

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSOS ESPECIALES DE ÁREAS DE GRADO



**“EVALUACIÓN DE CORROSIÓN POR CO₂ Y EROSIÓN EN LÍNEAS DE
FLUJOS DE POZOS UBICADOS EN CAMPO QUIRIQUIRE EN EL
ORIENTE DE VENEZUELA”**

Realizado por:

ANAHIS CAROLINA PERAZA RODRIGUEZ
YARIBAY ROSMERLYN VILLALTA RODRIGUEZ

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial
para optar al Título de:

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Junio de 2009.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSOS ESPECIALES DE ÁREAS DE GRADO



**“EVALUACIÓN DE CORROSIÓN POR CO₂ Y EROSIÓN EN LÍNEAS DE
FLUJOS DE POZOS UBICADOS EN CAMPO QUIRIQUIRE EN EL
ORIENTE DE VENEZUELA”**

Realizado por:

ANAHIS CAROLINA PERAZA RODRIGUEZ
YARIBAY ROSMERLYN VILLALTA RODRIGUEZ

Ing. Pet. José Rondón
Asesor Académico

Barcelona, Junio de 2009.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA
CURSOS ESPECIALES DE ÁREAS DE GRADO



**“EVALUACIÓN DE CORROSIÓN POR CO₂ Y EROSIÓN EN LÍNEAS DE
FLUJOS DE POZOS UBICADOS EN CAMPO QUIRIQUIRE EN EL
ORIENTE DE VENEZUELA”**

JURADO

Ing. Quim. Fidelina Moncada, M.Sc.

Jurado Principal

Ing. Quim. Rayda Patiño

Jurado Principal

Ing. Pet. José Rondón

Asesor Académico

Barcelona, Junio de 2009.

RESOLUCIÓN

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

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

- ❖ En primer lugar a Dios, a quien siempre estoy agradecida por iluminarme en los momentos más difíciles, por darme salud y la fuerza para seguir adelante y conseguir la meta anhelada.
- ❖ A mi Abuela Amanda le dedico este logro, por siempre estar allí brindándome su amor sin límite e incondicional, para no decaer en los momentos de más tensión y apoyándome en todo momento.
- ❖ A mis padres, Mercedes y Lindolfo que con su constante esfuerzo, amor, constancia y dedicación, han logrado que este sueño tan esperado se haga realidad, nunca me cansaré en agradecerles sus grandes esfuerzos y el amor brindado.
- ❖ A mi hermano Limmer, por siempre ayudarme en todo momento y por brindarme sus consejos como hermano mayor y como amigo, cuidándome y protegiéndome en todo momento.
- ❖ A mi sobrino Kevin Alejandro, por brindarme una sonrisa y su más puro amor, por ser siempre el aliento para seguir adelante desde que Dios te trajo a mi vida, espero poder ser tu ejemplo de constancia y dedicación. Te quiero mucho mi cielito.
- ❖ A mi amor por ser la persona que me ha inspirado para seguir adelante en los momentos más difíciles, por darme su apoyo y brindarme su cariño, estando allí en los momentos buenos y malos.
- ❖ A toda mi familia, especialmente a María José, a la cual considero mi hermana, a todos mis primos, a mis tías Coromoto y Honoria por ser unas segundas madres para mí, este trabajo es el reflejo de mi esfuerzo por superarme y va dedicado a ustedes, y a las que se encuentran en otros estados, porque aunque la distancia, siempre me



han hecho saber lo importante que es para ustedes cada uno de mis logros, los quiero.

- ❖ A todos mis amigos en especial a Milena, Roger, Yolimar y Vanesa por estar conmigo en todo momento brindándome su apoyo para la culminación de este logro.

Y a todo aquel que de una forma u otra, colaboraron con la realización de uno de mis mas grandes sueños, este logro no es solo mío, es de todos ustedes ya que siempre han estado en cada paso que doy, y se que celebran con mucho cariño este triunfo conmigo por ello se los dedico.

Yaribay R. Villalta R.

DEDICATORIA

A **DIOS** todo poderoso, a mis padres María Rodríguez de Peraza y Jorge A. Peraza, mis hermanos José Luis Peraza, José N. Peraza y Jorge Alejandro Peraza, este logro se los dedico a ustedes, gracias por estar conmigo siempre.

GRACIAS POR TODO SU APOYO

Anahís C. Peraza R.

AGRADECIMIENTO

- ❖ A Dios, por estar a mi lado dándome mucha fuerza y paciencia, por ser la luz que guía mi vida en todo momento, por permitirme alcanzar una de las metas propuestas y que gracias a él he podido superar obstáculos y seguir adelante.
- ❖ A la Universidad de Oriente, núcleo de Anzoátegui, por ser mi segunda casa la que me ha aportado y brindado la formación como profesional y como ser humano y a todos los profesores de Ingeniería Química que contribuyeron en mi formación académica.
- ❖ A mis Padres, gracias a ambos por haberme ayudado a realizarme como persona brindándome su apoyo incondicional, los adoro.
- ❖ A mis Abuelas, Delia y Amanda por darme las bendiciones en todo momento y en cada paso que realizara en mi vida, te adoro con todo mi corazón abuela Amanda.
- ❖ A mi cuñada Gianni, por ayudarme en todo momento brindándome sus consejos a nivel personal como profesional.
- ❖ A mi hermano Limmer, por ser más que mi hermano es un amigo, porque a pesar de todas las diferencias que existan en una familia somos muy unidos y nos apoyamos el uno con el otro. Gracias por ser mi manito. Te quiero mucho.
- ❖ Gracias a mi amor, Leonel por contar con su apoyo y comprensión en cada momento, por ser más que mi amigo, brindándome su optimismo cuando más lo necesitaba, gracias niño por ser como eres conmigo y sé que podre contar contigo siempre, así como tu lo puedes hacer conmigo. Te quiero chiquito.
- ❖ A mi asesor académico José Rondón, por la orientación en el desarrollo de la monografía.



- ❖ A mis amigos, Milena Alam, Roger Salazar, Yolimar Pérez, Vanessa Benavides, Heberto Solarte, quienes además de ser mis compañeros de estudio se comportaron como mis hermanos, compartiendo conmigo las alegrías y tropiezos. Siempre estarán en mi corazón y les doy gracias a Dios por haberlos cruzado en mi camino. Los quiero mucho.
- ❖ A la señora Edelys Alcazar y a Jhoana Ugas, por estar pendiente de mí y los buenos deseos hacia mi persona, gracias por el apoyo brindado.
- ❖ A mis compañeros de la sección de las Áreas de Grado por estar siempre unidos con palabras de alivio y sonrisas para cuando alguno lo necesitara, muy buena experiencia con ustedes, de verdad gracias.

Y pido disculpa por alguna persona que no mencione, pero que de una u otra forma aportaron un granito de arena para que yo alcanzara esta meta, enseñándome que en la vida existen altos y bajos y que hay que levantarse cuando estamos caídos, y no darse por vencido, porque hay que luchar por lo que se quiere para lograr alcanzarlo, pero les aseguro que si no están aquí yo los llevo en mi mente y en mi corazón y siempre les estaré agradecida.

De todo Corazón muchas Gracias a todos!!

Yaribay R. Villalta R

AGRADECIMIENTO

- ✓ A **DIOS** todopoderoso por mostrarme el camino para lograr esta meta y darme la sabiduría necesaria para tomar las más importantes decisiones.
- ✓ A mis padres, *María* y *Jorge* por estar siempre conmigo, gracias por todo su apoyo, los quiero mucho y éste logro es principalmente para ustedes y para mis hermanos *José Luís*, *José* y *Jorge Alejandro*.
- ✓ A la **Universidad de Oriente**, mi segundo hogar y al **Departamento de Ingeniería Química**, donde pude alcanzar la meta de ser profesional, gracias por sus enseñanzas
- ✓ Al **Ing. José Rondón**, por su valiosa asesoría, consejos y recomendaciones para el desarrollo de éste trabajo.
- ✓ A los profesores de las Áreas de Grado, **Ing. Ivelia Avendaño** y al **Ing. Mario Briones**, gracias por todo su apoyo y orientación durante todo este curso.
- ✓ A los profesores del Departamento de Ingeniería Química, muchas gracias por toda sus enseñanzas.
- ✓ A mis amigas, con los que compartí durante todo mis estudios de pre-grado, que me tendieron una mano y han estado allí para en los momentos más importantes, *muchachas lo logré*, fueron realmente especiales los momentos vividos:



Leonor Hernández, Zaidith Mejias, Carolina Hernández, Joarquis Tineo, Rosalía Perdomo, Elsys Sosa, Sughey Moreno, Erika Fernández, Romina Rosania, Miglis Simoza, Zoraida Castillo, Lilian Tovar, Mariana Ramírez, de verdad a todas ustedes Gracias y a los que no mencioné discúlpenme, de igual manera también les doy las gracias.

- ✓ A mis compañeros de Áreas de Grado, gracias por todo su apoyo y cariño... No los olvidaré...!!!!

Anahís C. Peraza R.

RESUMEN

El gas manejado en las líneas de recolección de los pozos del Campo Quiriquire es considerado con alto contenido de líquidos condensables y gases corrosivos, específicamente con un estimado considerable de agua presente en los fluidos y CO_2 aproximadamente, la combinación de cada uno de estos componentes es capaz de incrementar aún más la velocidad de corrosión, por ello se evaluó el fenómeno de corrosión interno en las líneas de flujo. Inicialmente, se determinaron las condiciones de los fluidos presentes en las mismas, para obtener las velocidades del líquido y del gas, velocidad de la mezcla y la velocidad erosional, posterior a ello se calculó la presión parcial en cada línea en estudio, permitiendo obtener por último la velocidad de corrosión mediante las correlaciones empíricas De Waard & Milliams, De Waard & U. Lotz, y se compararon estas correlaciones para ver la similitud de los valores obtenidos. Simultáneamente se empleó un software de predicción, PREDICT 4.0, para determinar la velocidad de corrosión en las líneas de flujo, y se compararon los valores arrojados por éste, con los obtenidos por las correlaciones ya mencionadas, las cuales reflejan el rango de corrosión presente, de esta evaluación se determinó que el mecanismo de corrosión predominante en la planta es por CO_2 considerándose moderado en todas las líneas de flujo en estudio, las velocidades superficiales de líquido y de gas se encuentran todas por debajo de la velocidad crítica, descartando la posibilidad de erosión en las líneas. Del análisis de los parámetros operacionales se determinó que el fluido manejado en el campo Quiriquire es de alto potencial corrosivo, debido a que se encontraron todos los parámetros por encima de los valores permisibles para control de corrosión. Por otro lado se calculó finalmente el estimado de vida útil de las tuberías y el tiempo cuando estas líneas es recomendable reemplazarlas, ajustándose más al comportamiento en campo los resultados obtenidos por las correlaciones empíricas.

CONTENIDO

	Pág.
RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
DEDICATORIA	VII
AGRADECIMIENTO	VIII
AGRADECIMIENTO	X
RESUMEN	XII
CONTENIDO	XIII
LISTA DE TABLAS	XXI
LISTA DE FIGURAS	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
MARCO TEÓRICO	29
2.1 FLUÍDO BIFÁSICO.....	29
2.2 REGÍMENES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍA.....	29
2.2.1 Flujo Laminar.....	29
2.2.2 Flujo Turbulento.....	30
2.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACIÓN DE LOS REGIMENES DE FLUJO.....	31
2.3.1 Regímenes de Flujo en Tuberías Horizontales.....	32



2.3.1.1 Flujo Tipo Burbuja.....	32
2.3.1.2 Flujo Intermitente Tipo Pistón	33
2.3.1.3 Flujo Estratificado Suave	33
2.3.1.4 Flujo Estratificado Ondulante	34
2.3.1.5 Flujo Intermitente Tipo Tapón.....	35
2.3.1.6 Flujo Anular	35
2.3.1.7 Flujo Tipo Disperso.....	36
2.3.2 Regímenes de Flujo en Tuberías Verticales.....	37
2.3.2.1 Flujo Tipo Burbuja.....	38
2.3.2.2 Flujo Tipo Tapón.....	38
2.3.2.3 Flujo Espumoso.....	40
2.3.2.4 Flujo Anular.....	41
2.3.2.5 Flujo Tipo Disperso	41
2.4 VELOCIDAD DE UN FLUJO BIFÁSICO	42
2.5 CORROSIÓN.....	44
2.5.1 Reacción de Oxidación (Reacción Anódica)	45
2.5.2 Reacción de Reducción (Reacción catódica)	45
2.5.3 Reacción Global	46
2.6 REQUERIMIENTO PARA LA CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA	46
2.6.1 Ánodo	46
2.6.2 Cátodo	47
2.6.3 Electrolito.....	47
2.6.4 Potencial de Celda.....	48
2.6.5 Contacto Metálico.....	49
2.7 FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA A LA CORROSIÓN DE UN METAL.....	50
2.7.1 Factores Termodinámicos	51



2.7.2 Factores Electroquímicos	51
2.7.3 Factores Metalúrgicos	53
2.7.4 Factores Ambientales	54
2.8 CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN	56
2.8.1 Corrosión Uniforme	57
2.8.2 Corrosión Localizada	59
2.8.2.1 Corrosión Galvánica	59
2.8.2.2 Erosión	60
2.8.2.3 Corrosión por Grietas.....	61
2.8.2.4 Corrosión por Exfoliación.....	62
2.8.2.5 Lixiviación Selectiva.....	63
2.8.2.6 Corrosión Alveolar o Pitting.....	63
2.8.2.7 Corrosión Intergranular.....	64
2.8.2.8 Corrosión Bajo Tensiones.....	65
2.8.2.9 Corrosión por Fatiga	65
2.8.2.10 Corrosión Filiforme.....	66
2.8.2.11 Corrosión Dealloying.....	67
2.8.2.12 Corrosión Biológica	68
2.9 TIPOS DE CORROSIÓN EN EL AREA DE PRODUCCIÓN DE GAS Y CRUDO.....	69
2.9.1 Corrosión Dulce	69
2.9.1.1 Tipos de Corrosión por CO ₂	72
2.9.1.2 Factores que Influyen en el Fenómeno de Corrosión por CO ₂	73
2.9.2 Corrosión Agria o Ácida	74
2.9.3 Corrosión por Oxígeno.....	76
2.10 CORROSIÓN POR EROSIÓN	77
2.10.1 Factores que afectan la velocidad de Erosión	80
2.10.2 Parámetros que afectan la velocidad de Erosión/Corrosión.....	80



2.10.3 Corrosión por Cavitación	81
2.10.4 Corrosión por Desgaste (fretting)	84
2.11 VELOCIDAD DE EROSIÓN.....	85
2.12 PARAMETROS QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN.....	86
2.12.1 pH de la solución.....	86
2.12.2 Temperatura	87
2.12.3 Humedad	88
2.12.4 Agentes Oxidantes	88
2.12.5 Velocidad	88
2.12.6 Películas	89
2.12.7 Concentración	90
2.12.8 Impurezas	90
2.13 VELOCIDAD DE CORROSIÓN.....	90
2.13.1 Evaluación de la Velocidad de Corrosión mediante la Correlación De Waard & Milliams	91
2.13.1.1 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Controlada por la Transferencia de Masa (V_m)	92
2.13.1.2 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Controlada por la Reacción (V_r).....	92
2.13.1.3 Calculo del factor de Corrección por la Formación de la Capa de $FeCO_3$ (F_s)	93
2.13.1.4 Cálculo de la Temperatura de la Capa (T_{capa}).....	94
2.13.1.5 Calculo del Factor de Corrección por el Contenido de Carbono en el Acero (F_c).....	94
2.13.1.6 Calculo del Factor de Corrección por el Contenido de Cromo en el Acero (F_{Cr}).....	95
2.13.2 Evaluación de la Velocidad de Corrosión mediante la Correlación de C. De Waard & U. Lotz.....	95
2.13.2.1 Factor de Corrección debido a la Presión del Sistema (F_{pres})	97



2.13.2.2 Factor de Corrección debido a la Formación de Capa de Productos de Corrosión (Fscale).....	97
2.13.2.3 Factor de Corrección debido al pH total	99
2.14 INHIBIDORES DE CORROSIÓN.....	101
2.14.1 Tipos de Inhibidores.....	102
2.14.1.1 Inhibidores Catódicos	103
2.14.1.2 Inhibidores Anódicos	103
2.14.1.3 Película Inhibidora de Corrosión	103
2.14.1.4 Inhibidor en Fase Vapor.....	104
2.14.1.5 Secuestrantes o Eliminadores de Oxígeno	105
2.14.2 Factores que se deben considerar al usar Inhibidores	105
2.14.3 Métodos de Aplicación de Inhibidores	106
2.14.3.1 Tratamiento por Lotes (batch).....	106
2.14.3.2 Tratamiento Continuo	107
2.14.3.3 Recubrimientos	107
2.14.4 Pasos para Seleccionar un Inhibidor	107
2.14.4.1 Solubilidad del Inhibidor	107
2.14.4.2 Oxígeno Disuelto	108
2.14.4.3 Incompatibilidad	108
2.14.4.4 Aditivos del Inhibidor	108
2.14.4.5 Costos del Inhibidor	109
2.15 PROTECCIÓN CATÓDICA.....	109
2.15.1 Protección Catódica por Corriente Impresa	110
2.15.2 Ánodos Galvánicos, Ánodos de Sacrificio.....	110
2.16 VIDA ÚTIL.....	111
2.17 SOFTWARE PREDICT 4.0	113
CAPÍTULO III	116
METODOLOGÍA	116



3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	116
3.2 REVISIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES.....	116
3.3 CÁLCULO DEL TIPO DE CORROSIÓN PREDOMINANTE	118
3.4 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN, MEDIANTE LA SELECCIÓN DE CORRELACIONES EMPÍRICAS.....	119
3.4.1. Velocidad de Erosión	119
3.5 CÁLCULO DE LAS TASAS DE CORROSIÓN POR CO ₂ A LAS DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACIÓN, MEDIANTE EL PROGRAMA PREDICT 4.0	120
3.5.1. Descripción del Sistema.....	122
3.6 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS Y POR EL SIMULADOR PREDICT 4.0	127
3.7 CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL DE LAS TUBERÍAS.....	127
3.8 MUESTRA DE CÁLCULO	127
3.8.1. Cálculo de las Presiones Parciales de CO ₂	127
3.8.2 Cálculo de fCO ₂	129
3.8.3 Cálculo del Factor de Sistema.....	129
3.8.4 Cálculo de la Temperatura de Capa	130
3.8.5 Cálculo del Factor de Capa	130
3.8.6 Cálculo del pH Activo (pH _{activo})	130
3.8.7 Cálculo del pH Saturación (pH _{sat})	131
3.8.8 Cálculo del Factor de FpH:	131
3.8.9 Cálculo del pH _{total}	132
3.8.10 Cálculo de la Velocidad de Corrosión (Modelo cuantitativo de C. De Waard & U. Lotz).....	132
3.8.11 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Corregida	132
3.8.12 Cálculo de la Velocidad Superficial.....	133
3.8.12.1 Cálculo del Área Transversal de la Tubería.....	133



3.8.12.2 Cálculo de la velocidad superficial	133
3.8.12.3 Cálculo de la Velocidad de la Mezcla.....	135
3.9 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN (Correlación De Waard y Milliams).....	135
3.9.1 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Controlada por la Reacción (Vr).....	136
3.9.2 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Controlada por la Transferencia de Masa (Vm).....	136
3.9.3 Cálculo de la Temperatura de la Capa (Tcapa).....	136
3.9.4 Cálculo del Factor de Corrección por la Formación de la Capa de FeCO ₃ (Fs).....	137
3.9.5 Cálculo del Factor de Corrección por el Contenido de Carbono en el Acero (Fc).....	137
3.9.6 Cálculo del factor de Corrección por el Contenido de Cromo en el Acero (Fcr).....	138
3.10 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE EROSIÓN	139
3.11 SATURACIÓN DEL GAS	140
3.12 CONTENIDO DE AGUA TOTAL EN EL GAS	141
3.13 VIDA ÚTIL DE LAS TUBERÍAS	143
CAPÍTULO IV	146
ANÁLISIS DE RESULTADOS	146
4.1 RECONOCIMIENTO DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	146
4.2 DESCRIPCIÓN DE LA REVISIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES DE CADA LINEA DE FLUJO EN EL PROCESO.	147
4.3 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE CORROSIÓN PREDOMINANTE.....	149
4.4 APLICACIÓN DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS UTILIZADAS. ...	151
4.4.1 Velocidad de erosión.....	152
4.5 APLICACIÓN DEL SOFTWARE PREDICT 4.0	152



4.6 ANÁLISIS COMPARATIVOS DE LOS CÁLCULOS DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN A PARTIR DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS UTILIZADAS Y EL SOFTWARE PREDICT 4.0.....	156
4.7 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LA VIDA ÚTIL DE LAS TUBERÍAS....	159
CONCLUSIONES	161
RECOMENDACIONES	163
BIBLIOGRAFÍA	164
Apéndice A	168
Condiciones Operacionales Promedios de la Mezcla y Topografías de las Líneas de Flujos.....	168
Apéndice B	184
Resultados y Graficas de las Velocidades de Corrosión Mediante Correlaciones Empíricas	184
Apéndice C	189
Resultados Obtenidos con el Simulador Predict 4.0	189
Apéndice D	207
Gráficos Utilizados para Determinar el Contenido de Agua en el Gas Manejado en el Campo Quiriquire y los Resultados Obtenidos por la Correlación de Bukacek para los Pozos en Estudio.	207
Apéndice E	213
Parámetros Utilizados, Resultados y Gráficas Obtenidas de la Vida Útil de las Líneas de Flujo de los Pozos en Estudio.....	213
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:	267

LISTA DE TABLAS

	Pág.
CAPITULO II: Marco Teórico	
2.1 Criterio de corrosividad.....	70
 CAPÍTULO III: Metodología	
3.1 Variables promedios suministrados para la evaluación de las líneas de flujo.	117
3.2 Datos de entrada al Predict 4.0 para determinar velocidades de corrosión.	121
 CAPÍTULO IV: Análisis de Resultados	
4.1 Presiones de operación y contenido de CO ₂ en cada línea de flujo.....	148
4.2 Presiones parciales de CO ₂ para cada línea de flujo de los pozos.....	150
4.3 Condiciones de operación de cada línea de flujo.....	153
4.4 Cuadro comparativo de las velocidades de corrosión.....	156
4.5 Vida útil estimada de cada línea de flujo.....	160

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
CAPÍTULO II: Marco Teórico	
2.1 Perfil de velocidad de un flujo laminar.....	30
2.2 Perfil de velocidad del flujo turbulento y movimiento de las partículas en ambos regímenes.....	31
2.3 Flujo tipo burbuja.....	33
2.4 Flujo intermitente tipo pistón.....	33
2.5 Flujo estratificado suave.....	34
2.6 Flujo estratificado ondulante.....	34
2.7 Flujo intermitente tipo tapón.....	35
2.8 Flujo anular.....	36
2.9 Flujo tipo disperso.....	37
2.10 Flujo tipo burbuja en tubería vertical.....	38
2.11 Flujo tipo tapón en tubería vertical	39
2.12 Flujo espumoso.....	40
2.13 Flujo anular en tubería vertical.....	41
2.14 Flujo tipo disperso en tubería vertical.....	42
2.15 Pila electroquímica formada por electrodos de hierro y cobre.....	49
2.16 Esquema de oxidación del hierro, ejemplo de corrosión electroquímica o polarizada.....	50
2.17 Efecto de la temperatura en la tasa de corrosión.....	56
2.18 Corrosión uniforme en el acero estructural.....	58
2.19 Corrosión galvánica.....	60



2.20 Corrosión/Erosión.....	61
2.21 Corrosión por grietas.....	62
2.22 Corrosión por exfoliación.....	62
2.23 Corrosión lixiviación selectiva.....	63
2.24 Corrosión alveolar o Pitting.....	64
2.25 Corrosión intergranular.....	64
2.26 Corrosión bajo tensiones.....	65
2.27 Corrosión por fatiga.....	66
2.28 Corrosión Filiform.....	67
2.29 Corrosión Dealloying.....	67
2.30 Corrosión biológica, bacterias de reducción de sulfatos, ataque característico de las bacterias de reducción de sulfato.....	69
2.31 Ejemplo de corrosión por CO ₂ en tubería.....	70
2.32 Corrosión agria o ácida.....	75
2.33 Corrosión por oxígeno.....	77
2.34 Corrosión/Erosión.....	79
2.35 Corrosión por erosión en una bomba de agua.....	79
2.36 Tuberías deterioradas por los efectos de la corrosión por erosión.....	79
2.37 Pasos en el cual se forman las burbujas para producir Cavitación.....	83
2.38 Corrosión-erosión por cavitación en un rodete de bomba centrífuga.....	84
2.39 Corrosión por desgaste (en una tijera).....	84
2.40 Efecto del pH en la velocidad de corrosión, hierro, metales anfotéricos y metales nobles.....	87
2.41 Ventana principal del simulador Predict 4.0.....	115

CAPÍTULO III: Metodología

3.1 Ventana inicial del simulador Predict 4.0.....	125
--	-----



3.2 Ventana inicial del Predict 4.0. Propiedades de los fluidos y resultados....	126
3.3 Ventana del Predict 4.0 para poder ingresar a las gráficas de velocidad de corrosión.....	126
 CAPÍTULO IV: Análisis de Resultados	
4.1 Esquemática d las líneas de flujo de los pozos en estudio.....	147
4.2 Presiones parciales del CO ₂ en las líneas de flujo, según los rangos establecidos por la API.....	151
4.3 Velocidades de corrosión reportadas por el programa Predict 4.0 para cada línea de flujo en estudio.....	155
4.4 Cuadro comparativo de las velocidades de corrosión por las correlaciones empíricas y el simulador Predict 4.0.....	158

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas más serios que enfrenta hoy en día la industria es la *corrosión*. Éste es un problema complejo acerca del cual se conoce mucho; sin embargo, a pesar de la extensa investigación y experimentación, todavía hay mucho que aprender. En algunos casos, como en el ataque químico directo, la corrosión es altamente obvia, pero en otros, como la corrosión Intergranular, es menos obvia pero igualmente dañina. La causa principal de la corrosión es la inestabilidad de los metales en sus formas refinadas; donde los mismos tienden a volver a sus estados originales a través de los procesos de corrosión.

Con frecuencia la corrosión se confunde con un simple proceso de oxidación siendo en realidad un proceso mas complejo, el cual puede puntualizarse como la gradual destrucción y desintegración de los materiales debido a un proceso electro - químico, químico o de erosión debido a la interacción del material con el medio que lo rodea. La corrosión es un proceso destructivo, ya que los metales y aleaciones pierden ciertas propiedades mecánicas y físicas, bajo las cuales fueron diseñadas.

La corrosión por erosión es otro problema que con frecuencia se presenta en diversas industrias, debido a que éste fenómeno trae como consecuencia el desgaste de las líneas de flujo (tuberías), ocasionado por la acción abrasiva de un líquido o un gas y donde usualmente se incrementa por la presencia de partículas sólidas en suspensión. Cabe destacar, que no solo la presencia de sólidos en los fluidos ocasiona la corrosión por erosión, sino también, la existencia de burbujas de aire en el seno de los líquidos.



De acuerdo a lo antes mencionado, se hace necesario llevar a cabo la evaluación del fenómeno de corrosión por erosión en las líneas de flujo de los pozos del campo Quiriquire, ubicados en el oriente de Venezuela, ya que dichas líneas tienden a corroerse debido a la presencia de un significativo porcentaje de dióxido de carbono (CO_2) que posee el fluido que provienen de dichos pozos.

Los resultados obtenidos de estas evaluaciones, permitirán determinar la vida útil de estas líneas de flujos, con la finalidad de estimar cuando éstas podrían ser reemplazadas y así garantizar la continuidad de los procesos que se llevan a cabo en este campo.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Desde que el hombre empezó a utilizar instrumentos de metal se enfrentó a la corrosión y aunque con el avance de los conocimientos ha podido defenderse mejor de ella, continúa siendo un problema latente.

La corrosión es un problema industrial importante, que no solo puede causar accidentes (ruptura de una pieza), sino que además representa un costo importante, ya que se calcula que cada pocos segundos se disuelven aproximadamente cinco toneladas de acero en el mundo (unos cuantos picómetros invisibles en cada pieza, multiplicados por la cantidad de acero que existe en el mundo). Se entiende por corrosión a la interacción de un metal con el medio que lo rodea produciendo modificaciones en sus propiedades tanto físicas como químicas, Este fenómeno es la principal causa de fallas en tuberías alrededor del mundo. Cuando una tubería falla, ocasiona grandes impactos en términos de pérdidas de producción, daños a la propiedad, contaminación y riesgo a vidas humanas. La corrosión puede estar



presente en la industria química, farmacéutica, textil, metal mecánica, alimenticia, entre otras.

En los campos del oriente de Venezuela específicamente en Campo Quiriquire, los fluidos se caracterizan en esta zona por presentar contenido de dióxido de carbono (CO_2) en su composición, como principal agente corrosivo. Aunque es necesario resaltar que el CO_2 por sí solo no es corrosivo, necesita la presencia de agua libre para formar ácidos carbónicos, que es un producto altamente corrosivo lo que representa una condición potencial para el proceso de corrosión, lo que genera daños a la integridad mecánica de los equipos, dando lugar al reemplazo obligatorio y no programado de los mismos. El proceso de erosión de las tuberías acompaña con frecuencia al de corrosión, es debido a los arrastres de material por las altas velocidades y turbulencias del fluido en el interior de las tuberías. La erosión-corrosión produce el deterioro rápido de superficies metálicas causando una reducción e rendimiento/eficiencia en maquinarias, equipos y líneas.

Debido a las condiciones que presentan los fluidos en dicho campo, los problemas asociados al proceso de corrosión pueden incrementar si no son detectados a tiempo, por lo que es necesario evaluar la corrosión presente en las líneas de flujo, procediendo a la caracterización del mismo para conocer la composición, caudal, longitud de la tubería, diámetro de la tubería entre otros parámetros y estableciendo así las condiciones de operación en las líneas productoras, además se determinarán la velocidades de corrosión y erosión por medio de correlaciones empíricas y mediante un software de predicción, todo esto se realizará con el fin de determinar la vida útil de las tuberías y estimar así cuando éstas pueden ser reemplazadas.

Estos resultados servirán de soporte para prevenir fallas por corrosión e importantes pérdidas económicas en el manejo del flujo, garantizando la continuidad operativa de las instalaciones.



1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Evaluar la corrosión por CO₂ y Erosión en líneas de flujo de pozos ubicados en campo Quiriquire en el Oriente de Venezuela.

1.2.2 Objetivos Específicos

1. Establecer las condiciones de operación y parámetros operacionales en las líneas de flujo de pozos ubicados en campo Quiriquire en el Oriente de Venezuela.
2. Explicar las correlaciones empíricas a utilizar en la velocidad de corrosión y erosión en las líneas de flujo de pozos ubicados en campo Quiriquire en el Oriente de Venezuela.
3. Determinar la velocidad de corrosión y la velocidad de erosión en las líneas de flujo, mediante las correlaciones empíricas.
4. Estimar la velocidad de corrosión y velocidad de erosión mediante un software de simulación.
5. Calcular el tiempo de vida útil de las líneas de flujo de pozos ubicados en campo Quiriquire en el Oriente de Venezuela.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 FLUÍDO BIFÁSICO

Un fluido bifásico es aquella sustancia que está formada por dos fases, ya sea líquido-gas, líquido-sólido ó gas-sólido.

2.2 REGÍMENES DE FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍA

Los regímenes de flujo que se presentan en tuberías son:

2.2.1 Flujo Laminar

El *flujo laminar* es un tipo de movimiento de fluido que se caracteriza por ser perfectamente ordenado, estratificado, suave, de manera que dicho fluido se mueve en láminas paralelas sin entremezclarse. Las capas no se mezclan entre sí. El mecanismo de transporte es exclusivamente molecular. Se dice que este flujo es aerodinámico, por tanto, cada partícula de fluido sigue una trayectoria suave, llamada línea de corriente. El perfil de velocidad de este tipo de flujo tiene forma de una parábola, donde la velocidad máxima se encuentra en el eje del tubo y la velocidad es igual a cero en la pared del tubo. (ver Figura 2.1).

El régimen de flujo laminar también es conocido como *régimen viscoso*.

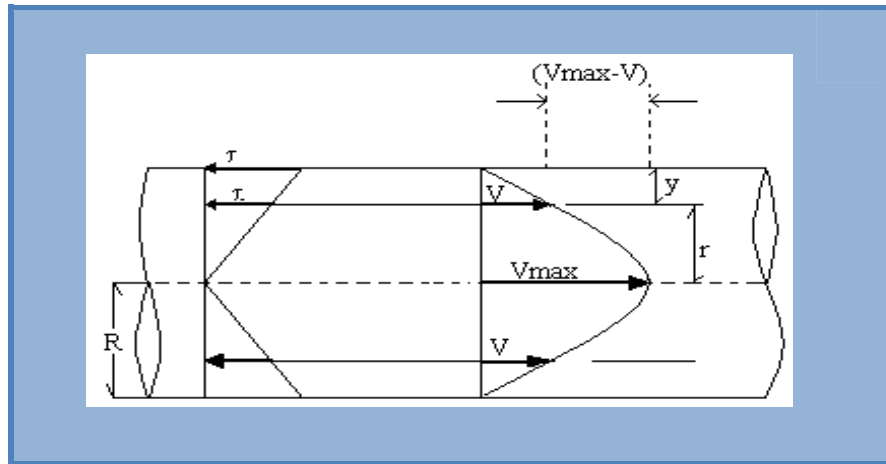


Figura 2.1 Perfil de velocidad de un Flujo Laminar ^[1]

2.2.2 Flujo Turbulento

En la mecánica de fluidos, se denomina *flujo turbulento o corriente turbulenta* al movimiento de un fluido que se da en forma caótica, es decir, es el movimiento donde las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las partículas se encuentran formando pequeños remolinos, como por ejemplo el agua en un canal de gran pendiente. Debido a esto, la trayectoria de una partícula se puede predecir hasta una cierta escala, a partir de la cual la trayectoria de la misma es impredecible, más precisamente caótica.^[2]

A pesar del movimiento turbulento es mayor en la parte del diámetro de la tubería, siempre hay una pequeña capa de fluido en la pared de la tubería, conocida como la “capa periférica” o “subcapa laminar”, que se mueve en régimen laminar ^[3]. En la figura 2.2 que se muestra a continuación se observa el perfil de velocidad que



presenta el flujo turbulento (2.2.a) y la comparación de los movimientos que presentan las partículas en ambos regímenes (2.2.b).

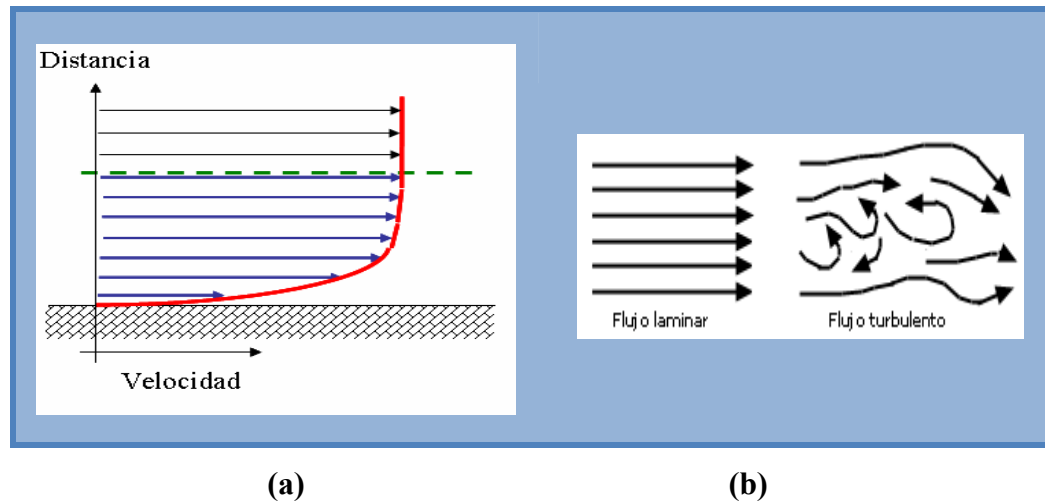


Figura 2.2 Perfil de velocidad del Flujo Turbulento (a) y Movimiento de las partículas en ambos regímenes (b) ^[1]

2.3 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACIÓN DE LOS REGIMENES DE FLUJO.

Los factores principales que influyen en el régimen de flujo en una tubería de flujo bifásico, son:

- ✓ Condiciones o variables de operación, tales como la presión y el caudal de cada uno de los fluidos.
- ✓ Diferencia de las propiedades físicas, tales como densidad y viscosidad y en las velocidades de flujo de las dos fases.
- ✓ Variables geométricas, como el diámetro y el ángulo de inclinación o perfil de elevación de la línea de transferencia.



- ✓ Dirección del flujo (ascendente, descendente u horizontal) y orientación de la tubería (horizontal, vertical o inclinada).

Es importante mencionar que en un flujo bifásico en condición estable, régimen de flujo en un sitio dado de la tubería es constante. Sin embargo, al cambiar las características de flujo de la mezcla bifásica pueden ocurrir diferentes regímenes de flujo en sitios diferentes en la misma tubería.^[3]

2.3.1 Regímenes de Flujo en Tuberías Horizontales

En flujo bifásico (líquido/vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, por estar influenciadas por sus propiedades físicas y caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, causan varios tipos de patrones de flujo. Estos patrones se llaman regímenes de flujo. En un determinado punto en una línea, solamente existe un tipo de flujo en cualquier tiempo dado. Sin embargo, como las condiciones de flujo cambian, el régimen de flujo puede cambiar de un tipo a otro.

Se definen siete regímenes principales de flujo para describir el flujo en una tubería horizontal o ligeramente inclinada. Estos regímenes se describen a continuación en orden creciente de velocidad del vapor: ^[4]

2.3.1.1 Flujo Tipo Burbuja

El líquido ocupa el volumen de la sección transversal y el flujo de vapor forma burbujas a lo largo del tope de la tubería. Las velocidades del vapor y el líquido son aproximadamente iguales. Si las burbujas tienden a dispersarse a través del líquido, esto se llama algunas veces flujo tipo espuma. En el flujo ascendente las burbujas



retienen su identidad en un rango más amplio de condiciones. En el flujo descendente el comportamiento se desplaza en la dirección del flujo tipo pistón. ^[4] (ver Figura 2.3)

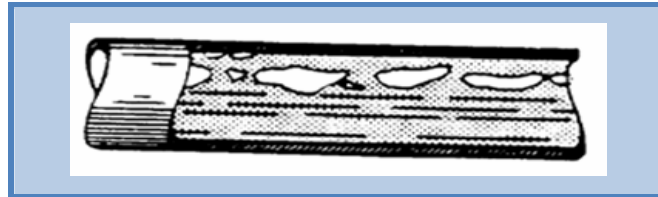


Figura 2.3 Flujo Tipo Burbuja

2.3.1.2 Flujo Intermitente Tipo Pistón

Al aumentar el vapor, las burbujas se unen y se forman secciones alternadas de vapor y líquido a lo largo del tope de la tubería con una fase líquida continua remanente en el fondo. En una orientación ascendente, el comportamiento es desplazado en la dirección del flujo tipo burbuja; si el flujo es descendente se favorece el flujo estratificado. ^[4] (ver Figura 2.4).

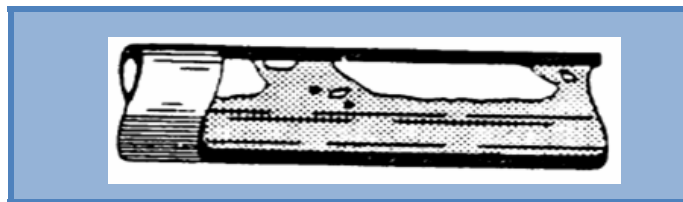


Figura 2.4 Flujo Intermitente Tipo Pistón

2.3.1.3 Flujo Estratificado Suave

Como el flujo de vapor continúa incrementando, los tapones de vapor tienden a una fase continua. El vapor fluye a lo largo del tope de la tubería y el líquido fluye a



lo largo del fondo. La interface entre fases es relativamente suave y la fracción ocupada por cada fase permanece constante.

En flujo ascendente, flujo tipo estratificado ocurre raramente favoreciendo el flujo ondulante. En flujo descendente, el flujo estratificado es favorecido, siempre y cuando la inclinación no sea demasiado pronunciada. ^[4](ver Figura 2.5).

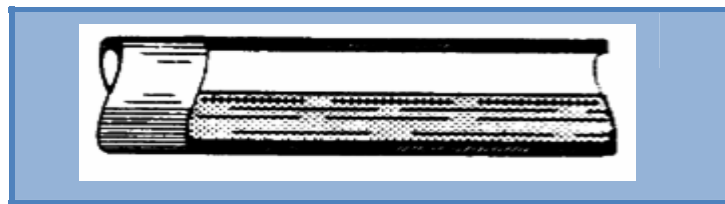


Figura 2.5 Flujo estratificado suave

2.3.1.4 Flujo Estratificado Ondulante

Como el flujo de vapor aumenta aún más, el vapor se mueve apreciablemente más rápido que el líquido y la fricción resultante en la interface forma olas de líquido. La amplitud de las olas se incrementa con el aumento del flujo de vapor. El flujo ondulante puede ocurrir hacia arriba, pero en un rango de condiciones más restringido que en una tubería horizontal. Hacia abajo, las olas son más moderadas para un determinado flujo de vapor y en la transición a flujo tipo tapón, si es que ocurre, tiene lugar a caudales más altos que en la tubería horizontal. ^[4] (ver Figura 2.6).

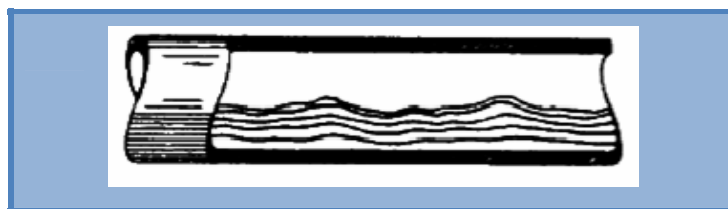


Figura 2.6 Flujo Estratificado Ondulante



2.3.1.5 Flujo Intermitente Tipo Tapón

Este tipo de régimen de flujo también es denominado *Flujo de Coágulo o Slug*.

Cuando el flujo de vapor alcanza cierto valor crítico, las crestas de las olas de líquido tocan el tope de la tubería y forman tapones espumosos. La velocidad de estos tapones es mayor que la velocidad promedio de líquido. En la estructura del tapón de vapor, el líquido es presionado de manera que el vapor ocupe la mayor parte del área de flujo en ese punto. En flujo ascendente, el flujo tipo tapón comienza a caudales de vapor más bajos que en las tuberías horizontales. En flujo descendente, se necesitan caudales de vapor más altos que en tuberías horizontales para establecer el flujo tipo tapón y el comportamiento se desplaza hacia el flujo anular, ya que el flujo tipo tapón puede producir pulsaciones y vibraciones en codos, válvulas y otras restricciones de flujo, debe ser evitado en lo posible. ^[4] (ver Figura 2.7).

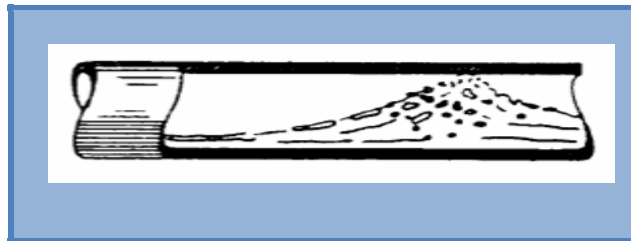


Figura 2.7 Flujo Intermitente Tipo Tapón

2.3.1.6 Flujo Anular

El líquido fluye como una película anular de espesor variable a lo largo de la pared, mientras que el vapor fluye como un núcleo a alta velocidad en el centro. Hay gran cantidad de deslizamiento entre las fases. Parte del líquido es extraído fuera de la película por el vapor y llevado al centro como gotas arrastradas. La película anular en la pared es más espesa en el fondo que en el tope de la tubería y esta diferencia



decrece al distanciarse de las condiciones de flujo de tipo tapón. Corriente abajo de los codos, la mayor parte del líquido se moverá hacia el lado de la pared externa. En flujo anular, los efectos de caída de presión y momento sobrepasan los de gravedad, por lo tanto la orientación de la tubería y la dirección del flujo tienen menos influencia que en los regímenes anteriores. El flujo anular es un régimen muy estable. Por esta razón y debido a que la transferencia de masa vapor-líquido es favorecida, este régimen de flujo es ventajoso para algunas reacciones químicas. ^[4] (ver Figura 2.8).

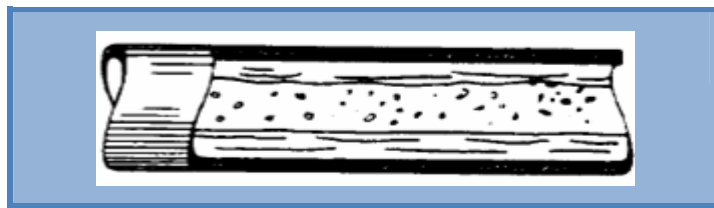


Figura 2.8 Flujo Anular

2.3.1.7 Flujo Tipo Disperso

Este tipo de régimen de flujo también es conocido como Flujo Tipo Rocío. Cuando la velocidad del vapor en flujo anular se hace lo suficientemente alta, toda la película de líquido se separa de la pared y es llevada por el vapor como gotas arrastradas.

Este régimen de flujo es casi completamente independiente de la orientación de la tubería o de la dirección del flujo. ^[4] (ver Figura 2.9)

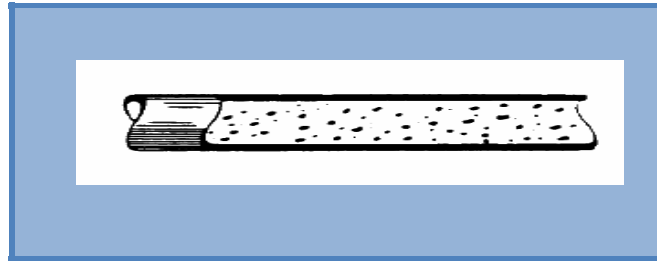


Figura 2.9 Flujo Tipo Disperso

2.3.2 Regímenes de Flujo en Tuberías Verticales

El comportamiento del flujo en tuberías verticales donde la gravedad juega un papel muy importante, ha sido menos investigado que el flujo en tuberías horizontales. La mayor parte de la información disponible para flujo vertical se refiere a flujo ascendente. Las condiciones bajo las cuales existen ciertos tipos de regímenes de flujo, dependen principalmente de la orientación de la tubería y de la dirección del flujo.

En una situación donde el flujo ondulante y estratificado existiera en una tubería horizontal, inclinando la tubería en forma descendente, la velocidad relativa del líquido aumenta, quedando una mayor parte del área de flujo para el vapor. Por otro lado, inclinando la tubería en forma ascendente el líquido se drena, acumulándose hacia abajo hasta bloquear por completo la sección transversal. El vapor puede entonces no llegar a pasar a través del líquido y por lo tanto empuja tapones de líquidos a través de la sección inclinada de la tubería. Se han definido cinco regímenes de flujo principales para describir el flujo vertical. Estos regímenes de flujo están descritos a continuación, en orden creciente de velocidad del vapor: ^[4]



2.3.2.1 Flujo Tipo Burbuja

El líquido fluyendo en forma ascendente representa la fase continua, con burbujas dispersas de vapor subiendo a través de éste. La velocidad de la burbuja excede la del líquido debido a la flotabilidad. Cuando el flujo de vapor es incrementado, el tamaño, número y velocidad de las burbujas aumenta. Cuando el flujo de vapor es mayor que en tuberías horizontales, las burbujas mantienen su individualidad, sin unirse en tapones.^[4] (ver Figura 2.10).

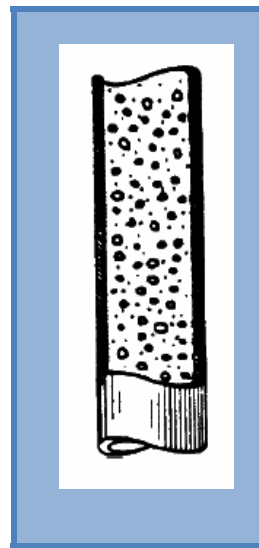


Figura 2.10 Flujo Tipo Burbuja en tubería vertical

2.3.2.2 Flujo Tipo Tapón

A medida que el flujo de vapor aumenta, las burbujas se unen y forman tapones los cuales ocupan la mayoría del área de sección transversal. Tapones alternados de vapor y líquido se mueven en la tubería con algunas burbujas de vapor cruzando los tapones de líquido. Alrededor de cada tapón de vapor hay una película laminar de líquido la cual fluye hacia el fondo del tapón. Cuando el flujo de vapor se incrementa,



la longitud y la velocidad de los tapones aumentan. El flujo tipo tapón puede ocurrir en dirección descendente, pero usualmente no se inicia en esta posición. Sin embargo, si el flujo tipo tapón está bien establecido en una porción ascendente de un serpentín, este permanecerá en la porción descendente, siempre y cuando las otras condiciones se mantengan.

En el diseño para flujo bifásico es una práctica normal el tratar de evitar el flujo tipo tapón, ya que este régimen puede traer serias fluctuaciones de presión y vibración, especialmente en la entrada de recipientes y en codos, válvulas y otras restricciones de flujo. Esto pudiera traer serios deterioros al equipo y problemas de operación. Cuando el flujo tipo tapón no pueda ser evitado (por ejemplo, en rehervidores tipo termosifón), se deberían evitar las restricciones de flujo y usar codos de radio largo para hacer los retornos lo más suaves posibles. ^[4] (ver Figura 2.11).

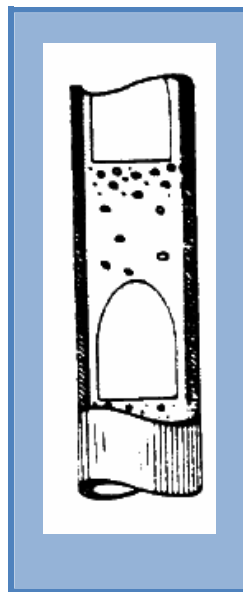


Figura 2.11 Flujo Tipo Tapón en tubería vertical



2.3.2.3 Flujo Espumoso

Cuando el flujo de vapor se incrementa aún más, la película laminar de líquido se destruye por la turbulencia del vapor y los tapones de vapor se hacen más irregulares. El mezclado de burbujas de vapor con el líquido se incrementa y se forma un patrón turbulento y desordenado donde los tapones de líquido que separan los sucesivos tapones de vapor se van reduciendo. La transición a flujo anular es el punto en el cual la separación líquida, entre tapones de vapor desaparece y los tapones de vapor se unen en un núcleo central continuo de vapor, ya que el flujo espumoso tiene mucho en común con el flujo tipo tapón los dos regímenes son frecuentemente agrupados y se llaman flujo tipo tapón. En dirección descendente, el flujo espumoso se comporta igual que el flujo tipo tapón, excepto que el primero se inicia más fácilmente en esta posición, particularmente si las condiciones se acercan a las de flujo anular.^[4] (ver Figura 2.12)

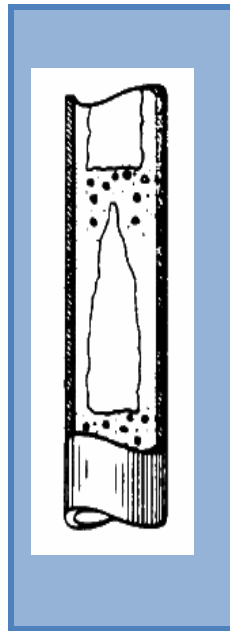


Figura 2.12 Flujo Espumoso



2.3.2.4 Flujo Anular

Este régimen de flujo es similar al flujo anular en tuberías horizontales excepto que la separación entre las fases es afectada por la gravedad. Hacia arriba, la película de líquido anular baja por gravedad, lo cual incrementa la diferencia de velocidad entre el vapor y el líquido. Hacia abajo, ocurre lo contrario, la gravedad acelera el líquido y reduce la diferencia de velocidades entre el vapor y el líquido. En otras palabras, el espesor de la película de líquido es más uniforme alrededor de la circunferencia de la tubería que en el flujo horizontal. ^[4](ver Figura 2.13).

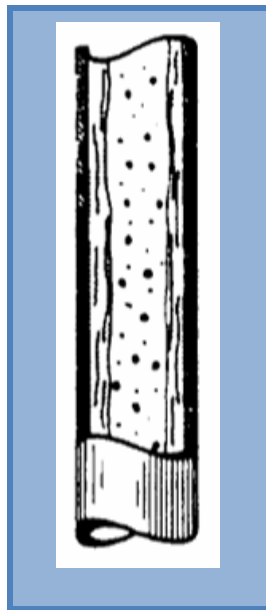


Figura 2.13 Flujo Anular en tubería vertical

2.3.2.5 Flujo Tipo Disperso

Este régimen de flujo es esencialmente el mismo que el flujo tipo rocío en tuberías horizontales. Los altos flujos de vapor requeridos para dispersar completamente el líquido, eliminan esencialmente los efectos de la orientación y



dirección del flujo. En la denominación de regímenes verticales de flujo de dos fases, el flujo anular y el disperso frecuentemente se agrupan en un solo régimen (y se llaman anular–disperso).^[4] (ver Figura 2.14).

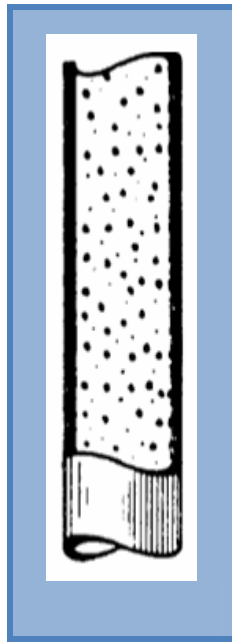


FIGURA 2.14 Flujo tipo Disperso en tubería vertical

2.4 VELOCIDAD DE UN FLUJO BIFÁSICO

Muchas de las correlaciones de flujo bifásico están basadas en una variable llamada *velocidad superficial*.

La velocidad superficial de una base fluida es definida como la velocidad que esta fase exhibirá si fluyera sola a través de la sección transversal de la tubería^[5]:

- ✓ Para determinar la velocidad superficial de un gas (V_{sg}) se aplica la siguiente ecuación:



$$V_{sg} = \frac{Q_g}{A} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

- ✓ Para determinar la velocidad real del gas (V_g) se aplica la siguiente ecuación:

$$V_g = \frac{Q_g}{A \cdot R_g} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

- ✓ La velocidad superficial del líquido (V_{sl}) se determina con la siguiente ecuación:

$$V_{sl} = \frac{Q_L}{A} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

- ✓ Para el cálculo de la velocidad real del líquido (V_L) se emplea esta ecuación:

$$V_L = \frac{Q_L}{A \cdot R_L} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

- ✓ Finalmente, para obtener la velocidad de la mezcla bifásica (V_m) se aplica la siguiente ecuación:

$$V_m = V_{sl} + V_{sg} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

R_L : Fracción de Líquido [adimensional]

R_g : Fracción de Gas [adimensional]

A: área transversal de la tubería [pie^2]

Q_g : caudal de gas [pie^3/seg]



Q_l : caudal de liquido [pie^3/seg]

2.5 CORROSIÓN

La *corrosión* se define como el deterioro espontaneo de un material metálico y de sus propiedades físicas y mecánicas a consecuencia de un ataque químico o reacciones electroquímicas complejas entre el material y el medio ambiente que lo rodea. Siempre que la corrosión esté originada por una reacción química, la velocidad a la cual tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, la salinidad del fluido y las propiedades de los metales en cuestión. Mediante esta interacción los metales pasan a formas más estables de existencias como lo son sus óxidos liberando una cierta cantidad de energía. En general, todos los ambientes son corrosivos pudiéndose enumerar algunos: aire, humedad, agua dulce y salina, atmosferas industriales y urbanas, gases disueltos en la atmosfera, cloro, Sulfuro de Hidrogeno, Dióxido de Azufre, ácidos orgánicos, etc.

