALAS ROBERTO,	CVLAC:	3.413.775			
	E_MAIL	rsalasalfaro@gmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
VELÁSQUEZ, CARMEN	CVLAC:	9.977.235			
	E-MAIL	velasquezc@hotmail.com			
	E-MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU X
ACOSTA, FÉLIX	CVLAC:	9.272.777			
	E-MAIL	acostafarias@yahoo.es			
	E-MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E-MAIL				
	E-MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2011	11	01

LENGUAJE. SPA



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
“EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE CORROSIVIDAD INTERNA DE LAS NUEVAS LOCALIZACIONES DE POZOS PRODUCTORES PREVISTAS DENTRO DEL PLAN DE EXPLOTACIÓN DE PDVSA GAS ANACO.”	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL:

TEMPORAL:

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería de Petróleo

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE/ Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSOS

“Los Trabajos de Grado son de Exclusiva propiedad de la Universidad, y sólo podrán ser utilizados a otro fin con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién lo participará al Consejo Universitario”

AUTOR(ES)

ESTEVEZ GONZALEZ, ROSSANNY ALCIRA

TUTOR
Salas, Roberto

JURADO
Velásquez, Carmen

JURADO
Acosta, Félix

POR LA SUBCOMISION DE TESIS