El fenómeno de corrosión se manifiesta más evidentemente en los cuerpos sólidos como son los metales, las cerámicas, los polímeros artificiales, los agregados y los minerales fibrosos de origen natural y consiste básicamente en la pérdida del equilibrio en las fuerzas cohesivas. Las fuerzas que mantiene la cohesión de la materia sólida son de naturaleza eléctrica. La corrosión de los metales puros y aleaciones es generalmente de naturaleza electroquímica (ocurre mediante reacciones que generan y consumen electrones); mientras que la corrosión de los metales no metálicos está gobernada por principios fisicoquímicos.

Los materiales requieren diferentes cantidades de energía para refinarse, y por tanto tienen distintas tendencias a la corrosión. Cuanto mayor sea la cantidad de energía requerida para refinar un material mayor será su tendencia a la corrosión. Los



materiales metálicos utilizados en ingeniería adquieren a través de los diferentes procesos metalúrgicos, tales como: reducción, refinación, laminación, tratamientos térmicos y operacionales de acabado, un estado de energía que los hacen muy inestables y reactivos, en comparación con su estado inicial en la naturaleza, donde poseen baja energía y gran estabilidad.

La forma más común en la que se genera la corrosión es por medio de una reacción electroquímica, es importante entender los principales puntos de esta reacción, las cuales son:

2.5.1 Reacción de Oxidación (Reacción Anódica)

La reacción de oxidación consiste en producir electrones a partir de un metal que tiene electrones libres. Por ejemplo:



2.5.2 Reacción de Reducción (Reacción catódica)

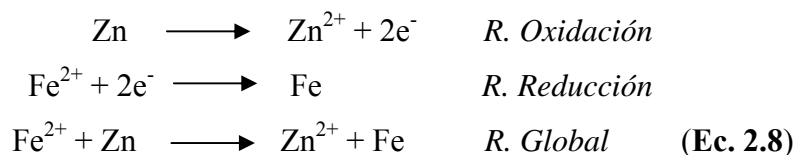
La reacción de reducción consiste en el consumo de los electrones generados en la reacción de oxidación. Por ejemplo:





2.5.3 Reacción Global

La reacción de oxidación que es en la cual se generan electrones y la reacción de reducción que es la cual se consumen, deben de ocurrir al mismo tiempo y al mismo nivel para que se lleve a cabo la reacción electroquímica. Por ejemplo:



2.6 REQUERIMIENTO PARA LA CORROSIÓN ELECTROQUÍMICA

La corrosión electroquímica es un proceso espontáneo que denota siempre la existencia de una zona anódica (la que sufre la corrosión), una zona catódica y un electrolito, y es imprescindible la existencia de estos tres elementos, además de una buena unión eléctrica entre ánodos y cátodos, para que este tipo de corrosión pueda tener lugar. La corrosión más frecuente siempre es de naturaleza electroquímica y resulta de la formación sobre la superficie metálica de multitud de zonas anódicas y catódicas. El grado de participación de electrones, iones y átomos en las reacciones electroquímicas establecen los diferentes tipos de corrosión. Para que ocurra este proceso de corrosión deben existir cuatro factores, tales como:

2.6.1 Ánodo

Son áreas en el metal donde ocurren reacciones anódicas o de oxidación, provocada por la pérdida de electrones, los cuales se encuentran en el metal debido a imperfecciones de superficie, inclusiones o impurezas, concentración de esfuerzos,



cambios de ambientes, etc. Los átomos contienen la misma cantidad de protones y electrones y al ocurrir una pérdida de electrones ocurre un exceso de carga positiva lo que resulta un ión positivo.

2.6.2 Cátodo

Es la cantidad de superficie metálica que no se disuelve y es el sitio de otra reacción química necesaria para que ocurra el proceso de corrosión.

Los electrones que se liberan al dividir el metal en el ánodo viajan hasta la zona catódica en donde se consumen por la reacción de un agente oxidante presente en el agua. El consumo de electrones se llama reacción de reducción.

2.6.3 Electrolito

Para que se complete el circuito eléctrico la superficie metálica, tanto como el cátodo como el ánodo, deben estar cubiertas por una solución conductora de electricidad, es decir, de *electrolito*. El electrolito conduce la corriente del ánodo al cátodo y luego vuelve al ánodo a través del metal, completando el circuito, por ejemplo: agua condensada, agua de producción, agua de lluvia, etc. El electrolito de interés en este caso es el agua, su función no solamente es transportar los materiales corrosivos hasta la superficie, sino también suministrar un medio para la transferencia de electrones utilizando iones.

La combinación de estos tres componentes es conocido como celdas de corrosión. En la Figura 2.15 se muestra un proceso de corrosión electroquímica, donde el ánodo es representado por una lamina de hierro y el cátodo por una lamina de cobre, la mitad de la pila es una disolución que contiene iones Fe^{+2} y la otra mitad



de la pila una disolución de Cu^{+2} , las semipilas están separadas por una membrana que impide la mezcla de los dos disoluciones, los electrodos de hierro y cobre están conectados eléctricamente, el cobre se reduce a expensas de la oxidación del hierro, lo que produce un flujo de electrones desde el ánodo hacia el cátodo por efecto del proceso de oxidación. Los iones Cu^{+2} se depositan (electro depositan) como cobre metálico sobre el electrodo de cobre, mientras que el hierro se disuelve (corroe) en la otra semipila y se incorpora a la disolución como iones Fe^{+2} , entre las dos semipilas existe un potencial eléctrico o voltaje, cuya magnitud se determina colocando un voltímetro en el circuito externo.

Las relaciones anódica y catódica ocurren al mismo tiempo y a velocidades equivalentes, pero la corrosión ocurre solamente en las áreas que sirven de ánodos.

2.6.4 Potencial de Celda

Se define como la diferencia de potencial que existe entre el potencial de media celda en el cátodo y en el ánodo.

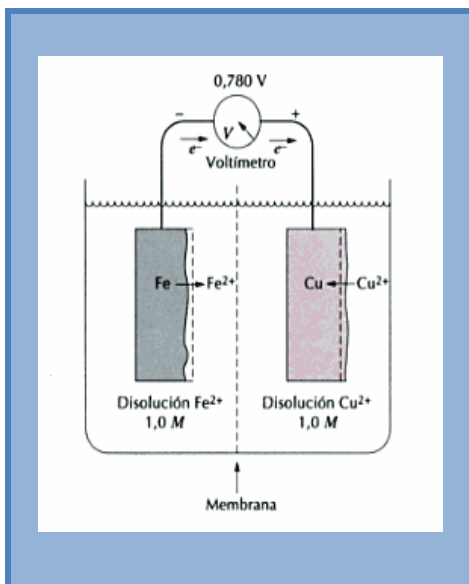


Figura 2.15 Pila Electroquímica formada por electrodos de Hierro y Cobre.

2.6.5 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, en donde la especie que se oxida (ánodo) cede sus electrones y la especie que se reduce (cátodo) acepta electrones. Al formarse la pila galvánica, el cátodo se polariza negativamente, mientras el ánodo se polariza positivamente. En un medio acuoso, la oxidación del medio se verifica mediante un electrodo especial, que mide en mili voltios la conductancia del medio.

La corrosión metálica química es por ataque directo del medio agresivo al metal, oxidándolo, y el intercambio de electrones se produce sin necesidad de la formación del par galvánico. En la figura 2.16 se muestra la oxidación del hierro.

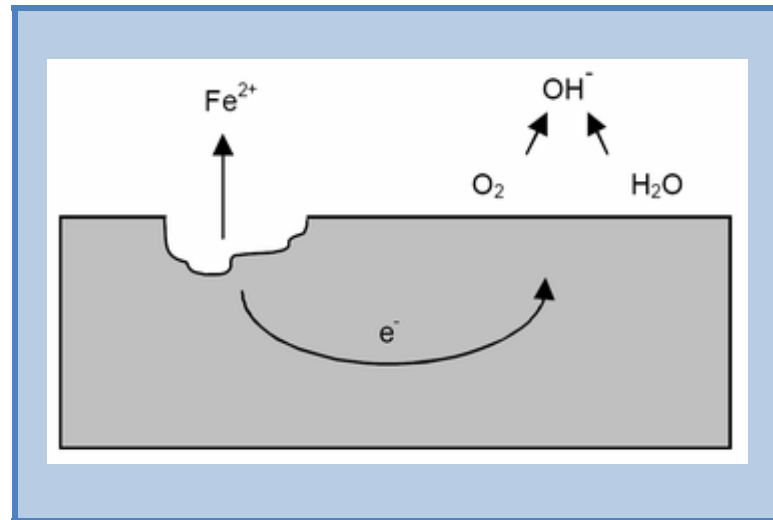


Figura 2.16 Esquema de oxidación del hierro, ejemplo de corrosión electroquímica o polarizada

2.7 FACTORES QUE AFECTAN LA RESISTENCIA A LA CORROSIÓN DE UN METAL

La resistencia a la corrosión y la resistencia química dependen de muchos factores, pero los factores más importantes para el entendimiento y control de la corrosión son la termodinámica y la electroquímica. La naturaleza electroquímica de la corrosión se puede ilustrar por medio de la reacción de hierro con el oxígeno. Cuando el metal es oxidado se verifica una pérdida de electrones (Ánodo), mientras, en otro lado del sistema se verificará una ganancia de electrones o mejor se reducirá (Cátodo). Para esto se requerirá de un electrolito suficientemente conductivo para que se verifique la reacción y provea las especies oxidantes y un metal que proveerá la conductividad para el paso de los electrones y el material a oxidarse. Según Fontana ^[6] estos son los factores más importantes: los *termodinámicos*, *electroquímicos*, *metalúrgicos* y *ambientales*.



2.7.1 Factores Termodinámicos

La termodinámica ha sido aplicada a estudios de corrosión por muchos años. En corrosión, la termodinámica indica si una reacción puede ocurrir espontáneamente o no, pero como la termodinámica no toma en cuenta el factor tiempo, nada puede decir sobre la velocidad de corrosión. Para ello es utilizado el concepto de Energía Libre de Gibbs y el de potencial de celda.

La energía libre de Gibbs es el cambio de energía de un sistema, es una medida directa de su capacidad de producir trabajo. Si el cambio de energía libre de un estado a otro es negativo, indica pérdida de energía libre en la dirección del sistema.

2.7.2 Factores Electroquímicos

Estos factores son los considerados fundamentales en el desarrollo del proceso de corrosión ya que al ser definido como un proceso electroquímico, involucra de manera esencial, la producción continua de un flujo de electrones, siendo ese gobernado por factores del tipo electroquímico como:

Reacciones electroquímicas: son aquellas que producen o consumen electrones. Está compuesta por dos tipos de reacciones:

Reacciones anódicas o de oxidación: son aquellas que producen electrones y las especies aumentan su estado de oxidación.

Reacciones catódicas o de reducción: son aquellas que consumen electrones y las especies disminuyen su estado de oxidación.



Durante los procesos de corrosión las reacciones anódicas o catódicas son reacciones simultaneas y dependen una de la otra; si se producen reacciones anódicas se producen también reacciones catódicas; por lo tanto es posible reducir la corrosión si se reduce una de las dos reacciones. Mientras haya más reacciones catódicas o procesos que consuman electrones, la velocidad total será mayor.

Polarización: es el proceso mediante el cual dos materiales con potenciales diferentes con respecto al hidrogeno, al estar conectados comienzan un proceso de corrosión hasta alcanzar el equilibrio. Se pueden distinguir dos formas de polarización.^[7]

1. *Polarización por concentración o difusión*: este proceso se encuentra sujeto a las leyes de transferencia de masa, se presenta cuando el proceso corrosivo es controlado por la difusión de iones (H^+) desde la solución hasta el cátodo y la absorción en el mismo de la burbuja de hidrogeno formada, restándole superficie de reacción. Este proceso es afectado directamente por la velocidad del fluido.
2. *Polarización por activación*: es el proceso electroquímico que está controlado por la secuencia de reacciones que ocurren en la interface entre la superficie del metal y el electrolito. Debido a que primero la especie a ser reducida en el cátodo debe ser adsorbida por la superficie antes que cualquier reacción pueda suceder; después vienen la transferencia del electrón a la especie, resultando en la reducción; luego de dos átomos de hidrogeno se combinan para formar una burbuja de hidrogeno.



- **Pasivación:** es la pérdida de la reactividad química que experimentan algunos metales y aleaciones bajo ciertas condiciones particulares del medio ambiente. Esta propiedad favorece a la disminución de las reacciones de corrosión, y considerando un caso particular de polarización por activación. Cuando se alcanza este estado de pasividad sobre la superficie del metal se forma una película protectora estable por encima de ciertas condiciones de oxidación y es destruido eventualmente al ser expuesta a ambiente corrosivo severo.^[7]

2.7.3 Factores Metalúrgicos

Tienen gran importancia sobre la velocidad de corrosión. En muchos casos la estructura metalúrgica de las aleaciones, puede ser controlada para reducir el ataque corrosivo. Este factor ha alcanzado una mayor importancia en los últimos años, siendo objeto de diversos estudios, considerándolos como un factor decisivo en el desarrollo de la corrosión. Entre los factores metalúrgicos que pueden afectar la resistencia a la corrosión se tiene:

- **Microestructuras:** es la que determina sus propiedades mecánicas de los metales e indirectamente sus propiedades de resistencia a ambientes corrosivos. En el estudio de la corrosión por CO₂, se ha dado mucha importancia a este aspecto, observándose que varias muestras de un mismo material con diferentes microestructuras poseen diversos grados de resistencia a la corrosión.

Cuando el metal es solidificado y enfriado se crean los bordes entre los granos del metal, los bordes de los granos son áreas de mucha energía y son lo más activos químicamente y es por eso que son atacados más rápidamente que la misma cara del grano cuando son expuestos a ambientes corrosivos.



- **Aleaciones:** Son mezclas de dos o más metales que se utilizan para cambiar las propiedades mecánicas, físicas y de resistencia a la corrosión de un material. Se pueden distinguir dos tipos de aleaciones:

1. *Aleaciones homogéneas:* Son soluciones solidas de componentes que son totalmente solubles entre ellos, y el metal tiene una sola fase o composición uniforme. Este tipo de aleaciones son más resistentes a la corrosión porque no existen acoples galvánico entre los granos del metal; son dúctiles y tienen menos resistencia de esfuerzos.
2. *Aleaciones heterogéneas:* Son soluciones que tienen una o más fases separadas y sus componentes no son completamente solubles y existen en fase separadas. Este tipo de aleaciones son menos dúctiles y resistentes a la corrosión, debido a que se generan acoples galvánicos entre los granos del material induciendo de esta manera al desarrollo del proceso de corrosión.

- **Zonas de Imperfección:** se manifiestan como interrupciones en las cadenas de átomos de carbono que forman el cristal. Aparecen por la presencia de un átomo impuro o por estar en el lugar equivocado. Estas zonas y los bordes de grano del metal son los puntos más susceptibles a la corrosión.

2.7.4 Factores Ambientales

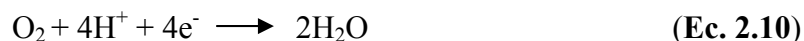
Los factores ambientales tienen relación directa con las condiciones predominantes en el medio ambiente a que se encuentran expuestos los materiales. Se pueden mencionar los siguientes factores:



- **Presencia de Oxígeno y Oxidantes:** el efecto de la presencia de oxígeno y de oxidantes durante este proceso depende del medio y del metal envuelto en la reacción. Durante el proceso de corrosión las reacciones de oxidación se encuentran controladas por las reacciones de reducción, es decir, la producción y consumo de electrones son iguales. En general la presencia de estos elementos aumenta la velocidad de la reacción de corrosión, con excepción de aquellos metales que se encuentran en estado de pasivación. Este principio permite explicar porque una solución ácida que contiene oxígeno disuelto es más corrosiva que la misma solución libre de oxígeno. En ausencia de oxígeno la reacción catódica es la siguiente:



En presencia de Oxígeno la reacción catódica se expresa de la siguiente manera:



se puede observar que en presencia de oxígeno, el ánodo tiene que reaccionar dos veces más para producir los electrones necesarios para la reacción de reducción, esto quiere decir que se incrementan las reacciones en el ánodo, el cual se deteriora más rápidamente aumentando las tasas de corrosión. Este mismo efecto puede observarse en presencia de oxidantes.

- **Temperatura:** en la mayoría de los procesos de corrosión al igual que en casi todas las reacciones químicas, un aumento en la temperatura produce un incremento en las velocidades de reacción. Esta también tiene efectos

secundarios mediante su influencia sobre la solución del aire, que es la sustancia oxidante más común que influye en la corrosión.(ver figura 2.17)

La temperatura provoca también efectos específicos cuando un cambio en ésta induce cambios de fase lo que produce una segunda fase corrosiva.

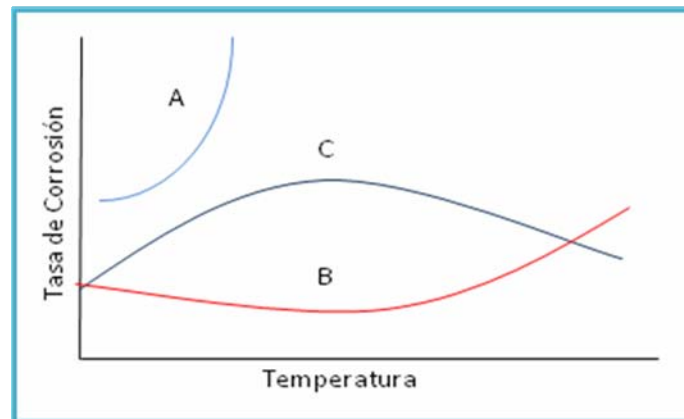


Figura 2.17 Efecto de la temperatura en la tasa de corrosión. Fuente: Fontana, Mars^[6]

2.8 CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN

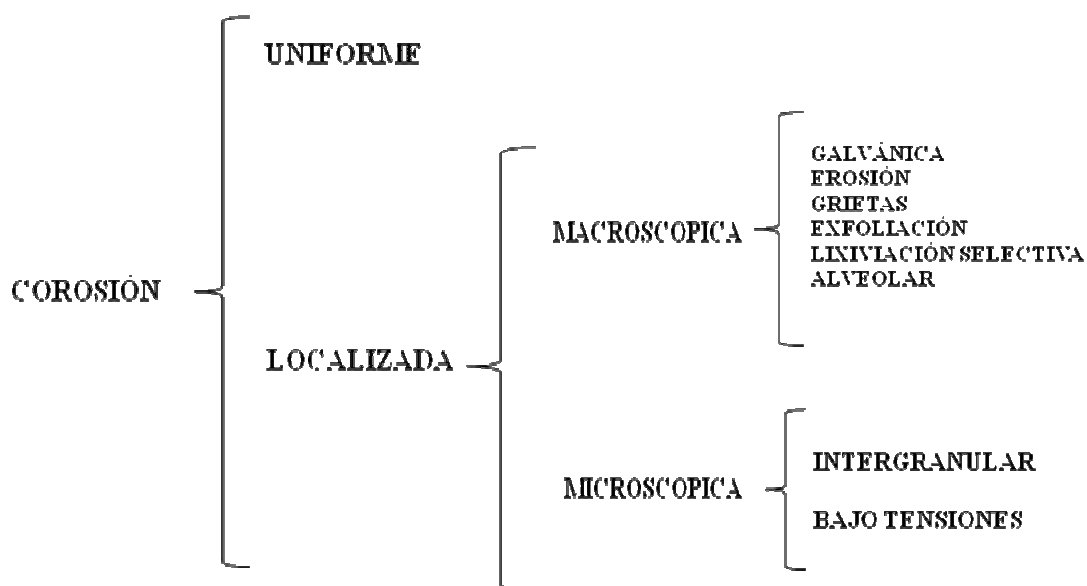
Es muy conveniente clasificar la corrosión a partir de las formas en que se manifiesta.^[7] Cada forma puede ser identificada de manera visual, por simple observación; pero en ciertos casos los análisis de laboratorios resultan de mucha ayuda. Existen formas de corrosión clasificadas, algunas son únicas, pero todas están relacionadas. La corrosión se ha clasificado en diferentes maneras una se divide en corrosión por combinación directa u oxidación y corrosión electroquímica y la otra se divide en corrosión Húmeda y seca.

La corrosión Húmeda, tiene lugar cuando hay líquidos presentes, por ejemplo, solución acuosa o electrolitos. Por otro lado la corrosión Seca, ocurre en ausencia de la fase líquida o por encima del punto de rocío del ambiente. Adicionalmente se



encuentran varias formas de corrosión comunes en la industria petrolera y gas. ^{18]} Corrosión dulce o Corrosión por CO₂, Corrosión Agria o por H₂S y Corrosión Oxigenada.

Otra forma de clasificar la corrosión sería de la siguiente manera:



2.8.1 Corrosión Uniforme

Es la más común y se caracteriza por el desgaste uniforme y general del material, por una reacción electroquímica en la superficie de este. Es la forma más benigna o menos peligrosa pues el material se va gastando gradualmente extendiéndose en forma homogénea sobre toda la superficie metálica y su penetración media es igual en todos los puntos. Un ataque de este tipo permite evaluar fácilmente y con bastante exactitud la vida de servicio de los materiales expuestos a él. A veces el ataque se profundiza más en algunas partes, pero sin dejar de presentar el carácter de ataque general constituyendo un caso intermedio entre corrosión uniforme y



corrosión localizada, en este caso se dice que se trata de una corrosión "en placas" (ver figura 2.18). Este tipo de corrosión se representa por las siguientes reacciones:

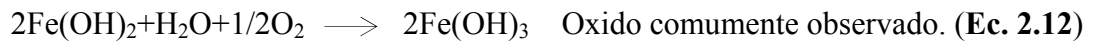
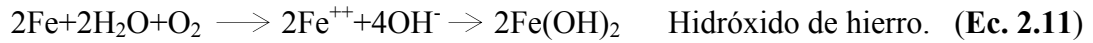


Figura 2.18 Corrosión Uniforme en acero estructural ^[9]

La *corrosión uniforme* es la forma más común y más fácil de controlar. Se manifiesta por una pérdida de peso constante en todo el área de la superficie atacada, o sea una disminución constante del espesor. En el diseño de equipos hay que considerar un espesor adicional, previniendo este fenómeno. Este tipo de corrosión es frecuente en medios con alta conductividad (agua de mar), en los cuales la formación de pilas locales no se ve favorecida. También es común en soluciones ácidas y para metales anfóteros en soluciones alcalinas.^[10]



2.8.2 Corrosión Localizada

La esencia de la corrosión localizada es que los arreglos de los sitios anódicos en la superficie pueden ser indicados donde la reacción de oxidación domina alrededor por una zona catódica donde la reacción tiene lugar. La corrosión localizada es mucho más traicionera en la naturaleza y mucho menos predecible y controlable tempranamente, y esta es capaz de conducir a daños inesperados con consecuencias desastrosas.

La diferencia entre corrosión uniforme y corrosión localizada, es que en el primer caso la corriente parcial anódica y catódica son homogéneas dispersadas sobre la superficie; mientras que en el segundo caso, la reacción de oxidación es localizada, en ambos casos la carga de los procesos de oxidación es igual a la carga de los procesos de reducción calculada sobre la superficie completa.

2.8.2.1 Corrosión Galvánica

La *corrosión galvánica* es la que se produce cuando tenemos dos elementos con distintos potencial galvánico en contacto. Su carácter es netamente electroquímico. Se puede citar por ejemplo, tubos de cobre en contacto con tanques galvanizados; acero inoxidable pasivo en contacto con acero inoxidable activo, etc. La corrosión galvánica es la pérdida de peso que sufre el ánodo por acción exclusiva de la corriente que circula (Ley de Faraday). En el ánodo pueden existir además pilas locales de corrosión. Este tipo de corrosión es peligroso ya que los productos de corrosión precipitan a distancias alejadas de donde se originan, sin disminuir por lo tanto la velocidad del proceso.^[10]



La corrosión galvánica tiene una velocidad de corrosión por encima de lo normal, que se asocia con el flujo de corriente a un metal menos activo (cátodo) en contacto con un metal más activo (ánodo) en el mismo ambiente. ^[12] (ver Figura 2.19).



Figura 2.19 Corrosión Galvánica ^[1]

2.8.2.2 Erosión

Podemos definir a la *erosión* como la destrucción de un material por la acción abrasiva de un líquido o un gas, usualmente acelerada por la presencia de partículas sólidas en suspensión. Conocemos la definición de corrosión.

Cuando el fluido que provoca la erosión es además corrosivo respecto al metal en análisis, la velocidad de deterioro es mayor que cuando se verifica cada fenómeno por separado. A esto llamamos corrosión-erosión. (Ver Figura 2.20)

Es difícil determinar en qué proporción afectan cada uno de los dos fenómenos. Se ha encontrado que la velocidad, tamaño y ángulo de incidencia de las partículas



son directamente proporcionales a la velocidad de desgaste, ya que tiene estrecha relación con los esfuerzos superficiales necesarios para la ruptura de la capa de Pasivación de los metales.



Figura 2.20 Corrosión-Erosión ^[9]

2.8.2.3 Corrosión por Grietas

Este tipo de corrosión se produce en una grieta formada por el contacto con otra pieza del mismo u otro metal o con un material no metálico. Cuando ocurre esto, la intensidad del ataque suele ser mayor que en las zonas circundantes de la misma superficie.

La *corrosión por grietas* se puede presentar debido a una diferencia de oxígeno en la grieta, cambios de acidez, acumulación de iones o agotamiento de un inhibidor.^[11] (ver Figura 2.21)

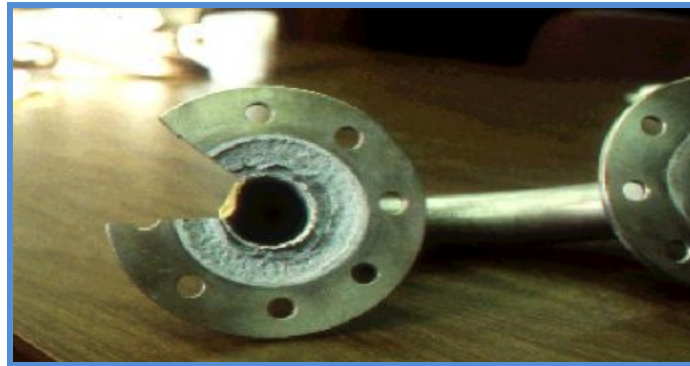


Figura 2.21 Corrosión por grietas ^[9]

2.8.2.4 Corrosión por Exfoliación

Es un ataque selectivo que comienza en la superficie del metal, y se propaga bajo la misma, siendo el aspecto final del mismo escamoso o ampollado. Es un fenómeno común en el Al y en aleaciones 80/20 y 70/30 Cu-Ni. La 90/10 Cu-Ni es inmune a este tipo de ataque.^[10] (ver Figura 2.22)



Figura 2.22 Corrosión por Exfoliación.^[5]



2.8.2.5 Lixiviación Selectiva

Uno o más componentes de una aleación se corroen preferentemente, dejando un residuo poroso que conserva la forma original. Un ejemplo característico es el dezincado de los latones (Cu-Zn).^[10] (ver Figura 2.23)



Figura 2.23 Corrosión por Lixiviación Selectiva ^[1]

2.8.2.6 Corrosión Alveolar o Pitting

Este tipo de corrosión también es denominado como *corrosión por picaduras*.

Las picaduras son una forma de corrosión que se desarrolla en zonas muy localizadas de una superficie metálica. Esto da como resultado el desarrollo de cavidades y agujeros, que pueden ir desde las cavidades profundas y de diámetro pequeño a las depresiones relativamente poco profundas. Ejemplos de formación de picaduras son: aluminios y aleaciones de acero inoxidable en soluciones acuosas que contengan cloruros.^[3] (ver Figura 2.24).



Figura 2.24 Corrosión Alveolar o Pitting ^[9]

2.8.2.7 Corrosión Intergranular

La corrosión intergranular es un tipo de corrosión selectiva que toma lugar preferiblemente, en los límites de los granos de algunas aleaciones cuando son soldados de maneras inadecuadas o maltratadas térmicamente.

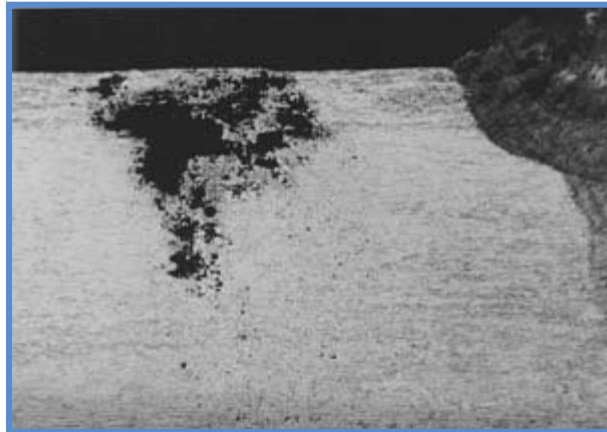


Figura 2.25 Corrosión Intergranular ^[9]



2.8.2.8 Corrosión Bajo Tensiones

Este tipo de corrosión se manifiesta bajo la acción combinada de tensiones y un medio corrosivo, dando lugar a fisuras y roturas del material. Las tensiones pueden ser residuales o actuales (estáticas o cíclicas), o ambas a la vez.



Figura 2.26 Corrosión Bajo Tensiones ^[1]

Además de los tipos de corrosión presentados anteriormente, existen otros tipos de corrosión, entre estos tenemos:

2.8.2.9 Corrosión por Fatiga

Se denomina límite de *fatiga* de un material, al valor de la tensión que aplicada alternativamente no produce fallas, aún en un número infinito de ciclos. Para un valor superior a ese límite la falla se produce en un número definido de ciclos.^[10]

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.^[11] (ver Figura 2.27)



El daño causado es por lo general mayor que la suma de los daños que causan la corrosión y la fatiga por separado. Las grietas son del tipo transgranular ramificadas y a menudo se inician en picaduras superficiales.^[10]

La corrosión por fatiga, es un caso especial de la corrosión bajo tensión, causado por los efectos combinados de la tensión y de la corrosión cíclica.



Figura 2.27 Corrosión por Fatiga

2.8.2.10 Corrosión Filiforme

Este tipo de corrosión ocurre en superficies pintadas o plateadas cuando la humedad impregna la capa. Los filamentos de ramificación son largos, producto de la corrosión y se extiende hacia fuera del agujero original de la corrosión causando la degradación de la capa protectora. (ver Figura 2.28).



Figura 2.28 Corrosión Filiform ^[13]

2.8.2.11 Corrosión Dealloying

Este es una forma rara de corrosión encontrada en las aleaciones de cobre, en el hierro fundido gris y algunas otras aleaciones. Esto ocurre cuando la aleación pierde el componente activo del metal y conserva el componente más resistente a la corrosión formando una esponja porosa en la superficie del metal (ver Figura 2.29).



Figura 2.29 Corrosión Dealloying



2.8.2.12 Corrosión Biológica

La actividad metabólica de los microorganismos puede provocar directa o indirectamente un deterioro del metal por procesos de corrosión. Esta actividad puede producir:

- ✓ Un ambiente corrosivo.
- ✓ Crear celdas de concentración electrolítica en la superficie del metal.
- ✓ Modificar la resistencia de las películas superficiales.
- ✓ Influir sobre la velocidad de reacción anódica o catódica.
- ✓ Modificar la composición ambiental.

Los microorganismos que se asocian a la corrosión son de dos tipos: *aeróbicos* y *anaeróbicos*.

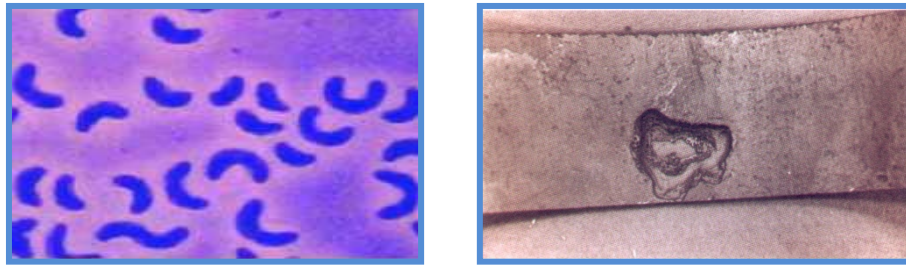
Los microorganismos *aeróbicos* crecen con facilidad en un ambiente que contenga oxígeno, mientras que las especies *anaeróbicas* se desarrollan en un ambiente virtualmente desprovisto de oxígeno atmosférico.

La manera con que estas bacterias llevan a cabo sus procesos químicos es bastante compleja y, en algunos casos, no se entiende por completo.

Se ha investigado ampliamente el papel de las **bacterias de reducción de sulfatos** (anaeróbicas) en el fomento de la corrosión (ver Figura 2.30). Los sulfatos en suelos ligeramente ácidos a alcalinos (pH 6 a 9) son reducidos por estas 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 del hierro a sulfuro de hierro. Puesto que estas bacterias se desarrollan en esas condiciones, seguirán fomentando esta reacción, hasta que se produzca una falla de la tubería.



Varios casos de corrosión biológica grave se presentan 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 un prueba constituye la solución más confiable para este problema.^[11]



(a)

(b)

Figura 2.30 Corrosión Biológica. (a) *Bacterias de reducción de sulfatos*.
(b) Ataque característico de las bacterias de sulfatos reductoras. ^[11]

2.9 TIPOS DE CORROSIÓN EN EL AREA DE PRODUCCIÓN DE GAS Y CRUDO

En el área de producción del gas y crudo existen tres tipos de corrosión que se producen en los oleoductos y tuberías petroleras:

2.9.1 Corrosión Dulce

La *corrosión dulce* está formada por dióxido de carbono (CO_2) o ácidos orgánicos en el agua, causando pérdida general en el metal con áreas corrosivas poco



profundas y efectos localizados. El producto de la corrosión puede variar desde marrón oscuro a negro.

Este tipo de corrosión se presenta comúnmente en sistema de tuberías que transportan gas que contengan dióxido de carbono en presencia de agua. (ver Figura 2.31). Una manera de predecir la corrosividad de un gas es a través de la presión parcial del CO₂

De acuerdo a la norma MR0175 de la NACE (Asociación Nacional de Ingeniería de Corrosión) ha establecido un criterio de corrosividad del gas de acuerdo a la presión parcial, dicho criterio se muestra a continuación.^[3] (ver Tabla 2.1)

Tabla 2.1 Criterio de corrosividad del gas.

Presión Parcial de CO ₂ [Pp _{CO2}]	Velocidad de Corrosión
7 lpc < Pp _{CO2}	Leve
7 lpc < Pp _{CO2} < 30 lpc	Moderada
Pp _{CO2} > 30 lpc	Severa

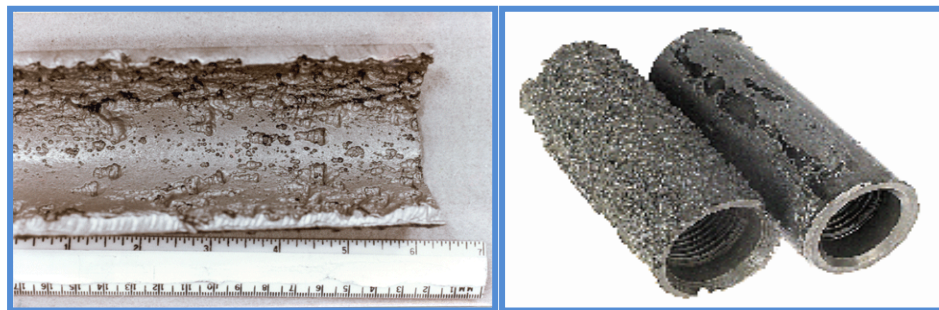


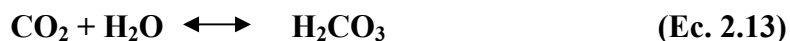
Figura 2.31 Ambas figuras son ejemplos de corrosión por CO₂ en una tubería.^[1]

El mecanismo bajo el cual opera la corrosión por CO₂ se puede subdividir en tres etapas:



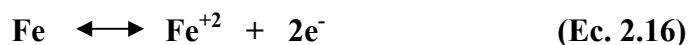
Etapa I

El CO_2 se disuelve en presencia de agua para formar ácido carbónico, el cual se disocia en dos etapas: la formación de iones bicarbonatos (Ec.2.14) y la subsiguiente formación de iones carbonatos (Ec.2.15):

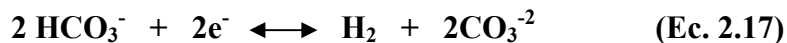


Etapa II

En ésta ocurren dos reacciones simultáneas: la disolución del hierro en la interface metal electrolito.

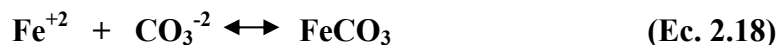


Y la combinación de los electrones producidos durante la reacción (Ec.2.16) con el ión bicarbonato producido en la (Ec.2.14) también en la interface metal/electrolito.



Etapa III

La combinación de los iones carbonato producidos en la (Ec.2.17) con el ión ferroso de la reacción (Ec.2.16) para formar carbonato de hierro.





2.9.1.1 Tipos de Corrosión por CO₂

Ikeda ha clasificado la capa de carbonato de hierro en la superficie del metal en tres tipos diferentes, dependiendo de las propiedades físicas de la capa y la temperatura a la cual se forma.

Tipo I. La corrosión es homogénea y ocurre a temperaturas menores de 140 °F y pH menores de 5, que no contribuyen a la formación de una película estable sobre el metal. La disolución del hierro no es alta, pequeñas cantidades de FeCO₃ se forman en la superficie y por ende el producto de corrosión no cubre enteramente la superficie, tiene poca capacidad de adhesión y es arrastrado de la superficie del metal por el fluido en movimiento, pasando a la solución.

Tipo II. La corrosión es localizada, se define para temperaturas intermedias cercanas a los 212 °F, en este rango de temperaturas se produce la mayor tasa de corrosión y se observan picaduras en el metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de FeCO₃, sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, presentes actuaran como sitios anódicos en el proceso de corrosión, propiciando corrosión localizada.

Tipo III. Ocurre a temperaturas relativamente altas, superiores a los 302 °F, la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, compacta adherente y de buenas propiedades mecánicas de FeCO₃. La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del FeCO₃ son altas, de tal manera que la nucleación de cristales de FeCO₃ sobre la superficie es rápida y uniforme. Alrededor de los 392 °F se observa un nuevo incremento en la velocidad de corrosión, el cual se podría atribuirse a la formación de Fe₃O₄, disminuyendo la estabilidad y protección de la capa de pasivación.



En general, podría establecerse que las velocidades de corrosión alcanzan un máximo cuando la temperatura está por debajo de 212°F.^[7]

2.9.1.2 Factores que Influyen en el Fenómeno de Corrosión por CO₂

pH de la solución. Desempeña un rol importante cuando se forman capas de carbonatos, debido a que la solubilidad de éstos disminuye a medida que el pH aumenta. En el nivel de pH medio (4-10), la velocidad de corrosión está controlada por la velocidad de transporte del oxidante tiende a seguir uno de los tres patrones generales.

Temperatura. La formación y protección que ofrece la capa de carbonato de hierro depende de la temperatura. La velocidad de corrosión tiende a aumentar conforme se eleva la temperatura. El aumento de la temperatura disminuye la solubilidad del CO₂.

Presión. La presión incrementa la solubilidad del CO₂ en el agua, provocando la disminución del pH y la presión parcial de CO₂ influye de tal forma que la velocidad de corrosión se incrementa en función de ésta en un orden exponencial de 0,5 – 0,8.

Flujo. Es una variable muy importante en la corrosión por CO₂. El flujo en forma líquida afecta las reacciones químicas o electroquímicas en los procesos de corrosión. Así mismo, puede contribuir a la formación de una película estable sobre la superficie del metal por incremento de transferencia de masa, pero también puede remover la capa protectora por *erosión*.



Concentración. La concentración de iones inorgánicos (iones calcio), iones carbonatos y ferrosos en solución acuosa, determinan la formación y composición de los productos de corrosión.^[7]

Existen también otros factores que afectan la corrosión, tales como:

Dimensión del Sistema

Régimen de Flujo

Relación Volumétrica entre Fases

Velocidad de los Flujos

Características Físico-químicas del medio

Material expuesto

Presencia de sólidos en el fluido.

2.9.2 Corrosión Agria o Ácida

Este tipo de corrosión es causada por la presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y agua (H_2O), resultando un ataque general y con picaduras, el producto de la corrosión generalmente es de color negro, en el caso de ataque de tipo picadura está firmemente adherido, su apariencia puede variar desde una superficie lisa y brillante a una superficie áspera, nodular y de color negro opaco. Con el ataque de tipo general, el producto de la corrosión es generalmente delgado, relativamente blando y negro opaco. En ambos tipos de ataques se forman depósitos insolubles de sulfuro de hierro que pueden convertirse en catódicos con respecto a las paredes de la tubería y producir corrosión.

La corrosión agria puede ocurrir muy rápidamente y puede terminar en una considerable pérdida metálica en muy poco tiempo. (Ver Figura 2.32)

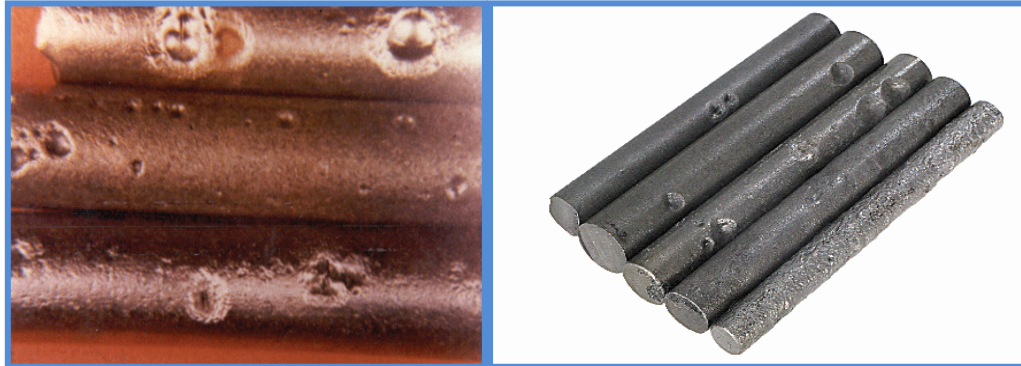


Figura 2.32 Corrosión Agria o Ácida ^[7]

El mecanismo bajo el cual opera se puede resumir en cuatro etapas:

Etapa I

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



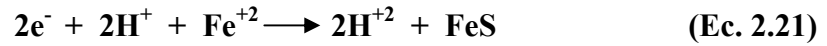
Etapa II

Nuevamente, como en el caso de corrosión por CO_2 , la disolución del hierro en la interface meta/ electrolito.



Etapa III

Los productos de las reacciones (Ec.2.20) y (Ec.2.16) se combinan para formar el sulfuro de hierro.



Este tipo de corrosión, puede ocurrir muy rápidamente y puede terminar en una considerable pérdida metálica en muy poco tiempo.

2.9.3 Corrosión por Oxígeno

Se da con la ayuda del calor y presión, es usual en los sistemas de generación y transporte de vapor y concretamente en las líneas de retorno de condensado, por efectos del oxígeno libre que está en el aire y en el agua.

La corrosión por oxígeno sólo ocurre sobre superficies metálicas que están expuestas al oxígeno disuelto en el agua, para formar una variedad de óxidos e hidróxidos (ver Figura 2.33). Sin embargo, las aleaciones que más seriamente se ven afectados son los hierros fundidos, el acero galvanizado y los aceros que no sean inoxidable. El ataque sobreviene en lugares donde también ocurre la tuberculación, ésta es el resultado de un conjunto de circunstancias que originan varios procesos de corrosión y producen un único nódulo sobre las superficies del acero, la mayor parte del montículo está compuesta por capas de varias formas de óxido de hierro y productos de corrosión en forma laminar. Muchas veces la corrosión por oxígeno es un precursor del desarrollo de tubérculos.

Este tipo de corrosión implica muchos factores que la aceleran tales como, la concentración de aniones agresivos debajo de los depósitos, la operación intermitente y variaciones en las características químicas del agua. El frecuente análisis químico de los productos de corrosión y los depósitos es beneficioso, así como el examen microscópico más detallado de los productos de corrosión y las regiones desgastadas.



El oxígeno también sirve como catalizador para acelerar la corrosión por dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno.

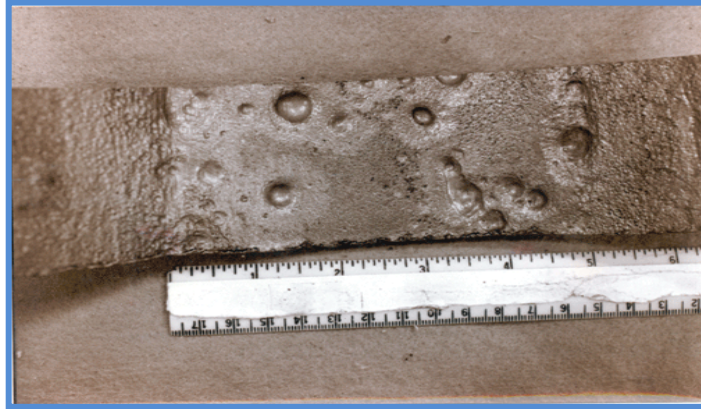


Figura 2.33 Corrosión por Oxígeno ¹⁷¹

2.10 CORROSIÓN POR EROSIÓN

Cuando el movimiento de un corroyente sobre una superficie del metal aumenta también aumenta la velocidad del ataque provocando el desgaste mecánico y la corrosión, este ataque se denomina *Corrosión por Erosión*.

La importancia relativa del desgaste mecánico y de la corrosión es a menudo difícil de determinar y varía considerablemente partir de una situación a otra. El papel de la erosión se atribuye generalmente al retiro de películas superficiales protectoras, por ejemplo, las películas protectoras formadas por el óxido generado por el aire o los productos adherentes de la corrosión.

La corrosión por erosión tiene generalmente el aspecto de hoyos pequeños lisos. El ataque puede también exhibir un patrón direccional relacionado con la trayectoria tomada por el corroyente al igual que movimientos sobre la superficie del metal (ver



Figura 2.34). La corrosión por erosión prospera en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, etc. Este tipo de corrosión se ve frecuentemente en bombas, mezcladores y tuberías, particularmente en curvas y codos (ver Figura 2.35).

Otros equipos que también son vulnerables a este tipo de corrosión incluyen a^[14]:

- Válvulas
- Intercambiadores de calor
- Medidores de flujo
- Baffles
- Compresores
- Impulsores
- Toberas

Las partículas en suspensión móviles duras son también probables causantes de estos problemas. Éstos son evitados por cambios en el diseño o por la selección de un material más resistente. Este material generalmente, aunque no siempre, debe tener resistencia a la corrosión superior incluso en condiciones estancadas, además de ser más duro.

El fenómeno de corrosión por erosión es acelerado por:

- ✓ Choque
- ✓ Arrastre
- ✓ Cavitación
- ✓ Corrosión galvánica.

La erosión produce el rápido deterioro de las superficies metálicas causando una reducción del rendimiento / eficiencia en maquinarias y equipos.

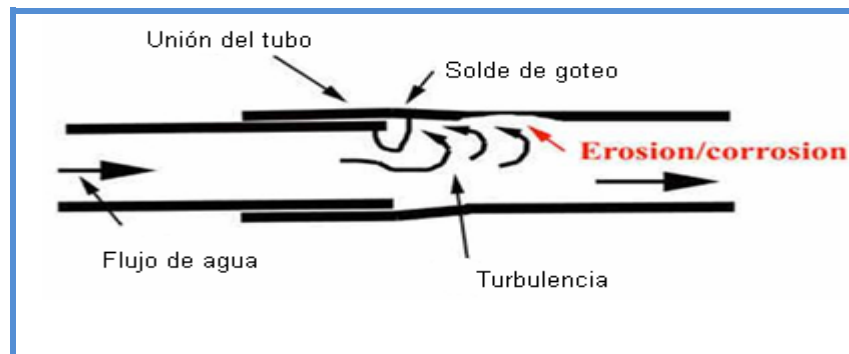


Figura 2.34 Corrosión/Erosión



Figura 2.35 Corrosión por erosión en una bomba de agua

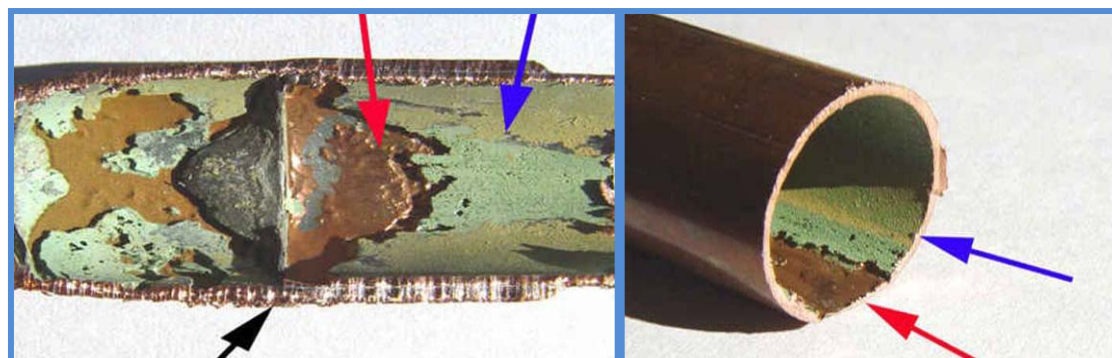


Figura 2.36 Tuberías deterioradas por los efectos de la corrosión por erosión



Este tipo de corrosión provoca el deterioro del metal por los efectos abrasivos, ya sea por líquido o sólido, el cual trae como consecuencia la destrucción de películas de inhibidor o sólidos protectores, tales como óxidos, sulfuros y carbonatos.

Diversos estudios de corrosión por gases disueltos hechos luego de un tratamiento abrasivo de la superficie, han mostrado que la velocidad de corrosión aumenta 2 – 3 veces y la profundidad de daño del metal es de 2 veces. Una revisión demostró que la mayoría de los problemas de erosión/corrosión en líneas de gas/líquido se origina en áreas con alteraciones de flujo.^[15]

2.10.1 Factores que afectan la velocidad de Erosión

Entre los factores que comúnmente afectan la velocidad de erosión están:

- ✓ La generación de partículas sólidas puede ser muy dañino para la superficie del equipo.
- ✓ Todos los efectos de la erosión, tales como el diámetro, densidad, geometría, tamaño, y dureza que posean los sólidos.
- ✓ A medida que aumenta el tamaño de la partícula, la velocidad de erosión aumenta.

2.10.2 Parámetros que afectan la velocidad de Erosión/Corrosión

- ✓ Los líquidos corrosivos que poseen en su seno sólidos y estos a su vez son transportados a altas velocidades, serán capaces de remover la



capa de FeCO_3 y por tanto trae como consecuencia una alta erosión/corrosión.

- ✓ La velocidad de erosión/corrosión está directamente relacionada a la velocidad del granulo y la temperatura del sistema.^[14]

La corrosión por erosión puede ser evitada por cambios de diseño o por selección de materiales más resistentes. La corrosión por cavitación y desgaste (fretting) son formas especiales de la corrosión por erosión. La primera es causada por la formación y colapso de burbujas de vapor en la superficie del metal. Las altas presiones producidas por este colapso pueden disolver el metal, remover las partículas protectoras, etc.^[16]

La corrosión por desgaste (fretting) ocurre cuando las piezas de metal se deslizan una sobre la otra, causando daño mecánico a una o ambas piezas y el deslizamiento es generalmente un resultado de la vibración.

La corrosión se cree que juega uno de los siguientes papeles: el calor de la fricción oxida el metal y a continuación el óxido se desgasta, o bien, la remoción mecánica de las partículas protectoras de óxido, o los productos de la corrosión resultantes, dan como resultado la exposición de superficies limpias del metal al medio agresivo, en tal forma que el fenómeno corrosivo se acelera.^[16]

2.10.3 Corrosión por Cavitación

Cavitación procede del latín “*cavus*”, que significa espacio hueco o cavidad. En los diccionarios técnicos se define como ‘la rápida formación y colapso de cavidades en zonas de muy baja presión en un flujo líquido. La cavitación implica un proceso



dinámico de formación de burbujas dentro del líquido, su crecimiento y subsecuente colapsamiento a medida que el líquido fluye a través de un equipo, como por ejemplo en una bomba.^[17]

La corrosión por erosión interviene cuando las burbujas colapsan y destruyen la película protectora, como se muestra (ver Figura 2.37), con los pasos siguientes:

- 1° Paso:** Se forma la burbuja de cavilación sobre la película protectora.
- 2° Paso:** El colapso de las burbujas causa la destrucción local de la película.
- 3° Paso:** La superficie no protegida del metal está expuesta al medio corrosivo y se forma una nueva película por medio de una reacción de corrosión.
- 4° Paso:** Se forma una nueva burbuja en el mismo lugar, debido al aumento de poder nucleante de la superficie irregular.
- 5° Paso:** El colapso de la nueva burbuja destruye otra vez la película.
- 6° Paso:** La película se forma de nuevo y el proceso se repite indefinidamente hasta formar huecos bastante profundos.

El mecanismo anterior también funciona sin la presencia de una película protectora, ya que la implosión de la burbuja ya es suficiente para deformar el metal plásticamente y arrancarle pedazos de material. Se acepta generalmente que la cavitación es un fenómeno de corrosión-erosión.

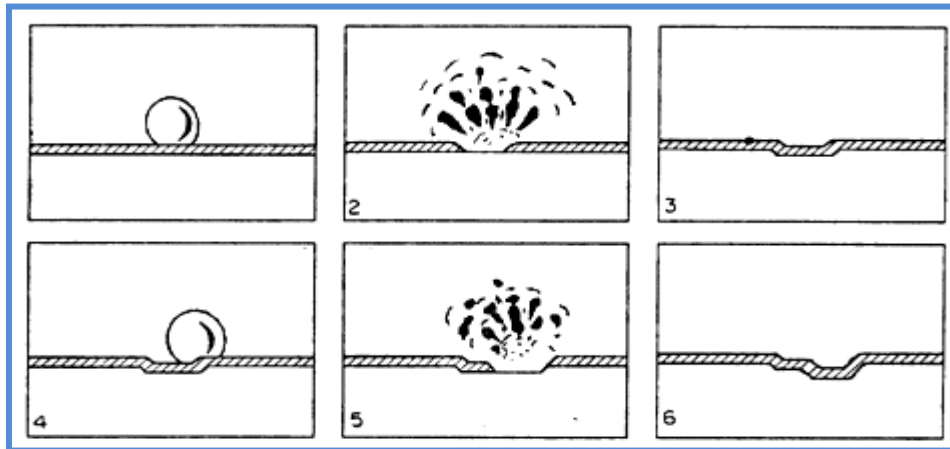


Figura 2.37 Pasos en el cual se forman las burbujas para producir Cavitación ^[1]

En forma general, es posible prevenir el daño por cavitación para así evitar que ocurra la corrosión-erosión, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Modificar el diseño para minimizar las diferencias de presión hidráulica en el flujo de medio corrosivo.
- Seleccionar materiales con mayor resistencia a la cavilación.
- Dar un acabado de pulido a la superficie sujeta a efectos de cavilación, ya que es más difícil nuclear burbujas sobre una superficie muy plana.
- Recubrimiento con hules o plásticos que absorben las energías de choque.

En ocasiones, la cavitación ha sido suficientemente severa para producir perforaciones y dañar partes importantes de un equipo, como por ejemplo, el rodete de una bomba centrífuga (ver Figura 2.38)



Figura 2.38 Corrosión-Erosión por cavitación en un rodete de bomba centrífuga ^[11]

2.10.4 Corrosión por Desgaste (fretting)

Este tipo de ataque se produce cuando los metales se deslizan uno sobre otro y se provocan daños mecánicos en uno de ellos o en los dos (ver Figura 2.39). En ese caso, el calor de fricción oxida el metal y ese óxido se consume a continuación, o bien, el retiro mecánico de óxidos protectores da como resultado la exposición de las superficies limpias a los ataques corrosivos. La corrosión por desgaste se minimiza utilizando materiales más duros, minimizando la fricción (mediante la lubricación) o diseñando el equipo de tal modo que no se produzca ningún movimiento relativo de las piezas.



Figura 2.39 Corrosión por Desgaste (en una tijera)



2.11 VELOCIDAD DE EROSIÓN

Es la máxima velocidad hasta donde se puede permitir una *erosión* aceptable o aquella por encima de la cual el desgaste del material es exagerado. Las líneas de flujo, múltiples de producción y otras líneas de transporte de flujo bifásico (gas-líquido) deben ser diseñadas primeramente basándose en la velocidad de flujo. Experiencias operacionales han demostrado que la pérdida de espesor de las paredes de las tuberías se debe a procesos de erosión y corrosión. Estos procesos son acelerados por velocidades altas del fluido, presencia de arena, contaminantes corrosivos tales como; CO₂ y H₂S.

Una manera de establecer la velocidad erosional, cuando no se cuenta con una información suficiente de las propiedades del fluido, es mediante la aplicación de la siguiente formula empírica:^[2]

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

Donde:

V_e: Velocidad erosional del fluido

C: constante empírica

ρ_m: Densidad de la mezcla a las condiciones de presión y temperatura del fluido
[lb/pie³]

En la industria se utiliza un valor de **c** igual a **100** cuando el fluido se encuentra libre de sólidos y tuberías en servicio continuo, determinándose la velocidad máxima de diseño. Para servicios intermitentes el valor de **c** es de **120** y para determinar la velocidad límite de erosión o velocidad real el valor de **c** será de **160**.



Para fluidos libres de sólidos donde la corrosión puede ser controlada por inhibidores, se utilizan valores de c iguales a **150** a **200**, donde éstos pueden ser utilizados en tuberías que se encuentren en servicio continuo, valores mayores a **250** se emplearán para servicios intermitente.

2.12 PARAMETROS QUE INFLUYEN EN LA CORROSIÓN

Entre los parámetros que influyen en la corrosión se encuentran:

2.12.1 pH de la solución

La velocidad de corrosión de la mayor parte de los metales se afecta por el pH. La relación existente tiende a seguir uno d los patrones generales:

- ✓ Los metales solubles en ácido, como el hierro, presentan una relación como la que se muestra en la figura 2.40. En el nivel de pH medio (≈ 4 a 10), la velocidad de corrosión está controlada por la velocidad de transporte del oxidante (generalmente oxígeno disuelto) a la superficie metálica. El hierro es ligeramente anfotérico. A temperaturas muy altas, como las que se encuentra en las calderas, la velocidad de corrosión aumenta con el incremento de la basicidad, como muestra la línea punteada.
- ✓ Los metales anfotéricos como el aluminio y el zinc presenta la relación que se muestra en la figura 2.40.b. Estos metales se disuelven rápidamente en soluciones ácidas o básicas.



- ✓ Los metales nobles como el oro y el platino no son afectados apreciablemente por el pH, como se muestra en la figura 2.40.c^[3]

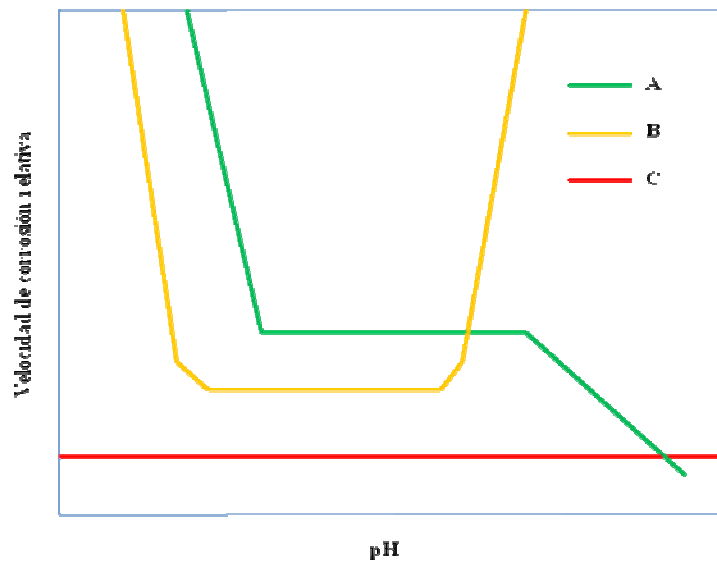


Figura 2.40 Efecto del pH en la velocidad de corrosión. (a) Hierro, (b) Metales anfotéricos (aluminio, zinc). (c) Metales Nobles.^[11]

2.12.2 Temperatura

La velocidad de corrosión tiende a aumentar conforme se eleva la temperatura. Esta última tiene también efectos secundarios mediante su influencia sobre la solución del aire (oxígeno), que es la sustancia oxidante más común que influye en la corrosión. La temperatura provoca también efectos específicos cuando un cambio en ésta causa cambios de fase que introducen una segunda fase corrosiva. Como ejemplo se pueden citar los sistemas de condensación y los sistemas con sustancias orgánicas saturadas con agua.^[11]



2.12.3 Humedad

Todos los metales expuestos a la acción de la atmósfera a temperatura ambiente están propensos a ataques corrosivos en diferentes intensidades. Las reacciones de dichos ataques son de carácter electroquímicos y para que ocurra la superficie metálica debe estar humedecida haciendo que entre en funcionamiento las innumerables micropilas responsables del proceso de corrosión, que se da de una manera discontinua determinada principalmente por el tiempo de humectación de la superficie (TDH) y las características metereoquímicas del lugar donde se encuentra expuesto el material.^[3]

2.12.4 Agentes Oxidantes

Los agentes oxidantes que aceleran la corrosión de algunos materiales pueden retrasar también la corrosión de otros, mediante la formación, en su superficie, de óxidos o la adsorción de capas de oxígeno, que las hace más resistentes a los ataques químicos.^[11]

2.12.5 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 corrosión, que son solubles.



Siempre que se produce 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. Cualquiera de estos efectos permite que la corrosión siga adelante sin obstáculos. Esto sucede con frecuencia en los tubos o las tuberías de diámetro pequeño, por los cuales pueden circular líquidos corrosivos con altas velocidades, por ejemplo, los tubos de condensadores y evaporadores, en las cercanías de codos en las líneas de tuberías y en hélices, agitadores y bombas centrífugas. Se asocian efectos similares a la erosión por cavitación y a la corrosión por choque.^[11]

2.12.6 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 la 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 electrolíticos del tipo de celda de concentración. Las películas pueden tender a retener o absorber 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.^[11]



2.12.7 Concentración

La concentración de la corriente puede tener efectos importantes sobre las velocidades de corrosión. Por desgracia, es raro que estas velocidades sean lineales con la concentración en gamas amplias.

Algunas velocidades de corrosión permanecen constantes con el tiempo en gamas amplias, otras disminuyen con el tiempo y algunas aleaciones tienen mayores índices de corrosión con respecto al tiempo. Se pueden desarrollar situaciones en que la velocidad de corrosión puede seguir una combinación de estas trayectorias. Por consiguiente, la extrapolación de los datos de corrosión y las velocidades de corrosión se debe hacer con sumo cuidado.^[11]

2.12.8 Impurezas

Las impurezas en un material corrosivo pueden ser buenas o malas, desde el punto de vista de la corrosión. Una impureza en una corriente puede actuar como un inhibidor y retrasar en realidad la corrosión; sin embargo, si se retira esta impureza por algún cambio de proceso o mejoramiento, el resultado puede ser una elevación marcada de los grados de corrosión. Por supuesto otras impurezas pueden tener efectos perjudiciales sobre los materiales. El ion cloruro es un buen ejemplo: las cantidades pequeñas de cloruros en una corriente de procesamiento pueden romper la película de óxido pasivo en los aceros inoxidable.^[11]

2.13 VELOCIDAD DE CORROSIÓN

La velocidad de corrosión es una expresión que permite evaluar el grado de corrosión de un medio de operación óptimo de un equipo. Esta expresión se



puede cuantificar por la pérdida de peso de una sección del material expuesto al agente o medio corrosivo en un período de tiempo determinado (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 (pulgada por día o milésima de pulgada por año), 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 la velocidad de corrosión más empleada es la milésima de pulgada por año (**mpy**), pues la magnitud de la penetración sin un gran número de cifras decimales evita la consecución de errores.^[3]

A continuación, se explicaran los métodos para determinar la velocidad de corrosión teórica de aceros al carbón, en ambientes con un alto contenido de CO₂:

2.13.1 Evaluación de la Velocidad de Corrosión mediante la Correlación De Waard & Milliams

Esta correlación ha sufrido numerosas actualizaciones, logrando incorporar nuevos y numerosos parámetros a la ecuación original, a fin de lograr reportar resultados más exactos a la realidad de los sistemas de tuberías. En el año de 1995 estos investigadores consiguieron incorporar a su correlación factores de vital importancia al calculo como son: la transferencia de masa y la formación de capas de carbonatos, entre otros, llegando a la siguiente ecuación:^[3]

$$V_{corr} = \frac{V_m + V_r + F_c + F_s + F_{cr}}{V_m + V_r + F_c} \quad (\text{Ec. 2.23})$$

Donde

V_{corr}: Velocidad de corrosión [mmpy]

V_m: Velocidad de corrosión controlada por la transferencia de masa [mmpy]



Vr: Velocidad de corrosión controlada por la reacción [mmpy]

Fs: Factor de corrección por formación de capa de FeCO_3

Fc: Factor de corrección por contenido de hierro en el acero

Fcr: Factor de corrección por contenido de Cromo en el acero

2.13.1.1 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Controlada por la Transferencia de Masa (V_m)

$$V_m = 2,8 * \frac{V_{sl}^{0,8}}{d^{0,2}} * P_{pCO_2} \quad (\text{Ec. 2.24})$$

Donde

Vsl: Velocidad superficial del líquido [m/s]

D: diámetro interno de la tubería [m]

2.13.1.2 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Controlada por la Reacción (V_r)

$$\log(V_r) = 5,785 + 0,41 * \log(P_{pCO_2}) - \left[\frac{1119 - 0,0013 * T^2}{T} \right] - 0,34 * pH \quad (\text{Ec. 2.25})$$

Donde:

P_{PCO2}: Presión parcial del CO_2 [bar]

T: temperatura del fluido [K]

pH_{actual}: Grado de acidez que posee la mezcla gaseosa.

El pH de la solución puede ser calculado a partir de ecuaciones cuando no se posee información o una data del mismo, para esto se tiene que:

$$pH = 3,71 + 4,17 * 10^{-3} * T - 0,5 * \text{Log}(f_{CO_2}) \quad (\text{Ec. 2.26})$$



Donde:

T: temperatura [°C]

f_{CO_2} : Fugacidad del CO₂

La fugacidad del CO₂ se determina de la siguiente manera:

$$f_{CO_2} = a * P_{pCO_2} \quad (\text{Ec. 2.27})$$

Donde

a : es el Coeficiente de fugacidad del gas.

Para calcular el coeficiente de fugacidad del gas se emplea esta ecuación

- ✓ Para el caso de que la presión total del sistema es menor o igual que 250 bar, se tiene que:

$$P_t \leq 250 \text{ bar} \quad a = 10^{45.33 \left(0.0031 - \frac{14}{331.8} \right)} \quad (\text{Ec. 2.28})$$

- ✓ Para el caso de que la presión total del sistema es mayor que 250 bar, se tiene que:

$$P_t > 250 \text{ bar} \quad a = 10^{250 \cdot \left(0.0031 - \frac{14}{T} \right)} \quad (\text{Ec. 2.29})$$

2.13.1.3 Cálculo del factor de Corrección por la Formación de la Capa de FeCO₃ (Fs)

Si la capa $T_{\text{capa}} < T_{\text{sist}}$ entonces **Fs** se calcula por la siguiente ecuación, en caso contrario **Fs=1**



$$\text{Log}(Fs) = \frac{2400}{T} - 0,44 * \text{Log}(P_{pCO_2}) - 6,7 \quad (\text{Ec. 2.30})$$

2.13.1.4 Cálculo de la Temperatura de la Capa (T_{capa})

$$T_{\text{capa}} = \frac{2400}{6,7+0,44*\text{Log}(P_{pCO_2})} \quad (\text{Ec. 2.31})$$

2.13.1.5 Cálculo del Factor de Corrección por el Contenido de Carbono en el Acero (F_c)

A partir de la norma COVENIN 1478:1999, se tiene que para aceros API 5L X-52 con tratamiento térmico normalizado:

$$\%C = 0,27$$

$$\%Cr = 0,15$$

Para los aceros normalizados

$$F_c = 1 + (4,5 \pm 1,9) * \%C \quad (\text{Ec. 2.32})$$

Para aceros Templados y Revenidos

$$F_c = 1$$

Donde

%C: porcentaje de carbono en el acero.



2.13.1.6 Cálculo del Factor de Corrección por el Contenido de Cromo en el Acero (Fcr)

Para los aceros normalizados

$$F_{cr} = \frac{1}{1+(2.3 \pm 0.4) \cdot \%Cr} \quad (\text{Ec. 2.33})$$

Para aceros templados y revenidos

$$F_{cr} = \frac{1}{1+(1.4 \pm 0.3) \cdot \%Cr} \quad (\text{Ec. 2.34})$$

Donde

%Cr: porcentaje de cromo en el acero

2.13.2 Evaluación de la Velocidad de Corrosión mediante la Correlación de C. De Waard & U. Lotz

A partir del trabajo inicial de C. Waard y Milliams, se han realizado numerosos estudios para predecir la velocidad de corrosión bajo condiciones operacionales. Uno de los innumerables trabajos realizados, es el De Waard y U. Lotz, el cual es un modelo cuantitativo que multiplica una serie de factores asociados al efecto de diversas variables físicas o químicas que alteran las velocidades de corrosión. Estos efectos son en su mayoría menores de 1, por lo que tiende a reducir las estimaciones de velocidades de corrosión, que de otro modo sólo sobreestimarían los valores reales. Entre estos factores se incluyen *la presión total, el efecto de formación de películas protectoras, el efecto de los iones hierro y el pH.*



Este modelo se describe a continuación:

La siguiente ecuación representa el cálculo de la velocidad de corrosión planteada en 1975 por De Waard y Milliams:^[2]

$$V_{corr} = 10 \left[5.8 - \frac{1710}{T} + 0.67 \cdot \log(P_{pCO_2}) \right] \quad (\text{Ec. 2.35})$$

Donde

V^{corr}: Velocidad de corrosión propuesta inicialmente por C. Waard y Milliams [mm/año]

T: Temperatura del sistema [K]

P_{pCO₂}: Presión Parcial de CO₂ [bar]

La ecuación permitió la construcción de un monograma enmarcado en las siguientes condiciones:

- ✓ Presión parcial de dióxido de carbono de 0,1 a 200 lpc.
- ✓ Temperatura de 0 a 70°C.

Los resultados de esta ecuación son considerados como velocidades de corrosión extremas, sobre todo a temperaturas altas, puesto que no considera la formación de películas protectoras de carbonatos, así como tampoco los efectos asociados a la naturaleza y composición del agua, ni la velocidad a la cual se producen los fluidos.

En 1993, C. De Waard y Milliams incluyendo diversos factores de corrección, en los que se consideran diversas variables físicas que inciden sobre la velocidad de corrosión. Los factores de corrección son:



2.13.2.1 Factor de Corrección debido a la Presión del Sistema (Fpres)

$$F_{pres} = 10^{[0.67 \cdot (0.0031 - \frac{14}{T}) \cdot P]} \quad (\text{Ec. 2.36})$$

Donde

Fpres: Factor de corrección debido a la formación de la capa de productos de corrosión.

P: presión total del sistema [bar]

T: Temperatura del sistema [K]

2.13.2.2 Factor de Corrección debido a la Formación de Capa de Productos de Corrosión (Fscale)

$$\text{Si la } T < T_{scale} \longrightarrow F_{scale} = 1 \quad (\text{Ec. 2.37})$$

$$\text{Si la } T > T_{scale} \longrightarrow F_{scale} = 10^{[2400 \cdot (\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{scale}})]} \quad (\text{Ec. 2.38})$$

Donde

Fscale: factor de corrección debido a la formación de capa de productos de corrosión (Fscale)

T: temperatura del sistema [K]

Tscale: temperatura de la capa [K]

$$T_{scale} = \frac{2400}{6.7 + 0.6 \cdot \log(C_{fugac} \cdot P_{pCO_2})} \quad (\text{Ec. 2.39})$$



Donde

C_{fugac} : Coeficiente de fugacidad del CO_2

T_{scale} : temperatura de capa [K]

P_{pCO_2} : Presión parcial del CO_2 [bar]

$$C_{fugac} = 10^{[(0.0031 - \frac{14}{T}) \cdot P]} \quad (Ec.2.40)$$

Este factor (F_{scale}) representa la formación de productos de corrosión sobre la superficie del acero y puede tomar valores de $0 \leq F_{scale} \leq 1$.

Donde

C_{fugac} : Coeficiente de fugacidad del CO_2

T: temperatura del sistema [K]

P: presión total del sistema [bar]

La temperatura a la cual el logaritmo de F_{scale} es igual a cero, se denomina temperatura de formación de capa y representa la velocidad de corrosión de un valor máximo. Esta temperatura es aquella en la cual las películas que se forman son diferentes en texturas, más protectoras y con una mayor adherencia. La temperatura de formación de la capa disminuye a medida que aumenta la presión parcial de CO_2 y a temperaturas del sistema por encima de la T_{scale} , las velocidades de corrosión son más bajas debido a que las condiciones del pH y concentraciones de Fe^+ son tales que se forma una capa protectora en la superficie del metal.



2.13.2.3 Factor de Corrección debido al pH total

Depende de la temperatura y de la presión parcial del CO_2 la corrosión del acero en un sistema $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$ pueden conducir a la formación de carbonatos FeCO_3 o Fe_3O_4 . La contaminación de la solución de CO_2 con productos de corrosión reduce las velocidades de corrosión. Para poder describir este efecto, el cambio de pH causado por la presencia de iones Fe^{+2} se tomo en cuenta como un parámetro y se encontró la siguiente correlación:

$$\begin{aligned} \text{Si } F_{\text{scale}} < 1 &\longrightarrow F_{\text{pH}(\text{total})} = 1 \\ \text{Si } F_{\text{scale}} \geq 1 &\longrightarrow F_{\text{pH}(\text{total})} = F_{\text{pH}} \end{aligned}$$

Donde:

$F_{\text{pH}(\text{total})}$: Factor de corrección por el pH total

F_{pH} : Factor de corrección por el pH.

F_{scale} : Factor de corrección debido a la formación de la capa de productos de corrosión.

$$F_{\text{pH}}(\text{pH}(\text{sat}) > \text{pH}(\text{act})) = 10^{[0.32 - (\text{pH}(\text{sat})_{\text{menor}} - \text{pH}(\text{act}))]} \quad (\text{Ec. 2.41})$$

Donde:

F_{pH} : Factor de corrección por el pH.

$\text{pH}(\text{sat})_{\text{menor}}$: pH al comienzo de la saturación de Fe_3CO_4 ó FeCO_3 .

$\text{pH}(\text{act})$: pH actual

$$\text{pH}(\text{act}) = 3,71 + 4,71 * 10^{-3} * T - 0,5 * \text{Log}(C_{\text{fugac}} * P_{\text{pCO}_2}) \quad (\text{Ec. 2.42})$$



Donde:

pH(act): pH actual

T: Temperatura del sistema °C

Cfugac: Coeficiente de fugacidad de CO₂

P_{pCO2}: Presión parcial del CO₂

Si hay formación de:

$$Fe_3O_4 : pH(sat) = 1,36 + \frac{1,307}{T} - 0,17 * Log(Cfugac * P_{pCO2}) \quad (Ec. 2.43)$$

$$FeCO_3 : pH(sat) = 5,4 - 0,66 * Log(Cfugac * P_{pCO2}) \quad (Ec. 2.44)$$

Entonces

Si $pH(sat) Fe_3CO_4 < pH(sat) FeCO_3 \longrightarrow pH(sat)menor = pH(sat) Fe_3CO_4$

Si $pH(sat) Fe_3CO_4 > pH(sat) FeCO_3 \longrightarrow pH(sat) menor = pH(sat) FeCO_3$

Donde:

pH(sat) Fe₃CO₄: pH al comienzo de la saturación de Fe₃CO₄ (óxido férrico).

pH(sat) FeCO₃: pH al comienzo de la saturación de FeCO₃

T: Temperatura [K]

Cfugac: coeficiente de fugacidad de dióxido de carbono.

P_{pCO2}: Presión parcial del dióxido de carbono [bar]

Entonces la velocidad de corrosión se representa por la siguiente ecuación:

$$V_{corr} = V''_{corr} * F_{pres} * F_{scale} * F_{pH(total)} \quad (Ec. 2.45)$$



Donde:

V_{corr}: Velocidad de corrosión [mm/año]

V^o_{corr}: velocidad de corrosión propuesta inicialmente por C. de Waard y Milliams [mm/año]

F_{pres}: factor de corrección debido a la presión del sistema

F_{scale}: factor de corrección debido a la formación de la capa de productos de corrosión.

F_{pH}: factor de corrección por el pH total.

2.14 INHIBIDORES DE CORROSIÓN

*Un **inhibidor** es un compuesto, usualmente orgánico, que retarda o detiene una reacción química no deseada, como la corrosión, la oxidación o la polimerización.*

Por tanto, un inhibidor de corrosión es un material que fija o cubre la superficie metálica, proporcionando una película protectora que detiene la reacción corrosiva. Frecuentemente se utilizan recubrimientos temporales para prevenir la corrosión durante el almacenamiento y el embarque y entre operaciones de maquinado. Los recubrimientos inhibidores de corrosión más efectivos, en un tiempo, fueron los materiales de base aceite o solvente. En años recientes los productos de base agua han sido desarrollados y están siendo utilizados con gran éxito.^[18]

Estos aditivos son capaces de proteger las superficies metálicas contra el ataque químico por agua y otros contaminantes. Existen varios tipos de inhibidores, como los compuestos polares que cubren las superficies del metal preferencialmente, protegiéndolas con una película de aceite, otros compuestos pueden absorber el agua incorporándose a ella como una emulsión del tipo agua en aceite, para que sólo el



aceite toque las superficies del metal. Otros tipos de inhibidores de corrosión se combinan químicamente con el metal, para formar una superficie no reactiva.

Son químicos que se adicionan a los fluidos corrosivos en un intento por eliminar o reducir la corrosión. La reducción de la tasa de corrosión puede lograrse:

- Modificando el ambiente, haciéndolo no corrosivo, por ejemplo los secuestrantes de oxígeno en el tratamiento de aguas de calderas.

- Modificando la interface entre el medio corrosivo y la superficie metálica, evitando su interacción, para este fin se utilizan las aminas orgánicas formadoras de películas, por ejemplo en sistemas de cabeceras de unidades destiladoras.

La técnica más ampliamente utilizada para prevenir la corrosión en sistema que transporta gases agrios es la inyección de inhibidores, estos trabajan a dosis relativamente bajas (en el orden de partes por millón) y los químicos que comúnmente utilizan son las aminas derivadas de los hidrocarburos alifáticos o cíclicos y su principio de operación es la adsorción en la superficie metálica, formando una película protectora sobre la superficie contra la acción del agente corrosivo.^[3]

2.14.1 Tipos de Inhibidores

Entre los diferentes tipos de inhibidores se tienen los siguientes:



2.14.1.1 Inhibidores Catódicos

La corrosión puede ser prevenida por bloqueo de la acción completa de la celda de corrosión en cualquier punto de la celda. Los inhibidores catódicos son sustancias que prevén la corrosión por reducción o por interpretación de reacciones catódicas. Las sales de zinc y sales de magnesio que se precipitan como hidróxidos en la zona de cátodo son ejemplo de inhibidores catódicos, pero algunas concentraciones son de condición altas y su acción está impedida por sustancias presentes en el crudo, su uso en la corrosión de pozos de petróleo y gas no es práctico.

2.14.1.2 Inhibidores Anódicos

La corrosión puede también ser prevenida por sustancias que son asfixiadas por reacciones del ánodo. Ejemplos de inhibidores anódicos son el cromato (CrO_4^{-2}) y el nitrito (NO_2^-). Un efecto desafortunado del uso de inhibidores anódicos es que si el inhibidor usado es insuficiente para prevenir virtualmente toda la corrosión, la corrosión sobrante toma la forma de corrosión localizada.

2.14.1.3 Película Inhibidora de Corrosión

Son sustancias que son adicionadas en los fluidos corrosivos específicamente para la absorción en la superficie del metal para formar una barrera que protegerá la superficie del metal del electrolito.

Su modo primario de acción es crear un estrato hidrofóbico en la superficie del metal que preverá el contacto entre la superficie del metal y el electrolito y así evitar el proceso de reacciones corrosivas.



Son sustancias orgánicas compuestas por dos partes diferentes. Una parte llamada el grupo polar o cabeza y la otra es llamada tallo.

El grupo polar esta hecho de moléculas que son atraídas por el metal. El tallo es usualmente una cadena recta de hidrocarburos. La película inhibidora funciona de esta manera: la parte inhibida del grupo polar ataca la superficie del metal y el tallo se extiende dentro del fluido para formar un repelente de agua.

Si suficientes moléculas inhibidoras de corrosión están presentes en la línea, la corrosión es bloqueada porque el electrolito no puede estar en contacto con la superficie del metal.

Desafortunadamente, los mecanismos de la película inhibidora no son simples prácticas en la mayoría de los casos, porque las películas inhibidoras son dinámicas. Esto significa que algunas moléculas inhibidoras son constantemente desprendidas de la superficie del metal y absorbidas en algún otro lugar. Por lo tanto, el inhibidor debe estar siempre disponible en el fluido para mantener una película protectora.

2.14.1.4 Inhibidor en Fase Vapor

Son sustancias de bajo peso molecular pero apreciable tensión de vapor, cuyos vapores llevan a la formación de películas adsorbidas sobre la superficie del metal, que proporciona protección contra el agua o el oxígeno, o ambos. Cuando el inhibidor contiene nitritos volátiles puede proporcionar una cierta cantidad de NO_2 que pasiva la superficie. Presentan las ventajas sobre los componentes antioxidantes en forma de pasta, de su fácil aplicación y la posibilidad de empleo inmediato del artículo protegido sin tener que eliminar películas residuales de aceite o grasa. Tiene la desventaja de acelerar la corrosión de algunos metales no ferrosos, alterar el color de



ciertos plásticos y requerir que la mercancía este es un envase de cierre relativamente efectivo que evite la pérdida del vapor del inhibidor.^[3]

2.14.1.5 Secuestrantes o Eliminadores de Oxígeno

La corrosión del acero en agua con pH por encima de 6,0 se debe a la presencia de oxígeno que despolariza la reacción catódica. Los barredores de oxígeno, se encargan de combinarse con el oxígeno y evitar así la corrosión.^[2]

2.14.2 Factores que se deben considerar al usar Inhibidores

- ✓ Muchos tipos de inhibidores son muy costosos y se debe justificar económicamente su uso. En algunos casos cuesta mucho la instalación (bombas, tanques y tuberías), necesaria para inyectar el inhibidor, luego hay que calcular cuántos años más de vida se estará agregando al equipo a protegerse con el inhibidor. No son pocos los casos en los cuales se llega a la conclusión que, es más económico renovar el equipo cada tantos años que invertir en inhibidores.

- ✓ Se debe usar la cantidad correcta de inhibidor, especialmente con los inhibidores de control anódico ya que se pueden causar serios hoyuelos si se usa una cantidad menor de la especificada, por eso, a estos inhibidores se les suele llamar también inhibidores peligrosos. También se debe tomar en cuenta que cuando se va a usar el inhibidor por primera vez, se necesitará, además de la dosificación periódica, la cantidad necesaria para dar el primer recubrimiento a toda la pared del equipo.



- ✓ Al seleccionar el tipo de inhibidor no se debe olvidar que un inhibidor puede proteger un metal y en cambio ser corrosivo para otro tipo de metal. Por ejemplo, algunas aminas que protegen al acero, pero atacan severamente al bronce y el cobre.

- ✓ Generalmente los inhibidores no funcionan bien a pH menor de 4 y pierden efectividad a altas temperaturas.

- ✓ Al seleccionar el inhibidor se debe estar seguro que este no interfiera químicamente con el producto del proceso.

- ✓ Se debe tener en cuenta que hay inhibidores que no son solubles en sistemas no acuosos y por lo tanto su acción en estos sistemas no sería efectiva.

- ✓ Hay inhibidores que tienden a formar espumas o emulsiones y esto puede no ser deseable en el proceso.

- ✓ Otros inhibidores desprenden los depósitos formados, por ejemplo los óxidos que se encuentren en la pared del equipo donde son usados por primera vez. Estos depósitos pueden tapar la tubería y causar daños a equipos rotativos.

- ✓ En los equipos intercambiadores de calor se debe tener especial precaución, ya que las películas que forman los inhibidores en las paredes de estos equipos contribuyen a disminuir la transmisión de calor.

2.14.3 Métodos de Aplicación de Inhibidores

2.14.3.1 Tratamiento por Lotes (batch)



Este proceso se lleva a cabo inyectando una dosis alta del inhibidor por un período de tiempo relativamente corto (minutos, horas) con una frecuencia de inyección interrumpida e intercalada (semanal, mensual) con la intención de crear una película protectora en el equipo a proteger, este método también es llamado tratamiento de choque.

2.14.3.2 Tratamiento Continuo

Como lo sugiere su nombre volúmenes continuos de inhibidores se inyectan en la tubería reponiendo continuamente la película protectora.

La eficiencia de los inhibidores es afectada por varias condiciones del medio ambiente y de los materiales. Las condiciones más comunes del medio son temperatura y velocidad de flujo.

2.14.3.3 Recubrimientos

Se usan inhibidores incorporados a las pinturas para protección atmosférica de aleaciones de acero. Su efecto es el de pasivar el acero, suministrando iones oxidantes.

2.14.4 Pasos para Seleccionar un Inhibidor

2.14.4.1 Solubilidad del Inhibidor

Inhibidores polares o solubles en agua son normalmente usados en sistemas de agua. También pueden ser usados inhibidores dispersivos en agua y ofrecer una mejor protección que los inhibidores solubles. Sin embargo, usualmente hay una



preocupación sobre la posibilidad de formación de obstrucciones por inhibidores que no son completamente solubles.

2.14.4.2 Oxígeno Disuelto

Inhibidores normales de corrosión orgánica no inhiben efectivamente la corrosión causada por oxígeno disuelto. Hay algunos inhibidores de corrosión orgánica en el mercado los cuales de alguna forma son efectivos con el oxígeno. Sin embargo, esto no es ordinario, los inhibidores orgánicos son algunas veces tan efectivos como los inhibidores de corrosión normales en la ausencia de oxígeno.

2.14.4.3 Incompatibilidad

Si otro químico está siendo inyectado al sistema (inhibidor de incrustaciones o biocida), la compatibilidad entre los diferentes químicos debe ser revisada. Si uno reacciona con el otro, su efectividad puede ser reducida o destruida.

2.14.4.4 Aditivos del Inhibidor

La mayoría de los inhibidores poseen aditivos para mantener el sistema limpio. Esto es deseable ya que el inhibidor debe alcanzar la superficie del metal para hacer su trabajo. Si las partículas se acumulan en las superficies, ellos pueden interferir en el inhibidor, por lo tanto una cantidad determinada de aditivo es deseable para mantener el sistema limpio. Pueden ocurrir problemas cuando se inicia la inyección del inhibidor en un sistema de inyección de agua si el inhibidor tiene mucho aditivo. Grandes cantidades de sólidos se pueden desprender y provocar obstrucciones en el sistema.



2.14.4.5 Costos del Inhibidor

Los costos del inhibidor están de último para enfatizar un punto crítico. Nunca se debe hacer la selección del inhibidor basado en el menor precio por galón. Algunas veces los inhibidores más caros por galón pueden ser más efectivos (consumiendo menos galones) con el resultado de que el costo total neto de la inhibición del metal es menor que si se usara un inhibidor más barato pero en mayor cantidad.

Obviamente no siempre el inhibidor más caro es precisamente el mejor. La efectividad de un inhibidor solamente puede ser establecida por la continua evaluación. El principal punto es que el inhibidor más barato no es generalmente el inhibidor de mejor opción.

2.15 PROTECCIÓN CATÓDICA

La **protección catódica** es un método electroquímico muy utilizado, que aprovecha el principio electroquímico de la corrosión, transportando un **cátodo** a la estructura metálica a proteger, bien sea que se encuentre enterrada (tuberías), sumergida a medias o totalmente.

En la práctica se puede aplicar **Protección Catódica** en metales como acero, cobre, plomo, latón, y aluminio, contra la corrosión en todos los tipos de suelos y, en casi todos los medios líquidos.

A esta protección debe agregarse las ofrecidas por los revestimientos, las pinturas y demás productos químicos inhibidores de la oxidación.

Los Campos de aplicación de este sistema son:



- Protección de estructuras aéreas (Vigas de hormigón armado, etc)
- Protección en agua de mar.(Barcos, diques, cadenas, etc)
- Protección en agua dulce. (Compuertas hidráulicas, tuberías, etc)
- Protección de estructuras enterradas. (Tuberías, depósitos, etc)

Los Sistemas de protección más utilizados son:

2.15.1 Protección Catódica por Corriente Impresa

En este sistema de protección, se mantiene el mismo principio fundamental, pero valorando las limitaciones del material, costo y diferencia de potencial con los ánodos de sacrificio, se integra un sistema mediante el cual el flujo de corriente requerido, se origina en una fuente de corriente continua regulable o, simplemente se hace uso de los rectificadores, que alimentados por corriente alterna ofrecen una corriente eléctrica continua apta para la protección de la estructura. La corriente externa suministrada disponible es "impresa" en el circuito constituido por 2 partes: la estructura metálica a proteger y la placa anódica.

2.15.2 Ánodos Galvánicos, Ánodos de Sacrificio

Se fundamenta en el mismo principio de la corrosión galvánica, en la que un metal más activo es anódico con respecto a otro más noble, corroyéndose el metal anódico. En la protección catódica con ánodo galvánicos, se utilizan metales fuertemente anódicos conectados a la tubería a proteger, dando origen al sacrificio de dichos metales por corrosión, descargando suficiente corriente, para la protección de la tubería.^[19]



2.16 VIDA ÚTIL

La *vida útil* es la duración estimada que un objeto puede tener cumpliendo correctamente con la función para la cual ha sido creado. Normalmente se calcula en horas de duración.

Cuando se refiere a obras de ingeniería, como carreteras, puentes, represas, etc., se calcula en años, sobre todo para efectos de su amortización, ya que en general estas obras continúan prestando utilidad mucho más allá del tiempo estimado como vida útil para el análisis de factibilidad económica.

Por ejemplo, para las carreteras, la vida útil es un parámetro al momento de su diseño. Se puede considerar 5, 10 o 20 años, lo que influenciará las características del pavimento y, por lo tanto, su factibilidad económica. La vida útil de la carretera puede verse afectada por el incremento del tráfico, o por cambios en la normatividad vial, si se incrementa la carga permitida por eje.

Para las represas, generalmente se considera una vida útil, para efecto de cálculos económicos, de 20 a 25 años. Sin embargo, continuará prestando servicios por un tiempo mucho mayor. La vida útil de una represa puede verse afectada por un aumento del transporte sólido del río, lo que provocará un incremento del material sólido retenido en el vaso, reduciendo su capacidad de regularización de los caudales.^[2]

En el caso de las tuberías se define como el número de años representativos de la duración económica probable.

Para determinar la vida útil de una tubería, según la norma estandarizada de la ASME B31-8, se aplica la siguiente ecuación:



$$V_{util} = \frac{\text{Espesor(actual)} - \text{Espesor(mínimo)}}{V_{corr}} \quad (\text{Ec. 2.46})$$

Donde el espesor mínimo requerido se calcula de la siguiente manera:

$$t_r = t + t_c \quad (\text{Ec. 2.47})$$

Donde:

t_r : espesor mínimo requerido, [pulg].

t : espesor mínimo requerido por presión de diseño, [pulg]

t_c : espesor mínimo por corrosión, 0.125 [pulg].

Para determinar el espesor mínimo requerido por presión de diseño (t) se obtiene a partir de la ecuación de **Barlow**:

$$t_{e\text{ mínimo}} = \frac{P \cdot D_e}{(2 \cdot Y_s \cdot f_{cp})} \quad (\text{Ec. 2.48})$$

Donde:

P_i : presión interna permisible por diseño (máxima presión de trabajo), 1200psi

Y_s : esfuerzo de influencia (valor tabulado 35000 psi.) NORMA ASME B31-8

f_{cp} : factor de capacidad permisible por presión interna.

D_e : diámetro exterior nominal del tubo, pulg.

El factor f_{cp} se determina mediante la siguiente ecuación:

$$f_{cp} = f_{dis} + f_{temp} + f_{jl} \quad (\text{Ec. 2.49})$$



Donde:

f_{dis} : factor de diseño por presión interna que depende del tipo de fluido gas o liquido y de la clasificación y localización del ducto

f_{temp} : factor de diseño por temperatura

f_{jl} : factor de junta longitudinal

Ahora, para calcular los espesores internos remanentes, se emplea la siguiente ecuación:

$$t_R = t_0 + V_{corr} | año \quad (Ec. 2.50)$$

Donde:

t_R : espesor remanente del ducto; [pulg].

t_0 : espesor original del ducto, [pulg]

2.17 SOFTWARE PREDICT 4.0

Predict 4.0 es una nueva generación de software usados como herramientas dirigidas a uno de los más importantes temas en la evaluación de corrosión, entre los que destacan la velocidad de corrosión en aceros expuestos al medio ambiente corrosivo. Ha sido completamente rediseñado mejorando versiones anteriores (versión 1.1 y 3.0).

Este simulador es el resultado de años de investigación y simulación en el área de corrosión, resumidos en la tecnología avanzada del software que proporciona acceso a conocimientos comprendidos en la toma de decisión de la corrosión. Es de fácil utilidad, consta de una herramienta gráfica que integra los efectos de una serie de parámetros complejos encontrados en el medio ambiente y que provee una



velocidad de corrosión real basada en un extenso número de datos de laboratorio y campo así como los modelos De Waard & Milliams como una base para determinar velocidades de corrosión por lo cual se modificó para obtener un modelo cuyo fundamento se encuentra en una extensa base de datos de la literatura, pruebas de laboratorio y experiencias de campo, que superpone diferentes parámetros para determinar valores reales de velocidad de corrosión.

Entre las características que presenta este software se encuentran las siguientes:

- Desempeña una rigurosa evaluación del medio ambiente corrosivo y provee una predicción de la velocidad máxima potencial de corrosión.
- Incorpora modelos de corrosión confiables para evaluar los efectos de un gran número de parámetros críticos.
- Ayuda a la determinación de parámetros como el pH y temperatura del punto de burbuja para un medio ambiente típico de producción de crudo y gas, tuberías verticales, horizontales e inclinadas.
- Permite análisis de costo para selección de materiales.
- Consta de un portal para la entrada de datos, gráficos, intuitivo y fácil de usar.
- Determina perfiles de corrosión a lo largo de la tubería. Tiene facilidades para el cálculo de velocidades superficiales del líquido y del gas y también determina los patrones de flujo.
- Considera la metalurgia del acero
- Este simulador es compatible con Microsoft Windows, por lo tanto puede correr en cualquier computadora personal.
- Genera un reporte auxiliar que permite guardar y recuperar un caso particular en cualquier momento y es de fácil aplicación.

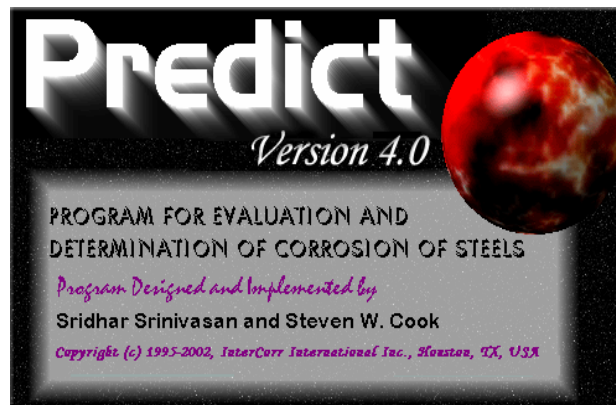


Figura 2.41 Ventana principal del simulador Predict 4.0

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En este capítulo se presenta la estrategia detallada, paso por paso, empleada para evaluar el potencial corrosivo interno en las líneas de flujo, así como las herramientas necesarias que se utilizaron para cumplir con los objetivos propuestos.

3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Para llevar a cabo esta primera fase de desarrollo del trabajo de investigación, la revisión del material bibliográfico fue indispensable, para lograr una mejor comprensión tanto de los términos técnicos como del tema planteado referente al fenómeno de corrosión y erosión, el cual ocurre específicamente en las líneas de flujo, desde los pozos productores hasta las estaciones recaudadoras del mismo y como se ve influenciado con la presencia de CO₂ en dicho fluido. Por ello fue necesario recopilar la máxima información posible sobre el tema en estudio. Razón por la cual, el recurso principal fue, la revisión de literaturas, trabajos de grados, manuales, normas, internet y entre otros. Todos de vital importancia para cumplir y proporcionar una mejor solución a estos problemas planteados con el fin de alcanzar los objetivos trazados.

3.2 REVISIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES

En esta etapa se revisaron las condiciones de operación de las líneas de flujo en estudio, se recopiló la información de datos disponibles, referente a las variables de las líneas como lo son (temperatura, presión y flujo), para luego poder conocer las concentraciones molares de CO₂, el cual es el principal causante de la corrosión en



presencia de agua, y así poder obtener las presiones parciales de cada una de las líneas como base principal de la investigación.

Básicamente el estudio inicia con la revisión de la información suministrada del campo Quiriquire, el cual consta de catorce (14) pozos productores, dieciséis (16) líneas de flujo y dos (2) estaciones recaudadoras de llegadas del flujo (W9mix) y (W16mix). Ellos cuentan cada uno con ciertos parámetros y datos necesarios, los cuales, son de gran importancia para la realización de cálculos y simulaciones requeridas en el desarrollo del trabajo.

La tabla siguiente presenta los datos suministrados de las variables de las líneas de flujo. Valores reportados en el APÉNDICE A.

Tabla 3.1 Variables Promedios suministradas para la evaluación de las líneas de flujo.

Variable	Unidad de medida
Presión Promedio	Psig
Temperatura Promedio	°F
Flujo de Gas Promedio	MMscfd
Flujo de hidrocarburos Promedio	Bs/D

*Promedio: entre la entrada y la salida de las líneas.

Dentro de la información se tiene:

- Longitud
- Diámetro
- Elevación

**Datos de fluido:**

- Densidad
- Viscosidad
- % CO₂
- Tensión Superficial
- Factor de Compresibilidad

3.3 CÁLCULO DEL TIPO DE CORROSIÓN PREDOMINANTE

Para proceder al desarrollo del proyecto es necesario determinar el mecanismo de corrosión predominante antes de calcular la velocidad de corrosión en el sistema, debido a que en los procesos de medios de transporte de gas que contenga CO₂, en presencia de agua, es capaz de ocasionar deterioros severos en los equipos e instalaciones del área de producción y la combinación de ambos puede acelerar o disminuir la velocidad del daño esperado.

Iniciando el estudio en cada línea de flujo de los pozos productores del campo Quiriquire, se calcularán las presiones parciales de CO₂, mediante las correlaciones empíricas. Práctica recomendada por la Norma MR0175 por la Asociación Nacional de Ingeniería de Corrosión (N.A.C.E.) y API “Corrosión of oil and gas well equipment publication”, se determinó el tipo de corrosión y el grado de severidad en cada tramo de las tuberías señalando que:

- Para presiones parciales de CO₂ entre 7 y 14 lpcm la corrosión es leve
- Para presiones parciales de CO₂ que oscilan entre 7 y 30 lpcm se asume corrosión moderada
- Para presiones parciales de CO₂ mayores de 30 lpcm la corrosión es severa



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.

3.4 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN, MEDIANTE LA SELECCIÓN DE CORRELACIONES EMPÍRICAS

Existen modelos matemáticos con el fin de estimar las velocidades de corrosión teóricas de aceros al carbón, en ambientes con altos contenido de CO₂, las Correlaciones de De Waard & Milliams y Waard & Lotz, son unos de los modelos más simple que permiten determinar estas velocidades.

Se elaboró una hoja de cálculo en Microsoft Excel, donde se introdujeron todas las ecuaciones necesarias para determinar la velocidad de corrosión del fluido, con las variables necesarias como las presiones y temperaturas promedio (entrada y salida) de los pozos, y a partir de las correlaciones ya nombradas en función de diversos parámetros se obtienen todos los resultados. En esta hoja de cálculo se introducen los distintos datos como lo son porcentaje molar de CO₂ en el gas, diámetro interno, entre otros datos; obteniendo como resultado las velocidades de corrosión de cada línea de flujo, este procedimiento se explica de manera detallada en la sección correspondiente a la muestra de cálculos (3.8).

3.4.1. Velocidad de Erosión

Para determinar el valor límite de velocidad a la cual se produce el fenómeno de erosión se aplicó una ecuación empírica definida por el Instituto Americano de Petróleo API ^[20], que permite calcular la velocidad de erosión. Velocidad a la cual, la



capa de productos de corrosión que se deposita sobre el metal es desplazado por el flujo y está directamente relacionada con la velocidad del fluido y las turbulencias producidas en el mismo. Éste se obtiene partiendo de los valores de velocidad de líquido y gas, densidades y flujos; donde se describen en la muestra de cálculo sección (3.11).

3.5 CÁLCULO DE LAS TASAS DE CORROSIÓN POR CO₂ A LAS DIFERENTES CONDICIONES DE OPERACIÓN, MEDIANTE EL PROGRAMA PREDICT 4.0

PREDICT 4.0 es utilizado para la predicción de velocidades de corrosión, en líneas de producción, pozos e instalaciones como estaciones de flujo.

Este programa permite complementar la información dada en cuanto al cálculo de la velocidad de corrosión presente en el sistema. Para ello se toma en consideración:

- ✓ Temperatura y relación agua/gas, ya que la tasa de corrosión se incrementa con la temperatura.
- ✓ Presión de operación y velocidad del fluido.
- ✓ Contenido de sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono, así como también; concentración de acetatos, carbonatos y cloruros presentes en la corriente gaseosa.
- ✓ Presiones y temperaturas promedios, para cada tramo de tuberías y longitud de los mismos.



En la tabla 3.2. Se señalan los datos que se requieren para la evaluación de un determinado sistema.

Tabla 3.2. Datos de entrada al PREDICT para determinar velocidades de corrosión

Parámetros	Unidades inglesas	Unidades métricas	Opción: Conversión de datos, parámetros requeridos
PpCO₂	Psi	Bar	Presión total, % molar de CO ₂
PpH₂S	Psi	Bar	Presión total, % molar de H ₂ S
Bicarbonatos	Ppm	Ppm	
Cloruros	Ppm	Ppm	
Hierro	Ppm	Ppm	
Sulfatos	Ppm	Ppm	
Temperaturas	°F	°C	
Corte de agua	%	%	
Gas / crudo	Scf/bbl	m ³ /m ³	Producción de gas y producción de crudo
Agua / gas	Bbl/MMscf	m ³ /m ³	
Velocidad del fluido	Ft/s	m/s	Fluido y diámetro de la tubería



3.5.1. Descripción del Sistema

El primer paso es la determinación del pH, en vista de que es la concentración del ión hidrogeno la que gobierna la disolución anódica. En ambientes de producción donde el CO₂ disuelto contribuye significativamente a bajar el pH, éste es calculado como función de las presiones parciales del gas contaminante, bicarbonatos y temperatura.

Una vez introducidos los datos suministrados al programa PREDICT 4.0 mostrará instantáneamente los siguientes resultados:

➤ **Especificación del pH relacionado a los datos:** A la salida, el sistema determina una velocidad de corrosión solo si el medio ambiente de operación es ácido. Si el medio ambiente especificado no tiene gases ácidos o hay suficiente buffer para producir un pH mayor a 7, el sistema predecirá velocidades de corrosión muy bajas o iguales a cero.

Así, el primer paso en la consulta del sistema envuelve la especificación de las presiones parciales de gases ácidos (H₂S Y CO₂) tanto de bicarbonato (HCO₃⁻) y de cloruro (Cl⁻) contenido en el medio ambiente.

Este es solo el primer paso del modelo. La superposición de efectos es una de las ventajas que clama el mismo. Adicionalmente al pH del sistema se incluyen:

➤ **Relaciones temperaturas /Gas – Agua:** la temperatura tiene un impacto significativo sobre la velocidad de corrosión puesto que los productos de corrosión son función de la temperatura. Las velocidades de corrosión normalmente aumentan con el incremento de la temperatura, sin embargo cuando el CO₂ predomina en el sistema, la precipitación del FeCO₃ a altas temperaturas puede generar una protección significativa ante el fenómeno



corrosivo. Si la relación (Gas/Crudo) indica que las condiciones del gas predominan el sistema usará la relación (agua / gas) y el punto de rocío para determinar la corrosión en un medio acuoso. Así, dependiendo del valor (Gas/Crudo) introducido al programa el sistema permitirá la relevancia del parámetro relacionado al agua. Si la relación (Gas/Crudo) es menor a 5000 (PC/Barril), el sistema usará el corte de agua y la persistencia del crudo para determinar el efecto de mojabilidad.

- **Cloruro, oxígeno y sulfuro:** El cloruro y el sulfuro comúnmente incrementan la velocidad de corrosión si el proceso se ha iniciado por la presencia de gases ácidos. Su rol mientras no sea tan o más crítico como el H_2S o el CO_2 , es el de aumentar significativamente la velocidad de corrosión en sistemas medianamente corrosivos. La presencia de oxígeno por encima de 20 ppm en sistemas medianamente ácidos genera cambios significativos en la velocidad de corrosión, especialmente con alto contenido de cloro a altas velocidades del fluido y altas temperaturas.

- **Inhibición “corrosión Allowance”:** La selección del inhibidor en el sistema permite al usuario aplicar métodos de inhibición para flujo vertical y horizontal. En algunos casos, el sistema no provee protección por parte del inhibidor debido a las altas velocidades o concentraciones de cloruro.

Este programa está basado en la correlación de De Waard y Milliams (DWM) y toma en cuenta varios factores adicionales, entre ellos el contenido del ion bicarbonato (HCO_3^-), hierro total (Fe), iones cloruros (Cl^-), relación agua-gas, tipo de flujo gas o crudo y concentraciones de CO_2 y H_2S , re calcula el pH del sistema para el cálculo de la velocidad de corrosión con DWM.



El procedimiento de cálculo que se siguió para utilizar el programa se muestra en la Figura 3.1, el cual fue el siguiente:

1. En el portal de entrada se introducen las variables promedios (Temperaturas, presión y velocidad del líquido) la tabla del apéndice A.1 y los parámetros Fisicoquímicos.
 2. Según sea el caso se seleccionaba para el cálculo el pH del programa.
 3. Luego de introducir estos parámetros en la ventana principal se traslada a la ventana de conversión de datos. Para aplicar esta herramienta fue necesario realizar cálculos previos del flujo de agua producido, de esta forma el programa determina la relación gas/crudo y agua/gas en la ventana principal (requerimientos del mismo para el cálculo de velocidad de corrosión). Además, aquí se introducen los porcentajes de CO₂, y se trasladan posteriormente a la ventana el cálculo de las presiones parciales (Ver figura 3.2).
- Para obtener el flujo de agua producido se calculó primero el contenido total de agua en el gas. El contenido de agua total en los gases no es un valor constante, ya que éste puede variar dependiendo de las condiciones de operación y de saturación que se tenga del gas.
 - Este valor es calculado según la Correlación de *Bucacek* (Apéndice D), tabla D.1, valor ya determinado en la sección de muestra de cálculo (3.12) y la figura D.2, gráficas saturando el CO₂ con la temperatura del proceso y la presión del mismo, con la sumatoria de estos dos se determinan las libras de agua por millón de pies cúbicos de gas totales que se pueden condensar al



existir un descenso cualquiera de la temperatura, lo cual ocurre a medida que el gas es transportado a sus diferentes destinos, (ver muestra de cálculo sección 3.12).

Temperature	103	°F	Gas to Oil	47252.51229	scf/bbl
Pressure	1082.7	psia	Water to Gas	0.63536967	bbl/MMscf
Fluid Velocity	0.15596	ft/s	Water Cut	0.001	percent
Type of Flow	<input checked="" type="radio"/> Horizontal <input type="radio"/> Vertical		Oil Type	Not Persistent	
H2S	0	psia	Acetate	0	ppm
CO2	14.18337	psia	HCO3	0	ppm
Ionic Strength	0	M	Cl-	0	ppm
Sulfur	<input type="checkbox"/>		Oxygen	0	ppb
Service Life	1	yrs	Method of Inhibition	No Treatment	
Allowance	0	mils	Inhibition Efficiency	None (<25%)	
Measured pH	7	<input type="checkbox"/> Use Measured pH	<input type="checkbox"/> Glycol Injection		
System Water			Liquid Fraction=	0.72	Calc. pH = 4.02
Liquid Water(bbl/MMscf)= 0.46			Vapor Fraction=	0.28	Cor. Index(mpy)= 43.50
Results The specified corrosion allowance translates to a corrosion rate less than the predicted corrosion rate. Hence the projected life of the steel will be less than the desired service life.					
User Notes Add your comments here					

Figura 3.1 Ventana inicial del simulador PREDICT 4.0. Fuente: Predict 4.0



Figura 3.2 Ventana del PREDICT 4.0. Propiedades de los fluidos y resultados.

Fuente: Predict 4.0

1. Luego se obtuvo la velocidad de corrosión en milésimas de pulgadas por año (mpy) para cada línea en estudio.

Figura 3.3 Ventana del PREDICT 4.0 para poder ingresar a las graficas de velocidad de corrosión. Fuente: Predict 4.0



3.6 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS POR LAS CORRELACIONES EMPIRÍCAS Y POR EL SIMULADOR PREDICT 4.0

Una vez obtenidos los resultados de velocidad de corrosión mediante correlaciones empíricas de Waard y Milliams, de Waard & U. Lotz y el simulador PREDICT 4.0, se procede a comparar los resultados obtenidos por estos métodos, aunque cabe destacar que cada uno de ellos se adaptan a ciertas condiciones y por ende presentan un margen de error.

3.7 CÁLCULO DE LA VIDA ÚTIL DE LAS TUBERÍAS

La vida útil como se señaló en el capítulo dos, es la duración estimada que un equipo o tubería puede tener, cumpliendo correctamente con la función para la cual ha sido creado. Normalmente, se calcula en años, sobre todo para efectos de su amortización, ya que en general estas obras continúan prestando utilidad mucho más allá del tiempo estimado como vida útil para el análisis de factibilidad económica; para ello en esta etapa se realizarán los cálculos necesarios para estimar la vida útil de las tuberías, (ver muestra de cálculo sección (3.13)) y poder realizar un análisis de los resultados obtenidos con el fin de poder recomendar cuando éstas pueden ser reemplazadas.

3.8 MUESTRA DE CÁLCULO

3.8.1. Cálculo de las Presiones Parciales de CO₂

- Para el cálculo de las presiones parciales del CO₂ se utilizó la siguiente ecuación:



$$P_{pCO_2} = \frac{\%CO_2 * P_t}{100} \quad (\text{Ec.3.1})$$

Donde:

P_{pCO₂} = Presión Parcial del Dióxido de Carbono (Psig)

P_t = Presión total del sistema (Psig)

%CO₂ = Porcentaje Molar del dióxido de carbono

Tomando como referencia los valores de presiones de las líneas 1068 Psig y porcentaje de CO₂ de 1,31 %, correspondiente al tramo W-1.

%CO₂ = 1,31 %

P_{línea} = 1068 Psig

Sustituyendo los valores en la ecuación (3.1), se tiene que:

$$P_{pCO_2} = \frac{1068 \text{ Psig} * 1,31 \%}{100}$$

$$P_{pCO_2} = 13,99 \text{ Psig}$$

Se realizó la conversión de la presión parcial del CO₂, de Psig a Bar

$$P_{pCO_2} = \frac{13,99 \text{ Psig}}{14,504 \text{ Psig/bar}} = 0,9646 \text{ bar}$$

Se realizó la conversión de la temperatura del sistema, °F a °K.

$$T^{\circ}\text{C} = \frac{103^{\circ}\text{F} - 32}{1,8} = 39,444^{\circ}\text{C}$$



$$T^{\circ}\text{K} = 39,444 + 273,15 = 312,59^{\circ}\text{K}$$

De igual manera se realizaron los cálculos para los demás tramos evaluados, los resultados se presentan en el apéndice B.

3.8.2 Calculo de f_{CO_2}

Sustituyendo el valor de P_t y T en la ecuación 3.2 a ($P < 250$):

- Calculo del coeficiente de fugacidad (a)

$$a = 10^{45.33 \times \left[0.0031 - \frac{1.4}{312.59} \right]} \quad (\text{Ec.3.2})$$

$$a = 0,866$$

Sustituyendo el valor de de “ a ” en la ecuación 3.3:

$$f_{\text{CO}_2} = a \cdot P_{\text{pCO}_2} \quad (\text{Ec.3.3})$$

$$f_{\text{CO}_2} = 0,866 * 0,9646 \text{ bar}$$

$$f_{\text{CO}_2} = 0,8353 \text{ bar}$$

3.8.3 Cálculo del Factor de Sistema

$$f_{\text{sist}} = 10^{(0.67 \times \left(0.0031 - \frac{1.4}{T} \right) \times P)} \quad (\text{Ec.3.4})$$



$$f_{sist} = 10^{(0.67 - (0.0031 - \frac{14}{312.59}) \cdot 73.635)}$$

$$f_{sist} = 0,8550$$

3.8.4 Cálculo de la Temperatura de Capa

$$T_{capa} = \frac{2400}{6.74 + 0.6 \log f_{co2}}$$

$$T_{capa} = \frac{2400}{6.74 + 0.6 \log 0.8353}$$

$$T_{capa} = 360,73 \text{ °K}$$

3.8.5 Cálculo del Factor de Capa

Se tiene que el Factor de corrección debido a la formación de Capas de Corrosión es:

Como la $T_{sistema} = 312,59^\circ\text{K} < T_{capa} = 360,73^\circ\text{K}$; por lo tanto el Factor de Capa es 1.

$$F_{capa} = 1$$

Si ocurriese que la $T_{sistema} > T_{capa}$ se utilizara la Ec. 3.5

$$\text{Log}(F_{capa}) = 2400 \cdot (1/T_{sistema} - 1/T_{capa}) \quad (\text{Ec.3.5})$$

3.8.6 Cálculo del pH Activo (pHactivo)

$$\text{pHactivo} = 3,71 + 0,00417 \cdot (39,44) - 0,5 \log(f_{co2}) \quad (\text{Ec.3.6})$$

$$\text{pHactivo} = 3,71 + 0,00417 \cdot (39,44) - 0,5 \log(0,8353)$$

$$\text{pHactivo} = 3,9135$$



3.8.7 Cálculo del pH Saturación (pHsat)

- Para posibles formaciones de FeCO_3 :

$$\text{pHsat} = 5.44 - 0.66 \cdot \log(f_{\text{CO}_2}) \quad (\text{Ec.3.7})$$

$$\text{pHsat} = 5.44 - 0.66 \cdot \log(0.8353)$$

$$\text{pHsat} = 5,4916$$

- Para posibles formación de FeO_4 :

$$\text{pHsat} = 1.36 + \frac{1.307}{T^{\circ}\text{K}} - 0.17 \cdot \text{Log}f_{\text{CO}_2} \quad (\text{Ec.3.8})$$

$$\text{pHsat} = 1.36 + \frac{1.307}{312.59^{\circ}\text{K}} - 0.17 \cdot \text{Log}(0.8353)$$

$$\text{pHsat} = 1,3775$$

Si $\text{pHsat FeCO}_3 < \text{pHsat FeO}_4$, entonces el pHsat menor = pHsat FeCO_3

Si $\text{pHsat FeO}_4 < \text{pHsat FeCO}_3$, entonces el pHsat menor = pHsat FeO_4

Como $\text{pHsat FeO}_4 = 1.3775 < \text{pHsat FeCO}_3 = 5,4916$, entonces el pHsat menor es el $\text{pHsat FeO}_4 = 1,3775$.

3.8.8 Calculo del Factor de FpH:

$$\text{FpH} < \text{pHactivo} = 10^{0.02 \cdot (\text{pHsatmenor} - \text{pHactual})} \quad (\text{Ec.3.9})$$



$$FpH = 10^{0.52 \cdot (1.3773 - 3.9133)}$$

$$FpH = 0,1543$$

3.8.9 Cálculo del pHtotal

$$\text{Si } F_{\text{capa}} < 1 \longrightarrow F_{\text{pHtotal}} = 1$$

$$\text{Si } F_{\text{capa}} \geq 1 \longrightarrow F_{\text{pHtotal}} = FpH = 0.1543$$

$$F_{\text{pHtotal}} = 0,1543$$

3.8.10 Cálculo de la Velocidad de Corrosión (Modelo cuantitativo de C. De Waard & U. Lotz)

$$V_{\text{corr.}} = 10^{\left(3.8 + \left(\frac{1710}{T^{\circ}K} + 0.67 \cdot \log P_{\text{pco2}}\right)\right)} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde:

$V_{\text{corr.}}$ = Velocidad de Corrosión (mmy)

T = temperatura del sistema

P_{pco2} = Presión parcial del CO₂

$$V_{\text{corr.}} = 10^{\left(3.8 + \left(\frac{1710}{312.599K} + 0.67 \cdot \log 0.9646\right)\right)}$$

$$V_{\text{corr.}} = 2,0849 \text{ mmy}$$

3.8.11 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Corregida

$$V_{\text{corr}} = V_{\text{corr}} \cdot F_{\text{sist}} \cdot F_{\text{capa}} \cdot F_{\text{pHtotal}} \quad (\text{Ec.3.11})$$



Donde:

V_{corr} : Velocidad de Corrosión (mmy)

F_{sistma}: Factor de Corrosión debido a la presión del sistema

F_{capa}: Factor de Corrosión debido a la formación de capas de productos de corrosión

f_{pHtotal}: Factor de Corrosión debido al Ph

$$V_{corr} = (2.0849\text{mmy}) * (0.8550) * (1) * (0.1543)$$

$$V_{corr} = 0.2751 \text{ mmy}/0,0254$$

$$\mathbf{V_{corr} = 9,4864 \text{ mpy}}$$

3.8.12 Cálculo de la Velocidad Superficial

3.8.12.1 Cálculo del Área Transversal de la Tubería

$$A = (\pi * D^2) / 4 \quad \text{(Ec.3.12)}$$

Donde:

A: Area transversal de la tubería (pie²)

D: Diametro interno de la tubería (pie)

$$A = (\pi * (0.50542)^2) / 4$$

$$\mathbf{A = 0.20063 \text{ pie}^2}$$

3.8.12.2 Cálculo de la velocidad superficial

$$V_{sl} = ql/A \quad \text{(Ec.3.13)}$$

$$V_{sg} = qg/A \quad \text{(Ec.3.14)}$$

Donde:

V_{sl}: Velocidad superficial del liquido (pie/s)



V_{sg}: Velocidad superficial del gas (pie/s)

q_l: Caudal del liquido (pie³/s)

q_{gas}: Caudal del gas (pie³/s)

Para calcular el **q_l** y **q_{gas}**, se procedió de la siguiente manera:

Datos tomados de la tabla (A.2) del Apéndice A, se convirtieron las unidades del flujo de líquido:

$$Q_l: 467.7 \text{ Bls/d} * 5.515 \text{ pie}^3/\text{Bls} * \rho_l (44.96 \text{ lb/pie}^3) * 1 \text{ d}/86400 \text{ s}$$

Q_l = 1.3666 lb/s Flujo Masico → Flujo volumétrico q_l

$$Q_l = \frac{1.3666 \text{ lb/s}}{\rho_l (44.96 \text{ lb/pie}^3)} = 0.03040 \text{ pie}^3/\text{s}$$

✓ Para hallar el flujo del gas se procedió de la siguiente forma:

$$Q_{\text{gas}}: (22.1 \text{ MMPCs/d}) * (1 \text{ lbmol}/379.4 \text{ PCs}) * (M_{\text{mgas}} (19.80856 \text{ lb/lbmol})) * (1 \text{ d}/86400 \text{ s})$$

Q_{gas}: 13.1734 lb/s Flujo Másico → Flujo volumétrico q_{gas}

$$Q_{\text{gas}} = \frac{13.1734 \text{ lb/s}}{\rho_{\text{gas}} (4.25 \text{ lb/pie}^3)} = 3.0976 \text{ pie}^3/\text{s}$$

Entonces:

$$\mathbf{q_l: 0.03040 \text{ pie}^3/\text{s}}$$

$$\mathbf{q_{gas}: 3.0976 \text{ pie}^3/\text{s}}$$



De la misma forma se realizó con los demás flujos de cada línea, donde los valores se reportan en el Apéndice B, tabla B.1.

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones (3.13) y (3.14), se tiene:

$$V_{sl} = 0.03040 \text{ pie}^3/\text{s} / 0.20063 \text{ pie}^2 = 0.151498 \text{ pie/s} \longrightarrow 0.0462\text{m/s}$$

$$V_{\text{gas}} = 3.0996 \text{ pie}^3/\text{s} / 0.20063 \text{ pie}^2 = 15.4494\text{pie/s}$$

De la misma forma se realizó con los demás flujos de cada línea valores reportados en el apéndice (B), tabla B.2.

3.8.12.3 Cálculo de la Velocidad de la Mezcla

$$V_m = V_{sl} + V_{\text{gas}} \quad (\text{Ec.3.15})$$

$$V_m = 0.151498 + 15.4494$$

$$V_m = 15.6009 \text{ pie/s}$$

De igual manera se procedió para los demás valores, reportando los resultados de las velocidades de corrosión en cada tramo del sistema, mostrados en el apéndice (B).

3.9 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN (Correlación De Waard y Milliams)

Utilizando la siguiente ecuación se tiene el valor de la velocidad de corrosión:

$$V_{\text{corr}} = \frac{V_m \cdot V_r \cdot F_c \cdot F_s \cdot F_{cr}}{V_m + V_r + F_c} \quad (\text{Ec.3.16})$$



3.9.1 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Controlada por la Reacción (V_r)

$$\text{Log}(V_r) = 5.785 + 0.41 * \log P_{pco2} - \left(1119 - 0.0013 * \frac{T^2}{T}\right) - 0.34 * pH \quad (\text{Ec.3.17})$$

Sustituyendo los valores obtenidos de las ecuaciones (3.1) y (3.6) en la ecuación 3.17, se tiene:

$$\text{Log}(V_r) = 5.785 + 0.41 * \log(0.9646 \text{ bar}) - \left(1119 - 0.0013 * \frac{312.59^2 \text{ K}^2}{312.59 \text{ K}}\right) - 0.34 * 3.9135$$

$$\text{Log}(V_r) = 1.2746 \longrightarrow V_r = 18.8187 \text{ mm/año}$$

3.9.2 Cálculo de la Velocidad de Corrosión Controlada por la Transferencia de Masa (V_m)

$$V_m = 2.8 * \frac{V_{sl}^{0.8}}{D^{0.2}} * P_{pco2} \quad (\text{Ec.3.18})$$

$$V_m = 2.8 * \frac{0.0462^{0.8}}{0.1541^{0.2}} * 0.9646 \text{ bar}$$

$$V_m = 0.3355$$

3.9.3 Cálculo de la Temperatura de la Capa (T_{capa})

$$T_{capa} = \frac{24000}{5.7 + 0.44 * \log(P_{pco2})} \quad (\text{Ec.3.19})$$



$$T_{capa} = \frac{24000}{6.7 + 0.44 * \log(0.9646)}$$

$$T_{capa} = 358,578 \text{ } ^\circ\text{K}$$

Como $T_{sist} = 312.59 \text{ } ^\circ\text{K} < T_{capa} = 358,578 \text{ } ^\circ\text{K}$, entonces $F_s = 1$

$$F_s = 1$$

3.9.4 Cálculo del Factor de Corrección por la Formación de la Capa de FeCO_3 (F_s)

$$\log(F_s) = \frac{2400}{T} - 0.44 * \log(P_{pco2}) - 6.7 \quad (\text{Ec.3.20})$$

Inicialmente se calculo la T_{capa} . Si $T_{capa} < T_{sist}$, entonces F_s viene dada por la ecuación 3.20, en caso contrario $F_s = 1$.

3.9.5 Cálculo del Factor de Corrección por el Contenido de Carbono en el Acero (F_c)

A partir de la norma COVENIN 1478:1999, se tiene que para aceros api 5L X-52 con tratamiento térmico normalizado:

$$\%C = 0.27$$

$$\%Cr = 0.15$$

Para aceros normalizados:

$$F_c = 1 + (4.5 \pm 1.9) * \%C \quad (\text{Ec.3.21})$$

Donde:

$$\%C = 0.27$$



$$F_c = 1 + (4.5 \pm 1.9) * \%C$$

$$F_c = 2.728$$

3.9.6 Cálculo del factor de Corrección por el Contenido de Cromo en el Acero (F_{Cr})

Para aceros normalizados:

$$F_{Cr} = \frac{1}{1 + (2.3 \pm 0.4) * \%Cr} \quad (\text{Ec.3.22})$$

Donde:

$$\%Cr = 0.15 \quad F_{Cr} = \frac{1}{1 + (2.3 \pm 0.4) * 0.15\%} = F_{Cr} = 0.7117$$

Sustituyendo todos los valores en la ecuación (3.16), se tiene:

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

$$V_{corr} = \frac{0.3355 * 18.8187 * 2.728 * 1 * 0.7117}{0.3355 + (18.8187 * 2.728)}$$

$$V_{corr} = 0.23723 \text{ mm/año}$$

Conversión de Velocidad de corrosión de mm/año a mpy:



$$V_{corr} = \frac{V_{corr} \left(\frac{mm}{año} \right)}{0.0254}$$

$$V_{corr} = \frac{0.23723 \left(\frac{mm}{año} \right)}{0.0254}$$

$$V_{corr} = 9.3396 mpy$$

3.10 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE EROSIÓN

Para el cálculo de la velocidad de erosión se utilizó la siguiente ecuación:

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \quad (\text{Ec.3.23})$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido (Lb/pies)

V_e = Velocidad Erosional (pies/s)

C = Constante: 100 para servicios continuos

125 para servicios intermitentes

Para el caso en estudio se utilizó la constante para servicios continuos

La densidad del fluido se calculó de la siguiente manera:

$$\rho_{mezcla} = \frac{\rho_{liq} * Q_l + \rho_v * Q_{gas}}{Q_l + Q_{gas}} \quad (\text{Ec.3.24})$$



Donde:

$\rho_{liq}; \rho_v$: Densidad del líquido y el vapor a condiciones de línea respectivamente (Lb/Pies³)

$Q_l; Q_{gas}$: Flujo de líquido y Flujo de gas a condiciones de línea (pie³/s)

Tomando la densidad del líquido y del gas en la tabla (A.2) apéndice (A) para la línea W-1:

$$\rho_{mezcla} = \frac{44,96 \cdot (0,0304) + 4,25 \cdot (3,1033)}{0,0304 + 3,1033} = 4,6429 \text{ Lb/pie}^3$$

De la misma forma se realizó con los demás flujos de cada línea valores reportados en el apéndice (B), tabla B.1.

Sustituyendo los valores de $C = 100$ y la densidad de la mezcla de línea en estudio W-1 en la ecu. 3.23, se tiene que:

$$V_e = 46,4094 \text{ Pies/s.}$$

De la misma forma se procedió con las demás líneas de flujo, reportándose los valores en el apéndice (B) tabla B.1.

3.11 SATURACIÓN DEL GAS

La saturación del gas se realizó aplicando una hoja de cálculo de Excel en la cual solo se indican los valores promedios de las presiones y temperaturas de cada línea, esta se realizó mediante la correlación de R. Bukacek, ver tabla (E.1) apéndice E. Solo se introducen los valores de presión y temperatura, y esta reporta el valor del contenido de agua de la corriente en Lbs. /MMPCND. Esta se ejecutó de acuerdo al siguiente procedimiento:



Se tomo de la tabla (D.1), apéndice (D), la temperatura y la presión (promedios) del gas en la línea W-1 para una T_{prom} : 103°F y una P_{prom} : 1082.7 psia; se ubicó en la tabla de Bukacek Tabla (D.2), y se obtuvieron los valores de dos constantes “A” y “B”, que se reportan en la Tabla (D.3)

Una vez que se obtuvieron los valores de las constantes, se realizó el cálculo mediante la siguiente ecuación.

$$W = \frac{A}{P(\text{psia})} + B \quad (\text{Ec.3.25})$$

Sustituyendo los valores en la Ec. 3.25, se tiene que:

$$W = \frac{50000}{1082.7 \text{ psia}} + 16.5$$

$$W = 66.1183 \text{ LbsH}_2\text{O/MMPCED}$$

Este valor que arroja la ecuación es en (Lbs/MMPCND) de agua que debe existir en el gas pero se convirtió a (Lbs/MMPCED) de agua por un factor de conversión.

3.12 CONTENIDO DE AGUA TOTAL EN EL GAS

Para obtener el contenido de agua total presente en el gas se aplicó:

- ✓ Ecuación de Bukacek
- ✓ Graficas de contenido de agua en el Dióxido de Carbono (CO_2) a las condiciones de operación, tomadas en la GPSA 20-6. Apéndice D, Figura D.2.



Tomando el contenido de agua en el gas para la entrada de Pprom: 1082,7 psia, se tiene que $W = 66,1183 \text{ LbsH}_2\text{O/MMPCED}$.

El contenido de agua obtenido por la correlación de Bukacek para el resto de las líneas de flujo se muestra en la Tabla (D.3) en el Apéndice D.

De la Figura (D.2) con los datos de temperatura y presión promedios de la Tabla D.1, se tiene:

Tprom: 103°F y una Pprom: 1082,7 psia, ubicando los valores de T y P en la Figura D.1 se tiene que el contenido de agua en el CO₂ es de:

$$\text{CO}_2: 156,5 \text{ LbH}_2\text{O/MMPCED}$$

Luego de determinar la cantidad de agua que puede retener el gas natural saturado a condiciones de presión y temperatura se procede a calcular el contenido de agua total en el gas:

$$\text{Contenido de agua total} = (W = 66.1183 + \text{CO}_2: 156,5)$$

$$\text{Contenido de agua total} = 222,6183 \text{ LbH}_2\text{O/MMPCED}$$

Convirtiendo este valor a Bls/día:

$$222.6183 \frac{\text{LbH}_2\text{O}}{\text{MMPCED}} * 22.1 \text{MMPCED} * \left(\frac{1 \text{pie}^3}{62.4 \text{Lb}} \right) * \left(\frac{1 \text{Bls}}{5.615 \text{pie}^3} \right) = 14,0671 \text{ Bls/día.}$$

Se repite el mismo procedimiento de cálculo para cada línea, tomando en cuenta el flujo de gas de cada una, reportándose en las tablas (D.4). Apéndice D.



3.13 VIDA ÚTIL DE LAS TUBERÍAS

Para calcular la vida útil se utilizaron las siguientes expresiones de acuerdo a la norma estandarizada ASME B31-8, se tiene que:

$$V_{util} = \text{Espesor(actual)} - V_{corr} |_{\text{año}} \quad (\text{Ec.3.26})$$

Donde:

Espesor(actual) = Espesor de la tubería Inicialmente (Pulg)

V_{corr} = Velocidad de Corrosión (Pulg)

Para determinar el espesor mínimo requerido por presión de diseño (t) se obtiene a partir de la ecuación de Barlow:

$$t_{Eminimo} = \frac{P_i D_e}{(2 \cdot Y_s + f_{cp})} \quad (\text{Ec.3.27})$$

Donde:

P_i : presión interna permisible por diseño (máxima presión de trabajo), 1200psi

Y_s : esfuerzo de influencia (valor tabulado 35000 psi.) NORMA ASME B31-8

f_{cp} : factor de capacidad permisible por presión interna.

D_e : diámetro exterior nominal del tubo, Pulg.

El factor f_{cp} se determina mediante la siguiente ecuación:

$$f_{cp} = f_{dis} \cdot f_{temp} \cdot f_{jl} \quad (\text{Ec.3.28})$$



Donde:

f_{dis} : factor de diseño por presión interna que depende del tipo de fluido gas o liquido y de la clasificación y localización del ducto, (ver tabla E.2).

f_{temp} : factor de diseño por temperatura, (ver tabla E.3).

f_{jl} : factor de junta longitudinal (ver tabla E.4).

$$f_{cp} = 0,72 * 1 * 1 = 0,72$$

De la ecuación 3.27 se sustituye los valores y se tiene:

$$t_{Eminimo} = \frac{1200psi * 6,625Inch}{(2 * 35000psi * 0,72)} = 0,1577$$

Este cálculo se realizó de la misma forma con las demás líneas, para obtener el espesor mínimo requerido por presión de diseño.

Según la ecuación 3.26, se estima la vida útil o espesor remanente sustituyendo los parámetros de la siguiente forma:

$$V_{util} = 0,28 \text{ pulg.} - 0,043 \text{ pulg.} | \text{años} = 0,2365 \text{ pulg.} \longrightarrow 1^\circ \text{ año}$$

$$V_{util} = 0,2365 \text{ pulg.} - 0,043 \text{ pulg.} | \text{años} = 0,193 \text{ pulg.} \longrightarrow 2^\circ \text{ año}$$

$$V_{util} = 0,193 \text{ pulg.} - 0,043 \text{ pulg.} | \text{años} = 0,1495 \text{ pulg.} \longrightarrow 3^\circ \text{ año}$$

Se detiene la iteración, debido a que el espesor remanente se aproxima al espesor mínimo requerido por diseño, por ello se estima que la Vida útil de esa línea es 3 años.



En el Apéndice E se muestran las graficas obtenidas para cada línea de flujo. Este cálculo se realiza de la misma forma con las demás líneas de flujo, para obtener la Vida Útil estimada de cada una de ellas, los resultados se muestran en la tabla E.5, apéndice E.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para desarrollar este capítulo se expresaron los resultados en base a la metodología planteada en el capítulo tres (3), mostrando en primer lugar, un reconocimiento del área en estudio, una revisión de las variables operacionales recopiladas del proceso en cada línea de flujo, un análisis de los resultados del tipo de corrosión predominante, luego se analizaron las corridas mediante las correlaciones empíricas utilizadas, seguidamente se expresaron los resultados de velocidades de corrosión arrojadas por el programa Predict 4.0, comparando dichos resultados con los obtenidos de las correlaciones, y por último se calculó la vida útil de las tuberías y cuando éstas pueden ser reemplazadas.

4.1 RECONOCIMIENTO DEL ÁREA EN ESTUDIO

Básicamente el estudio se orienta en el campo Quiriquire, el cual consta de catorce (14) pozos productores, dieciséis (16) líneas de flujo y dos (2) estaciones recaudadoras de llegadas del flujo (W-9mix) y (W-16mix), los cuales cuentan cada uno con ciertos parámetros y datos necesarios, que son de gran ayuda para la evaluación de simulaciones y desarrollo del proyecto. En la Figura 4.1 se puede observar un esquema de los pozos en estudio.

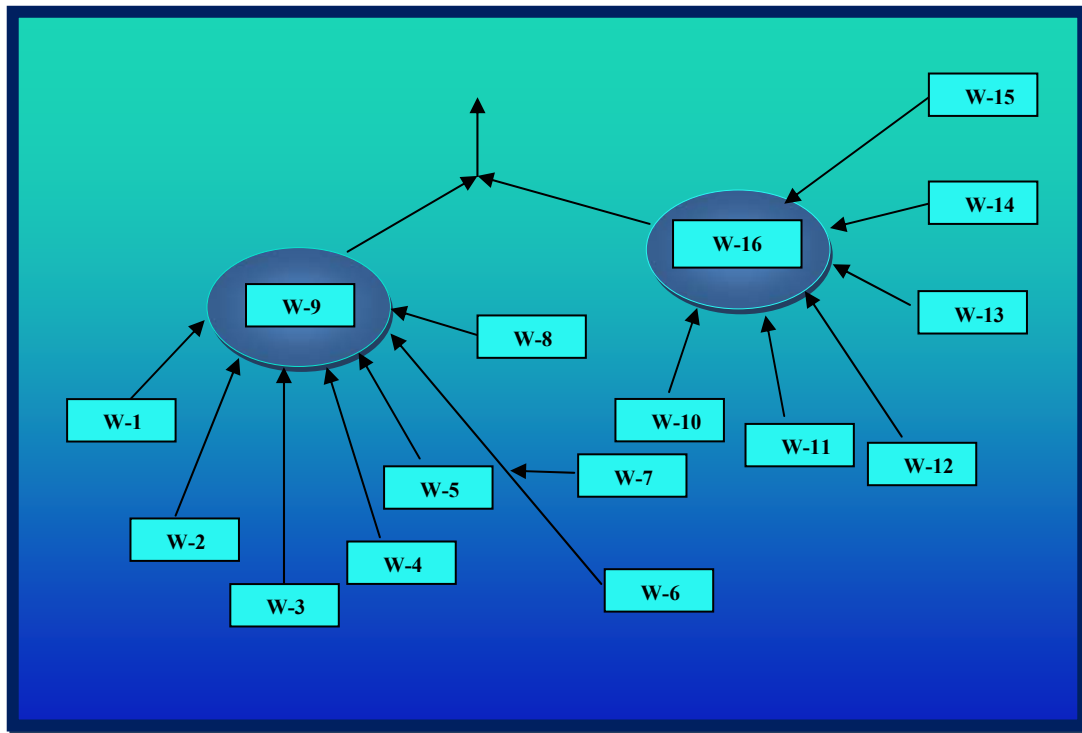


Figura 4.1 Esquemática de las Líneas de Flujo de los Pozos en Estudio.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA REVISIÓN DE LAS VARIABLES OPERACIONALES DE CADA LINEA DE FLUJO EN EL PROCESO.

Para describir los fluidos que son transportados por las líneas de recolección fue necesario obtener la recopilación de la información necesaria de las características del gas en el proceso, en el cual se observó la presencia de un gas contaminante el Dióxido de Carbono (CO_2), este gas es el principal causante de la corrosión, ya que al tener contacto con el agua originada de la condensación del proceso incrementa teóricamente el ataque corrosivo convirtiéndose en un agente muy agresivo. En la



tabla 4.1 se puede observar las concentraciones de Dióxido de carbono CO₂, y las presiones promedios manejadas en cada tramo de las líneas.

Tabla 4.1 Presiones de operación y contenido de CO₂ en cada línea de flujo

Líneas	P absoluta (Psia)	% CO ₂
W-1	1082,7	1,31
W-2	1090,7	1,32
W-3	1121,7	1,33
W-4	1168,7	1,35
W-5	1168,7	1,35
W-6	1081,7	1,34
W-7	1135,7	1,33
W-8	1139,7	1,35
W-9	1080,23	1,33
W-10	1168,7	1,34
W-11	1169,7	1,33
W-12	1203,7	1,34
W-13	1140,7	1,17
W-14	1155,7	1,35
W-15	1183,7	1,35
W-16	1106,6	1,34

Se puede observar que para el caso en estudio, la mayoría de las líneas presentan concentraciones de CO₂ similares, pero es importante tomar en cuenta que el comportamiento y efecto de este agente agresivo para la corrosión en las secciones de las tuberías, está regulado por las condiciones operacionales (temperatura, presión y flujo).



4.3 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE CORROSIÓN PREDOMINANTE.

Luego del análisis de las características del gas en el proceso, se muestra en la tabla 4.2 los resultados de las presiones parciales de CO_2 , en este caso es importante definir el mecanismo de corrosión predominante para así poder determinar el modelo de predicción. La relación entre las presiones parciales de CO_2 y H_2S , es la conocida “relación de Kane”, no fue aplicada debido a que no existe presencia en la cromatografía de H_2S , en las líneas de flujo en estudio, por lo que puede deducirse que el mecanismo de corrosión predominante es por CO_2 , luego de definido el mecanismo de corrosión predominante, para el caso de corrosión por CO_2 , la presión parcial permite establecer de manera cualitativa la ocurrencia y severidad del mecanismo de corrosión en sistemas cerrados donde existe la presencia de este compuesto.

De acuerdo a lo explicado en el capítulo dos, como regla general a la corrosión por CO_2 , el rango de corrosividad establecido por el Instituto Americano de Petróleo (API) para tuberías de acero al carbono, se observa que los valores de presión parcial de CO_2 de las líneas de los pozos en estudio, se encuentran dentro de una tendencia moderada al fenómeno de corrosión por CO_2 ; La experiencia de compañías petroleras y de organizaciones internacionales han establecido como límite de susceptibilidad a la corrosión por CO_2 una presión parcial mayor de 7 Psi (Norma NACE MR0175), y para presiones parciales de CO_2 , menores que 7 psi, el nivel de corrosividad es leve; y entre 7 y 30 psi moderada, dando lugar que para presiones parciales mayores de 30 psi la corrosión es severa. Observándose que en las líneas de flujo en estudio, poseen concentraciones de CO_2 similares, lo que significa que la mezcla de este gas no genera la disminución o incremento del porcentaje de gas de entrada y salida de las mismas. Pero es importante tomar en cuenta que el comportamiento y efecto de este



gas agresivo (CO_2) está regulado por las condiciones operacionales (temperatura, presión y flujo), características del metal y de los productos de corrosión formados, pudiendo ser esta la razón del incremento teórico del ataque corrosivo en la línea de flujo W-12, y en las secciones de tubería donde se origina la condensación de agua.

Tabla 4.2 Presiones parciales de CO_2 para cada línea de flujo de los pozos

Líneas de flujo	P absoluta (Psia)	% CO_2	Ppco2 (Psia)
W-1	1082,7	1,31	14,18337
W-2	1090,7	1,32	14,39724
W-3	1121,7	1,33	14,91861
W-4	1168,7	1,35	15,77745
W-5	1168,7	1,35	15,77745
W-6	1081,7	1,34	14,49478
W-7	1135,7	1,33	15,10481
W-8	1139,7	1,35	15,38595
W-9	1080,23	1,33	14,367059
W-10	1168,7	1,34	15,66058
W-11	1169,7	1,33	15,55701
W-12	1203,7	1,34	16,12958
W-13	1140,7	1,17	13,34619
W-14	1155,7	1,35	15,60195
W-15	1183,7	1,35	15,97995
W-16	1106,6	1,34	14,82844

En la figura 4.2 se puede observar que las presiones parciales del dióxido de carbono en las líneas de flujo se encuentran en el rango de corrosión moderada establecido por la (Norma NACE MR0175) y API descrito anteriormente.

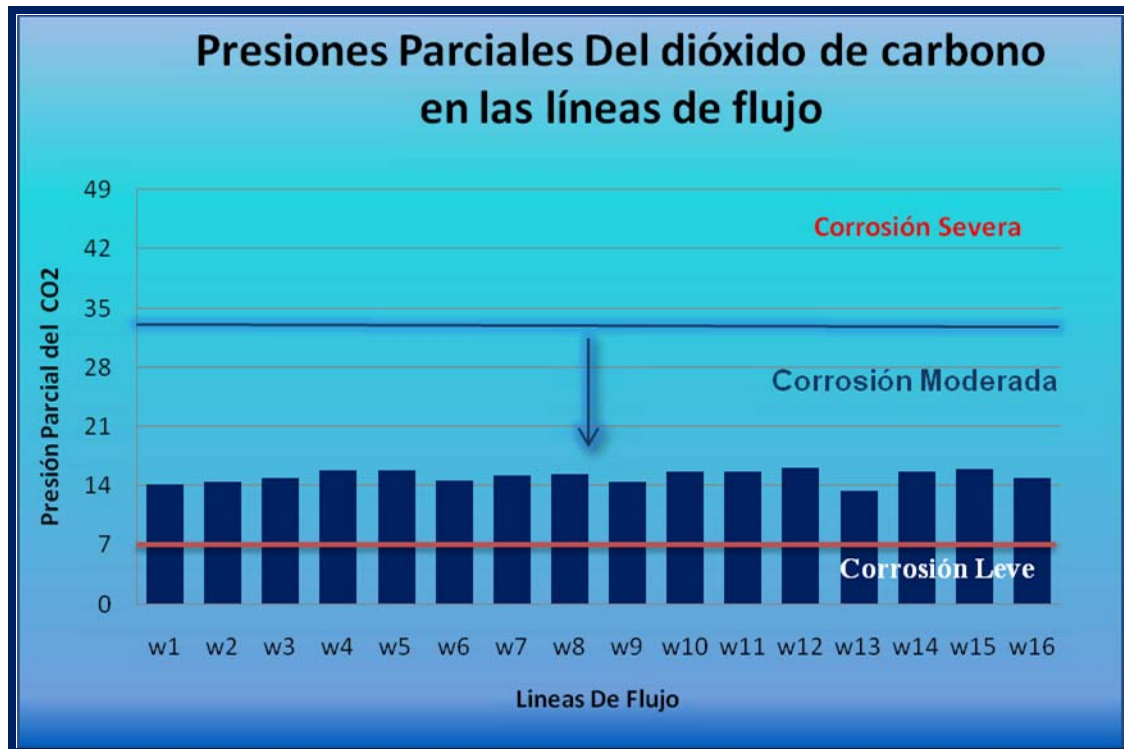


Figura 4.2 Presiones Parciales del CO₂ en las Líneas de Flujo, según los Rangos establecidos por la API.

4.4 APLICACIÓN DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS UTILIZADAS.

Se obtuvo la velocidad de corrosión por CO₂ en cada tramo de las líneas, mediante el modelo matemático De Waard & Lotz y la Correlación de Waard & Milliams, ambas correlaciones mostraron similitud en sus resultados (ver tablas en el apéndice B), se logró observar que los valores de velocidad de corrosión se encuentran por encima de los valores permisibles (5 mpy), establecido como



parámetro para el control de corrosión por la sección de control de corrosión interna/ Ingeniería de mantenimiento y según la norma ASME B 31-8. Por encima de este valor se consideran que los daños por corrosión y pérdidas de metal serán severos, por lo que es necesario calcular la vida útil de cada línea para poder recomendar cambiarlas y no esperar que la gravedad aumente. Se aprecia también que los valores más altos de velocidad de corrosión se encuentran en las líneas W-11 Y W-12, esto se debe a que esta zona presenta mayor velocidad superficial de líquido, según De Waard y Milliams la velocidad de corrosión se ve afectada por la transferencia de masa del CO_2 disuelto desde el seno del líquido hasta la superficie del metal, por lo que al aumentar la velocidad superficial del líquido, la transferencia de masa aumenta, y con ella la velocidad de corrosión.

4.4.1 Velocidad de erosión

En las graficas de velocidades (ver Figura B.2 Apéndice B) se comparan las velocidades del líquido y del gas con las velocidades erosivas del fluido donde se observan que se encuentran por debajo del valor crítico para erosión en todos los tramos de las líneas de flujo. Por lo que se puede deducir que para este proyecto el fenómeno erosión/corrosión es de poca importancia y no se debe considerar el efecto del fluido para la remoción de los productos de corrosión formados, en las graficas de las figuras (B2) apéndice (B) se observa que el líquido adquiere velocidades bajas en relación con la alcanzada en la fase gaseosa, correspondientes a las líneas de cada pozo.

4.5 APLICACIÓN DEL SOFTWARE PREDICT 4.0

Utilizando la información descrita en el capítulo tres, en la evaluación metodológica del mismo, y considerando todos los parámetros requeridos por el



software, se determinaron las velocidades de corrosión en cada línea de los pozos en estudio utilizando el modelo predictivo PREDICT4.0.

En la tabla 4.3 se muestran las condiciones de operación de cada línea de flujo.

Tabla 4.3 Condiciones de Operación de cada Línea de Flujo.

Líneas de Flujos	Presión	Temperatura	% CO ₂	Q _{gas}	Agua	Q _{crudo}	Longitud [m]
	[Psia]	[°F]		[MMScfd]	bls/día	[B _o /D]	
W-1	1082,7	103	1,31	22,1	14,0670845	467,7	802
W-2	1090,7	104	1,32	29,1	19,081211	494,7	1222
W-3	1121,7	98	1,33	13,4	8,47538783	249,9	2221
W-4	1168,7	100,9	1,35	26	17,2812448	398	2093
W-5	1168,7	101	1,35	17,5	11,6081516	267,4	2
W-6	1081,7	95	1,34	21,9	13,4470218	464,9	2423
W-7	1135,7	101	1,33	15,5	10,0997176	282,2	1819
W-8	1139,7	92	1,35	24,8	14,7916852	423,8	1842
W-9	1080,23	97,4	1,33	170,14	109,506552	3105,6	92
W-10	1168,7	94	1,34	11,8	7,22271971	193,2	344
W-11	1169,7	94	1,33	18,1	11,1430056	342,5	2416
W-12	1203,7	105	1,34	38,9	26,4511081	678,7	1947
W-13	1140,7	88	1,17	2,6	1,44086	160,1	1500
W-14	1155,7	97	1,35	20,5	12,8702211	350,7	1338
W-15	1183,7	95	1,35	26,3	16,3200394	420,3	2904
W-16	1106,6	93	1,34	118	71,5856532	2256,7	4594

Luego de evaluar los parámetros introducidos al software, en el Apéndice (C) se muestran los resultados y las figuras de las velocidades de corrosión obtenidos con respecto a la temperatura, presión y longitud de cada línea, en donde se puede observar que los resultados obtenidos por el PREDICT 4.0, reflejan que la velocidad de corrosión es constante a lo largo de las distancias recorridas en todos los tramos de las líneas de flujo, debido a que se está trabajando con presiones y temperaturas promedios entre la entrada y salida del mismo, es decir que muchos factores como los cambios en la temperatura y la presión ocurren a lo largo de la trayectoria perturbando muchos parámetros, incluyendo el comportamiento de la fase del agua



que alternadamente afecta las tasas de corrosión de ciertos puntos debido a la condensación del agua.

De los resultados arrojados por el PREDICT 4.0, se aprecia que en los tramos de las líneas de flujo donde refleja mayor velocidad de corrosión es en el W-12, seguido de las líneas W-4 y W-5, este caso puede presentarse debido a que en los tramos presentan flujo bifásico con velocidades de líquido, observándose que a medida que la presión del sistema aumenta, incrementa la velocidad de corrosión, encontrándose que donde existe mayor valor de la presión total del sistema es en el caso de la línea W-12 con una presión de 1200 psi y arrojando como resultado las predicciones realizadas por el simulador PREDICT4.0, el incremento de la velocidad de corrosión de la línea, mostrando que los niveles de corrosión varían desde moderadas a severas.

En la figura 4.3, se muestran las velocidades de corrosión obtenidas por el software PREDICT 4.0 de cada línea de flujo en los tramos evaluados, considerando el más crítico la línea W-12, y se observa que la mayoría de los valores se encuentran por encima del límite máximo permisible (5 mpy), establecido para el control y monitoreo de corrosión por el grupo de control de Corrosión/Ingeniería de mantenimiento y según la norma B-31-8, ya que por encima de este valor se considera que los daños por corrosión y pérdidas de metal serán severos.

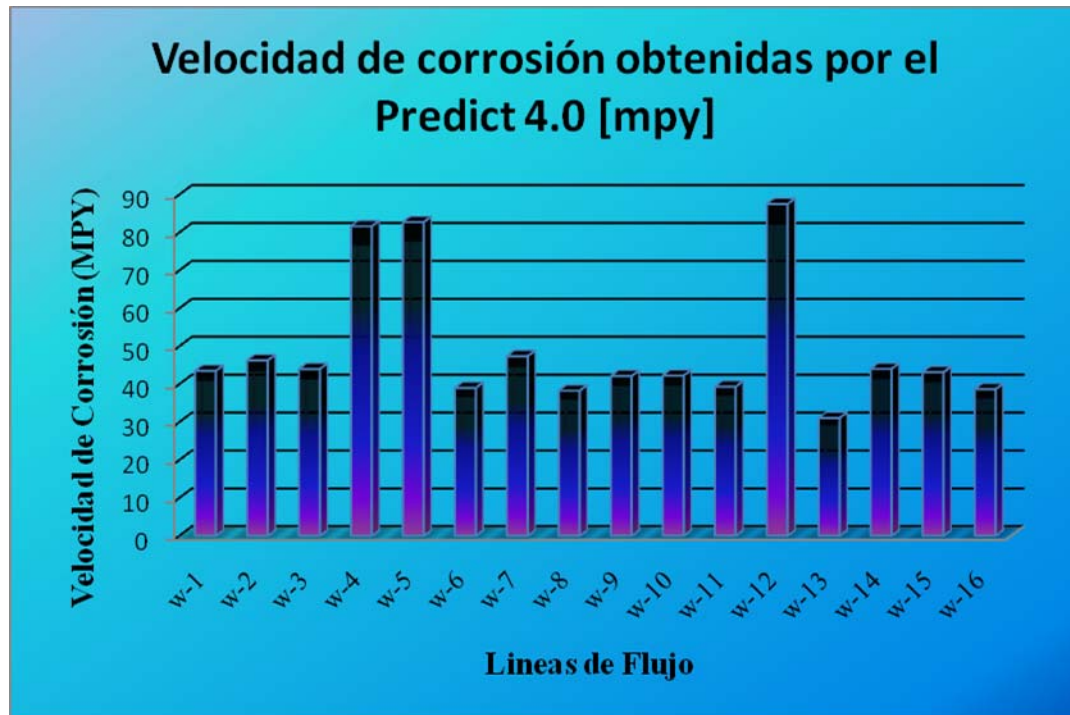


Figura 4.3 Velocidades de Corrosión Reportadas por el Programa PREDICT 4.0 para cada Línea de Flujo en estudio.

Debido a la escasa información que se obtuvo de las líneas de flujo en estudio, es un buen indicio considerar confiables los resultados arrojados por el programa *Predict 4.0*, debido a que este considera la presencia de hierro total, iones cloruros, bicarbonatos y la relación Hidrocarburo/Agua, tomándose en cuenta que los resultados obtenidos por este paquete de simulación son más acordes a la realidad de estos sistemas de tuberías.



4.6 ANÁLISIS COMPARATIVOS DE LOS CÁLCULOS DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN A PARTIR DE LAS CORRELACIONES EMPÍRICAS UTILIZADAS Y EL SOFTWARE PREDICT 4.0

Utilizando la información descrita en el capítulo tres, se determinaron las velocidades de corrosión usando los modelos matemáticos, como lo son De Waard & Lotz, De Waard & Milliams y el software predictivo Predict 4.0. Aún cuando los modelos matemáticos han sido utilizados para obtener aproximaciones a la realidad que enfrentan los sistemas de tuberías en las líneas recolectoras, su utilización para la determinación de la velocidad de corrosión de las líneas de flujos estudiadas arrojaron resultados similares entre sí, pero en algunos casos muy lejanos a los simulados, debido a que estos modelos de cálculo omiten muchos factores de los cuales son de gran importancia para tal fin, tales como el pH, la cantidad de especies iónicas, la cantidad de agua, entre otros parámetros que se presentan en el sistema. En la tabla 4.4 se muestran los resultados de forma comparativa de las velocidades de corrosión reportados por ambos modelos matemáticos.

Tabla 4.4 Cuadro Comparativo de las Velocidades de Corrosión.

Pozos	Velocidad de Corrosión por Correlación De Waard & Milliams [mpy]	Velocidad de Corrosión por Correlación de C. de Waard & U. Lotz [mpy]	Velocidad de Corrosión por Software Predict 4.0 [mpy]
W-1	9,464107087	10,94908062	43,5
W-2	10,04554537	11,30585879	46,25
W-3	6,04247947	10,14715059	43,97
W-4	9,255870928	11,21688058	81,63
W-5	6,744906316	11,2414838	82,72
W-6	9,617324977	9,339316442	38,99
W-7	6,74096016	10,92129304	47,38
W-8	9,480241493	9,06146328	38,27
W-9	8,543146612	9,786142285	42,11
W-10	5,165477318	9,567897179	42,24
W-11	20,26534849	9,517313949	39,32
W-12	14,46150233	12,41135523	87,51
W-13	4,15547897	7,40549381	31,06
W-14	8,274227287	10,22265219	44,03
W-15	9,783690175	9,916814103	43,13
W-16	6,83687949	9,080111537	38,64



La diferencia entre un modelo y otro para una misma condición de operación varía substancialmente haciendo difícil establecer un valor específico puntual a lo largo de un tramo, es importante señalar que se tomaron los mismos valores y parámetros para alimentar ambos casos tanto a las correlaciones teóricas como al simulador Predict 4.0, considerándose los resultados obtenidos de velocidad de corrosión de este último, los más cercanos a la realidad, pero teniendo en cuenta que no son 100% reales. Se consideran los valores arrojados por el simulador Predict 4.0, los más acertados, debido a que el simulador involucra parámetros de producción que son de gran importancia para el análisis de velocidad de corrosión como la producción de agua libre, la relación Gas/Líquido, Hidrocarburo/Agua, entre otros parámetros.

Se puede apreciar que existe desviación de los valores obtenidos a partir de las correlaciones teóricas con respecto a los obtenidos a partir del paquete de simulación PREDICT 4.0, aun cuando ambas correlaciones arrojaron valores muy próximos entre sí, se debe señalar que los modelos desarrollados por De Waard & Lotz y De Waard & Milliams se aleja de los resultados obtenidos de la simulación, la diferencia existente esta en un orden de más de 70% a los valores obtenidos de la simulación. Estos resultados se reflejan en la Figura 4.4, donde se puede apreciar que las correlaciones arrojaron valores muy similares entre si, pero la de De Waard & Milliams se aproximó un poco más a los valores obtenidos por el simulador; Esto complica la interpretación de este parámetro; sin embargo , a lo largo de la discusión se han evaluado los factores que afectan la velocidad de corrosión, encontrándose que los puntos más susceptibles a daños por corrosión son aquellos donde se conjuguen las siguientes variables simultáneamente: Flujo estratificado, acumulación de líquidos, presiones parciales de los gases corrosivos por encima de los valores críticos y temperaturas de operación inferior al punto de rocío.



Debido a que los datos no se comparan en su totalidad y no se presenta uniformidad de los resultados obtenidos por los modelos de predicción de velocidad de corrosión, no se deben descartar la aplicación del programa predictivo como herramienta de monitoreo y control de corrosión ya que se debe recordar que los valores reportados por los programas a pesar de ser alimentados por valores reales son para un sistema ideal, es decir, se deben considerar que el valor real se ve influenciado por paradas de las máquinas, fallas en la inyección de química, cambios en la características del gas, etc. Tomándose en cuenta que estas fallas pueden afectar las condiciones de operación y en nuestro caso contándose con tan solo las que fueron utilizadas en el programa, de tal manera que es necesario implementar estudios de campo donde se aplique la instalación de cupones de corrosión o probetas de resistencia eléctrica, con el fin de evitar estas interrogantes, realizando el monitoreo de los parámetros que alimentaran al programa para así evitar variaciones y asegurar que los resultados serán los más reales.

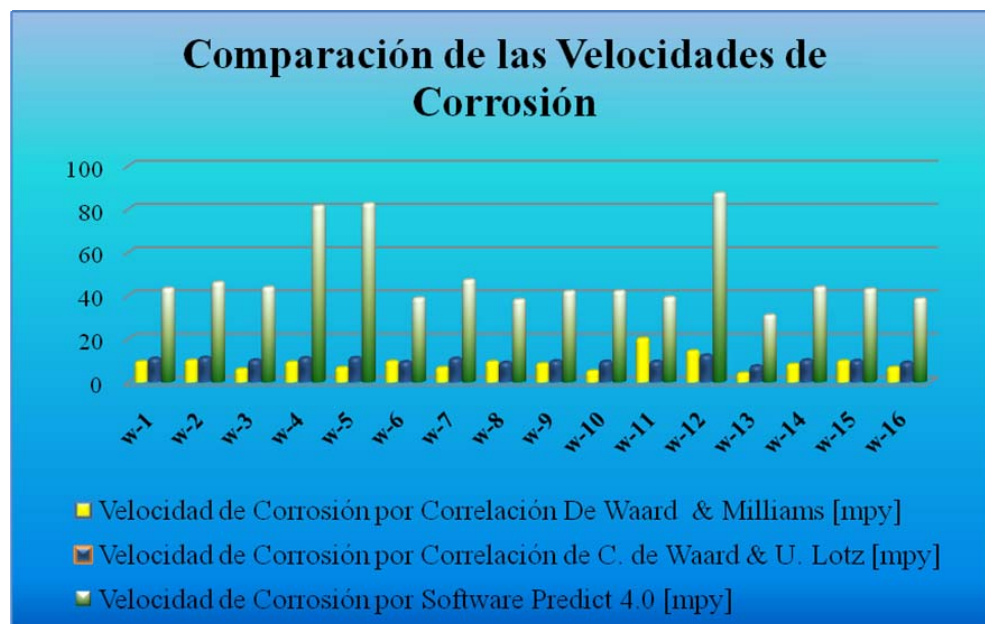


Figura 4.4 Cuadro Comparativo de las Velocidades de Corrosión por las Correlaciones Empíricas y el Simulador PREDICT 4.0.



4.7 ANÁLISIS DEL RESULTADO DE LA VIDA ÚTIL DE LAS TUBERÍAS

La vida útil a remanente de una tubería es el número de años representativos de la duración económica probable del equipo; La velocidad a la cual la corrosión procede no es más que la pérdida de peso o penetración por unidad de tiempo, esta depende en gran parte de las características del material como de las condiciones del medio en el que se encuentra, estas pérdidas directas desde el punto de vista económico son las que afectan de manera inmediata cuando se produce el ataque. Estas se pueden clasificar en varios tipos también, de las cuales las más importantes son el Coste de las Reparaciones y las Sustituciones de las tuberías. En la tabla 4.5 se muestra la duración estimada de cada línea de flujo y el año cuando estas deben ser reemplazadas para evitar los fallos debidos a los ataques de corrosión y las principales son la Detención de la Producción debida a las Fallas y las Responsabilidades por Posibles Accidentes.

Luego de calcular la vida útil de las líneas utilizando las velocidades de corrosión arrojadas por el simulador PREDICT 4.0 y por las correlaciones se observó que los resultados obtenidos por las correlaciones fueron mas cercanos al comportamiento en campo, ya que según los antecedentes dichas líneas poseen más de 10 años de operación, estos valores se ven reflejados en la tabla 4.5. En el apéndice (E) se muestran las figuras para cada Línea de Flujo con los métodos mencionados anteriormente, reflejando como disminuye el espesor inicial de la tubería con respecto a el tiempo (años), que no es mas que la velocidad de corrosión, es decir, la perdida de espesor por años, y cuando el espesor remanente alcance el espesor mínimo requerido para cada tubería, en ese tiempo las líneas deben ser reemplazadas.

**Tabla 4.5** Vida Útil estimada de cada Línea de Flujo.

Líneas de Flujos	Vida útil de las líneas por De Waard & Milliams(años)	Vida útil de las líneas por De Waard & U. Lotz(años)	Vida útil de las líneas por simulador PREDICT 4.0(años)
W-1	13	11	3
W-2	12	10	2,5
W-3	21	12	2,8
W-4	14	11	1,5
W-5	18	11	1,5
W-6	13	13	3
W-7	18	11	2,5
W-8	13	13	3
W-9	6	5	1,3
W-10	34	19	4
W-11	10	13	3
W-12	8	9	1,4
W-13	65	37	8
W-14	15	12	2,7
W-15	13	13	2,7
W-16	8	7	1,3

Al comparar los valores mostrados en la tabla 4.5 se puede observar que la línea de flujo **W-13** presentó para los tres métodos un menor deterioro por corrosión con el paso del tiempo, debido a que posee un mayor espesor inicial de pared de tubería y menor velocidad de corrosión en comparación con las demás líneas de flujo, razón por la cual es la que representa una vida útil más prolongada.

CONCLUSIONES

1. El mecanismo de corrosión predominante en las líneas de flujo de los pozos del Campo Quiriquire, es una corrosión dulce por el Dióxido de Carbono (CO_2), y en todas las líneas de flujo en estudio, la corrosión fue moderada.
2. La velocidad de corrosión reportadas por el simulador Predict 4.0 y las correlaciones empíricas se incrementa, a medida que la presión aumenta a la cual operan estas líneas de flujo.
3. En todas las líneas de flujo se observó que las velocidades de corrosión obtenidas tanto por el software Predict 4.0 como por las correlaciones empíricas, están por encima de los valores permisibles.
4. Las velocidades superficiales de líquido se encuentran todas por debajo del límite permisible (33 pies/s), lo que significa que su efecto en la velocidad de corrosión se considera despreciable.
5. En las evaluaciones hechas utilizando el simulador Predict 4.0 se determinó, que en la mayoría las líneas de flujo de los pozos (W-1, W-2, W-4, W-6, W-8, W-9, W-11, W-12, W-14, W-15) el régimen de flujo predominante es el flujo ondulante, mientras que en el resto de dichas líneas (W-3, W-5, W-7, W-10, W-13, W-16) presentó un patrón de flujo estratificado.



6. Las velocidades superficiales de líquido y gas se encuentran todas por debajo de la velocidad crítica para la ocurrencia de corrosión/erosión.
7. La línea de flujo del pozo **W-12** presenta mayor tasa de corrosión, en la cual los valores obtenidos con la simulación y las correlaciones teóricas, son elevados y se encuentran en un rango de corrosión severa.
8. Mientras la velocidad de corrosión es más baja en las líneas de flujo, la vida útil de las mismas se extiende.
9. Los resultados obtenidos por las correlaciones empíricas en cuanto a la vida útil de las líneas se ajustan más al comportamiento en campo, que los obtenidos por el simulador PREDICT 4.0.

RECOMENDACIONES

- 1.** Es necesario medir en campo la velocidad de corrosión ya sea mediante la colocación de probetas de resistencia eléctrica como por cupones de pérdida de peso para poder comparar las velocidades de corrosión reales con los modelos predictivos y de esta manera poder planificar los cambios de líneas de flujo.
- 2.** Es aconsejable realizar los cambios de líneas de flujo en el tiempo de vida útil estimado, para evitar daños y pérdidas mayores en cuanto a nivel económico y operacional respecta.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] www.imagenes.google.co.ve/images/corrosión (2009).
- [2] es.wikipedia.org/wiki/corrosión. High Temperature Corrosion in metallic superficies. P. Kofstad, ed. Elsevier, 1988.
- [3] Giral, D. y López J., “**Evaluación del fenómeno de corrosión presente en las líneas de recolección del centro operacional UDO-1, mediante el software Predict 4.0 y correlaciones empíricas**”. Trabajo de Grado, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Ingeniería Química, U.D.O., Puerto La Cruz (2007).
- [4] PDVSA N° MDP-02-FF-05., “**Manual de Diseño de Proceso**”. Flujo de Fluidos. Flujo Bifásico Líquido-Vapor. (1996).
- [5] Fontana, M. “**Corrosion Engineering**”. 3th Edición. Mc Graw Hill
- [6] Pino A. M. C. “**Evaluación de velocidades de corrosión por CO₂ a condiciones operacionales mediante modelos matemáticos en la planta compresora Amana-PDSVA Distrito Punta de Mata**” Trabajo de Grado,



Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, Departamento de Ingeniería Química, U.D.O., Barcelona (2003).

- [7] **API Standard R.P-14E**, API Recommended practice for desing and installation of offshore production platform piping systems, *American Petroleum Institute*, Washington D.C.
- [8] ***Form of Corrosion***. Reference: Callister, William D, *Materials Science and Engineering* 3er Ed. Wiley, New York (1985). InterCorr.com website. NASA website. The Chemical Engineer's Resource Page. www.cheresources.com. (2008).
- [9] www.tkfortinox.com (1986)
- [10] Perry, H. R.; **“Manual del Ingeniero Químico”**. Tomo VI. Editorial Mc Graw Hill. Sexta Edición.
- [11] ***Mecánica de Fluidos. Capítulo 10. Turbomaquinaria. Documento pdf.***
- [12] Wiston Revie R., Uhlig H. H. **“Corrosion and Corrosion Control” an introduction to corrosión science and engineering** 4th Edition. Wiley. Ottawa, Canadá (2007).
- [13] **Lister, D. H. *Corrosion for Engineers* Chapter 10. Erosion Corrosion University of New Brunswick, Canadá. Documento pdf.**



- [14] *Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Nota Técnica N°20 Versión 2*
www.oilproduction.net
- [15] *Fundamentos Básicos sobre corrosión. Capítulo 1. Documento pdf.*
- [16] *Boris Cisneros H, Consultor* www.mch.cl.com
- [17] **Reporte Técnico Cimcool.** Milacrom Mexicana Sales, S.A de C.V. División Cimcool. Querétaro, Qro. México. *Selección de un inhibidor de corrosión.* Milacrom Marketing Co. www.cimcool.ca.
- [18] **Portal de Mantenimiento Integral: Empresas y Servicios. Protección Anti Corrosión Catódica** www.solomantenimiento.com/m_p_catódica.htm.
- [19] *Champion Erosion-Corrosion Inhibition NACE* fort Mac 10 06.
Documento pdf.
- [20] **Ingeniería de Producción CIED Venezuela (1995).**
- [21] **Dillon, C.P, “Corrosion control in the chemical process industries”** . MTI N° 45, NACE (1994).
- [22] **Metals Handbook. Volume 13. “Corrosion”**. 9th Edition. ASM International. (1989).



- [23] Shreir, L.L, Jarmar R.A & Burstein G.T, "Corrosion". 3th Edition. Butterworth & Heinemann.
- [24] "GPSA Engineering Data Book". 11th Edition (Electronic). FPS Volumes I & II. Ver. 2000.

APÉNDICE A

Condiciones Operacionales Promedios de la Mezcla y Topografías de las Líneas de Flujos

**Tabla A.1.** Condiciones de Operación de cada pozo de las líneas de Flujo.

Pozo	Fase	Presión promedio [psig]	Temperatura Promedio [°F]
W-1	Mezcla	1068	103
W-2	Mezcla	1076	104
W-3	Mezcla	1107	98
W-4	Mezcla	1154	100,9
W-5	Mezcla	1154	101
W-6	Mezcla	1067	95
W-7	Mezcla	1121	101
W-8	Mezcla	1125	92
W-9	Mezcla	1065,5	97,4
W-10	Mezcla	1154	94
W-11	Mezcla	1155	94
W-12	Mezcla	1189	105
W-13	Mezcla	1126	88
W-14	Mezcla	1141	97
W-15	Mezcla	1169	95
W-16	Mezcla	1091,9	93

Tabla A.2. Condiciones en el flujo de Gas y en el flujo de Hidrocarburos para cada pozo.

Pozo	ρ_{gas} [lb/ft ³]	ρ_{crudo} [lb/ft ³]	Q_{gas} [MMScfd]	Q_{crudo} [B _v /D]	μ_{gas} [cP]	μ_{crudo} [cP]
W-1	4,25	44,96	22,1	467,7	0,014	0,459
W-2	4,21	45,62	29,1	494,7	0,014	0,335
W-3	4,37	44,98	13,4	249,9	0,014	0,322
W-4	4,41	47,09	26	398	0,0141	0,382
W-5	4,41	47,1	17,5	267,4	0,0141	0,382
W-6	4,12	46,56	21,9	464,9	0,0138	0,376
W-7	4,4	45,1	15,5	282,2	0,0141	0,323
W-8	4,4	46,4	24,8	423,8	0,014	0,366
W-9	4,15	45,978	170,14	3105,6	0,014	0,371
W-10	4,536	46,49	11,8	193,2	0,0141	0,3672
W-11	4,46	46,39	18,1	342,5	0,0141	0,412
W-12	4,61	45,78	38,9	678,7	0,0144	0,354
W-13	4,46	52,06	2,6	160,1	0,0139	5,104
W-14	4,44	46,33	20,5	350,7	0,0141	0,36
W-15	4,55	46,83	26,3	420,3	0,0141	0,377
W-16	4,37	46,5	118	2256,7	0,014	0,484

**Tabla A.3.** Topografía del pozo W- 1.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	44
344,97	47,98
392,95	48,69
526,6	48,13
551,69	46,92
651,69	48,85
746,85	50,46
801,72	46,85

Tabla A.4. Topografía del pozo W- 2.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	83,42
139,99	83,6
300	83,08
340	81,48
420	79,64
500	77,79
520	74,55
559,92	73,29
659,98	59,33
679,98	58,17
739,99	50,31
759,99	50,38
799,98	53,42
840	52,71
939,97	43,51
1119,99	44,2

**Tabla A.5.** Topografía del pozo W- 3

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	83,53
40	84,87
120	96,58
280	105,36
400	103,12
480	92,7
620	91,14
700	93,73
740	92,98
780	89,41
820	89,49
940	94,03
1020	90,95
1140	93,02
1260	104,28
1280	93,65
1340	97,58
1580	81,01
1660	83,84
1840	71,94
1920	60,1
2020	49,04
2080	53,33
2212	43,11

**Tabla A.6.** Topografía del pozo W- 4.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	81,37
50	82,27
90	87,7
160	79,91
190	79,23
260	73,51
300	77,7
380	75,47
400	75,86
440	72,92
480	76,16
590	58,18
740	47,21
790	45,48
920	45,7
1030	60,49
1230	40,75
1580	46,1
1690	46,99
1780	43,4
1950	44,97
2080	48,19
2087	48,12

**Tabla A.7.** Topografía del pozo W- 5.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	49,28
2	49,28

**Tabla A.8.** Topografía del pozo W- 6.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	57,25
107,5	59,39
141,47	59,45
178,78	57,18
245,03	55,45
316,56	58,89
320	57,71
348,71	55,63
381,08	55,99
456,08	65,37
496,45	66,79
695,95	90,17
752,75	85,8
800	83,38
859,42	83,62
943,65	79,8
1040	82,11
1080	82,04
1100	83,24
1160	79,22
1320	70,96
1370	63,38
1420	64,97
1520	51,63
1575	48,45
1657	47,84
1740	48,81
1914	53,82
1960	51,3
2000	55,28
2040	49,42
2120	51,95
2210	46,96
2256	47,9
2360	46,02
2380	46,77
2417	46,73

**Tabla A.9.** Topografía del pozo W- 7.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	56,32
100	65,8
241	76,49
475	81,68
569	80,6
678	76,67
772	70,73
879	69,53
973	65,46
1036	57,4
1137	44,8
1267	47,98
1315	48,69
1448	48,13
1474	46,92
1574	48,85
1669	50,46
1724	46,85
1816	44,2

**Tabla A.10.** Topografía del pozo W- 8.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	56,27
100	56,53
200	66,41
300	76,49
400	82,65
500	81,68
600	80,6
700	76,67
800	70,73
900	69,53
1000	65,46
1100	57,4
1200	44,88
1300	47,98
1400	48,13
1500	48,85
1600	50,46
1700	42,25
1832	0

**Tabla A.11.** Topografía del pozo W- 9.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	56,27
100	56,53
200	66,41
300	76,49
400	82,65
500	81,68
600	80,6
700	76,67
800	70,73
900	69,53
1000	65,46
1100	57,4
1200	44,88
1300	47,98
1400	48,13
1500	48,85
1600	50,46
1700	42,25
1832	0

**Tabla A.12.** Topografía del pozo W- 10.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	49,43
40	49,99
60	49,43
80	49,07
90	47,16
140	47,33
180	46,74
200	45,96
240	45,38
280	46,55
300	46,73
340	48
400	48,86
420	48,11
440	48,21
460	48,22
500	46,4
540	43,48
580	44,9
620	44,38
660	44,28
720	43,98
740	43,64
760	43,56
780	45,1
896,62	44,2

**Tabla A.13.** Topografía del pozo W- 11.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	89
350	89

**Tabla A.14.** Topografía del pozo W- 12.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	52
1100	58,29
1180	67,34
1300	30,51
1460	62,25
1540	66,21
1600	62,12
1680	63,64
1740	67,87
1940	67,35
1960	66,35
2000	68,04
2140	64,45
2260	53,28
2320	53,6
2340	55,72
2480	30,83
2520	37,96
2540	29,23
2640	32,07
2700	41,62
2760	40,45
2820	45,57
2887,9	45,82

**Tabla A.15.** Topografía del pozo W- 13.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	34,03
13	85,67
133,99	56,24
250,95	56,16
330,9	57,77
490,82	60,68
634,76	61,25
805,22	73,78
892,19	71,42
1007,11	69,74
1037,97	68,89
1191,71	63,9
1239,25	60,72
1468	53,96
1492,6	51,52
1750	37,29
1774,74	41,18
1834,7	41,69
1901,4	47,33

**Tabla A.16.** Topografía del pozo W- 14.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	36
1500	45,93

Tabla A.17. Topografía del pozo W- 15.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	59,16
70	61,25
240,46	73,78
327,4	71,42
442,3	69,74
473,2	68,89
626,9	63,9
674,49	60,72
903,28	53,96
927,9	51,52
1185,38	37,29
1209,98	41,18
1269,9	41,69
1336,6	47,33

**Tabla A.18.** Topografía del pozo W- 16.

Prog. Inicial [m]	Cambio dir. [m]
0	52
1100	58,29
1180	67,34
1300	30,51
1460	62,25
1540	66,21
1600	62,12
1680	63,64
1740	67,87
1940	67,35
1960	66,35
2000	68,04
2140	64,45
2260	53,28
2320	53,6
2340	55,72
2480	30,83
2520	37,96
2540	29,23
2640	32,07
2700	41,62
2760	40,45
2820	45,57
2887,9	45,82

APÉNDICE B

Resultados y Graficas de las Velocidades de Corrosión Mediante Correlaciones Empíricas

**Correlaciones del modelo cuantitativo de C. De Waard U. Lotz****Tabla B.1** Valores Obtenidos para las líneas de Flujo.

Pozos	Presión (Psia)	Temperatura °K	%CO ₂	PpCO ₂ (Psia)	V Superf. Del liq (Ft/s)	V Superf. Del gas (Ft/s)	V mezcla (Ft/s)	V Erosional (Ft/s)	Vcorr. (mpy)
W-1	1082,7	312,59444	1,31	14,18337	0,1515006	15,468247	15,619748	46,409445	10,9490806
W-2	1090,7	313,15	1,32	14,39724	0,1602466	20,335463	20,49571	46,980005	11,3058588
W-3	1121,7	309,81667	1,33	14,91861	0,0809493	8,9023921	8,9833415	45,941599	10,1471506
W-4	1168,7	311,42778	1,35	15,77745	0,1289229	16,838887	16,96781	45,949598	11,2168806
W-5	1168,7	311,48333	1,35	15,77745	0,086618	11,337258	11,423876	45,957337	11,2414838
W-6	1081,7	308,15	1,34	14,49478	0,1505936	15,216262	15,366856	46,979138	9,33931644
W-7	1135,7	311,48333	1,33	15,10481	0,0914122	10,274636	10,366049	45,830631	10,921293
W-8	1139,7	306,48333	1,35	15,38595	0,1372802	16,08228	16,219561	45,856691	9,06146328
W-9	1080,23	309,48333	1,33	14,367059	0,1644643	19,389482	19,553947	47,146571	9,78614229
W-10	1168,7	307,59444	1,34	15,66058	0,0625827	7,4281189	7,4907016	45,237692	9,56789718
W-11	1169,7	307,59444	1,33	15,55701	0,3107369	32,289774	32,60051	45,376372	9,51731395
W-12	1203,7	313,70556	1,34	16,12958	0,2198492	24,493841	24,71369	44,827989	12,4113552
W-13	1140,7	304,26111	1,17	13,34619	0,0574783	1,8303087	1,887787	41,143693	7,40549381
W-14	1155,7	309,26111	1,35	15,60195	0,1136012	13,268372	13,381973	45,645566	10,2226522
W-15	1183,7	308,15	1,35	15,97995	0,1361465	16,464943	16,601089	45,176704	9,9168141
W-16	1106,6	307,11111	1,34	14,82844	0,1195088	12,963566	13,083075	45,859783	9,08011154

**Correlaciones De Waard & Milliams****Tabla B.2** Valores obtenidos para las líneas de flujos.

Pozos	Presión (Psia)	T°K	%CO ₂	PpCO ₂ (Psia)	V Superf. Del liq (Ft/s)	Vcorr (mpy)
W-1	1082,7	312,59444	1,31	14,18337	0,1515006	9,4641071
W-2	1090,7	313,15	1,32	14,39724	0,1602466	10,045545
W-3	1121,7	309,81667	1,33	14,91861	0,0809493	6,0424795
W-4	1168,7	311,42778	1,35	15,77745	0,1289229	9,2558709
W-5	1168,7	311,48333	1,35	15,77745	0,086618	6,7449063
W-6	1081,7	308,15	1,34	14,49478	0,1505936	9,617325
W-7	1135,7	311,48333	1,33	15,10481	0,0914122	6,7409602
W-8	1139,7	306,48333	1,35	15,38595	0,1372802	9,4802415
W-9	1080,23	309,48333	1,33	14,367059	0,1644643	8,5431466
W-10	1168,7	307,59444	1,34	15,66058	0,0625827	5,1654773
W-11	1169,7	307,59444	1,33	15,55701	0,3107369	20,265348
W-12	1203,7	313,70556	1,34	16,12958	0,2198492	14,461502
W-13	1140,7	304,26111	1,17	13,34619	0,0574783	4,155479
W-14	1155,7	309,26111	1,35	15,60195	0,1136012	8,2742273
W-15	1183,7	308,15	1,35	15,97995	0,1361465	9,7836902
W-16	1106,6	307,11111	1,34	14,82844	0,1195088	6,8368795

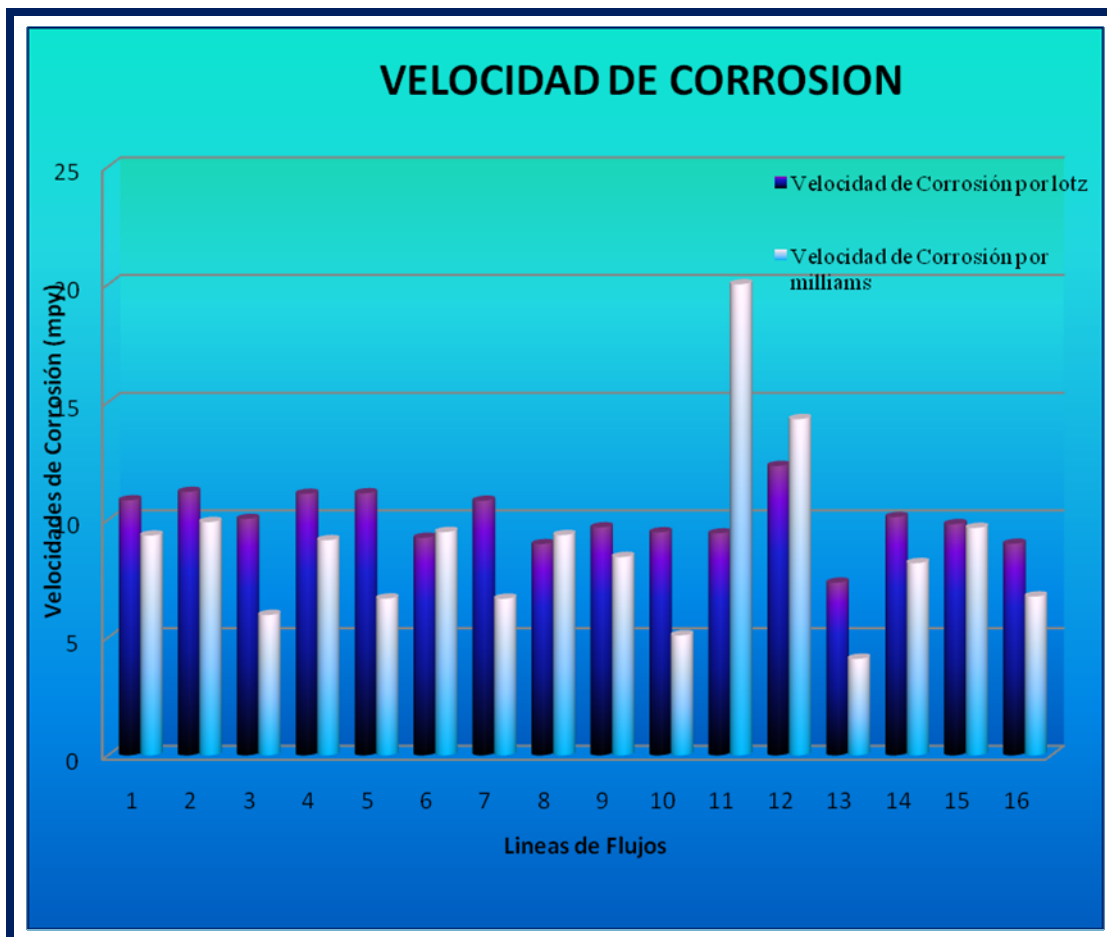
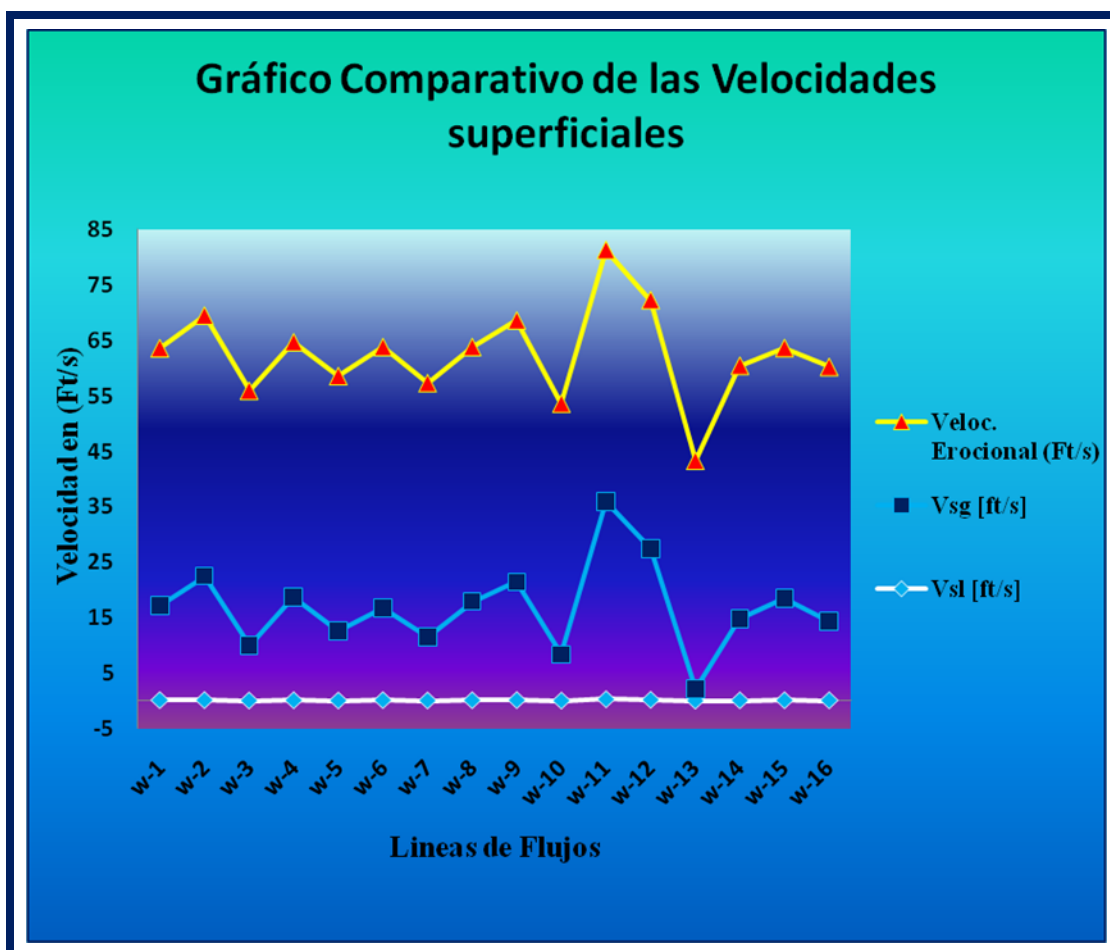


Figura B.1 Velocidades de Corrosión obtenidas por las correlaciones.

Figura B.2. Velocidades superficiales promedios de gas y liquido y Velocidad critica de erosión para cada líneas de flujos.



APÉNDICE C

Resultados Obtenidos con el Simulador Predict 4.0



Tabla C.1. Valores reportados por el simulador Predict 4.0.

Pozos	Vsl [ft/s]	Vsg [ft/s]	Vmezcla [ft/s]	Liquid Hold-up	N° Froude	N° Reynolds	Regímen de Flujo (Horizontal)	ph	Punto de Rocío [°F]	Velocid de Corr [mp]
W-1	0,15596	17,0161	17,17206	0,07808	18,1192	75345,93	Wave Flow	4,02	152,2	43
W-2	0,16632	22,32127	22,48759	0,06745	31,0728	9658,05	Wave Flow	4,02	153,8	46,25
W-3	0,08364	9,87285	9,9565	0,08265	6,0913	42937,63	Stratified Flow	4	153,3	43
W-4	0,13444	18,56763	18,70207	0,06869	21,4918	75925,41	Wave Flow	4	156,7	81,63
W-5	0,09032	12,49984	12,59017	0,07351	9,74	49912,99	Stratified Flow	4	156,7	82
W-6	0,15485	16,6475	16,80236	0,07894	17,3474	77862,14	Wave Flow	4	150,8	38,99
W-7	0,09462	11,3572	11,45214	0,08002	8,0588	49197,82	Stratified Flow	4,01	154,8	47
W-8	0,14198	17,78501	17,927	0,07253	19,7474	76452,69	Wave Flow	3,97	151,2	38,27
W-9	0,17016	21,26253	21,43268	0,07615	11,4127	222928,38	Wave Flow	4,01	152,7	42
W-10	0,06488	8,28845	8,35333	0,08203	4,2876	33612,07	Stratified Flow	3,98	153,3	42,24
W-11	0,32064	35,62956	35,95021	0,00892	132,9046	426541,12	Wave Flow	3,98	153,4	39
W-12	0,22827	27,18723	27,4155	0,06902	46,1835	121730,46	Wave Flow	4	158,6	87,51
W-13	0,05796	2,04544	2,10339	0,19165	0,2862	2628,6	Stratified Flow	3,99	148,5	31
W-14	0,1177	14,66007	14,77776	0,0752	13,4187	62377,3	Wave Flow	3,99	153,8	44,03
W-15	0,14134	18,30082	18,44216	0,07103	20,8986	76972,65	Wave Flow	3,98	154,2	43,13
W-16	0,12322	14,22744	14,35066	0,0848	5,1166	145068,79	Stratified Flow	3,99	151	38,64



Graficas de velocidad de corrosión arrojadas por el Simulador

Predict 4.0

Pozo W-1

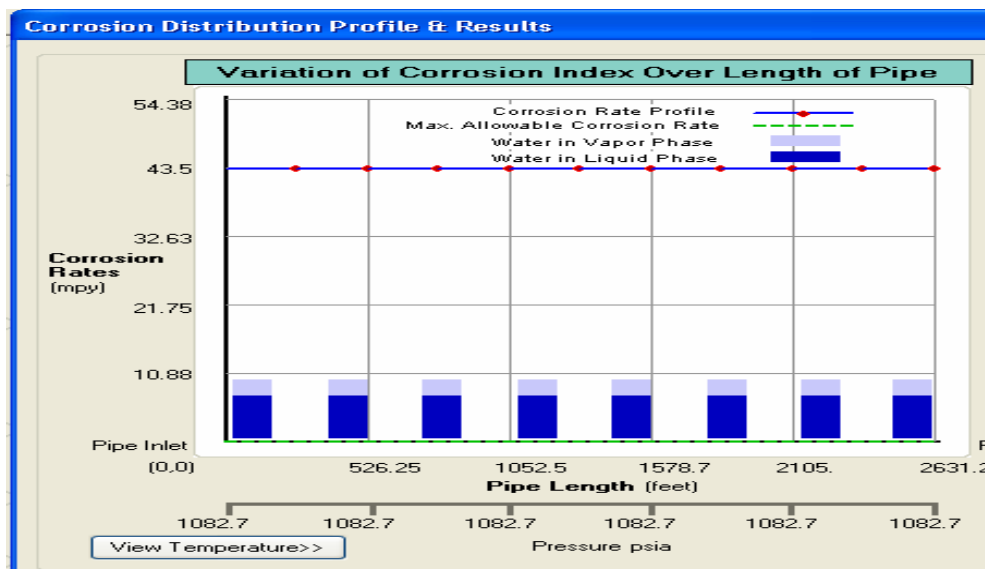


Figura C.1 Comportamiento de la Velocidad de Corrosión en Función de la Presión

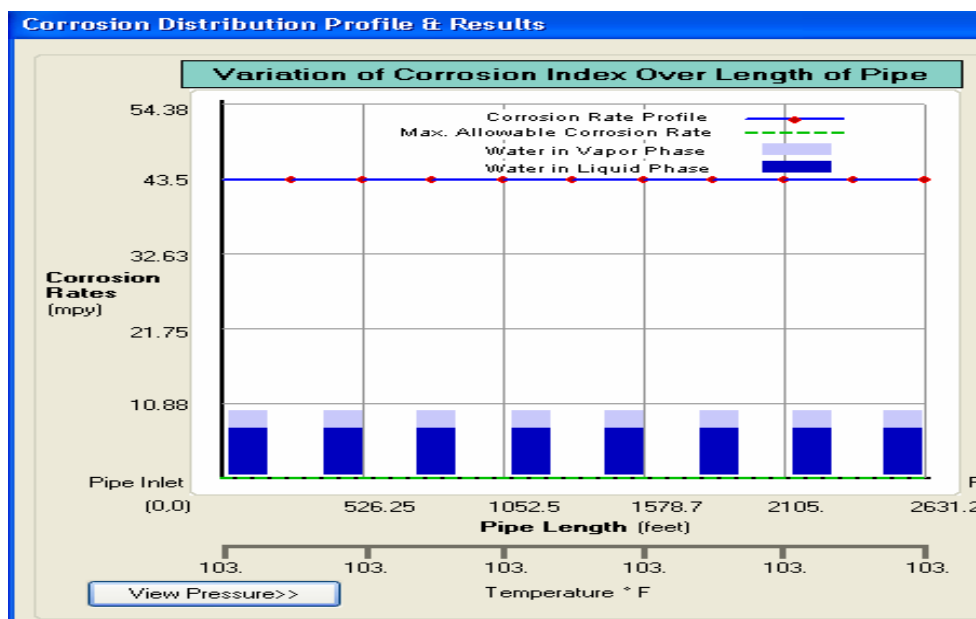


Figura C.2 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-2

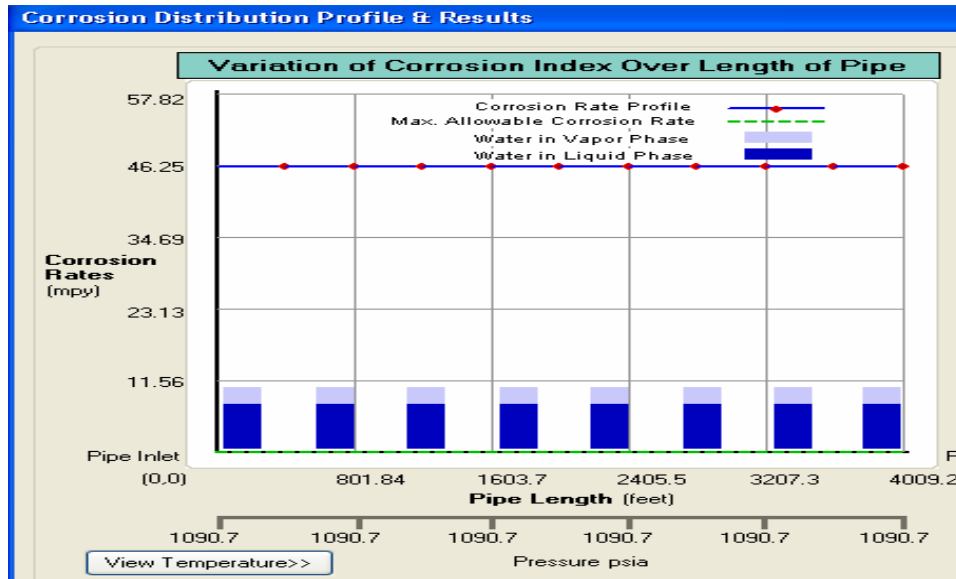


Figura C.3 Velocidad de corrosión en función de la Presión

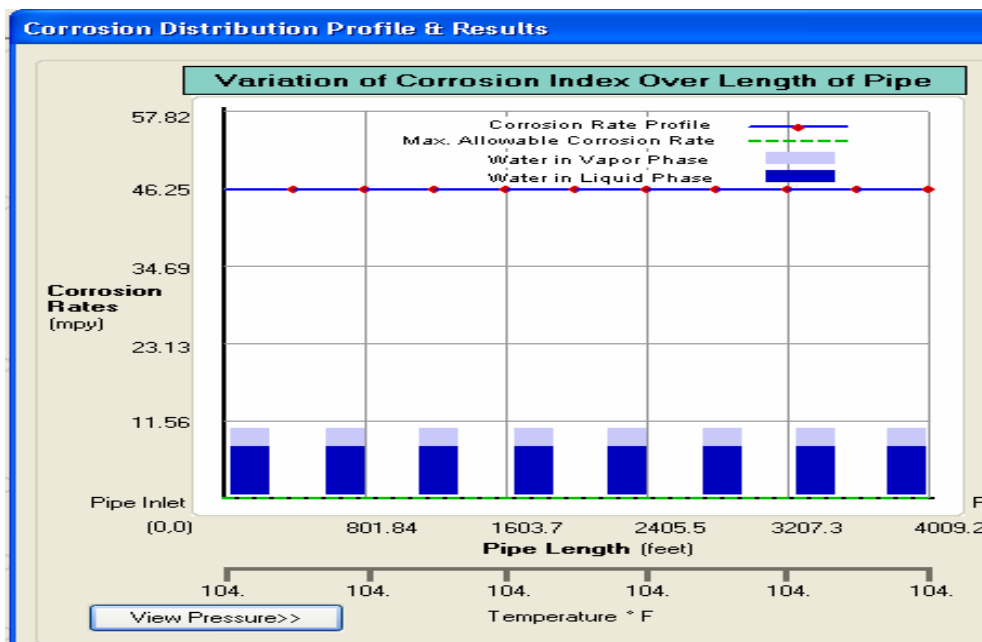


Figura C.4 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-3

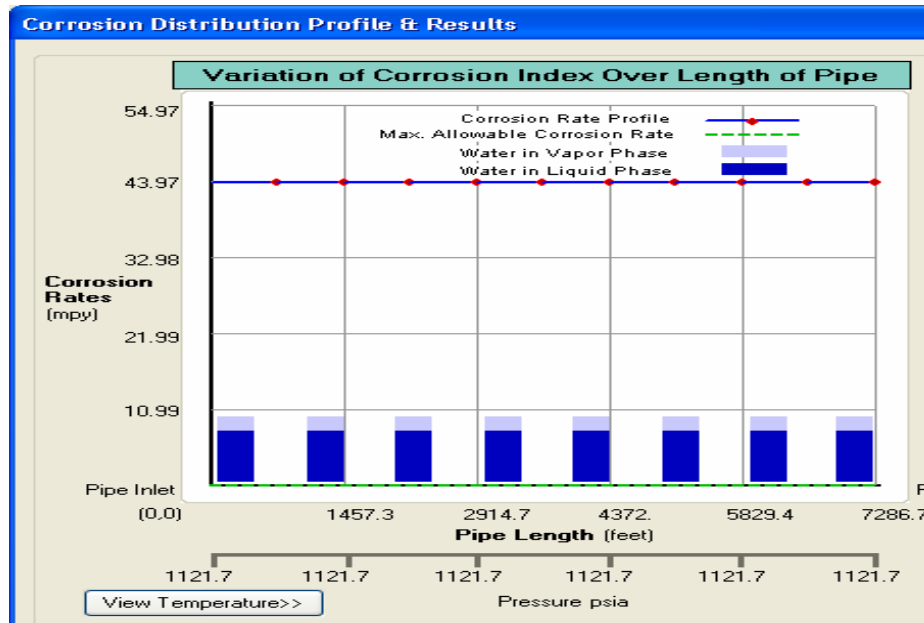


Figura C.5 Velocidad de corrosión en función de la Presión

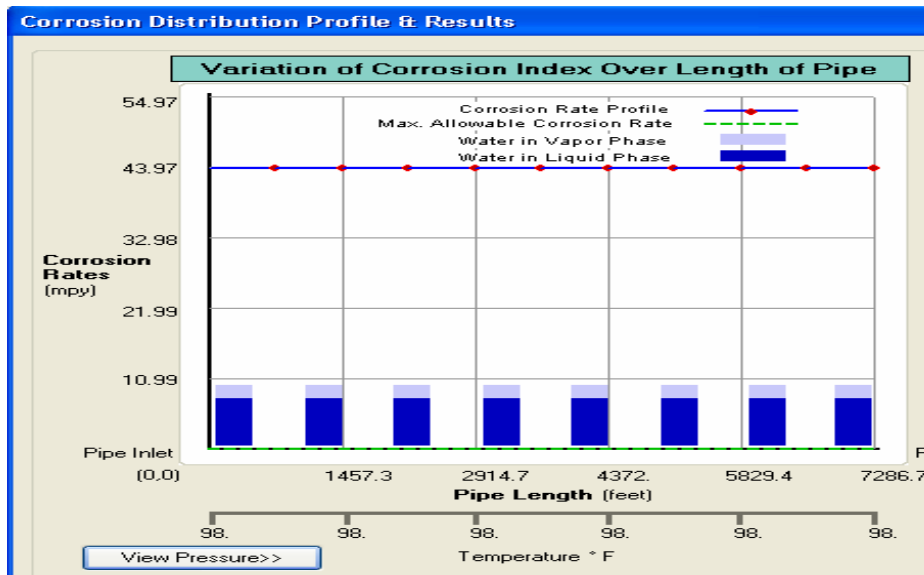


Figura C.6 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-4

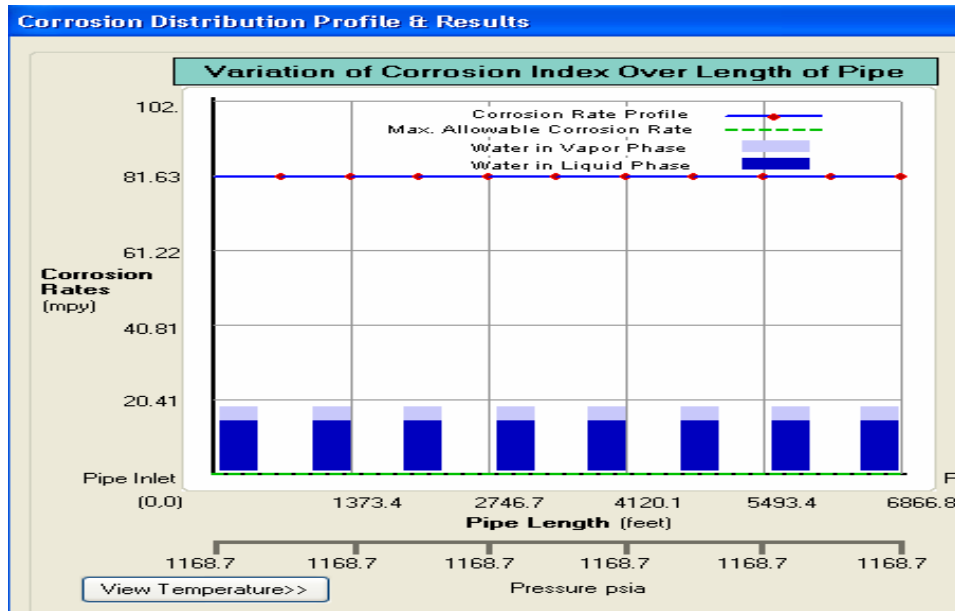


Figura C.7 Velocidad de corrosión en función de la Presión

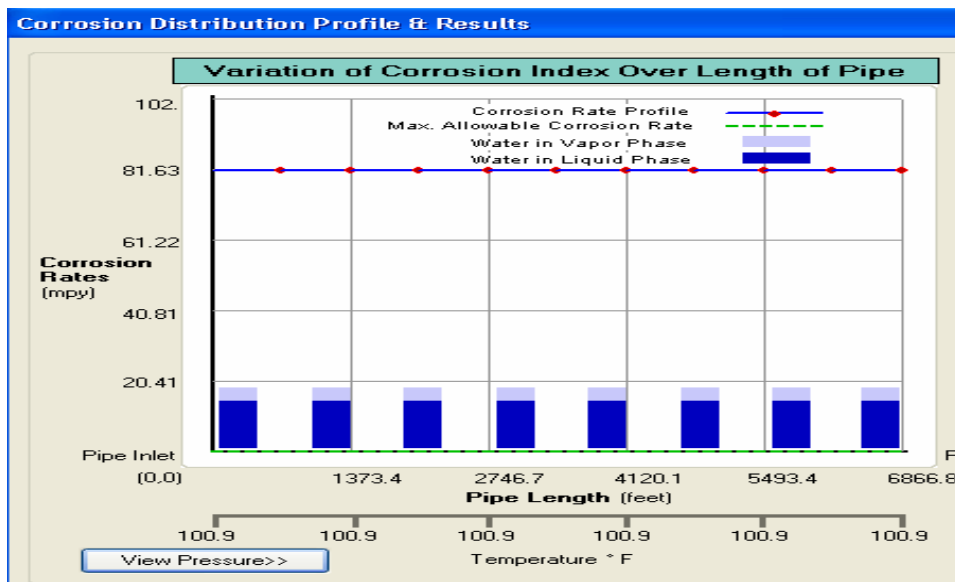


Figura C.8 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-5

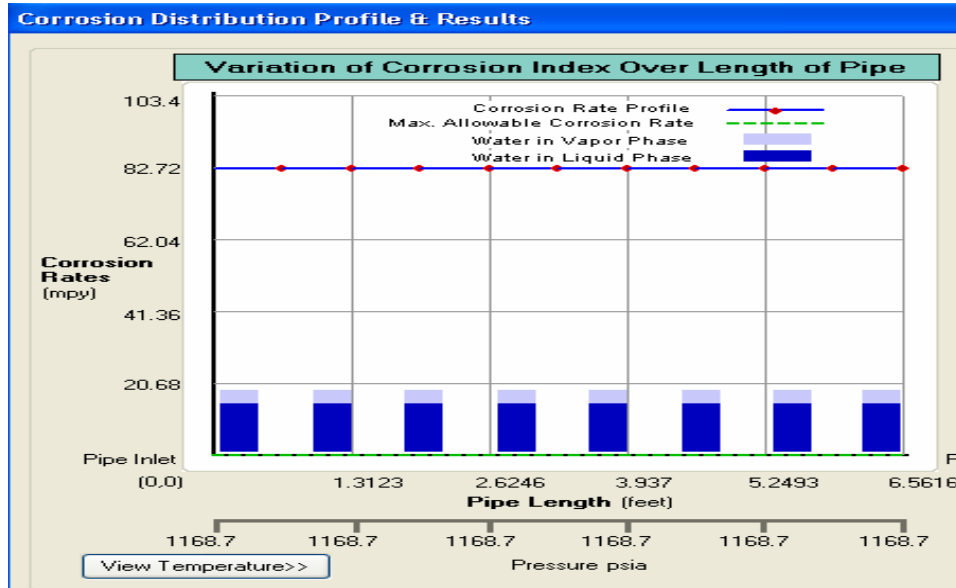


Figura C.9 Velocidad de corrosión en función de la Presión

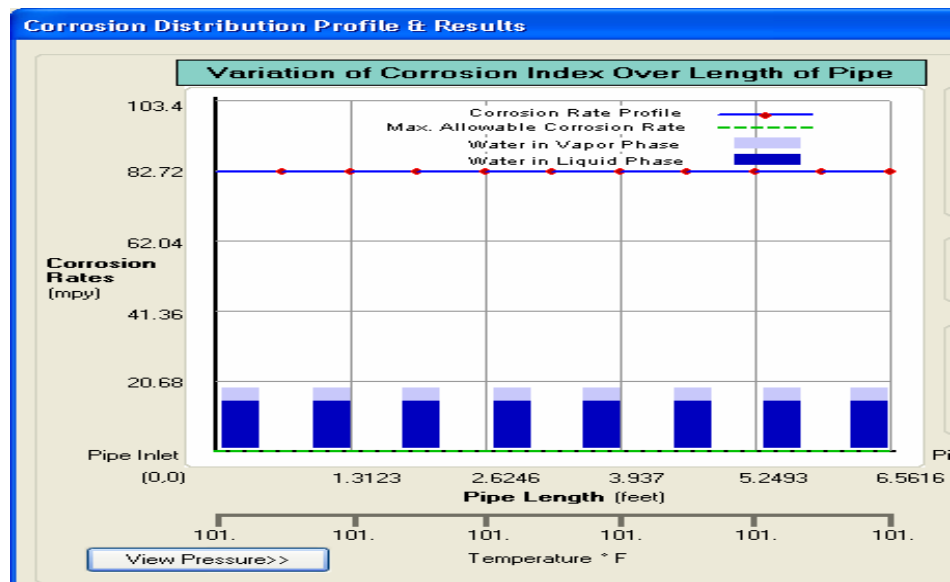


Figura C.10 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-6

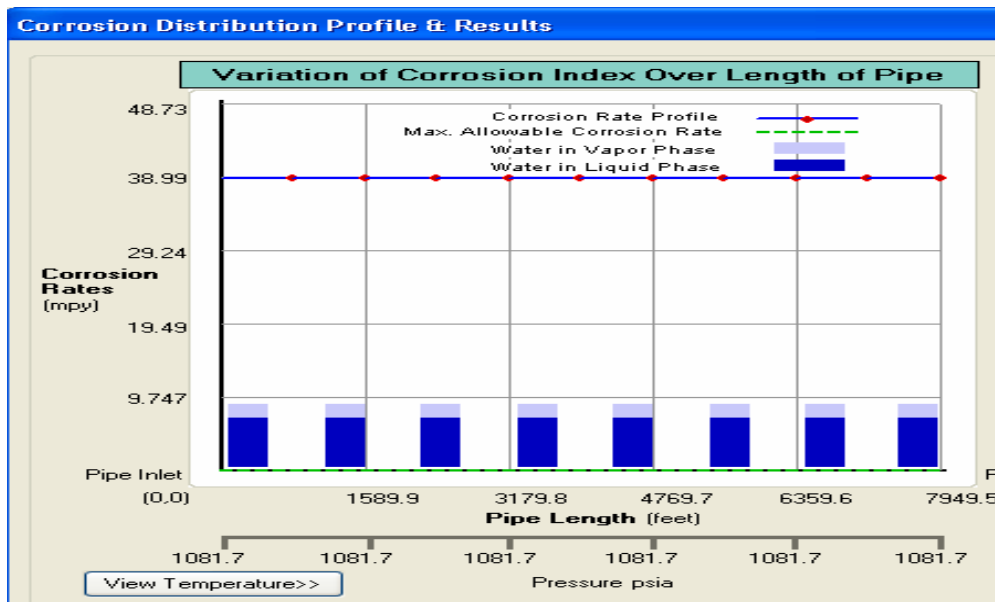


Figura C.11 Velocidad de corrosión en función de la Presión

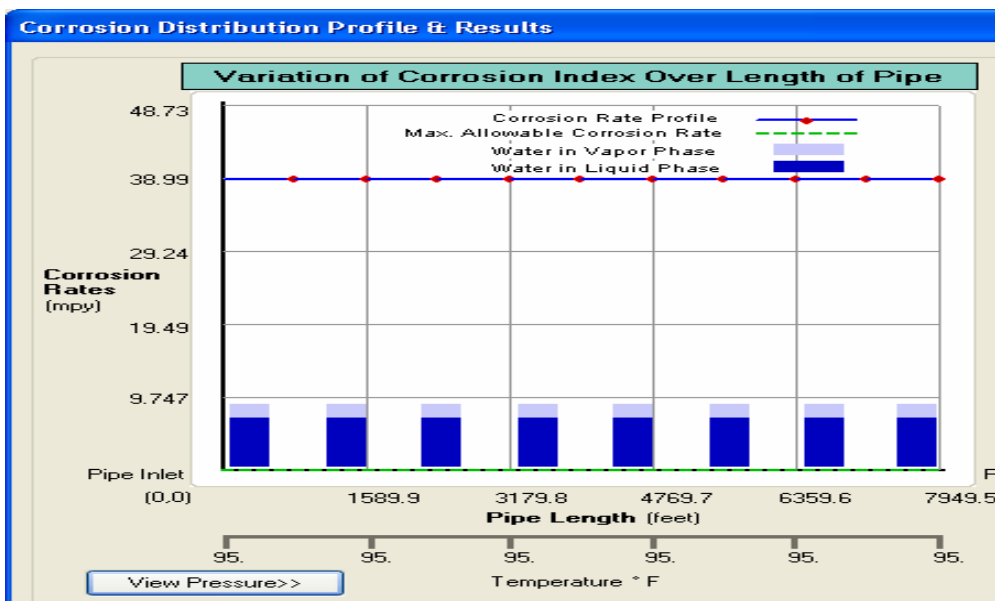


Figura C.12 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-7

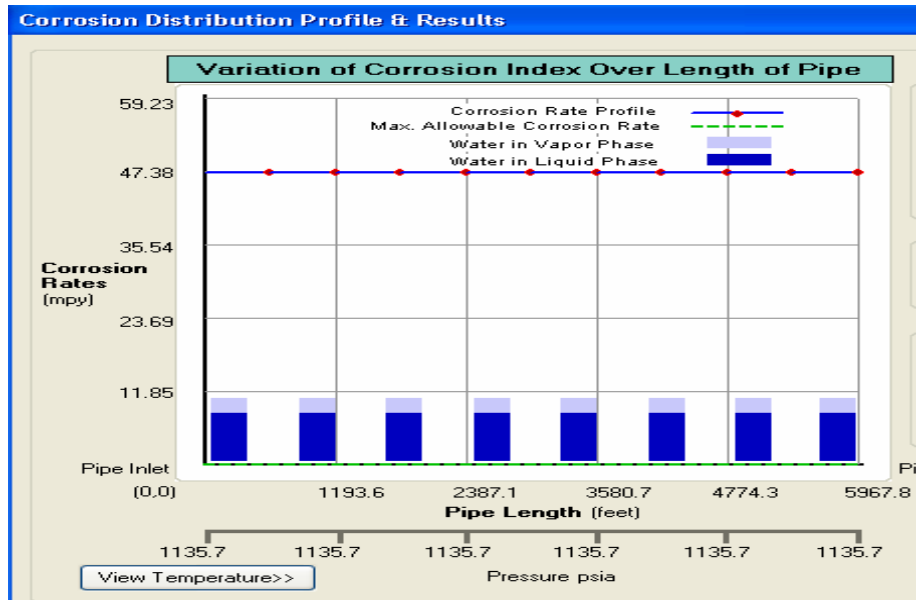


Figura C.13 Velocidad de corrosión en función de la Presión

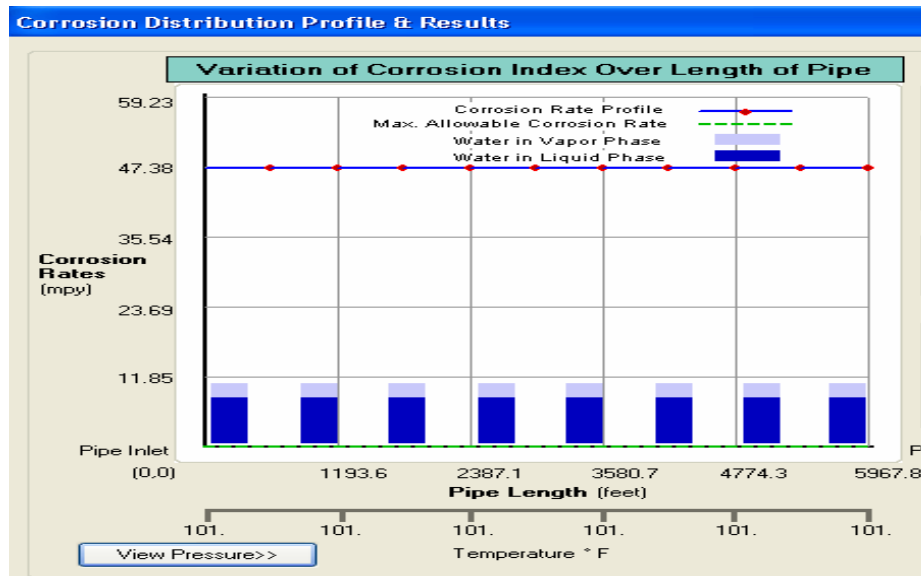


Figura C.14 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura

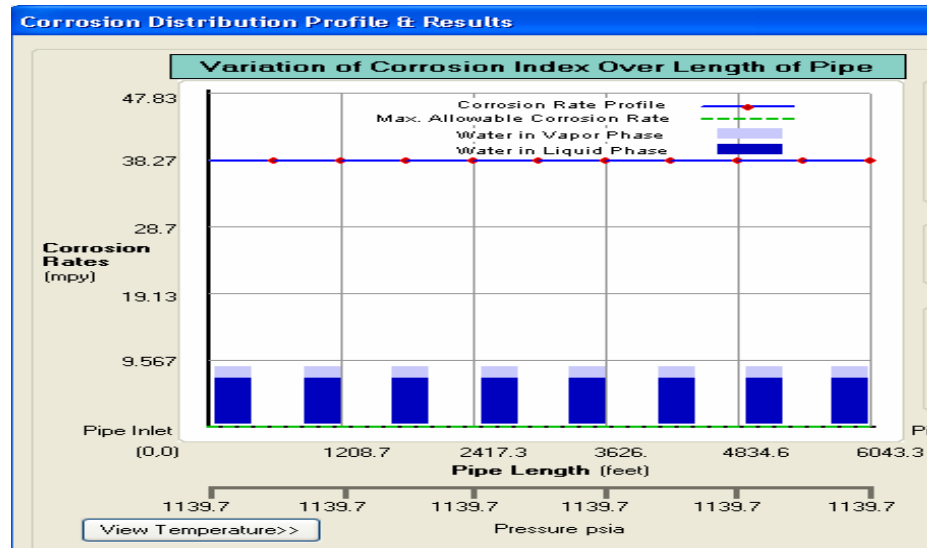
*Pozo W-8*

Figura C.15 Velocidad de corrosión en función de la Presión

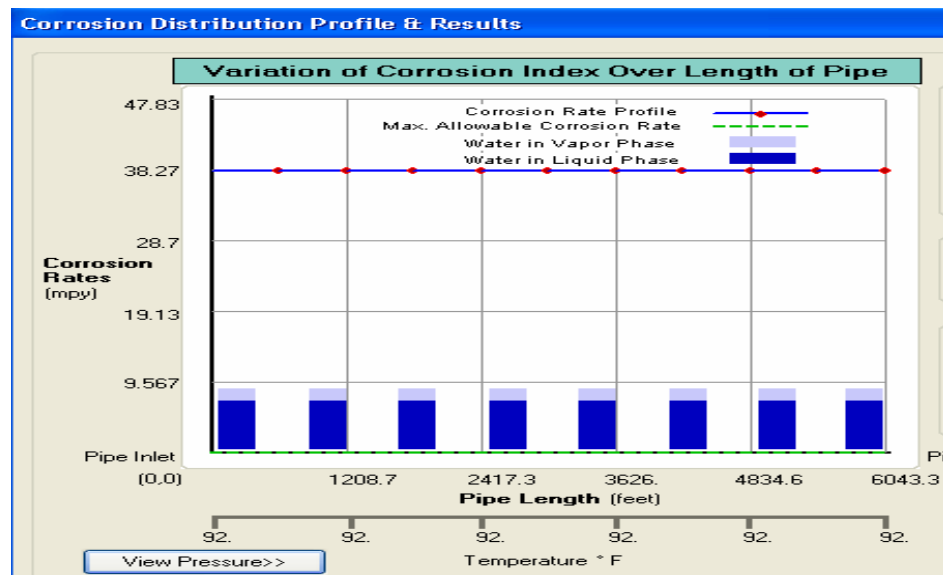


Figura C.16 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-9

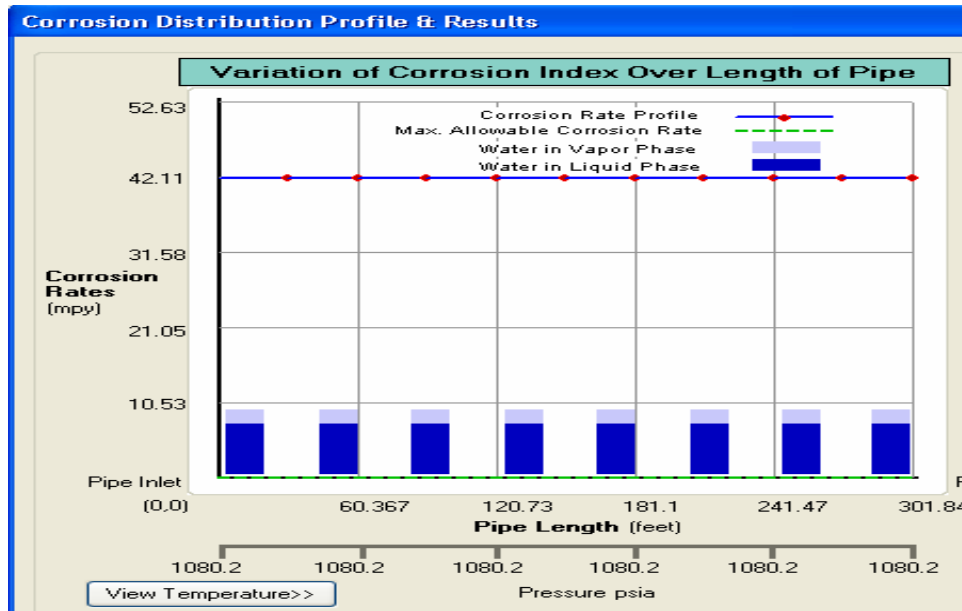


Figura C.17 Velocidad de corrosión en función de la Presión

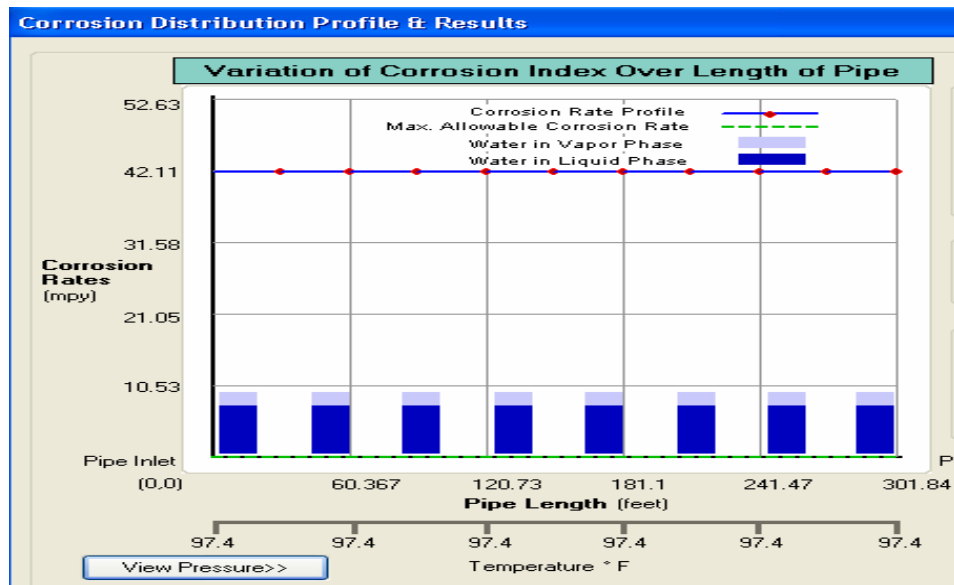


Figura C.18 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-10

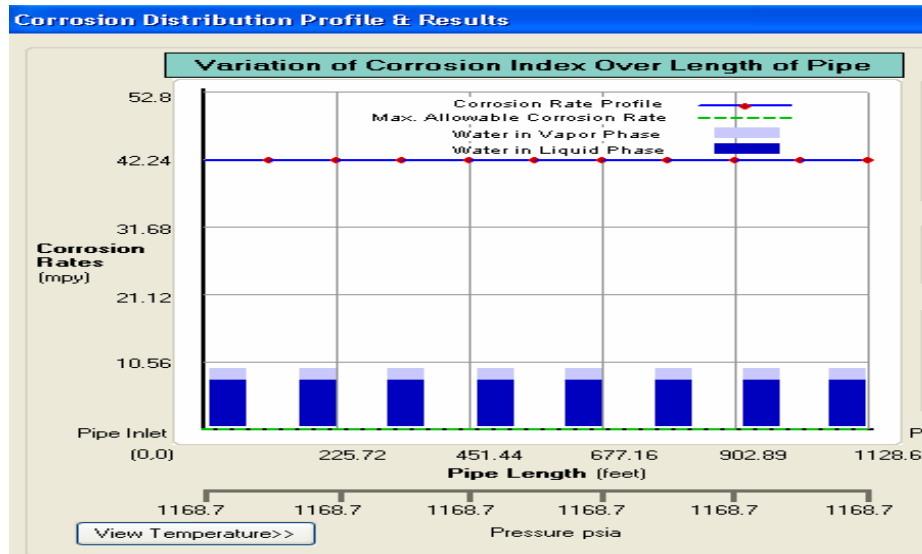


Figura C.19 Velocidad de corrosión en función de la Presión

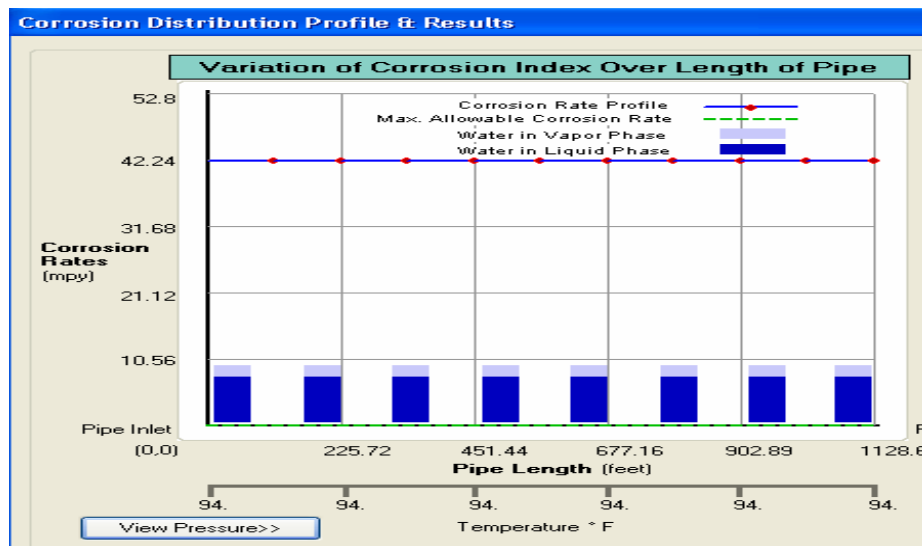


Figura C.20 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-11

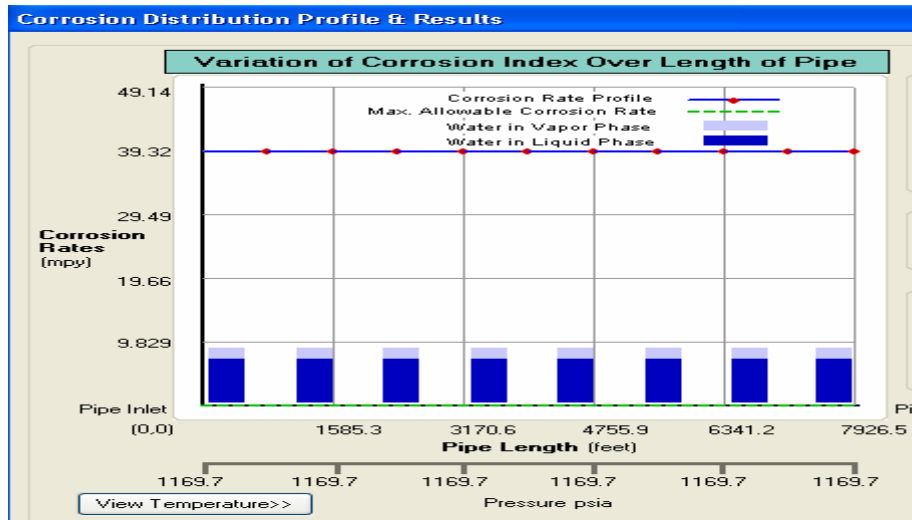


Figura C.21 Velocidad de corrosión en función de la Presión

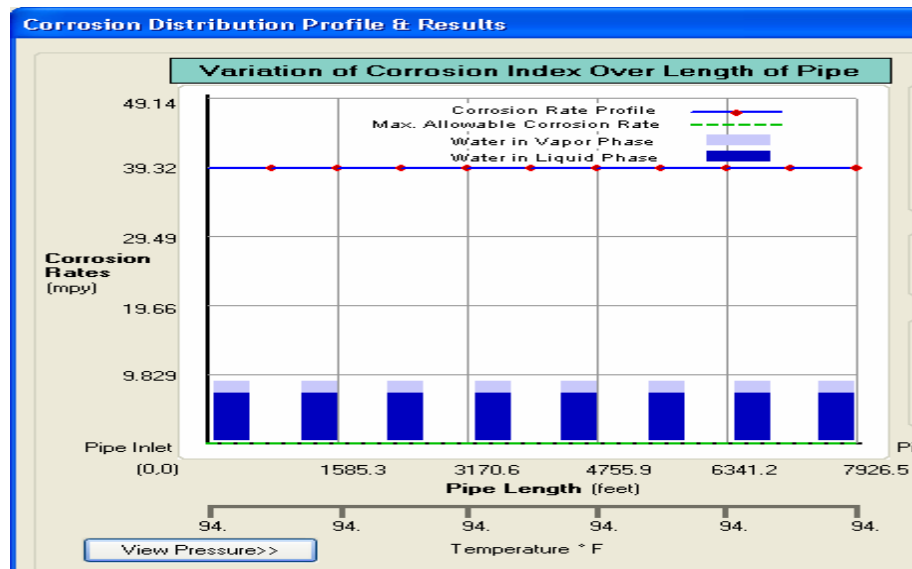


Figura C.22 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-12

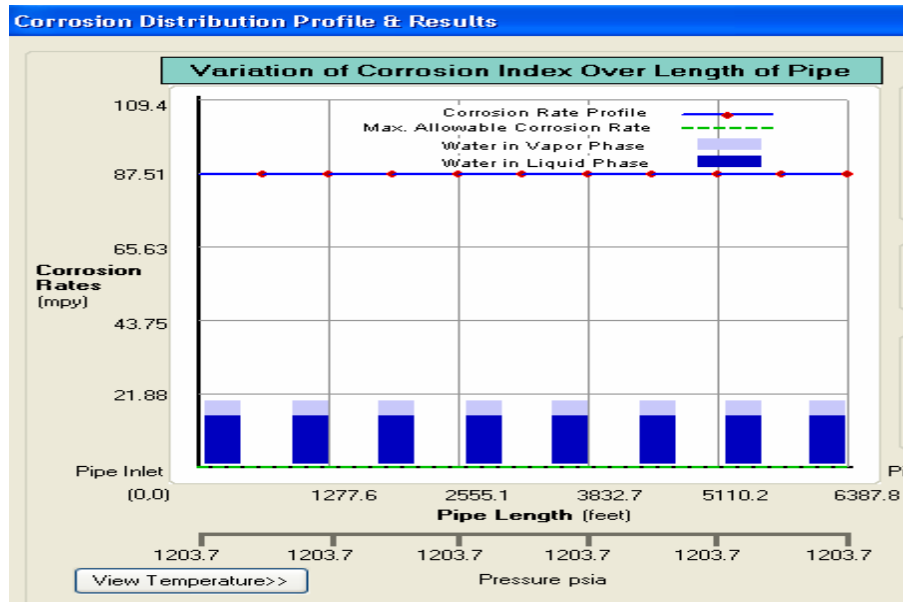


Figura C.23 Velocidad de corrosión en función de la Presión

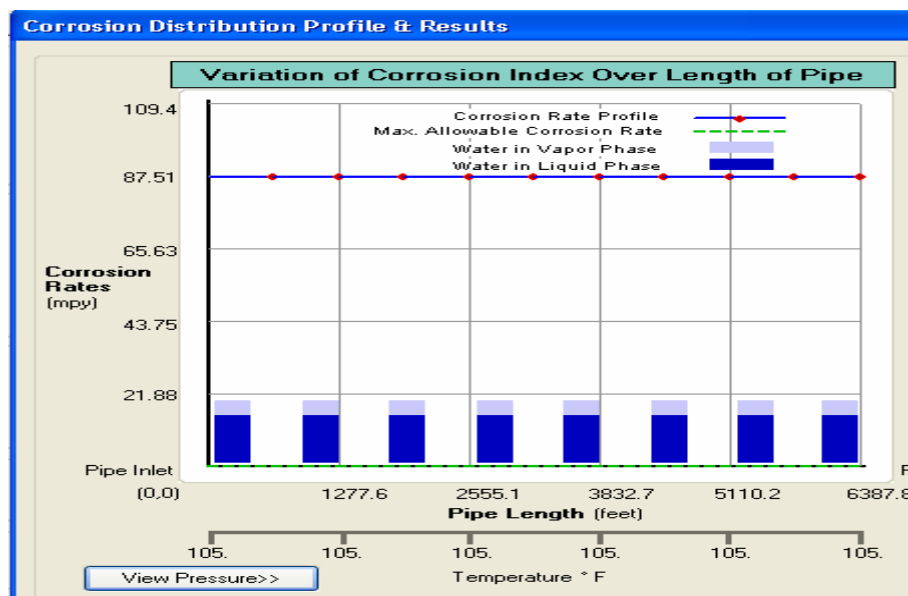


Figura C.24 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-13

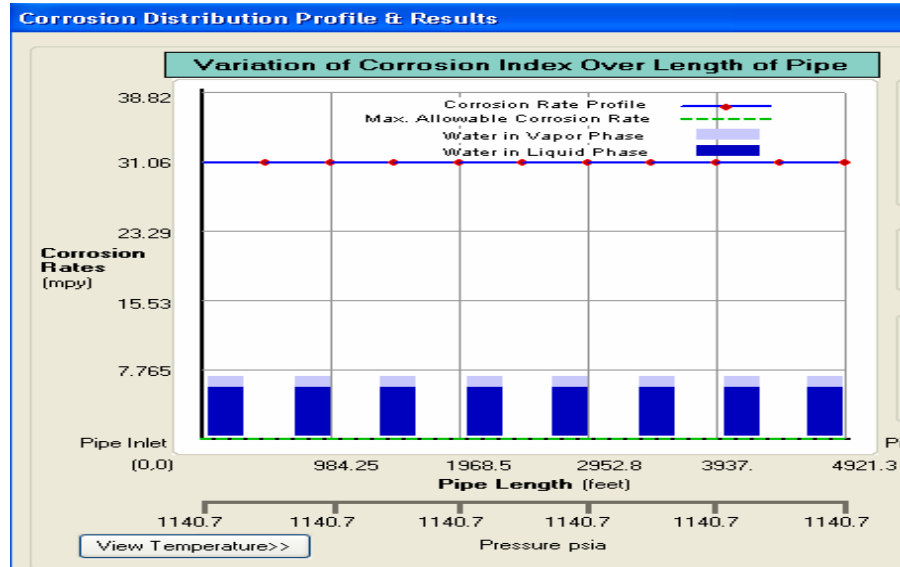


Figura C.25 Velocidad de corrosión en función de la Presión

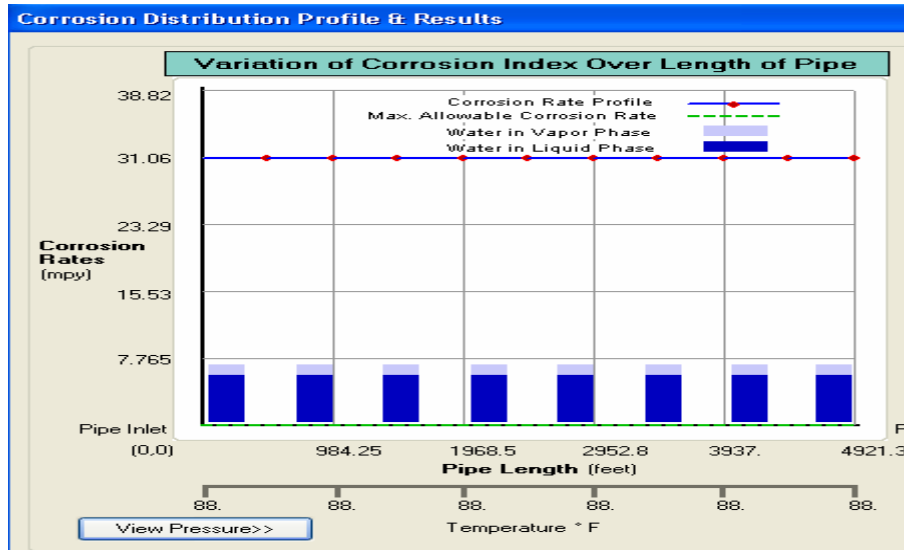


Figura C.26 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-14

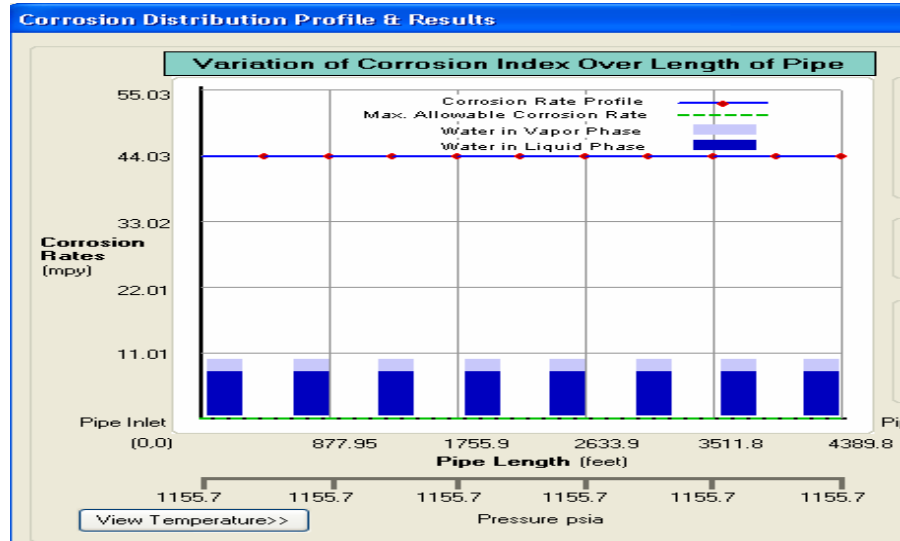


Figura C.27 Velocidad de corrosión en función de la Presión

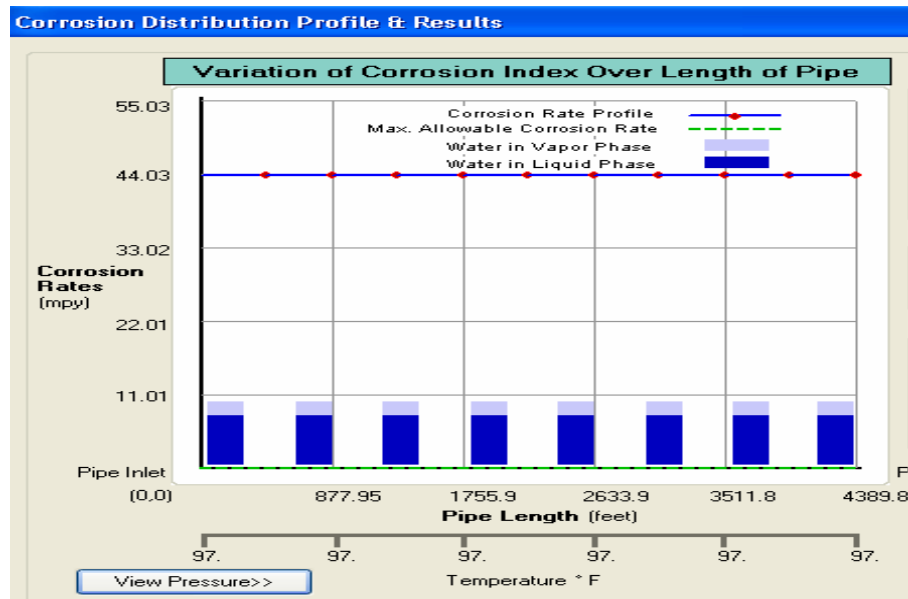


Figura C.28 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-15

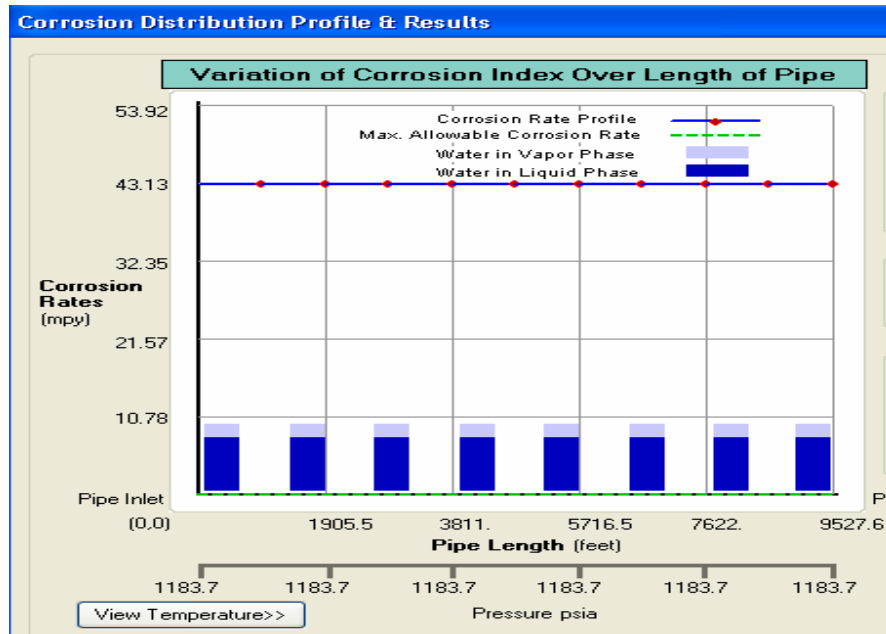


Figura C.29 Velocidad de corrosión en función de la Presión

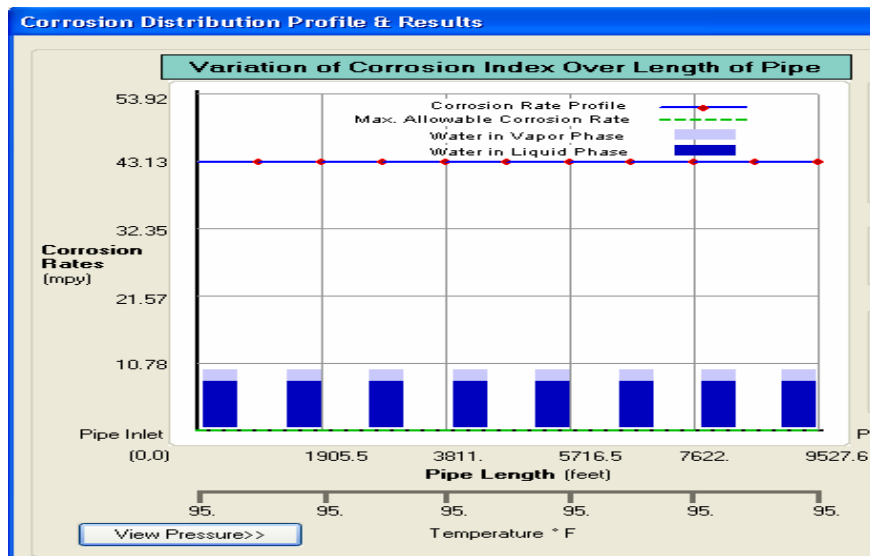


Figura C.30 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura



Pozo W-16

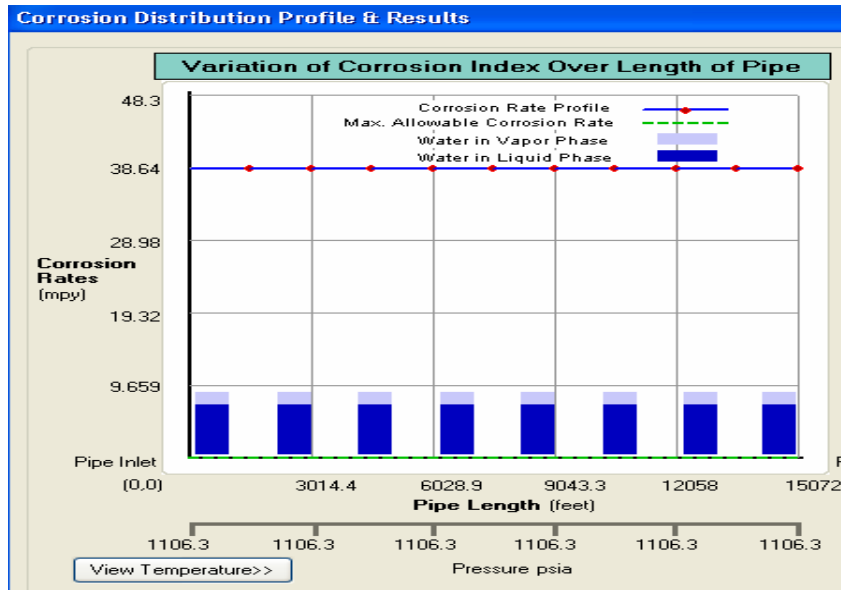


Figura C.31 Velocidad de corrosión en función de la Presión

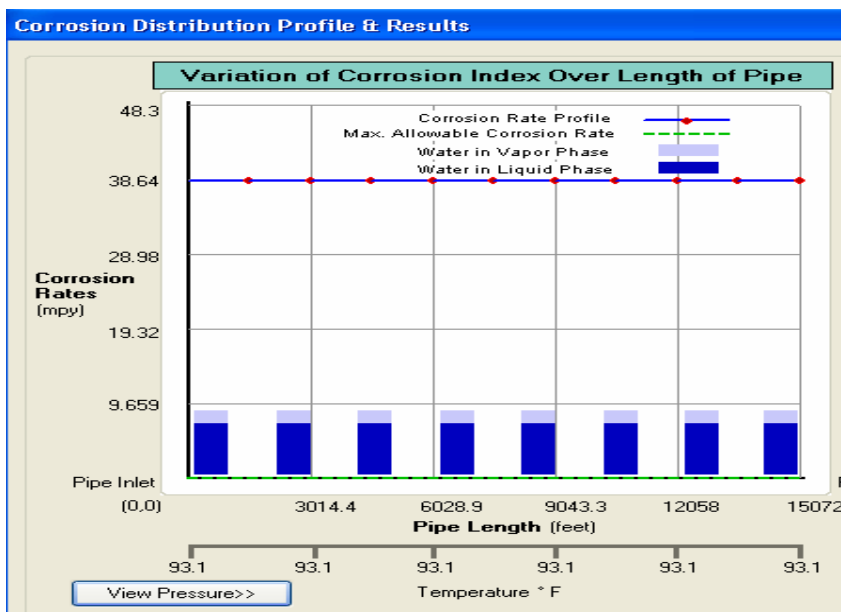


Figura C.32 Velocidad de corrosión en función de la Temperatura

APÉNDICE D

**Gráficos Utilizados para Determinar el Contenido de Agua
en el Gas Manejado en el Campo Quiriquire y los
Resultados Obtenidos por la Correlación de Bukacek para
los Pozos en Estudio.**



Tabla D.1. Parámetros Utilizados para Ingresar a la Tabla de Bukacek y a la gráfica del contenido de CO₂ en el gas.

Líneas	Presión (Psia)	T(°F)
W-1	1082,7	103,0
W-2	1090,7	104,0
W-3	1121,7	98,0
W-4	1168,7	100,9
W-5	1168,7	101,0
W-6	1081,7	95,0
W-7	1135,7	101,0
W-8	1139,7	92,0
W-9	1080,23	97,4
W-10	1168,7	94
W-11	1169,7	94,0
W-12	1203,7	105,0
W-13	1140,7	88,0
W-14	1155,7	97,0
W-15	1183,7	95,0
W-16	1106,6	93,1



Tabla D.2 Valores de las constantes "A" y "B" para el cálculo de agua en el gas

Correlación de R. Bukacek para calcular el contenido de agua (W) en el gas								
Temperatura (°F)	A	B	Temperatura (°F)	A	B	Temperatura (°F)	A	B
-40	131	0.22	68	16 100	7.10	176	326 000	69.50
-38	147	0.24	70	17 200	7.17	178	341 000	72.00
-36	165	0.26	72	18 500	7.85	180	357 000	74.80
-34	184	0.28	74	19 700	8.25	182	372 000	77.20
-32	205	0.30	76	21 100	8.67	184	390 000	79.50
-30	230	0.33	78	22 500	9.11	186	407 000	82.70
-28	256	0.36	80	24 100	9.57	188	425 000	85.80
-26	285	0.39	82	25 700	10.00	190	443 000	88.40
-24	317	0.42	84	27 400	10.50	192	463 000	91.40
-22	352	0.45	86	29 200	11.10	194	483 000	94.80
-20	390	0.48	88	31 100	11.60	196	504 000	97.70
-18	434	0.52	90	33 200	12.20	198	525 000	101.00
-16	479	0.56	92	35 300	12.70	200	547 000	104.00
-14	530	0.60	94	37 500	13.30	202	570 000	108.00
-12	586	0.64	96	39 900	14.00	204	594 000	111.00
-10	648	0.69	98	42 400	14.60	206	619 000	115.00
-8	714	0.74	100	45 100	15.30	208	644 000	119.00
-6	786	0.79	102	47 900	16.00	210	671 000	122.00
-4	866	0.85	104	50 800	16.70	212	698 000	126.00
-2	950	0.91	106	53 900	17.50	214	725 000	130.00
0	1 050	0.97	108	57 100	18.30	216	754 000	134.00
2	1 150	1.04	110	60 500	19.10	218	785 000	139.00
4	1 260	1.11	112	64 100	20.00	220	816 000	143.00
6	1 380	1.19	114	67 900	20.90	222	848 000	148.00
8	1 510	1.27	116	71 800	21.80	224	881 000	152.00
10	1 650	1.35	118	76 000	22.70	226	915 000	157.00
12	1 810	1.44	120	80 400	23.70	228	950 000	162.00
14	1 970	1.54	122	84 900	24.70	230	987 000	166.00
16	2 150	1.64	124	89 700	25.80	232	1 020 000	171.00
18	2 350	1.74	126	94 700	26.90	234	1 060 000	177.00
20	2 560	1.85	128	100 000	28.00	236	1 100 000	182.00
22	2 780	1.97	130	106 000	29.10	238	1 140 000	187.00
24	3 030	2.09	132	111 000	30.30	240	1 190 000	192.00
26	3 290	2.22	134	117 000	31.60	242	1 230 000	198.00
28	3 570	2.36	136	124 000	32.90	244	1 270 000	204.00
30	3 880	2.50	138	130 000	34.20	246	1 320 000	210.00
32	4 210	2.65	140	137 000	35.60	248	1 370 000	216.00
34	4 560	2.81	142	144 000	37.00	250	1 420 000	222.00
36	4 940	2.98	144	152 000	38.50	252	1 470 000	229.00
38	5 350	3.16	146	160 000	40.00	254	1 520 000	235.00
40	5 780	3.34	148	168 000	41.60	256	1 570 000	242.00
42	6 240	3.54	150	177 000	43.20	258	1 630 000	248.00
44	6 740	3.74	152	186 000	44.90	260	1 680 000	255.00
46	7 280	3.96	154	195 000	46.60	280	2 340 000	333.00
48	7 850	4.18	156	205 000	48.40	300	3 180 000	430.00
50	8 460	4.42	158	215 000	50.20	320	4 260 000	548.00
52	9 110	4.66	160	225 000	52.10	340	5 610 000	692.00
54	9 800	4.92	162	236 000	54.10	360	7 270 000	869.00
56	10 500	5.19	164	248 000	56.10	380	9 300 000	1 090.00
58	11 300	5.48	166	259 000	58.20	400	11 700 000	1 360.00
60	12 200	5.77	168	272 000	60.30	420	14 700 000	1 790.00
62	13 100	6.08	170	285 000	62.50	440	18 100 000	2 130.00
64	14 000	6.41	172	298 000	64.80	460	22 200 000	2 550.00
66	14 900	6.74	174	312 000	67.10			



FIG. 20-4
Water Content of CO₂

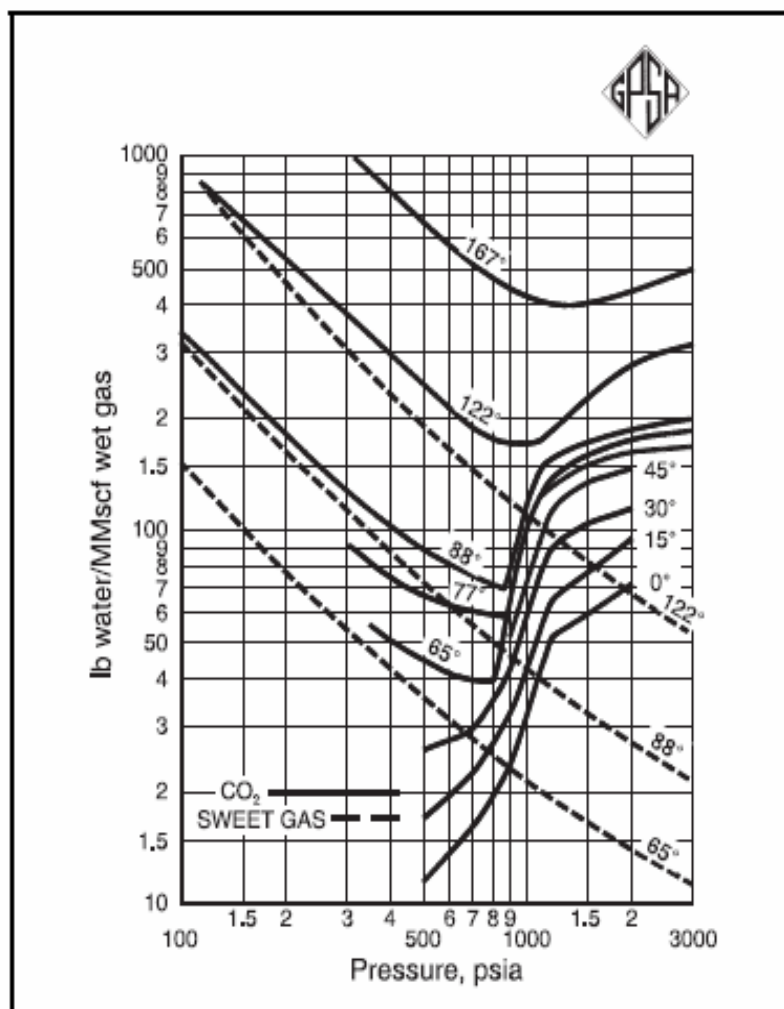


Figura D.1 Grafico de Contenido de Agua en el CO₂.

**Tabla D.3** Resultados Obtenidos por la correlación de Bukacek

Líneas	A	B	W
			(LbsH ₂ O/MMPCSD)
W-1	50000	16,5	66,11828347
W-2	50.800	16,7	66,74564921
W-3	42400	14,6	55,27338972
W-4	46500	15,7	58,53076857
W-5	46700	15,1	58,07837952
W-6	38700	13,65	52,13761249
W-7	46700	15,1	59,30313921
W-8	36300	12,7	46,99365117
W-9	41400	14,3	55,51115419
W-10	37500	13,3	47,87596945
W-11	37500	13,3	47,84703332
W-12	52000	17,05	63,55427116
W-13	31100	11,6	40,99527384
W-14	41100	14,35	52,65010106
W-15	38700	13,65	48,88562106
W-16	36500	13,05	48,55843058

**Tabla D.4** Resultados de la Cantidad de agua total en el gas de cada Línea de Flujo

Líneas	Lb Water/MMscfd wet gas	Agua total en el Gas (LbH ₂ O/MMPCSD)	bls/día
W-1	156,5	222,6182835	14,06708449
W-2	163	229,7456492	19,08121102
W-3	167	222,2733897	8,475387831
W-4	174,8	233,3307686	17,28124485
W-5	175	233,0783795	11,60815159
W-6	163	215,1376125	13,44702181
W-7	169	228,3031392	10,09971761
W-8	161,9	208,8936512	14,79168518
W-9	170	225,5111542	109,5065523
W-10	167,5	215,3759695	7,22271971
W-11	167,5	215,3470333	11,14300555
W-12	175	238,5542712	26,45110805
W-13	154	194,9952738	1,440860002
W-14	167	219,6501011	12,87022106
W-15	168,7	217,5856211	16,32003939
W-16	164	212,5584306	71,58565315

APÉNDICE E

Parámetros Utilizados, Resultados y Gráficas Obtenidas de la Vida Útil de las Líneas de Flujo de los Pozos en Estudio.



Tabla E.1 Parámetros utilizados para calcular la vida Útil de las Tuberías para estimar el año en que se deben reemplazar.

Líneas de Flujos	Velocidad de Corrosión por Software Predict 4.0 [mpy]	Velocidad de Corrosión por Waard & Milliams [Pulg./año]	Velocidad de Corrosión por Waard & Lotz [Pulg./año]	Ys	<i>fcp</i>	E mínimo requerido por presión de Diseño (Inch.)	Espesores inicia de la pared del tubo (Inch.)
W-1	0,0435	0,00946411	0,0109491	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-2	0,04625	0,01004555	0,0113059	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-3	0,04397	0,00604248	0,0101472	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-4	0,08163	0,00925587	0,0112169	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-5	0,08272	0,00674491	0,0112415	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-6	0,03899	0,00961732	0,0093393	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-7	0,04738	0,00674096	0,0109213	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-8	0,03827	0,00948024	0,0090615	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-9	0,04211	0,00854315	0,0097861	35000	0,72	0,38095238	0,337
W-10	0,04224	0,00516548	0,0095679	35000	0,72	0,1577381	0,432
W-11	0,03932	0,02026535	0,0095173	35000	0,72	0,0952381	0,28
W-12	0,08751	0,0144615	0,0124114	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-13	0,03106	0,00415548	0,0074055	35000	0,72	0,1577381	0,432
W-14	0,04403	0,00827423	0,0102227	35000	0,72	0,1577381	0,28
W-15	0,04313	0,00978369	0,0099168	35000	0,72	0,1577381	0,438
W-16	0,03864	0,00683688	0,0090801	35000	0,72	0,38095238	0,28



Parámetros Utilizados para el calculo de vida Útil de las Líneas de Flujos, según la NORMA ASME B-31-8

Tabla E.2. Factor de diseño según clasificación y localización de la tubería.

Clasificación por clase de localización	f_{dis}
Clase 1	0.72
Clase 2	0.60
Clase 3	0.50
Clase 4	0.40

Tabla E.3. Factor de diseño por temperatura.

Temperatura	Factor ($f_{temp.}$)
250 0 menos	1
300	0,967
350	0,933
400	0,9
450	0,867

Tabla E.4. Factor de diseño por tipo de junta longitudinal.

Tipo de Tubería	f_{il}
Soldadura longitudinal por arco sumergido(SAWL)	1
Soldadura por resistencia Eléctrica(ERW)	1
Soldadura Helicoidal por Arco sumergido (SAWH)	0,8



Tabla E.5 Resultados Obtenidos de la Vida Útil de las Líneas de Flujos por el simulador Predict 4.0

Líneas de Flujos	Vida útil de las líneas (años)
W-1	3
W-2	2,5
W-3	2,8
W-4	1,5
W-5	1,5
W-6	3
W-7	2,5
W-8	3
W-9	1,3
W-10	4
W-11	3
W-12	1,4
W-13	8
W-14	2,7
W-15	2,7
W-16	1,3



Figura E.1 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de FlujoW-1 con respecto a los años en operación.

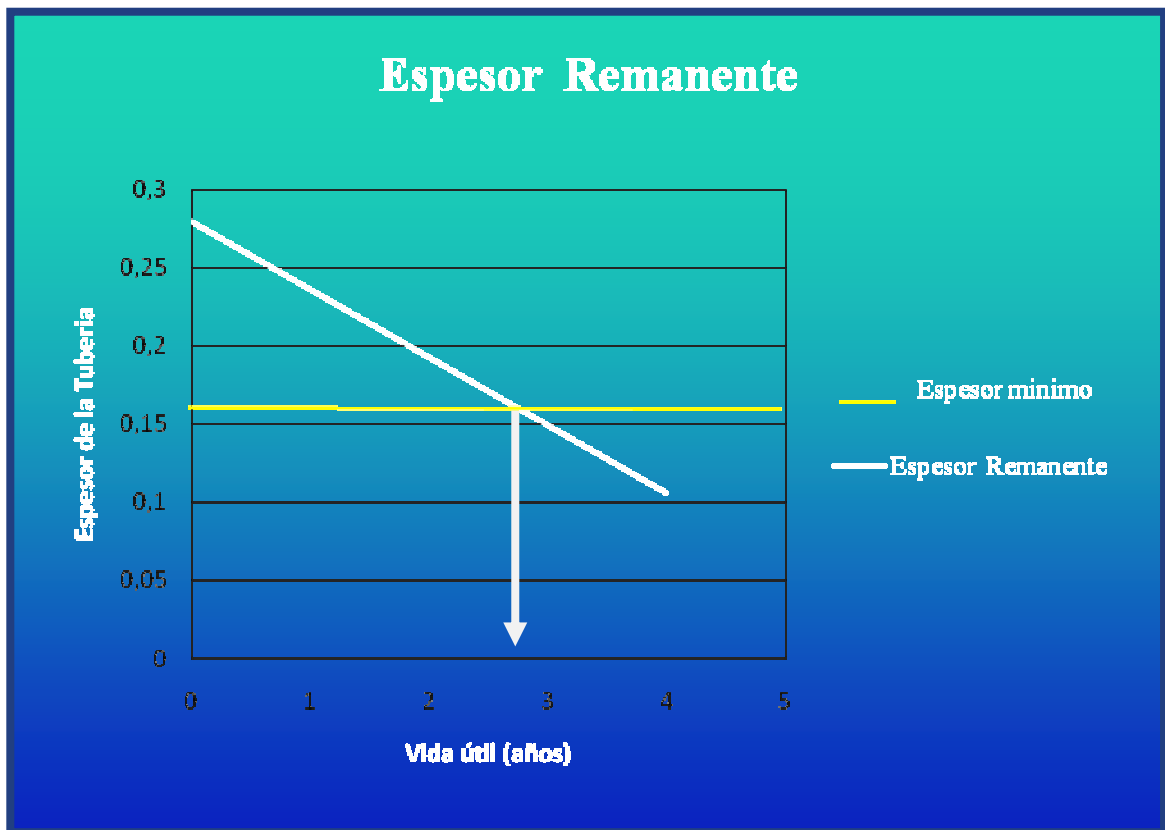




Figura E.2 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de FlujoW-2 con respecto a los años de operación.

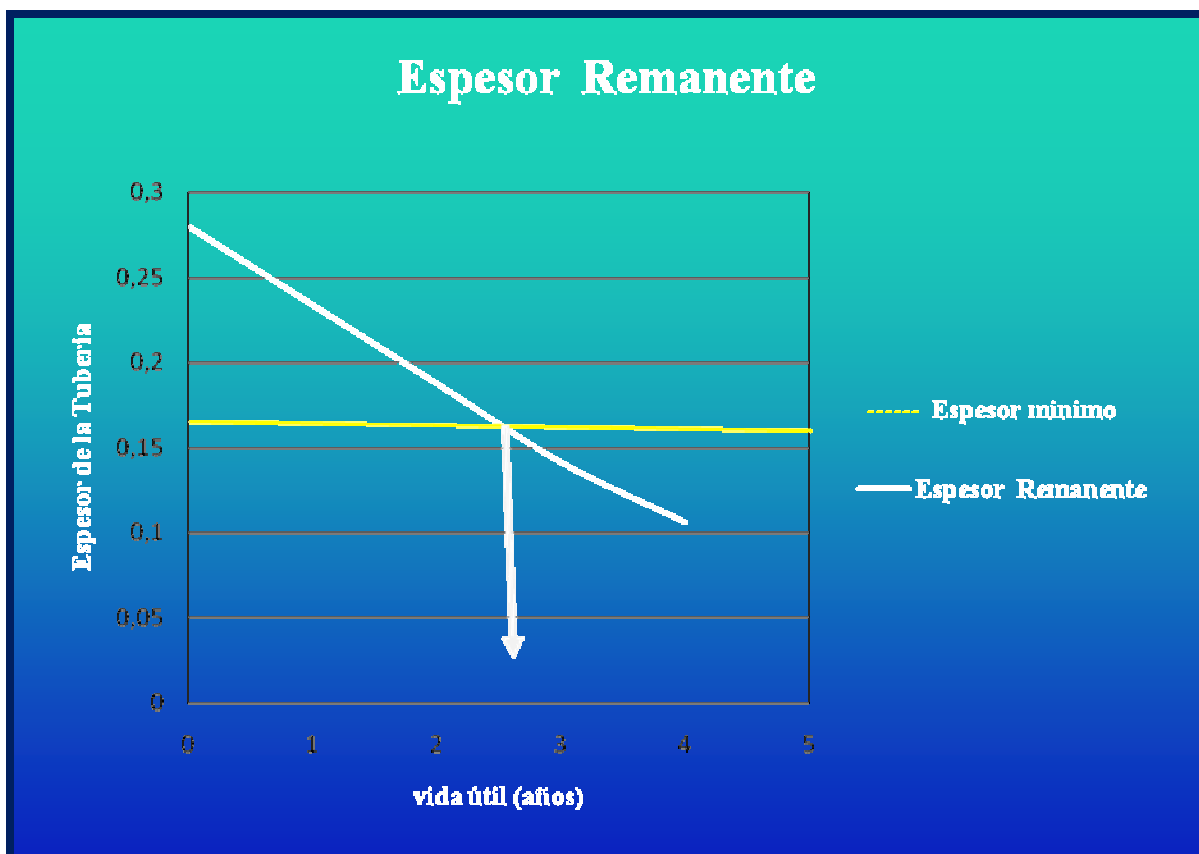




Figura E.3 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-3 con respecto a los años de operación.

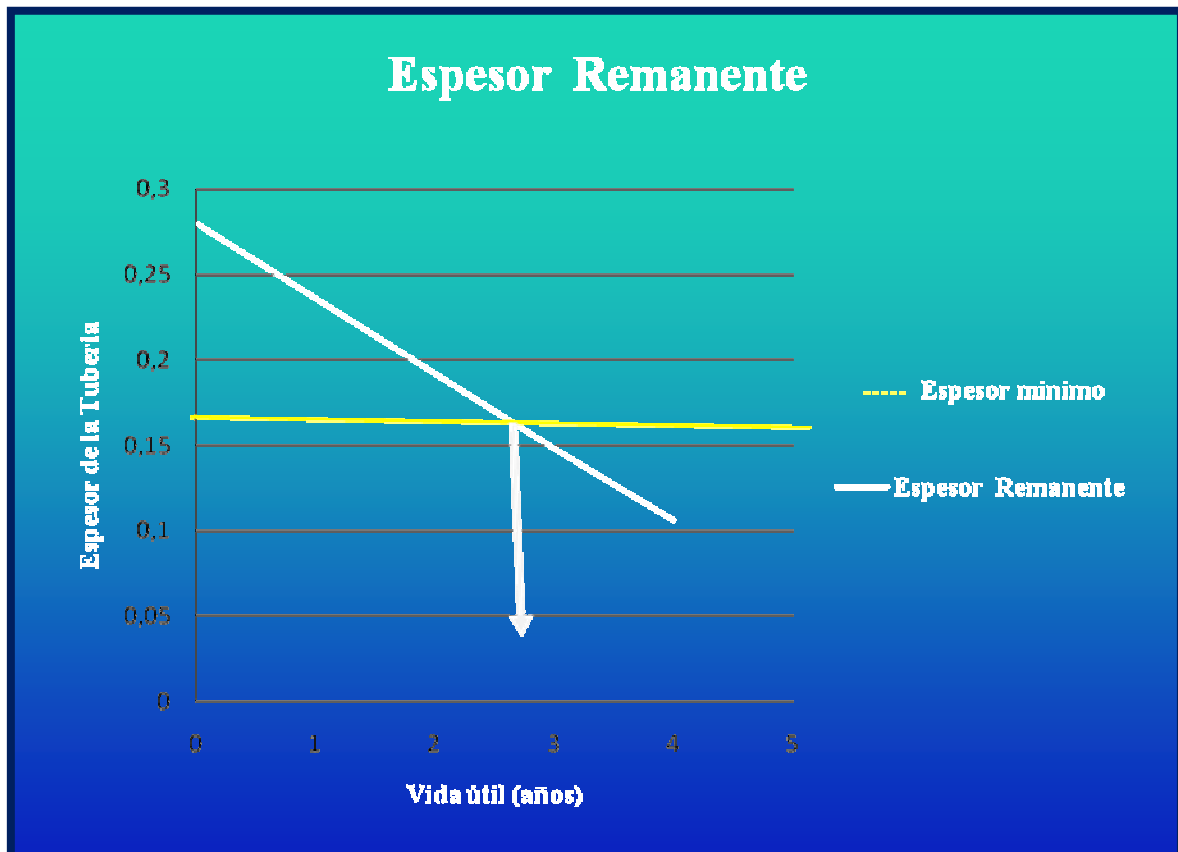




Figura E.4 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-4 con respecto a los años de operación.

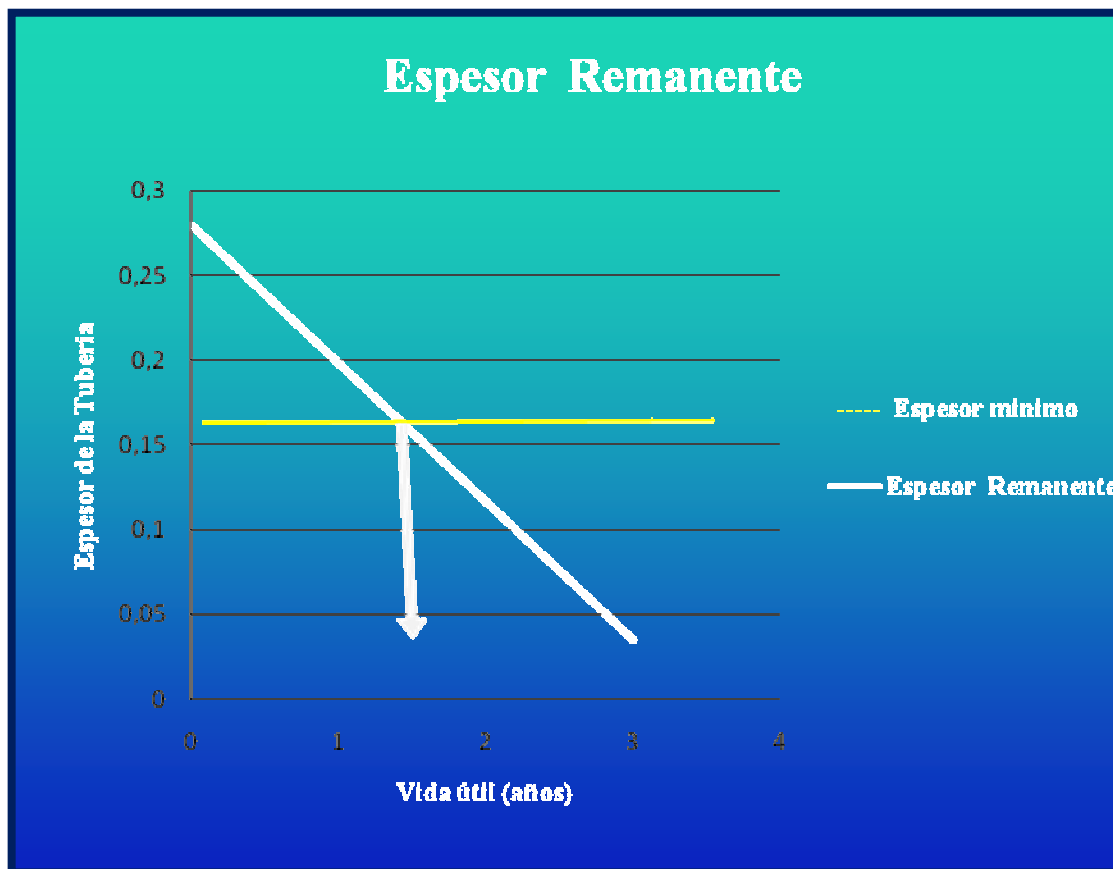




Figura E.5 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-5 con respecto a los años de operación.

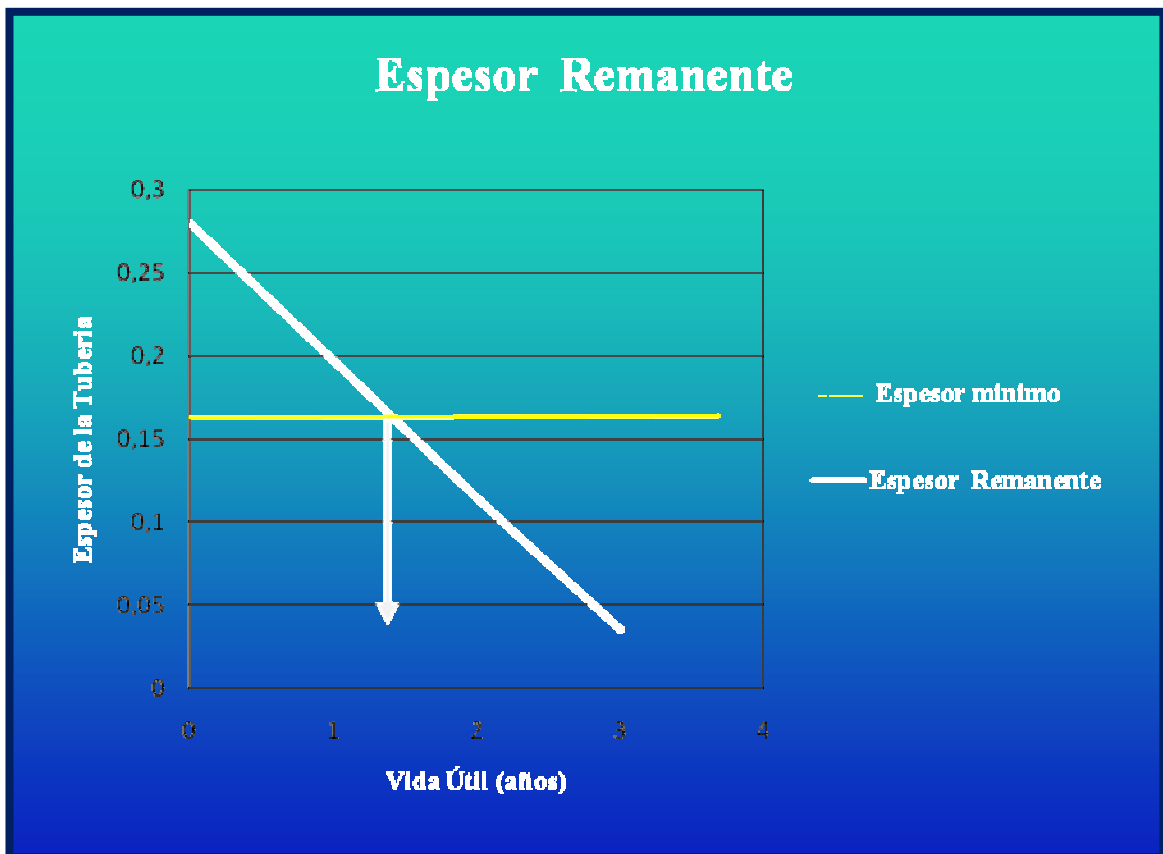




Figura E.6 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de FlujoW-6 con respecto a los años de operación.

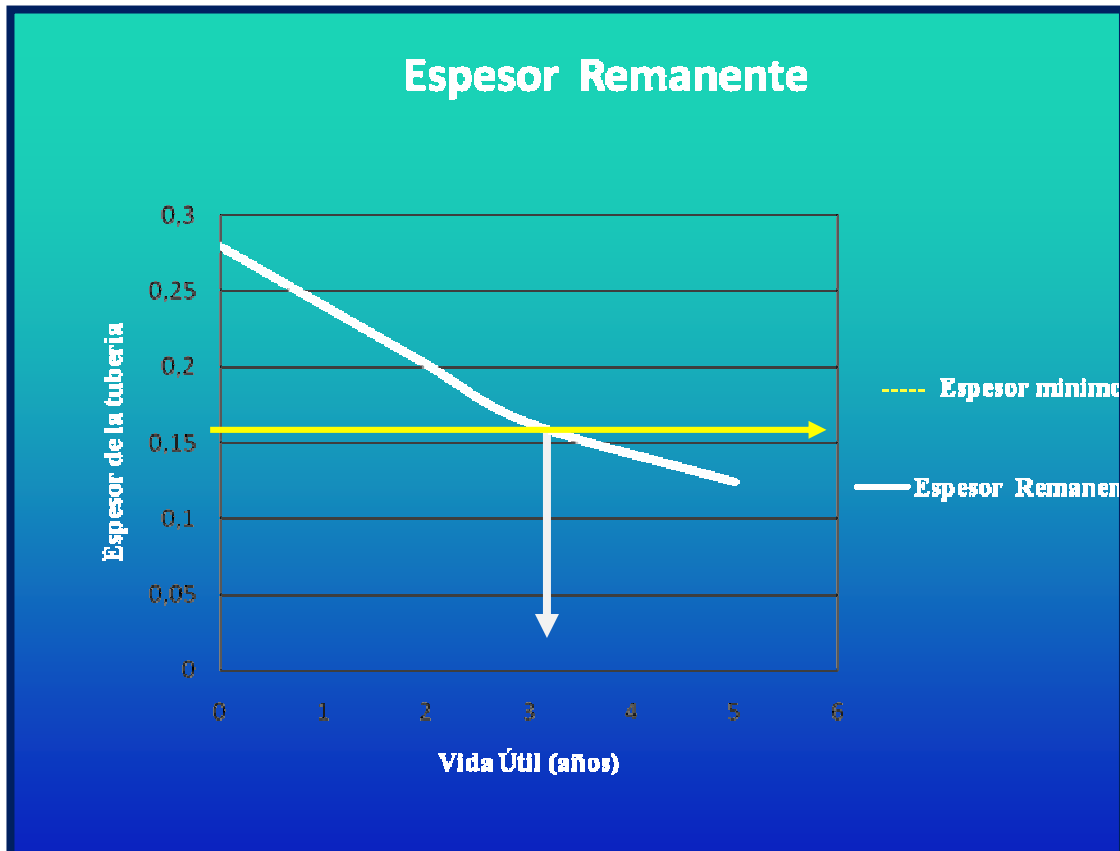




Figura E.7 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-7 con respecto a los años de operación.

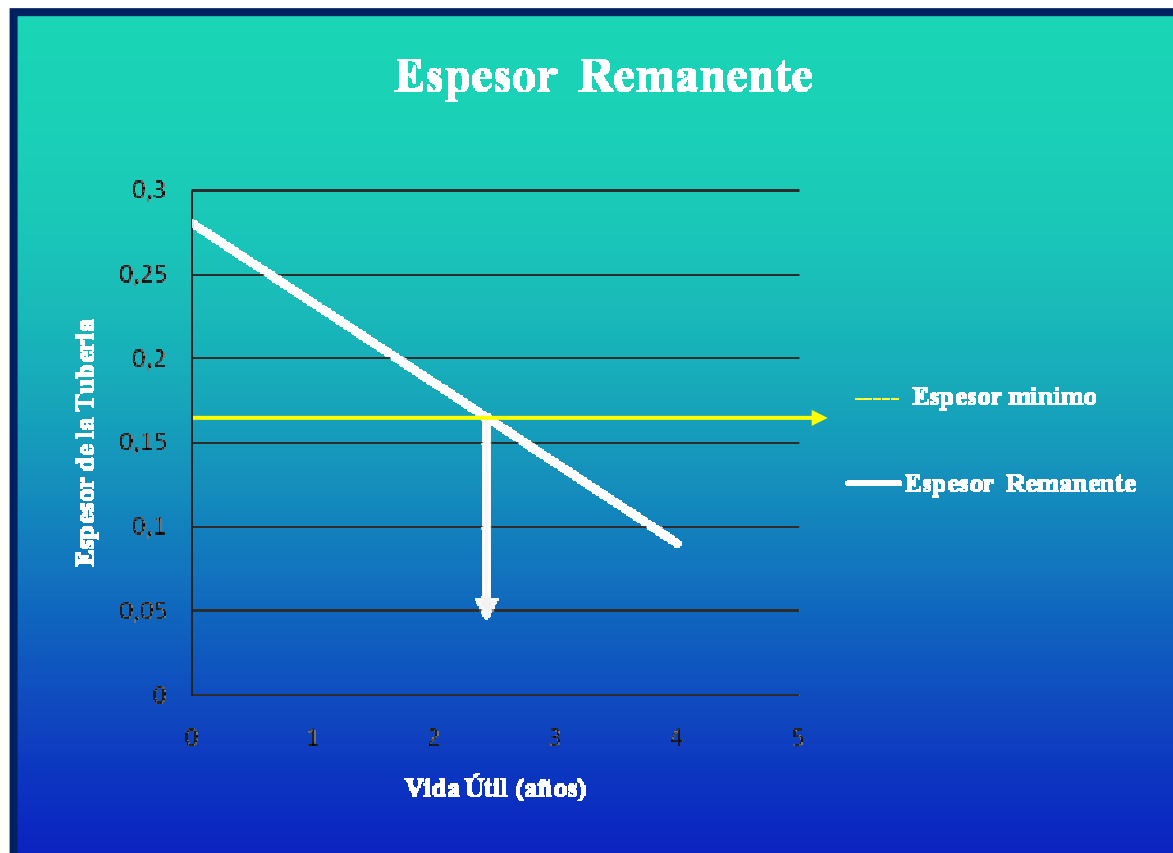




Figura E.8 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-8 con respecto a los años de operación.

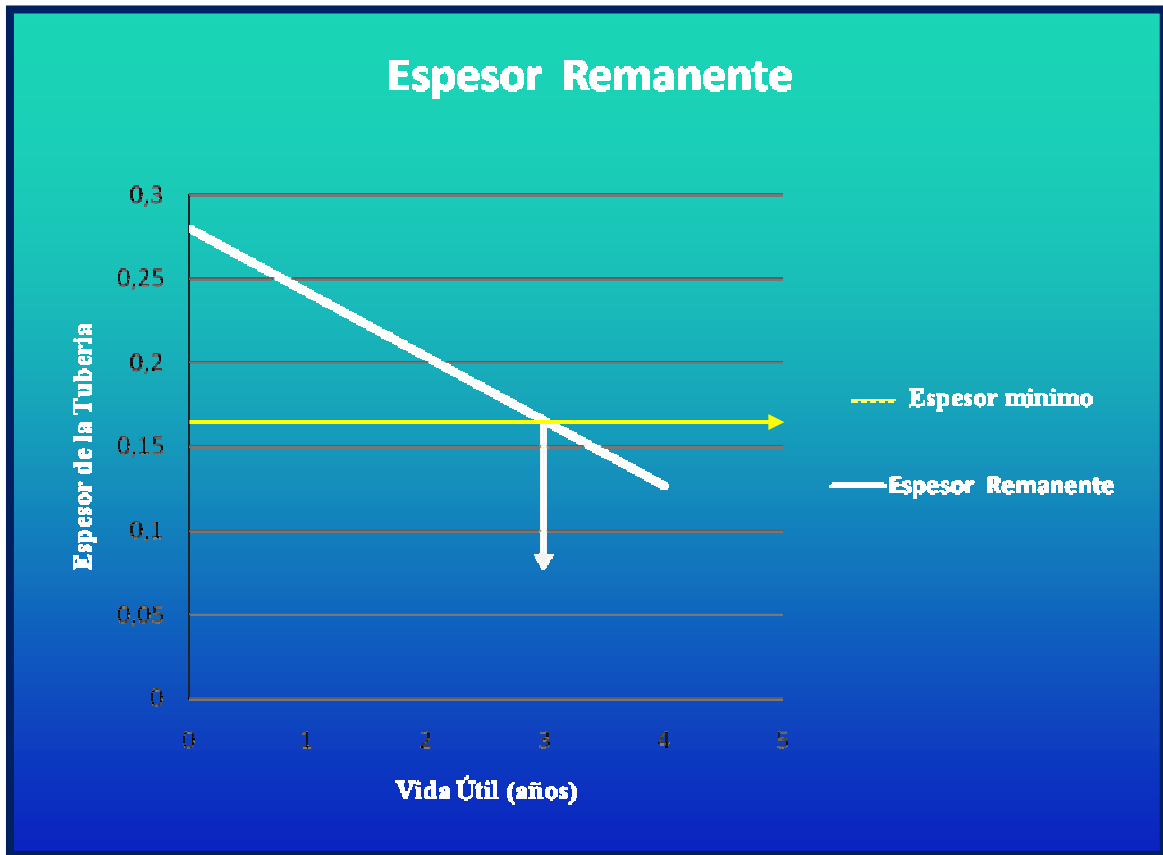




Figura E.9 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-9 con respecto a los años de operación.

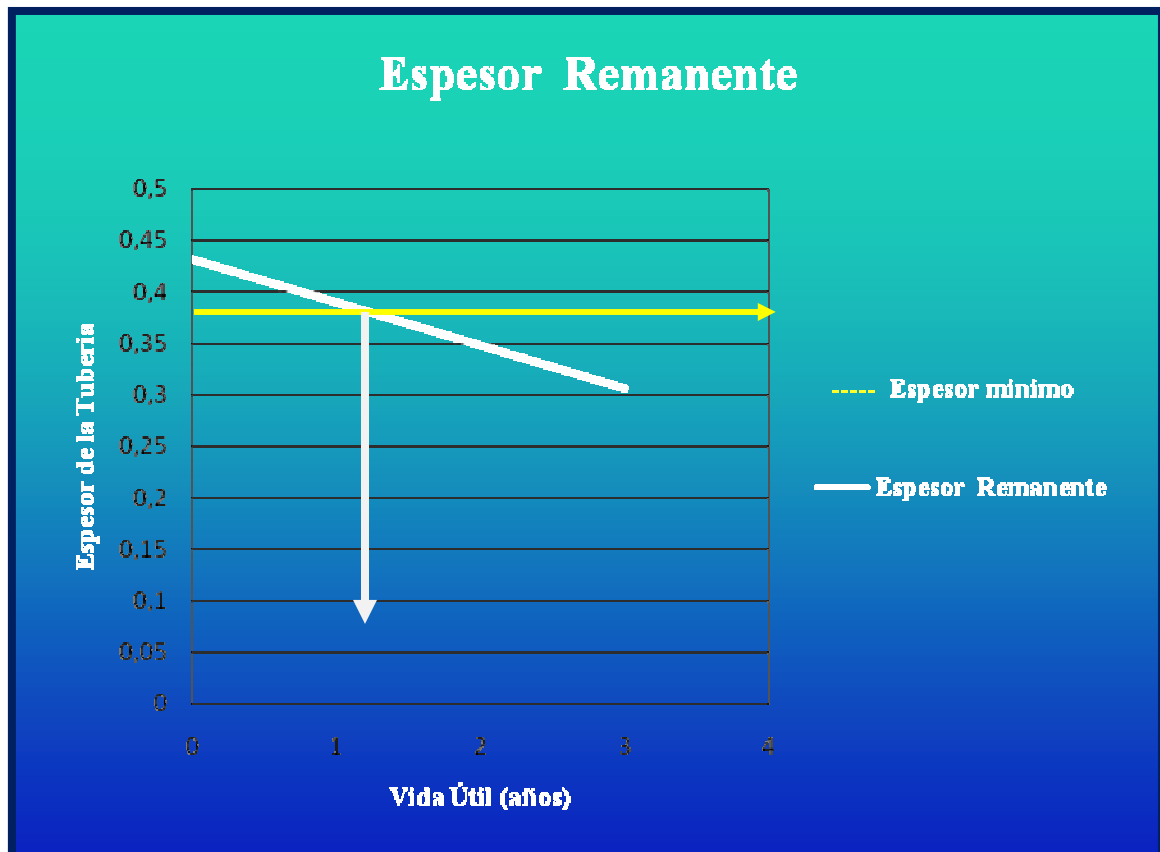




Figura E.10 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-10 con respecto a los años de operación.

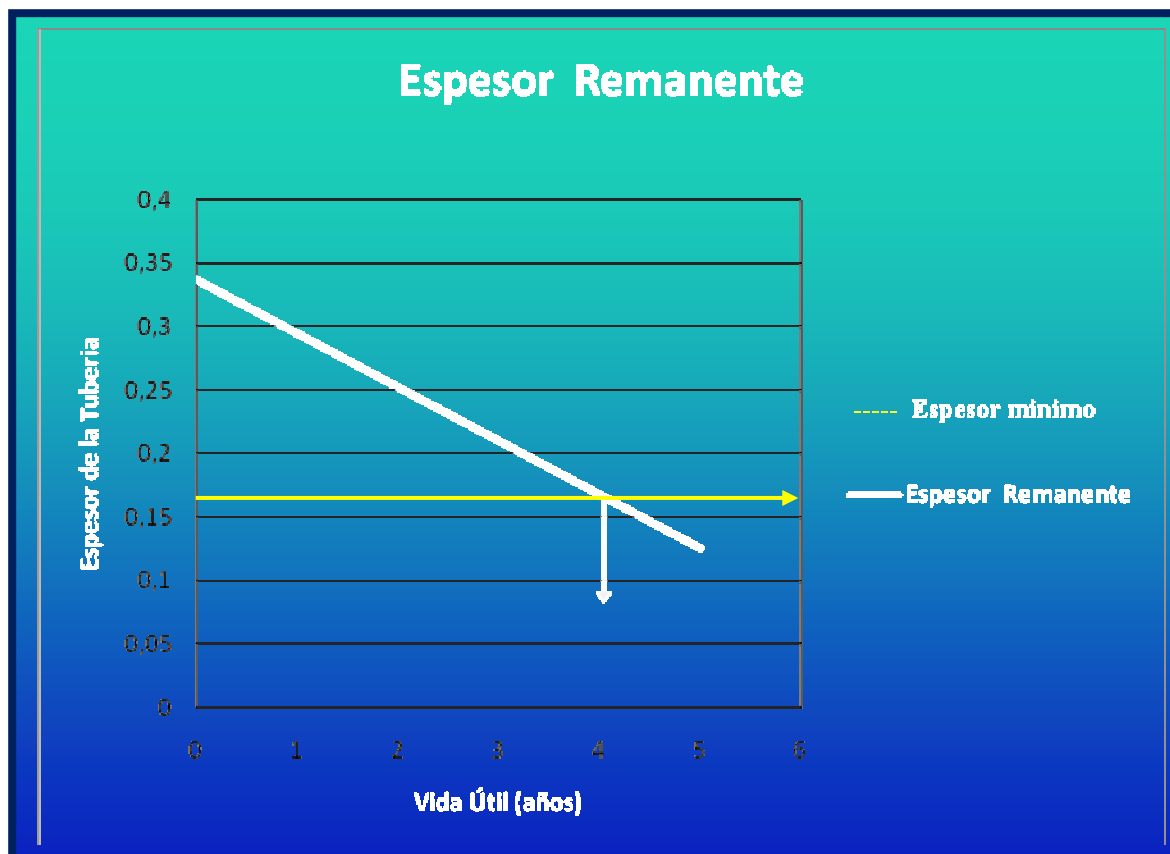




Figura E.11 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-11 con respecto a los años de operación.

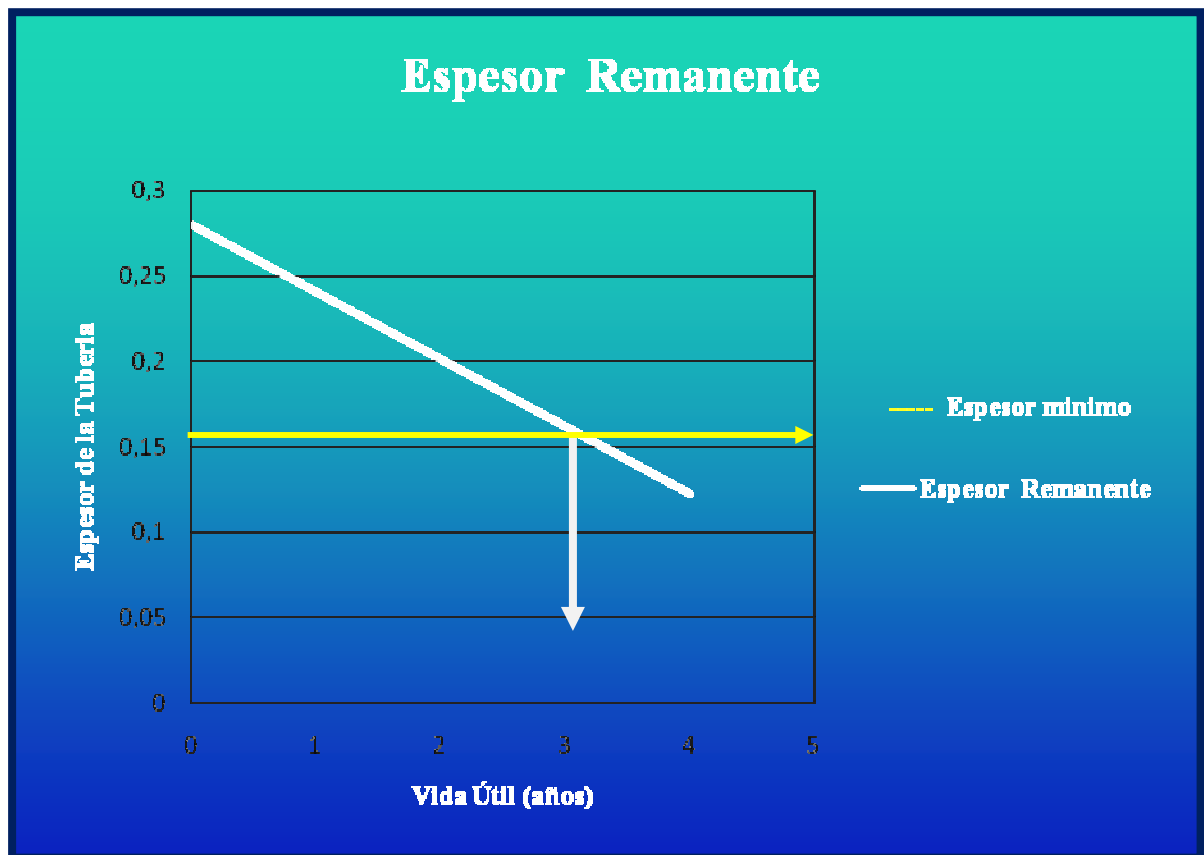




Figura E.12 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-12 con respecto a los años de operación.

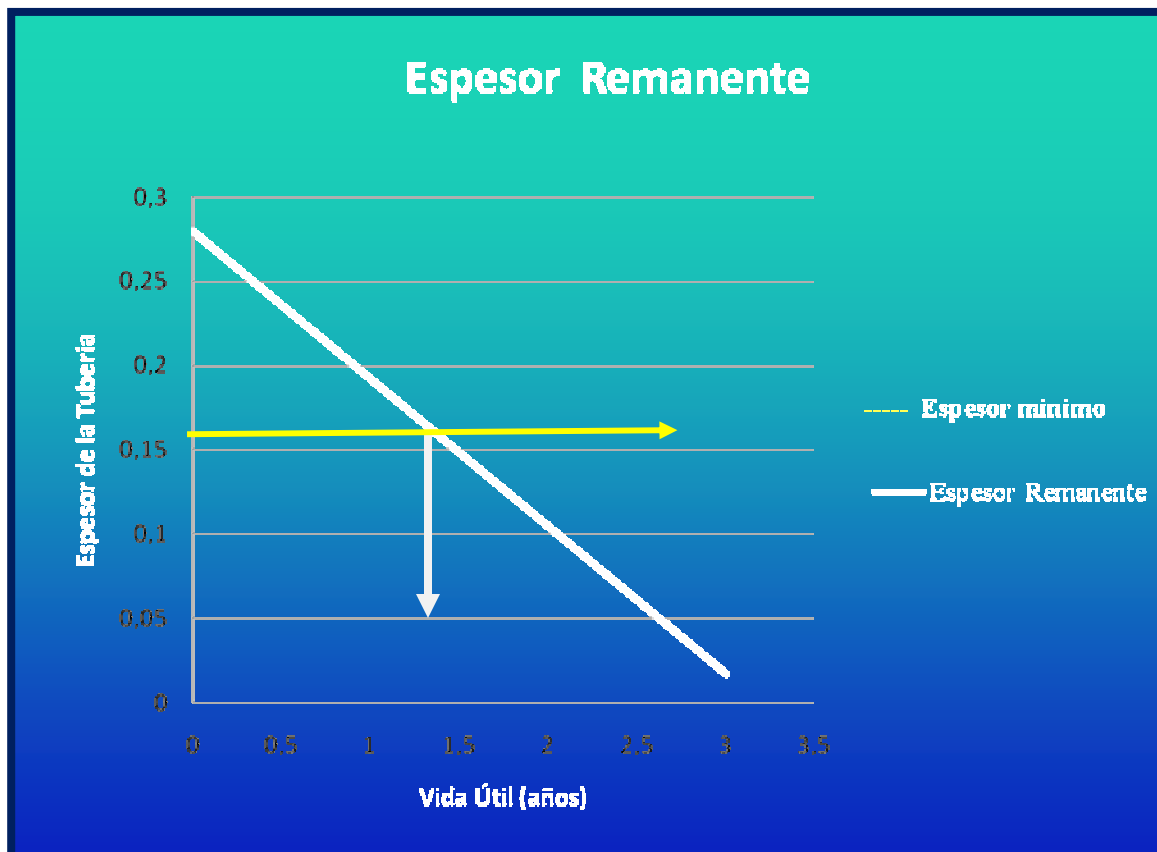




Figura E.13 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-13 con respecto a los años de operación.

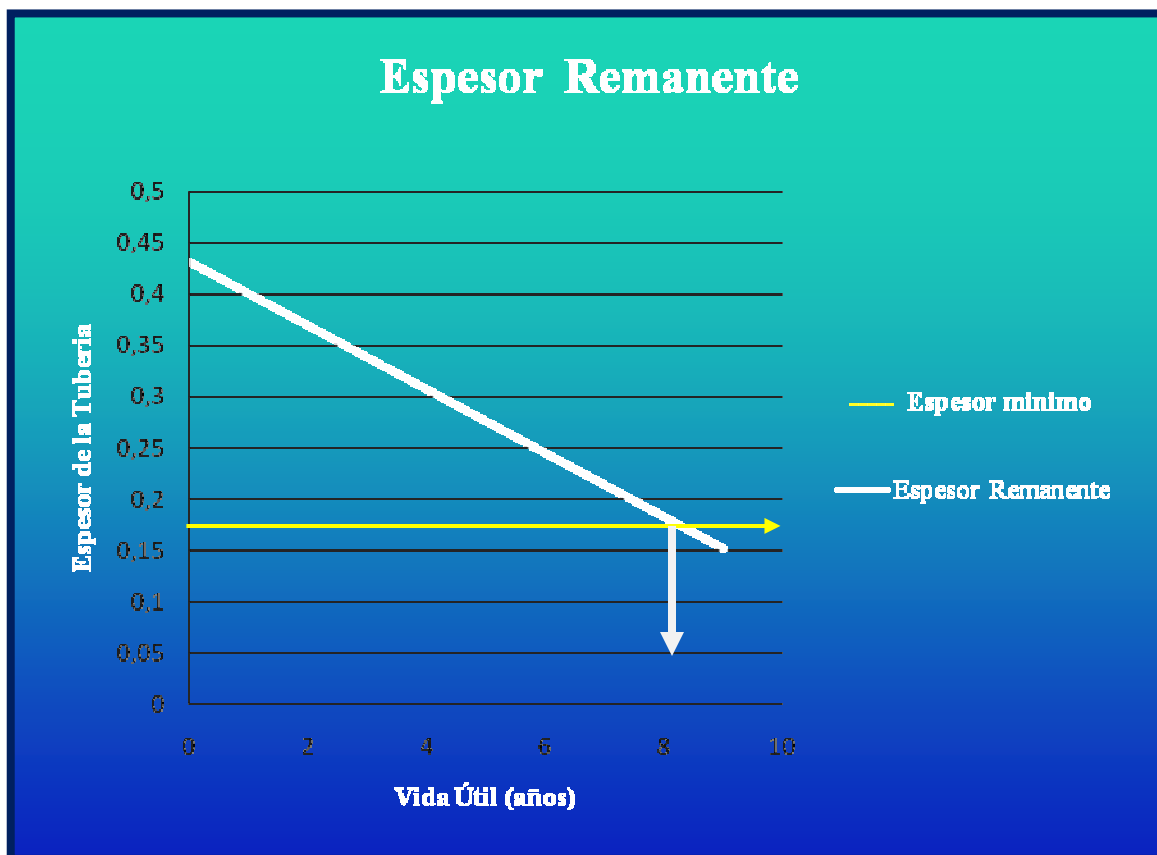




Figura E.14 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-14 con respecto a los años de operación.

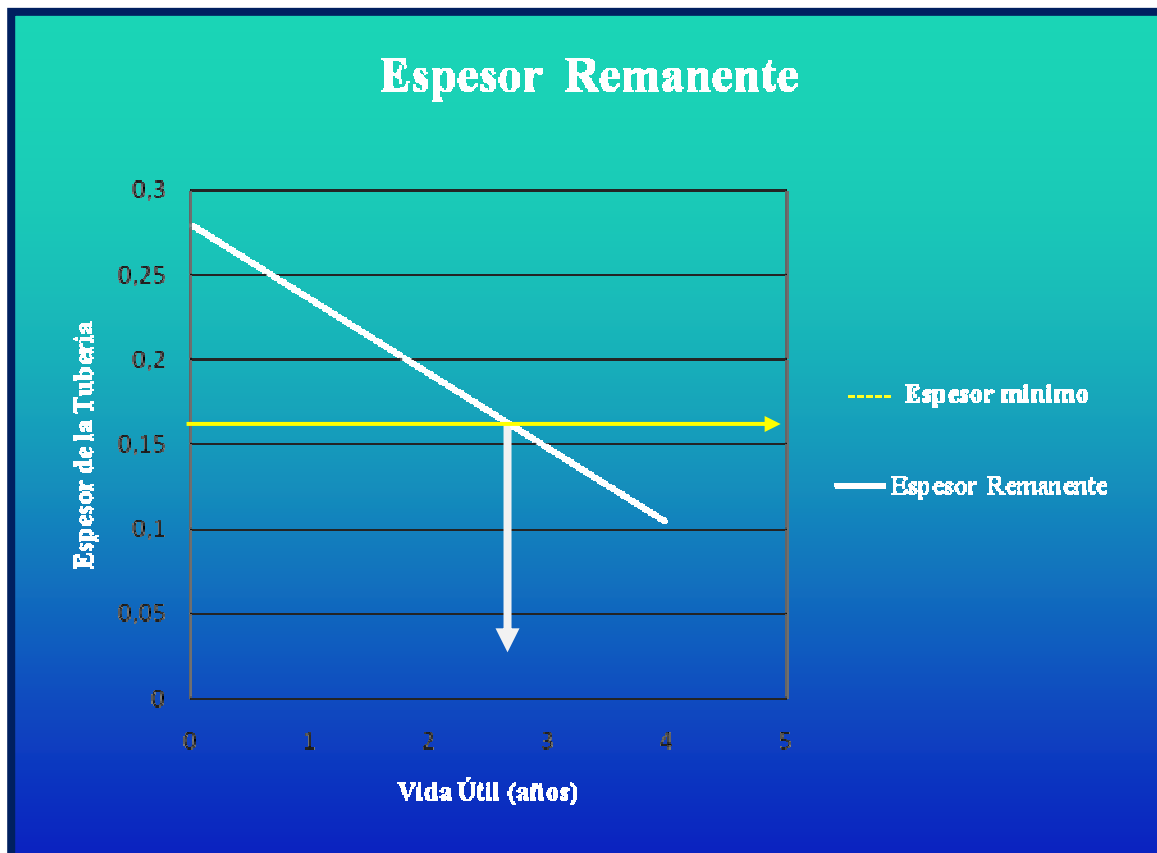




Figura E.15 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-15 con respecto a los años de operación.

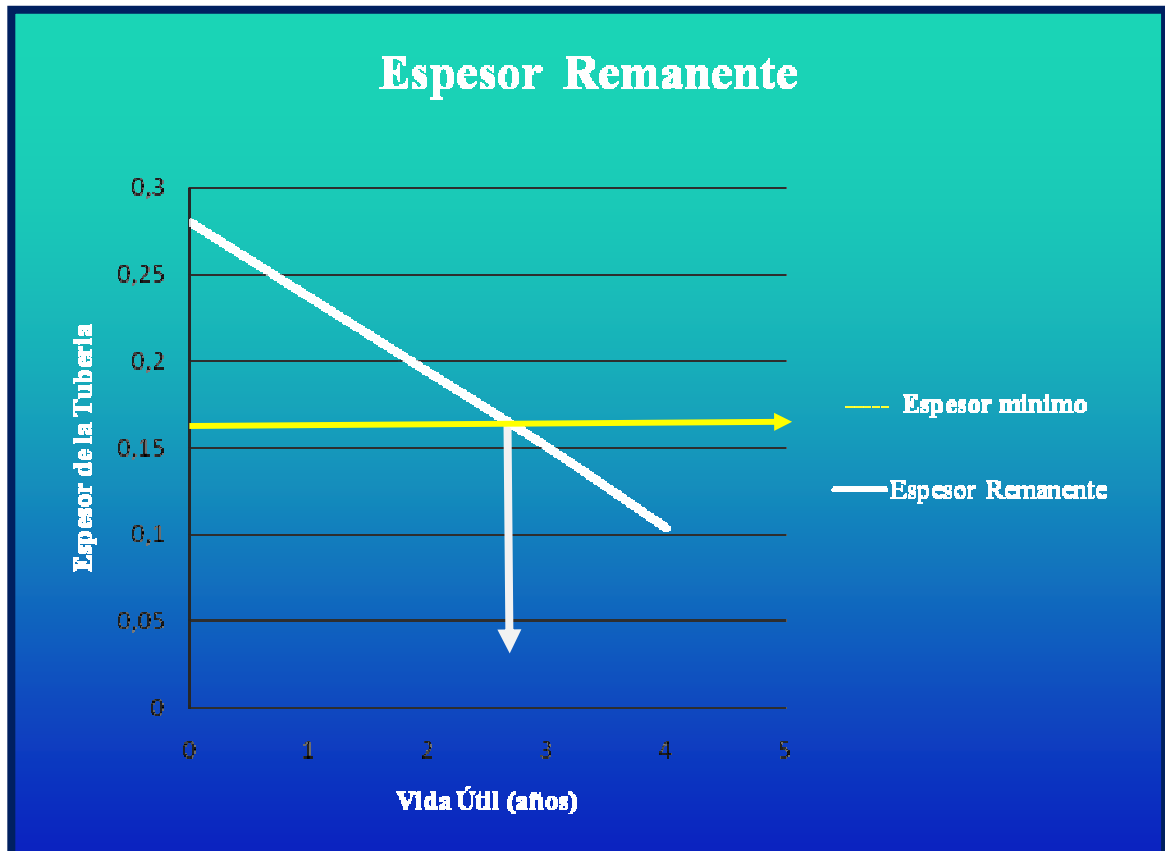




Figura E.16 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-16 con respecto a los años de operación.

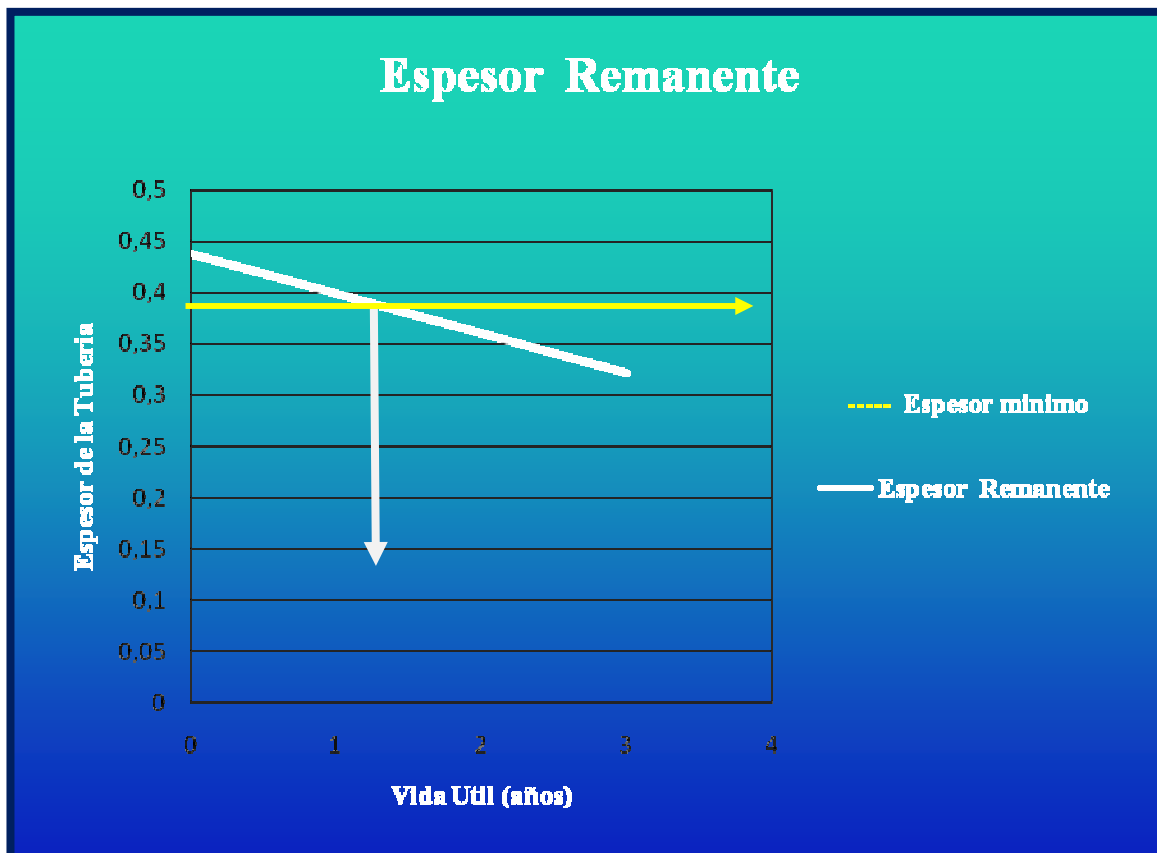




Tabla E.6 Resultados obtenidos de la Vida Útil de las Líneas de Flujo empleando la correlación De Waard & Milliams

Líneas de Flujos	Vida útil de las líneas (años)
W-1	13
W-2	12
W-3	21
W-4	14
W-5	18
W-6	13
W-7	18
W-8	13
W-9	6
W-10	34
W-11	10
W-12	8
W-13	65
W-14	15
W-15	13
W-16	8



Figura E.17 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-1 con respecto a los años de operación.

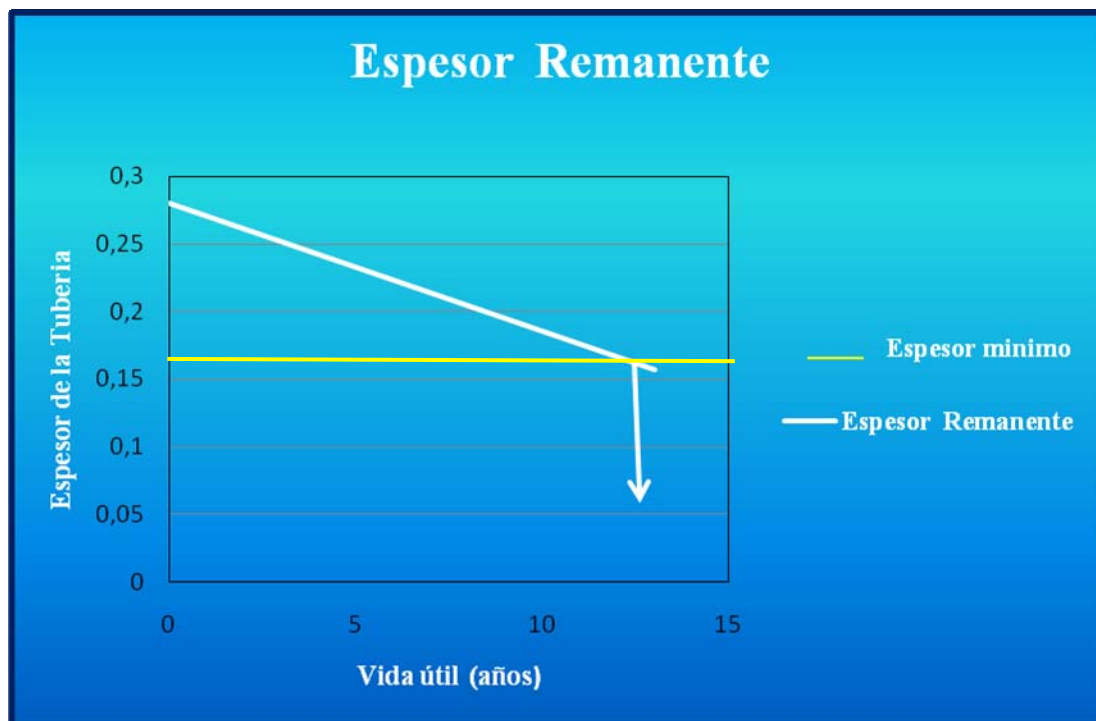




Figura E.18 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-2 con respecto a los años de operación

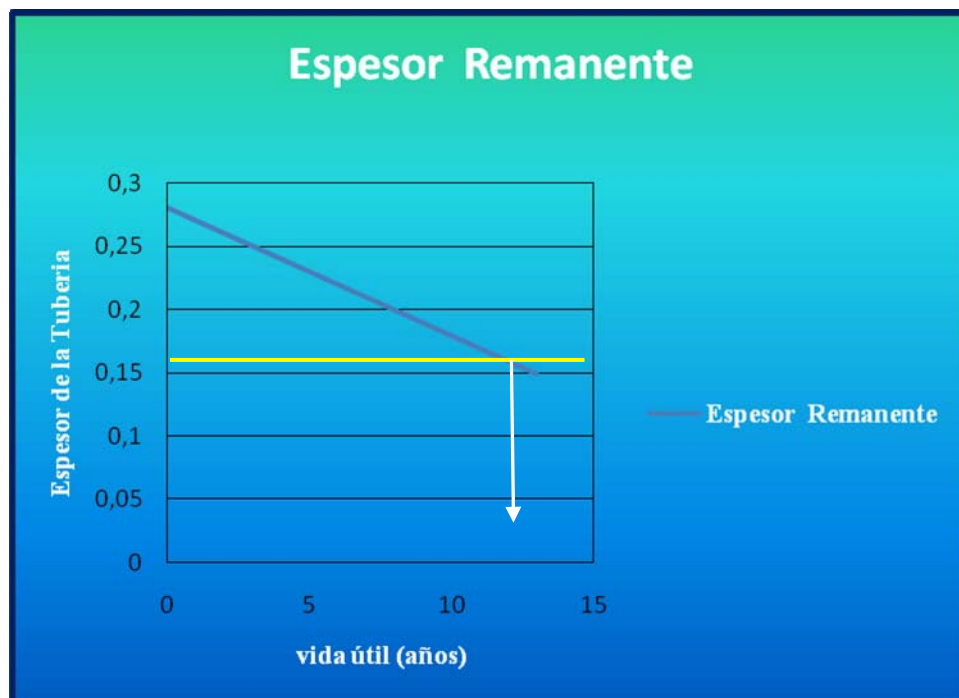




Figura E.19 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-3 con respecto a los años de operación.

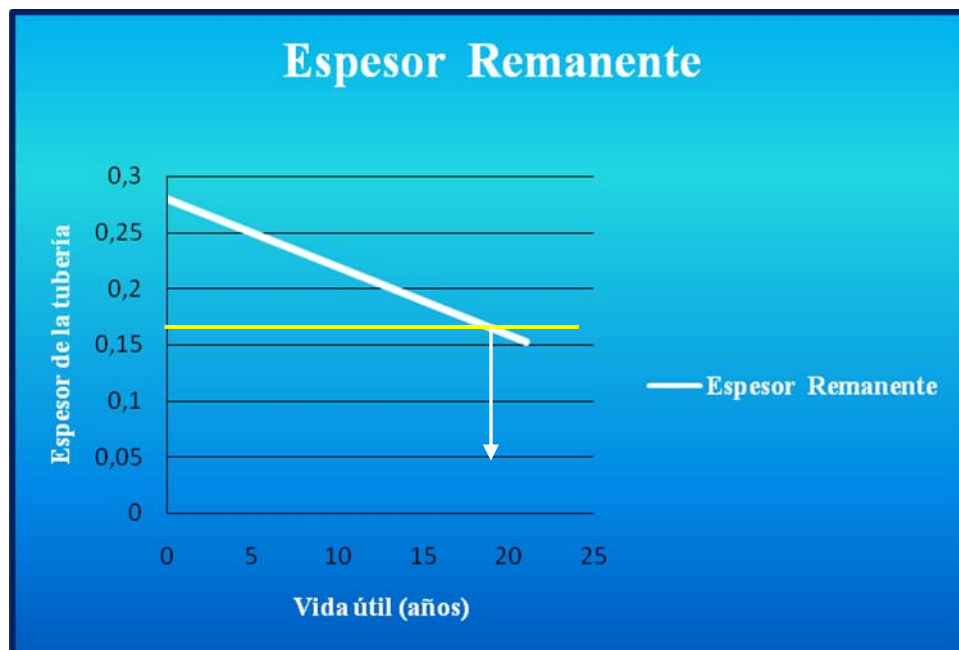




Figura E.20 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-4 con respecto a los años de operación.

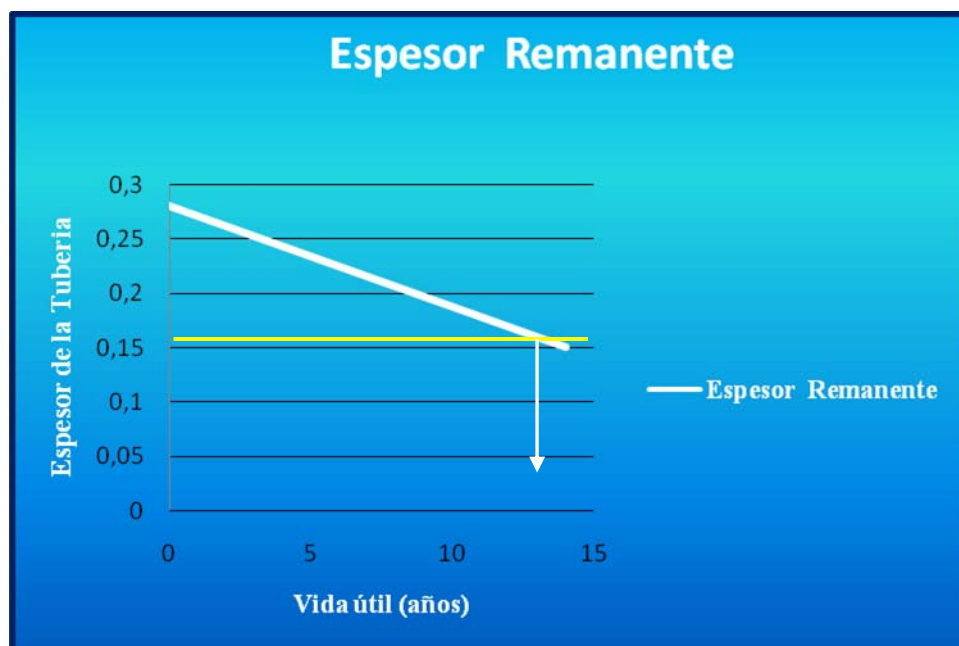




Figura E.21 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-5 con respecto a los años de operación.

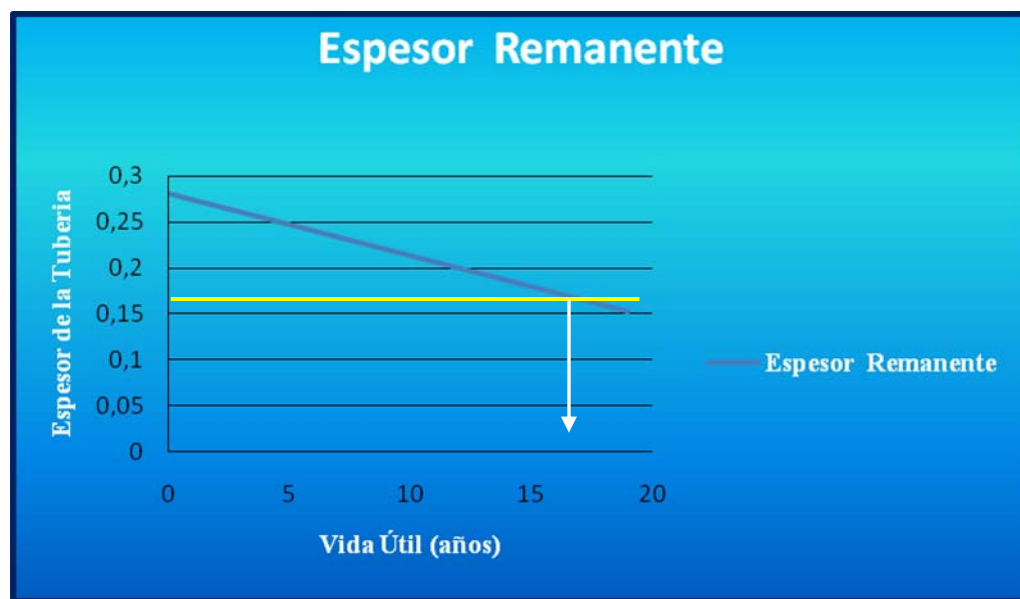




Figura E.22 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-6 con respecto a los años de operación.

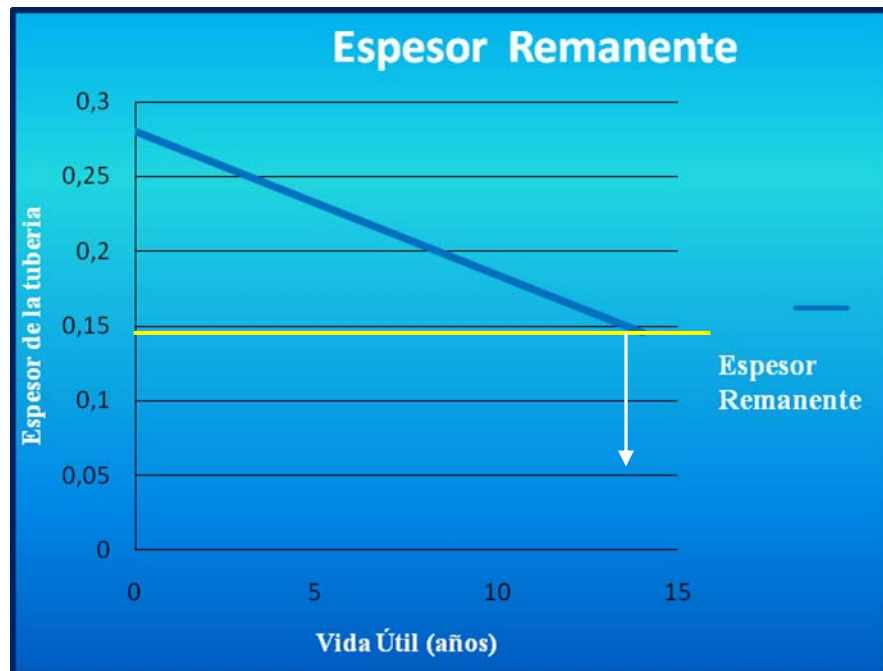




Figura E.23 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-7 con respecto a los años de operación.

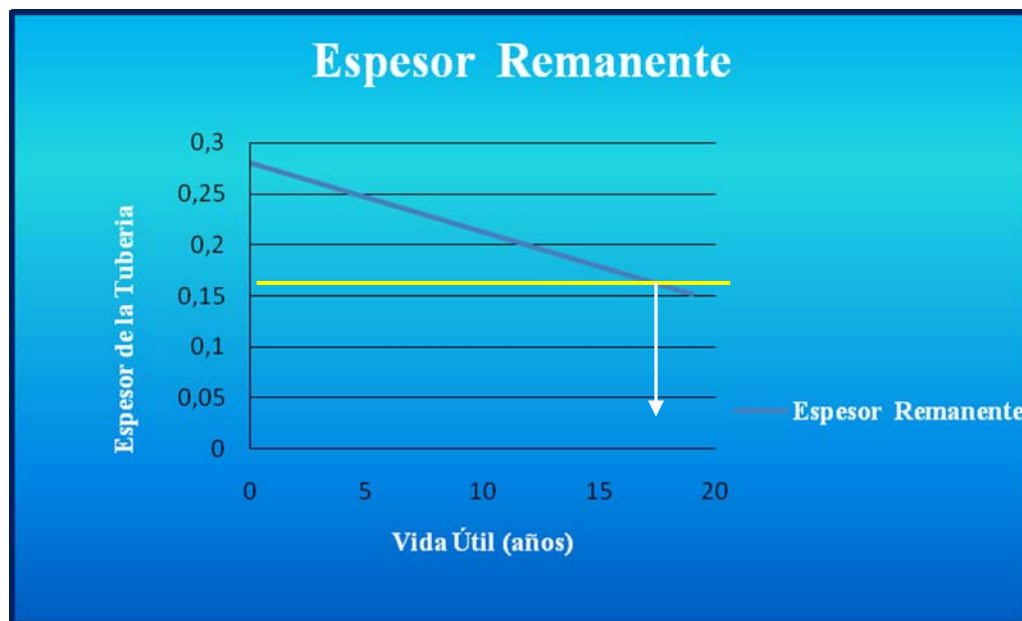




Figura E.24 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-8 con respecto a los años de operación.

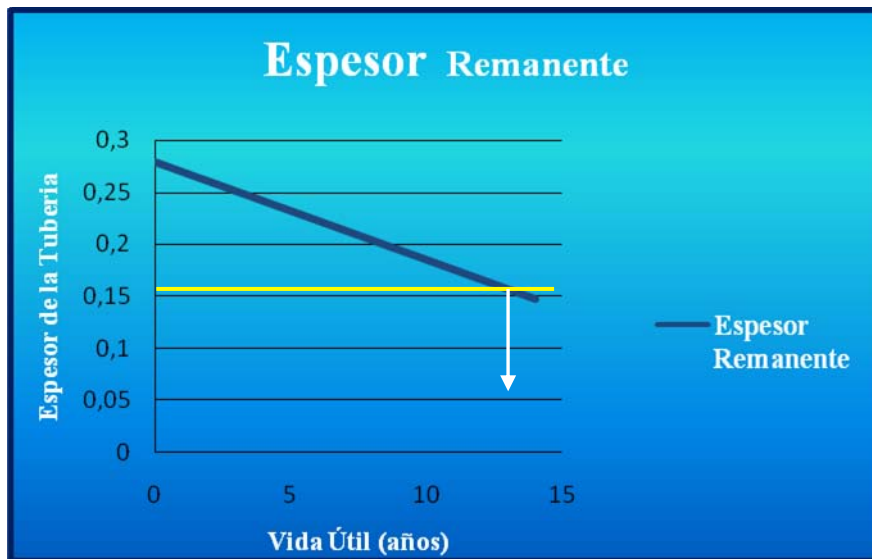




Figura E.25 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-9 con respecto a los años de operación.

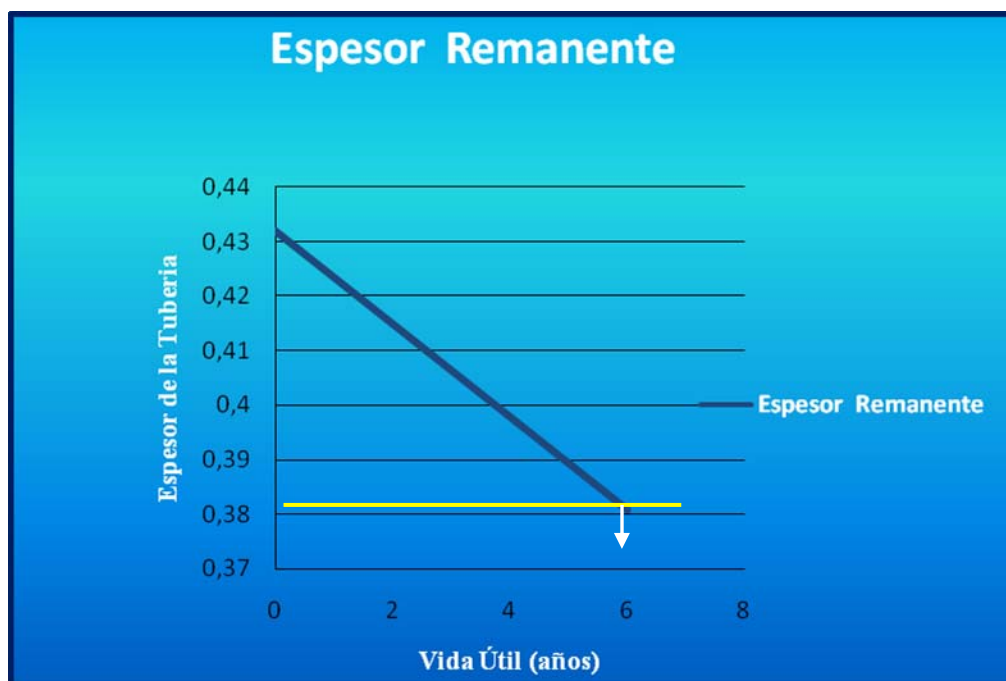




Figura E.26 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-10 con respecto a los años de operación.

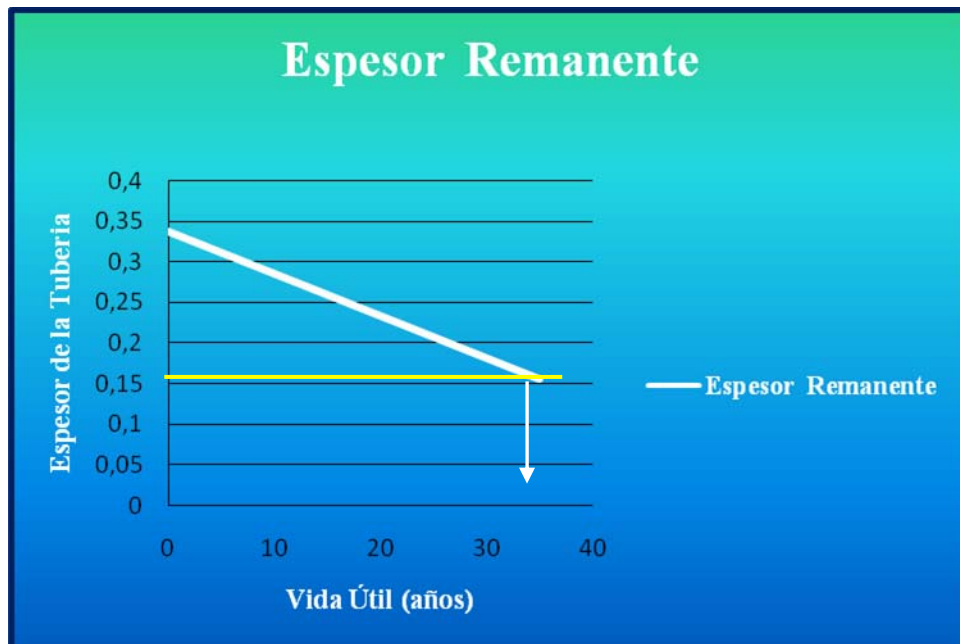




Figura E.27 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-11 con respecto a los años de operación.

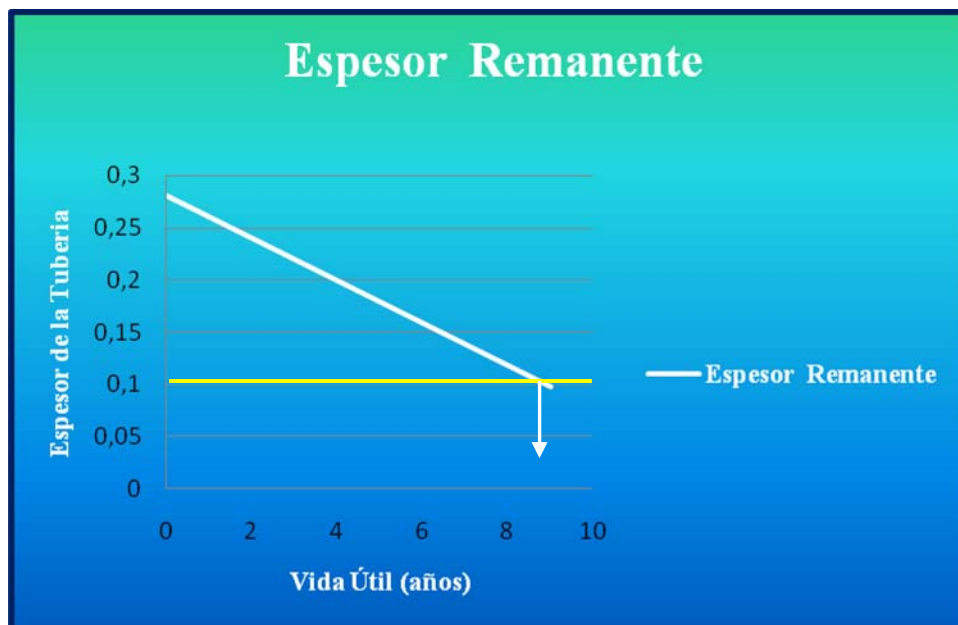




Figura E.28 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-12 con respecto a los años de operación.

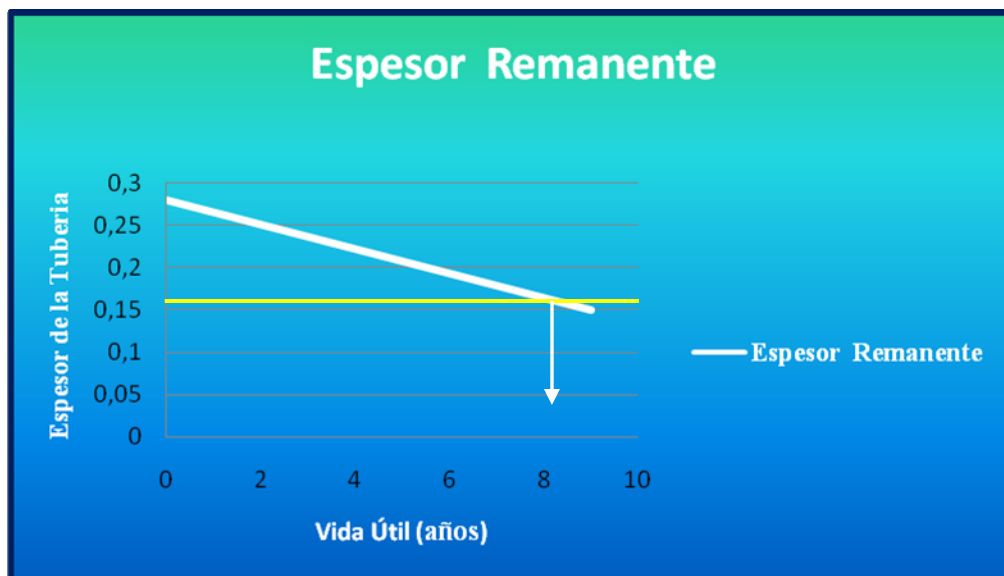




Figura E.29 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-13 con respecto a los años de operación.

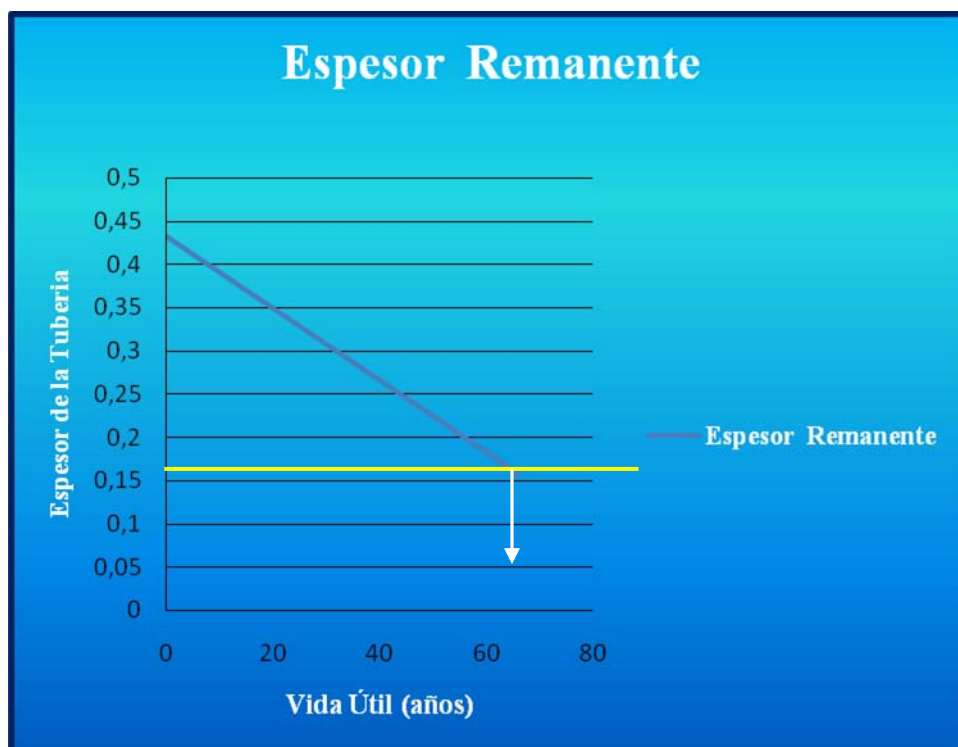




Figura E.30 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-14 con respecto a los años de operación.

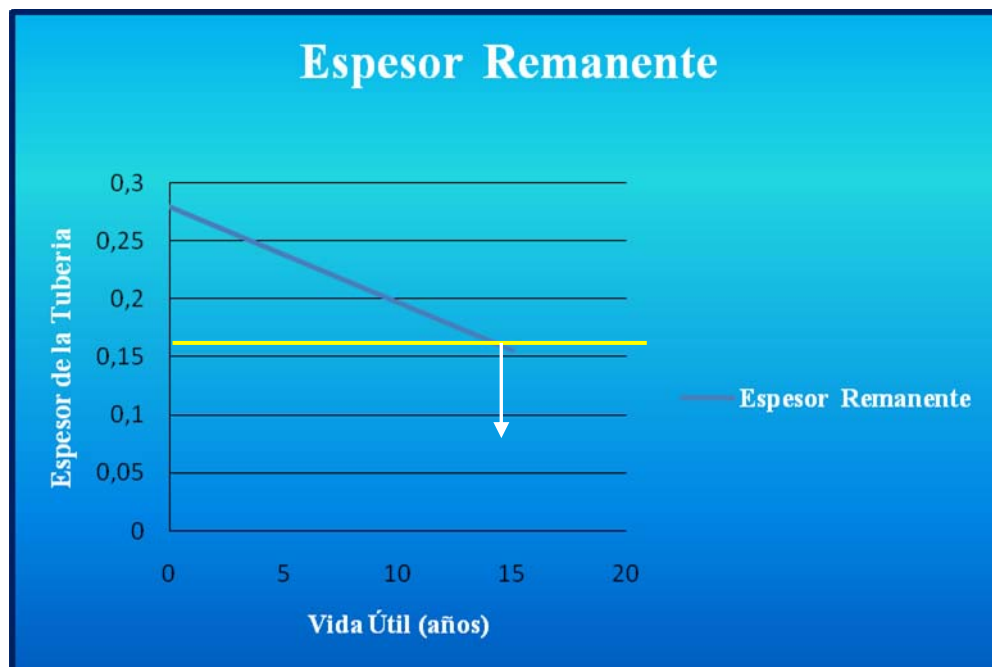




Figura E.31 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-15 con respecto a los años de operación.

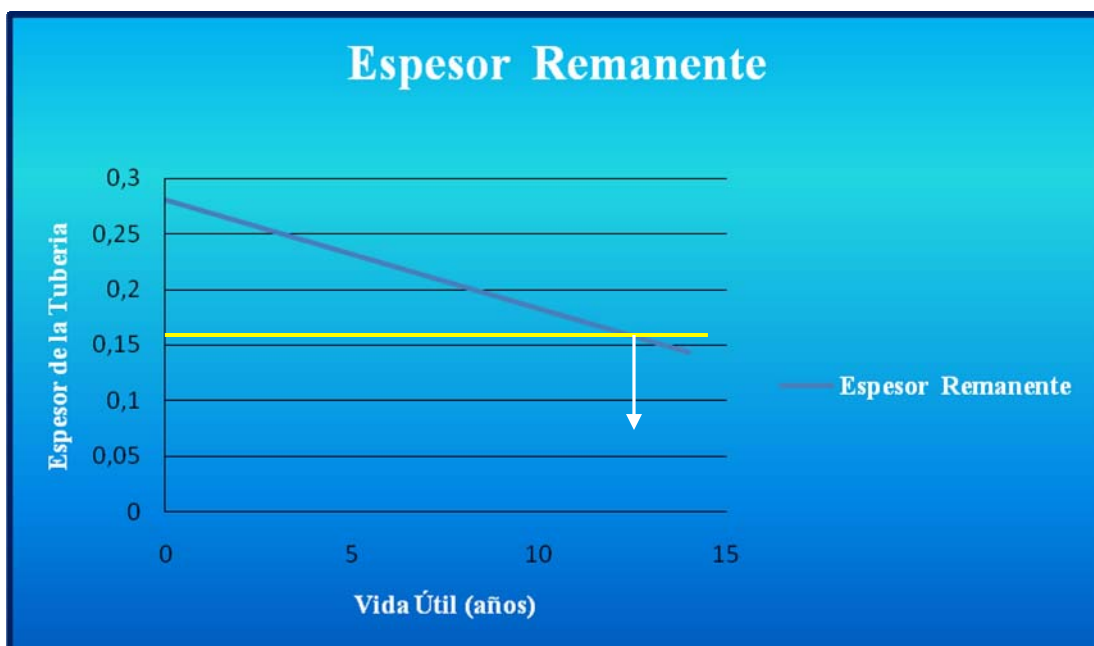




Figura E.32 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-16 con respecto a los años de operación.

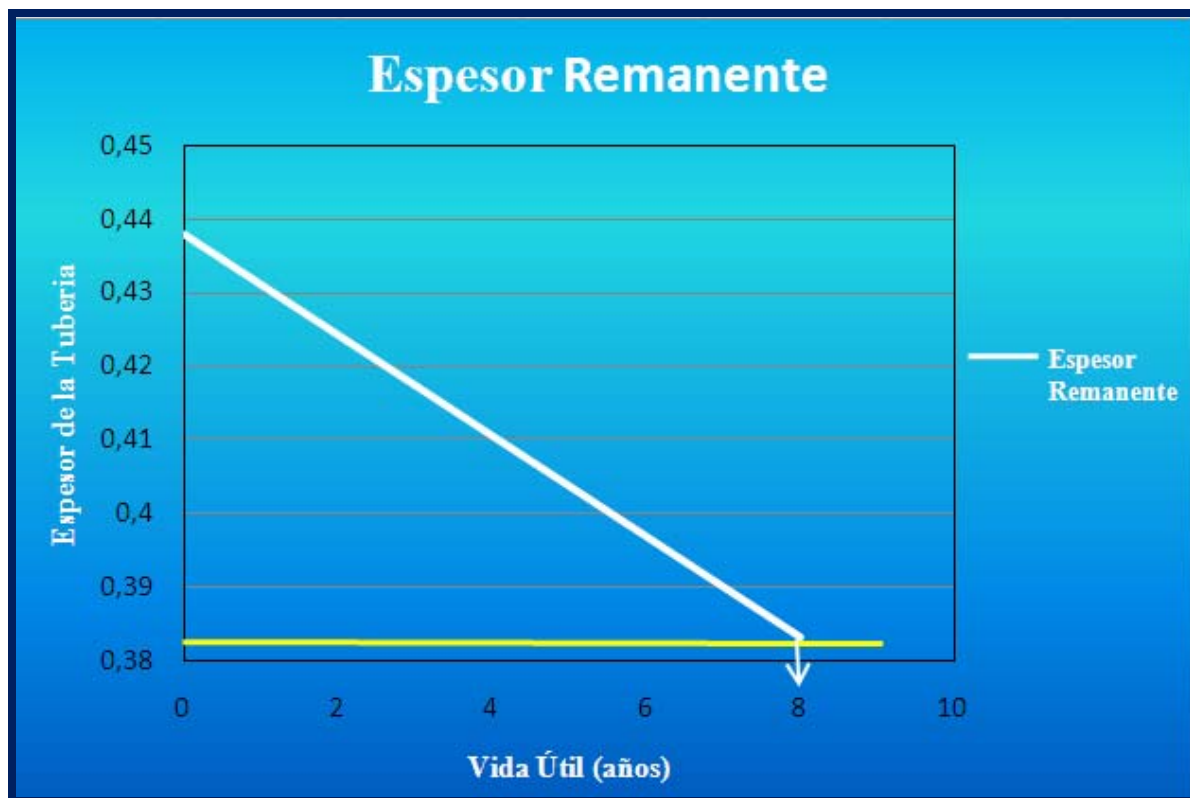




Tabla E.7 Resultados obtenidos de la Vida Útil de las Líneas de Flujo empleando la correlación C. De Waard & U. Lotz.

Líneas de Flujos	Vida útil de las líneas (años)
W-1	11
W-2	10
W-3	12
W-4	11
W-5	11
W-6	13
W-7	11
W-8	13
W-9	5
W-10	19
W-11	13
W-12	9
W-13	37
W-14	12
W-15	13
W-16	7

Figura E.33 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-1 con respecto a los años de operación.

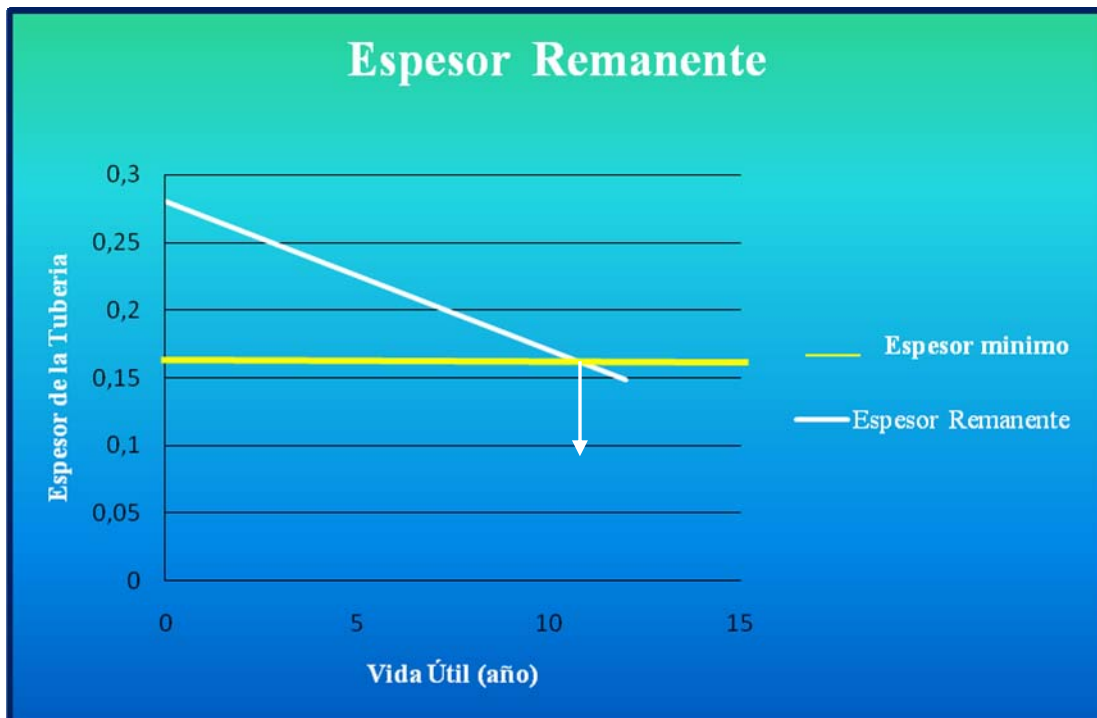




Figura E.34 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-2 con respecto a los años de operación.

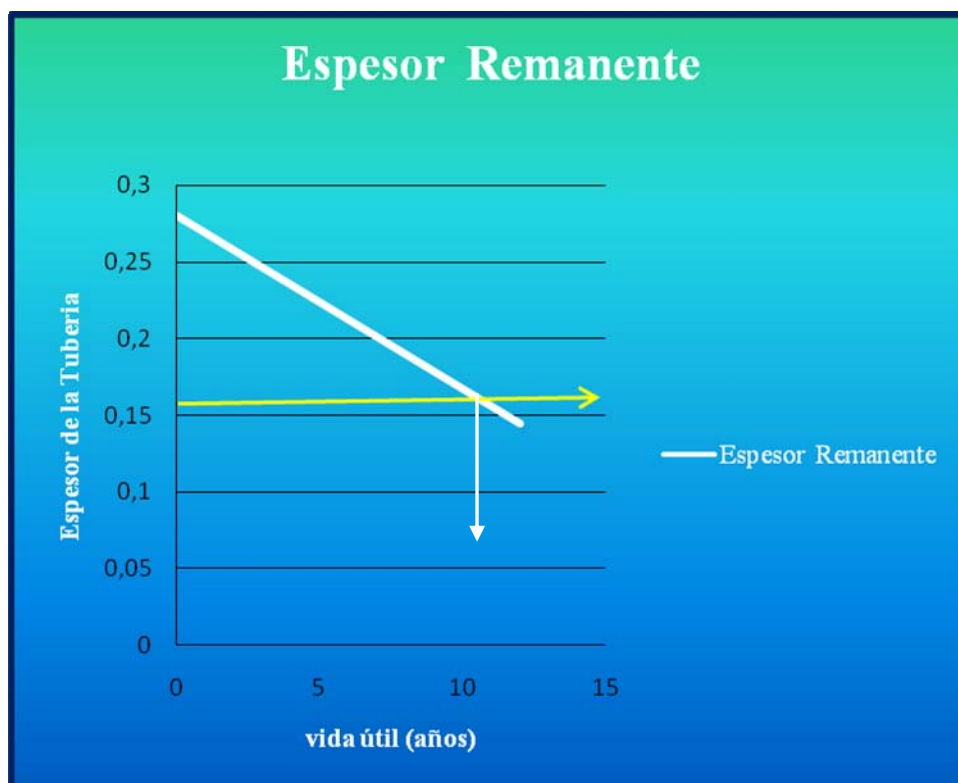




Figura E.35 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-3 con respecto a los años de operación.

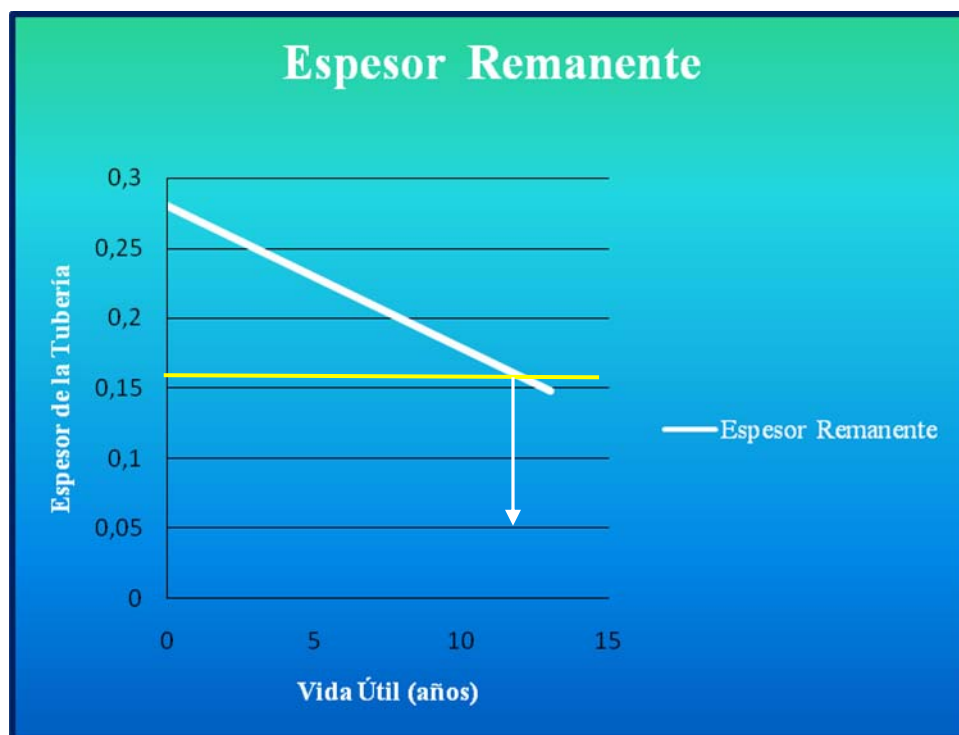


Figura E.36 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-4 con respecto a los años de operación.

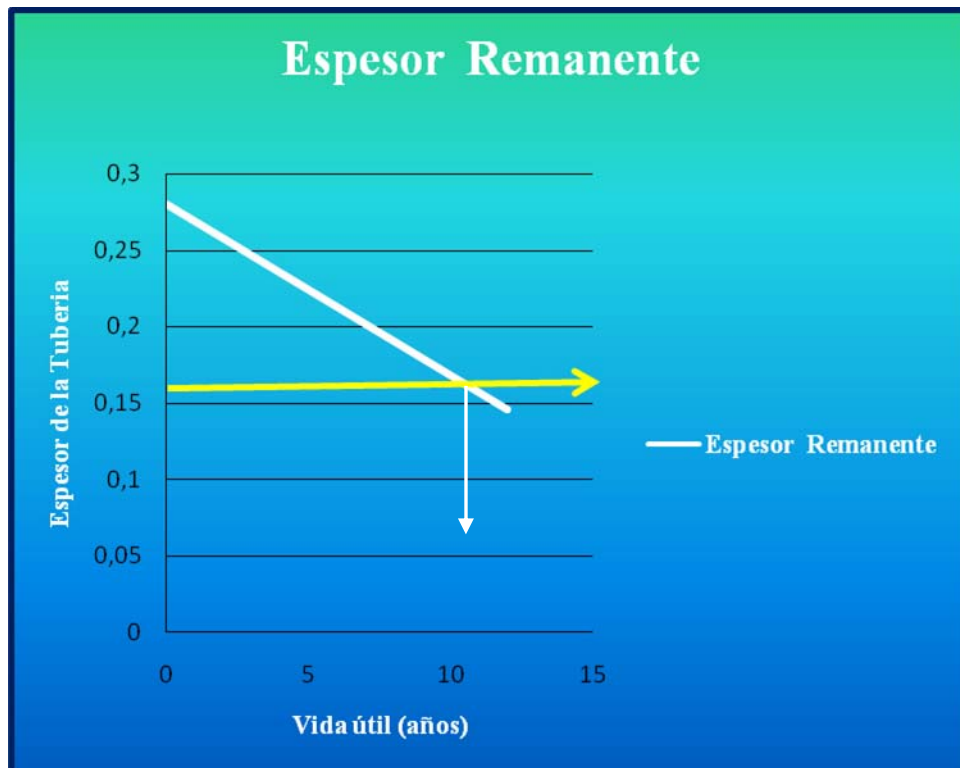




Figura E.37 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-5 con respecto a los años de operación.

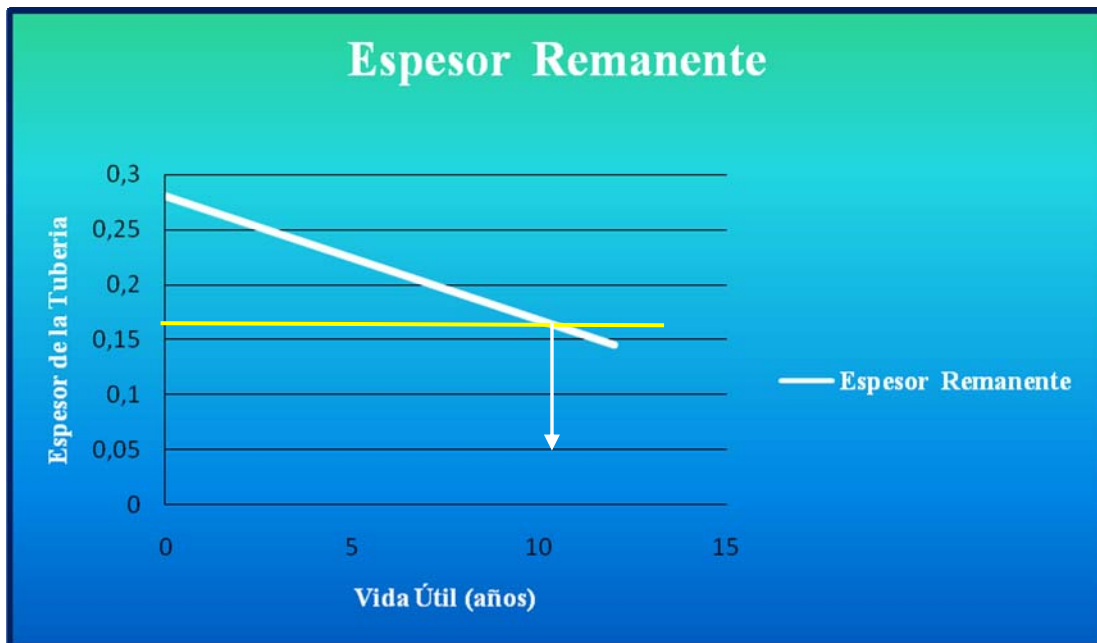


Figura E.38 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-6 con respecto a los años de operación.

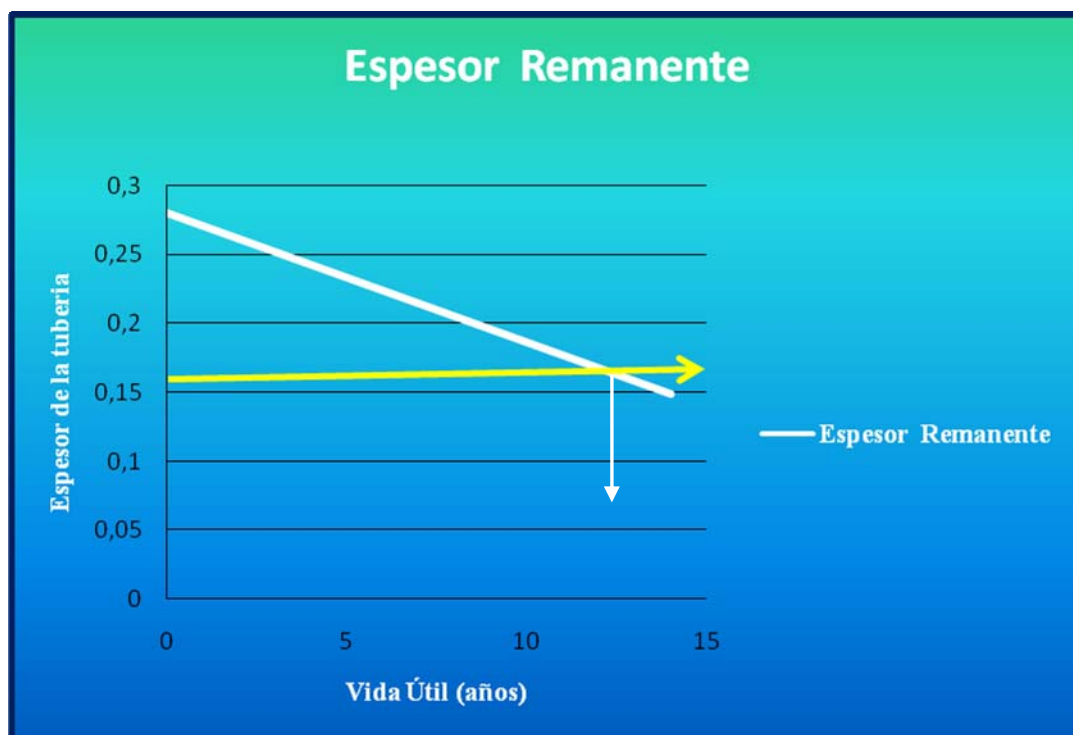




Figura E.39 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-7 con respecto a los años de operación.

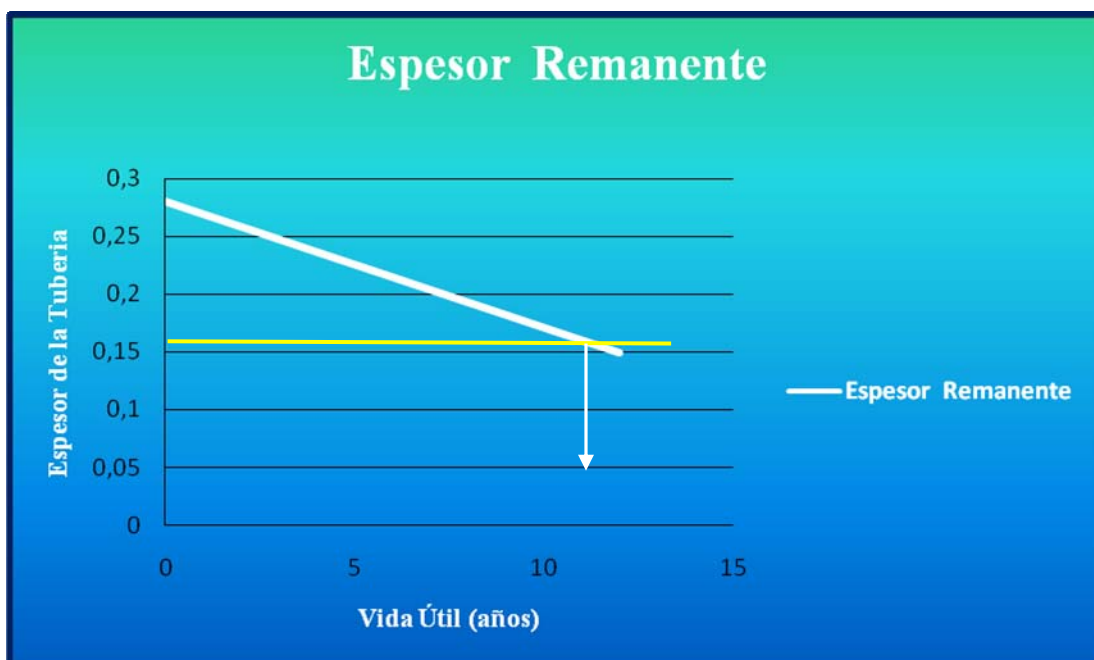




Figura E.40 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-8 con respecto a los años de operación.

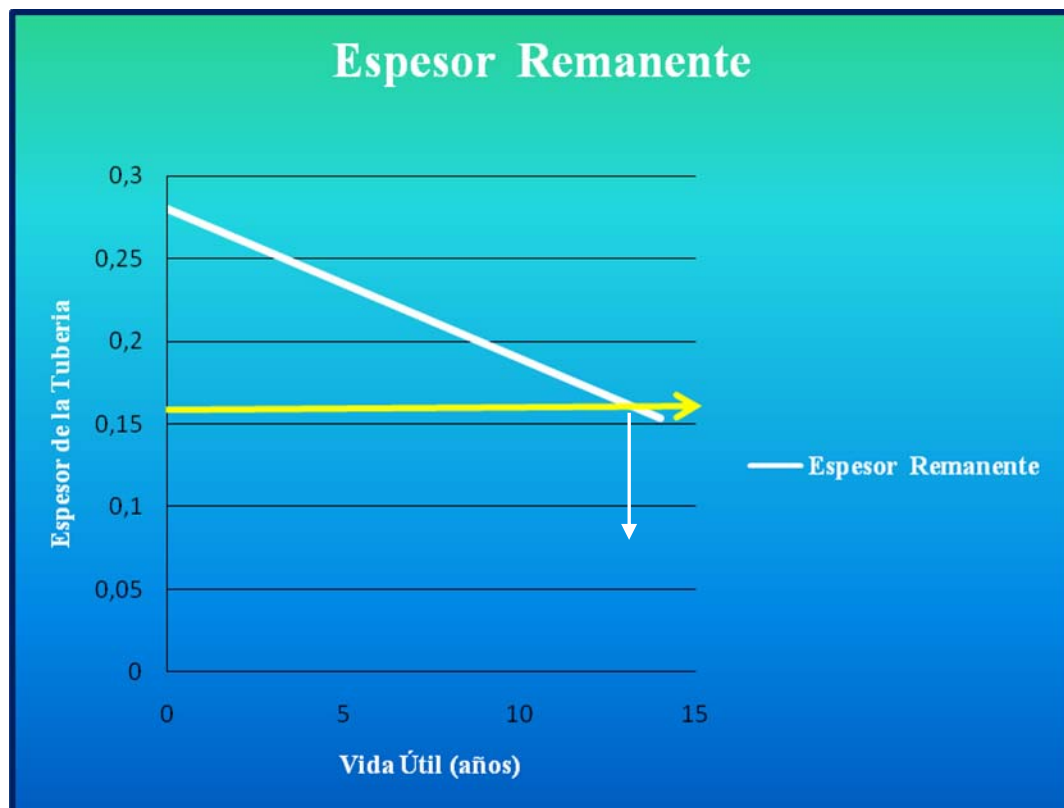




Figura E.41 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-9 con respecto a los años de operación.

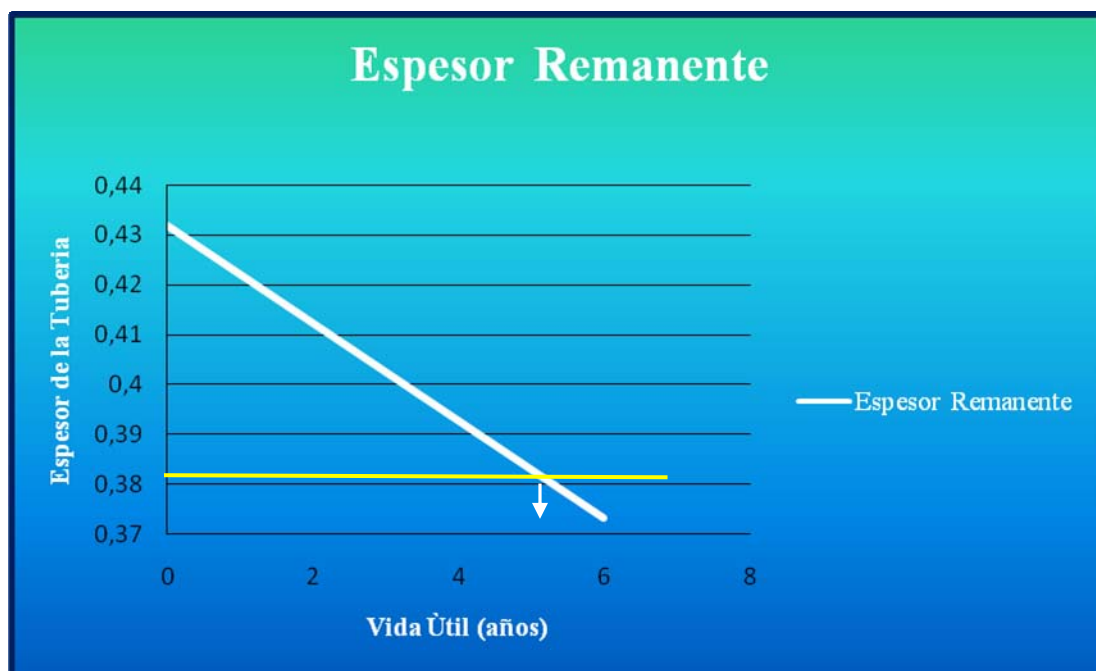




Figura E.42 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-10 con respecto a los años de operación.

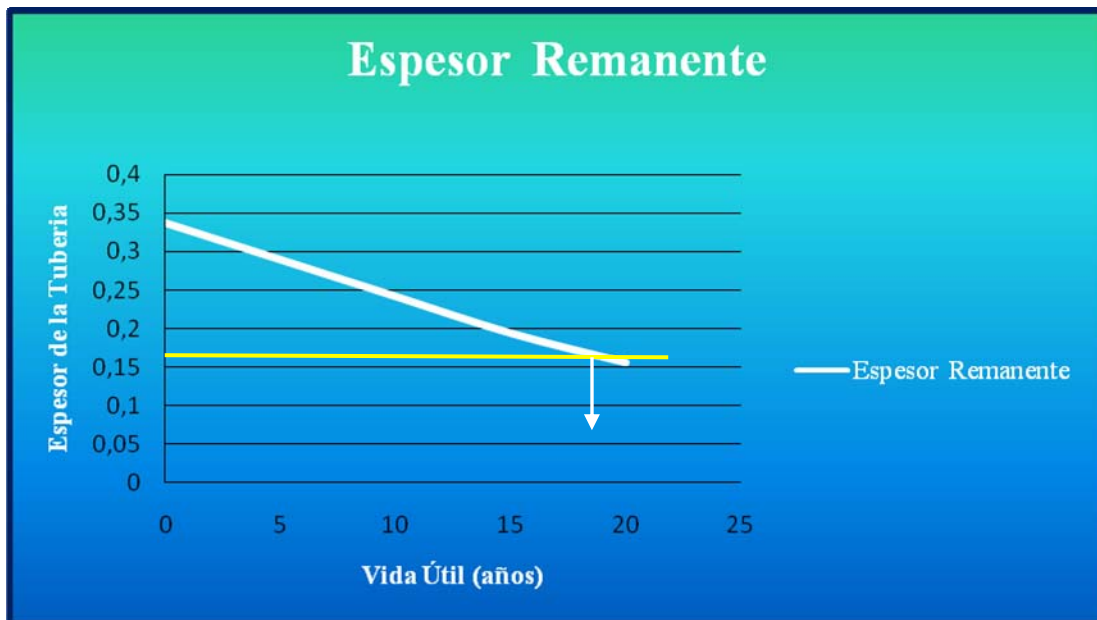




Figura E.43 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-11 con respecto a los años de operación.

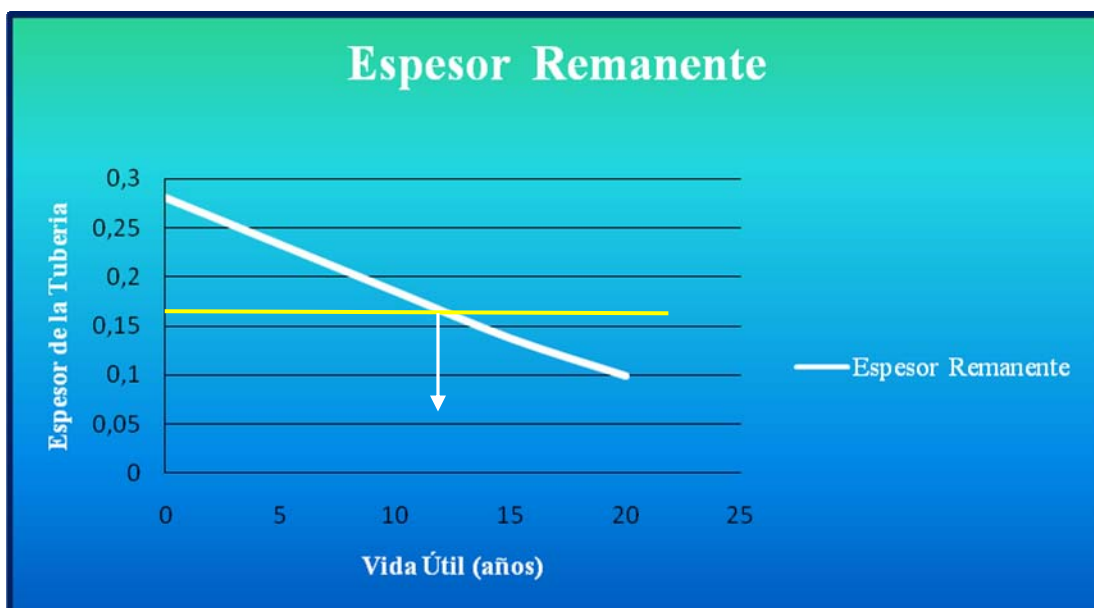


Figura E.44 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-12 con respecto a los años de operación.

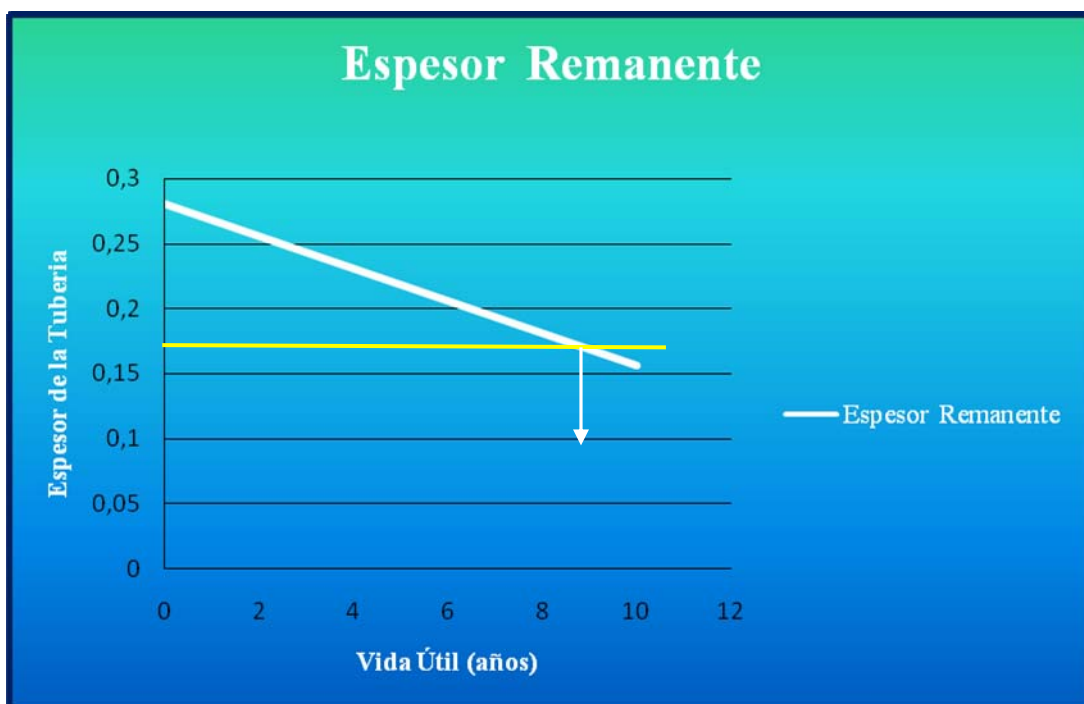


Figura E.45 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-13 con respecto a los años de operación.

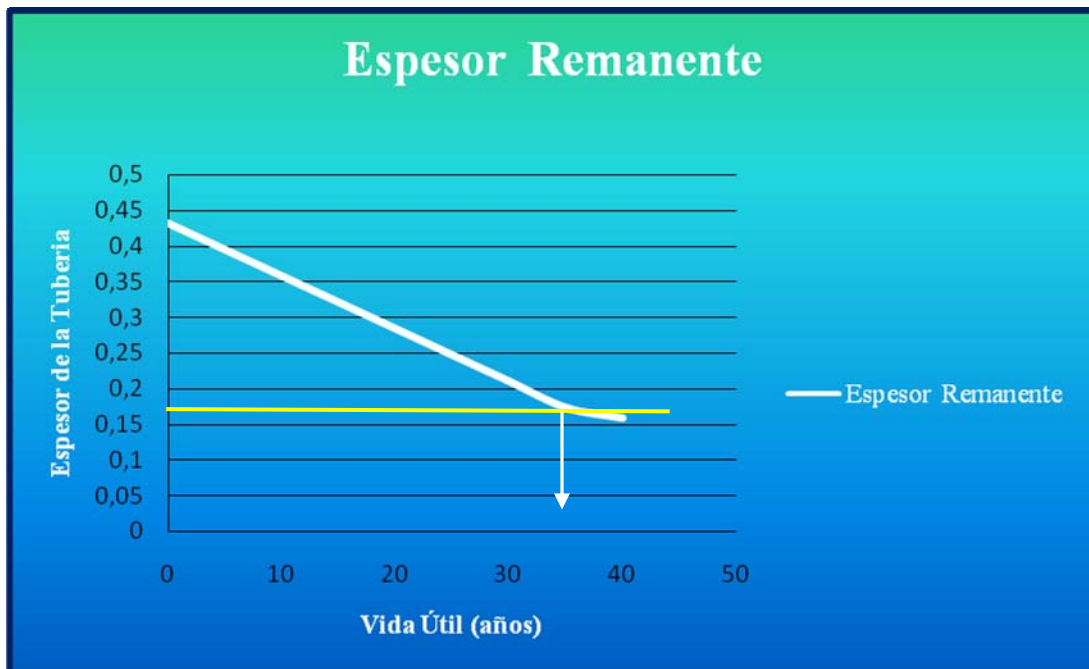




Figura E.46 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-14 con respecto a los años de operación.

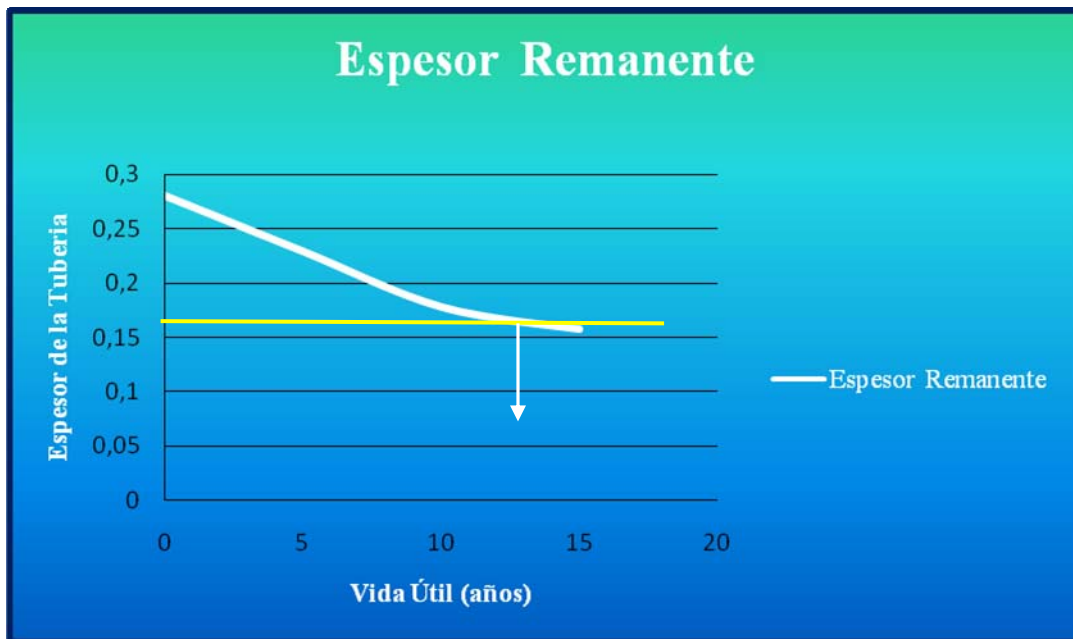




Figura E.47 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-15 con respecto a los años de operación.

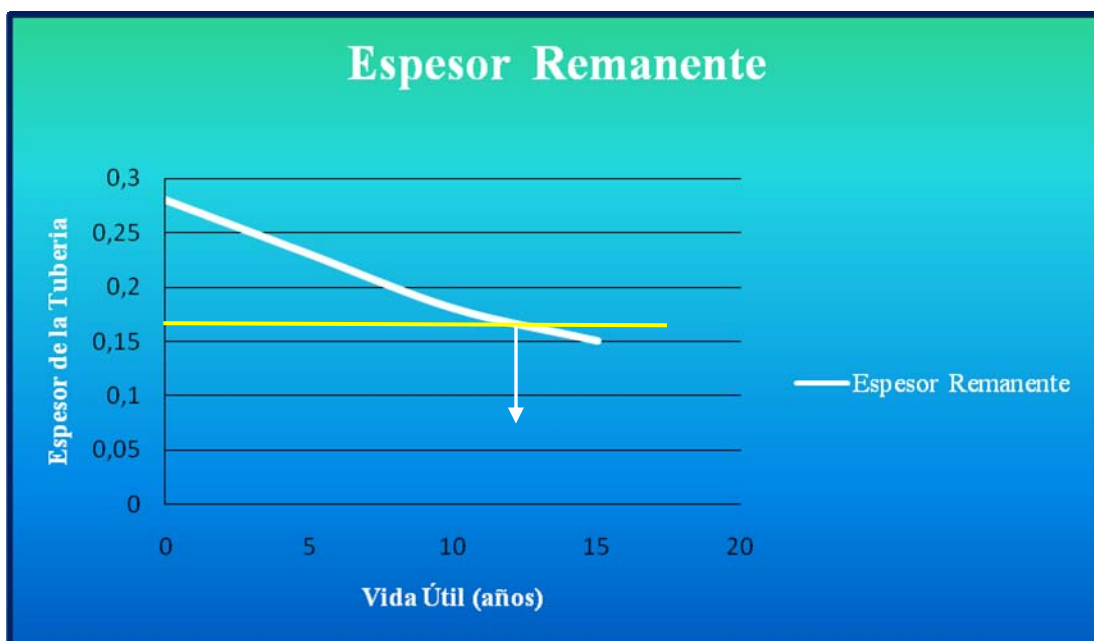
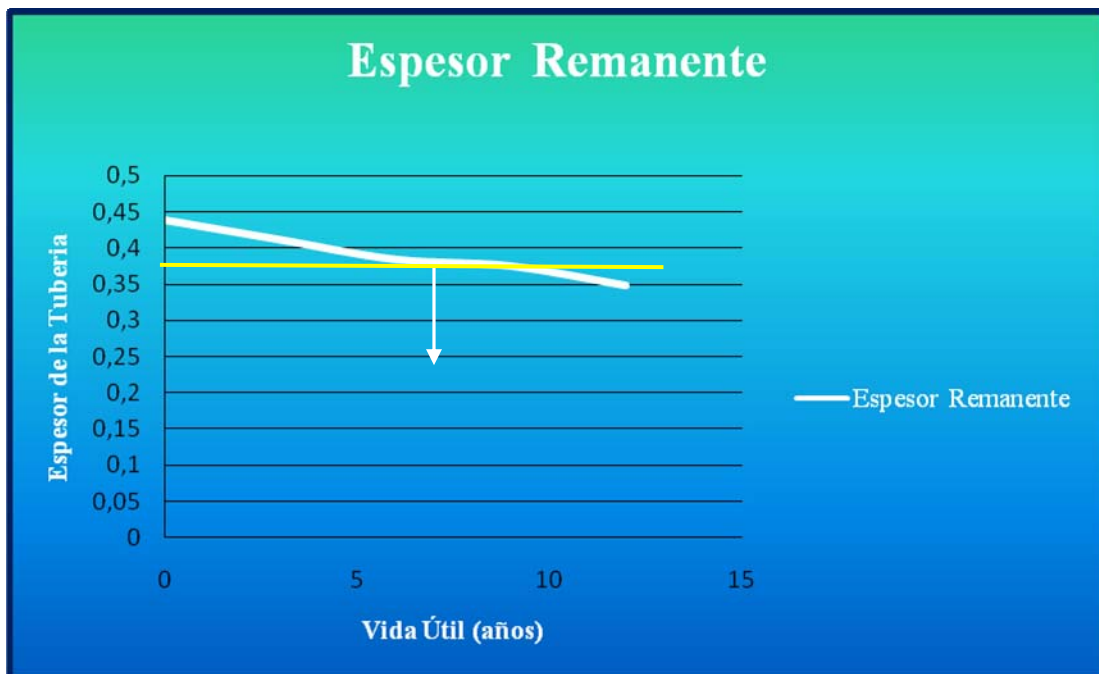


Figura E.48 Gráfico de la disminución del espesor Inicial de la Línea de Flujo W-16 con respecto a los años de operación.



METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	EVALUACIÓN DE CORROSIÓN POR CO ₂ Y EROSIÓN EN LÍNEAS DE FLUJOS DE POZOS UBICADOS EN CAMPO QUIRIQUIRE EN EL ORIENTE DE VENEZUELA.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Anahis Carolina Peraza Rodriguez	CVLAC: 14.616.888 E MAIL: anahis_peraza14@hotmail.com
Yaribay Rosmerlyn Villalta Rodriguez	CVLAC: 17.855.994 E MAIL: yari851@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Corrosión, Velocidad de Corrosión, Erosión, Velocidad de Erosión,

Correlaciones Empíricas, Variables Operacionales, Simulación Predict 4.0, Vida Útil.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El gas manejado en las líneas de recolección de los pozos del Campo Quiriquire es considerado con alto contenido de líquidos condensables y gases corrosivos, específicamente con un estimado considerable de agua presente en los fluidos y CO₂ aproximadamente, la combinación de cada uno de estos componentes es capaz de incrementar aún más la velocidad de corrosión, por ello se evaluó el fenómeno de corrosión interno en las líneas de flujo. Inicialmente, se determinaron las condiciones de los fluidos presentes en las mismas, para obtener las velocidades del líquido y del gas, velocidad de la mezcla y la velocidad erosional, posterior a ello se calculó la presión parcial en cada línea en estudio, permitiendo obtener por último la velocidad de corrosión mediante las correlaciones empíricas De Waard & Milliams, De Waard & U. Lotz, y se compararon estas correlaciones para ver la similitud de los valores obtenidos. Simultáneamente se empleo un software de predicción, PREDICT 4.0, para determinar la velocidad de corrosión en las líneas de flujo, y se compararon los valores arrojados por éste, con los obtenidos por las correlaciones ya mencionadas, las cuales reflejan el rango de corrosión presente, de esta evaluación se determino que el mecanismo de corrosión predominante en la planta es por CO₂ considerándose moderado en todas las líneas de flujo en estudio, las velocidades superficiales de líquido y de gas se encuentran todas por debajo de la velocidad crítica, descartando la posibilidad de erosión en las líneas. Del análisis de los parámetros operacionales se determinó que el fluido manejado en el campo Quiriquire es de alto potencial corrosivo, debido a que se encontraron todos los parámetros por encima de los valores permisibles para control de corrosión. Por otro lado se calculó finalmente el estimado de vida útil de las tuberías y el tiempo cuando estas líneas es recomendable reemplazarlas, ajustándose más al comportamiento en campo los resultados obtenidos por las correlaciones empíricas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
		ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input checked="" type="checkbox"/>
Ing. Pet. José Rondón	CVLAC:				
	E_MAIL	rondonjj@gmail.com			
	E_MAIL				
Ing. Qco. Fidelina Moncada, M.Sc.	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ing. Qco. Rayda Patiño	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC:				
	E_MAIL	raydapatino@hotmail.com			
	E_MAIL				
	ROL	CA <input type="checkbox"/>	AS <input type="checkbox"/>	TU <input type="checkbox"/>	JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	06	05
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Evaluación de Corrosión CO2 y Erosión.doc	Application/msword

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

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-Grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente – Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo con el artículo 44 del reglamento de trabajo de grado de la Universidad de Oriente:

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizado para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

AUTOR

Anahis Carolina Peraza Rodríguez

AUTOR

Yaribay Rosmerlyn Villalta Rodríguez

TUTOR

Ing. Pet. José Rondón

JURADO

Ing. Qco. Fidelina Moncada, M.Sc.

JURADO

Ing. Qco. Rayda Patiño

POR LA SUBCOMISION DE TESIS

Ing. Yraima Salas