

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**Desarrollo de un algoritmo de cálculo para integrar un modelo de estimación de tasas de corrosión con modelos de flujo multifásico Gas-Líquido.**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Sánchez Quiñones, Carlos Alberto Augusto

Caracas, 2012

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **Desarrollo de un algoritmo de cálculo para integrar un modelo de estimación de tasas de corrosión con modelos de flujo multifásico Gas-Líquido.**

TUTORA ACADÉMICA: Prof. Ing. Maribel Suárez

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Adrián Zabala

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Sánchez Quiñones, Carlos Alberto Augusto

Caracas, 2012

**Sánchez Q., Carlos A. A.**

**DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE CÁLCULO PARA INTEGRAR UN  
MODELO DE ESTIMACIÓN DE TASAS DE CORROSIÓN CON MODELOS DE  
FLUJO MULTIFÁSICO GAS-LÍQUIDO.**

**Tutor Académico: Prof. Maribel Suárez. Tutor Industrial: Ing. Adrián Zabala. Tesis.**

**Ciudad, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química.**

**2012, 107p + Apéndices.**

**Palabras Claves:** Modelos Predictivos, Corrosión por Dióxido de Carbono, Corrosión por Disulfuro de Hidrogeno, Algoritmo, Flujo Multifásico, Transferencia de Calor, Tuberías Horizontales.

**Resumen.**


El CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S constituyen algunos de los agentes corrosivos identificados en fluidos de producción de petróleo, los cuales son responsables de las principales fallas que sufren los aceros que conforman los sistemas de transporte de tuberías de superficie. Dado que la presencia de estos afecta tanto el diseño como la planificación de los sistemas de tuberías a ejecutarse, PDVSA-Intevep a objeto de ampliar el valor agregado de sus sistemas de inspección y monitoreo para el aseguramiento de flujo, como también para producir conocimiento aplicado que genere opciones para una operación segura y económicamente viable en el diseño de tuberías, plantea el siguiente presente Trabajo Especial de Grado el cual tiene como finalidad generar un Algoritmo Integrado para Estimar la Tasa de Corrosión en Tuberías Horizontales por medio de modelos de Waard, Lotz & Dugstad (1995) y Norsok M-506 (2005) para la corrosión por CO<sub>2</sub>, junto a los modelos de Jepsen & Tewari (1979) y Wei Sun & Srdjan Nestic (2007) para la corrosión por H<sub>2</sub>S. Adicionalmente para mejorar los resultados obtenidos se planteó incorporar el modelo para estimar la Distribución de Temperatura de Garaicochea & Colaboradores (1991) y el modelo para estimar los Patrones de Flujo y la Caída de Presión de Xiao & Colaboradores (1990). Para verificar y analizar la metodología implementada se tomaron seis casos de evaluación de publicaciones indexadas, donde la comparación entre los resultados calculados por el uso algoritmo integrado y los datos de mediciones experimentales que fueron reportados por el autor (Wang, 2006), dan en sí mismo una clara idea de la precisión y alcance de la metodología empleada, además de la posible utilidad que este tiene como recurso para extrapolarse a situaciones reales. Finalmente para el rango de la variables consideradas, la utilización de este software permite de manera rápida la determinación las propiedades de los fluidos, los perfiles de presión y temperatura, los patrones de flujo con un porcentaje de acierto cercano al 53% y con errores relativos de tasa de corrosión segmento a segmento de tubería en promedio <150% respecto a los casos reales comparados, minimizando así los tiempos de tiempo de ejecución de cálculos y reduciendo el costo asociado a la adquisición de licencias de los diferentes *software* comerciales equivalentes.

Caracas, Noviembre de 2012

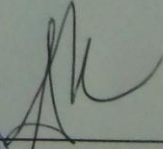
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Carlos A. A. Sánchez Q, titulado:

**“DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE CÁLCULO PARA INTEGRAR UN MODELO DE ESTIMACIÓN DE TASAS DE CORROSIÓN CON MODELOS DE FLUJO MULTIFÁSICO GAS-LÍQUIDO.”**

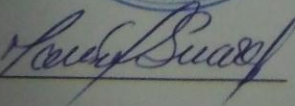
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudio conducente al Título de Ingeniero Químico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Francisco E. Yáñez G

Jurado

  
Prof. Andrés E. Rosales Ch.

Jurado

  
Profa. Maribel Suárez

Tutor Académico

## **DEDICATORIA**

A mi madre Betty, mi padre José, mi hermano Cesar y mi difunta abuela Silvia... quienes nunca han dejado de acompañarme en mi vida estando y en mi corazón en los momentos más importantes, sepan que han forjaron en mi la constancia y el empeño de trabajar para ser profesional y continuar en el camino del progreso y la autorrealización...

A todas aquellas buenas personas... que por circunstancias adversas ya no forman parte de mi vida ni me acompañan, espero que la vida nos sepa reunir de nuevo si estamos destinados a seguir siendo conocidos o amistades en algún futuro cercano, se que no tengo miedo alguno a la espera porque sus recuerdos a mi lado me acompañaran cada uno de los días de mi vida...

También te lo dedico a ti por ser una gran persona en mi vida, yo se mi estimada que cuando lo leas veras que me refiero a tu persona sin lugar a dudas.. porque gran parte del esfuerzo exigido para alcanzar esta meta, solo pudo haber sido posible por haber conocido, compartido y estudiado a tu lado... siempre se le tendrá un especial afecto ...

Y para todos los momentos adversos ó malos que la vida me pueda traer el día de mañana, sepan que no tengo miedo de verlos de frente y recordarme a mi mismo que puedo conquistarlos y hacerlos parte de algo mejor...

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, le doy gracias a **Madre** por formarme como persona al enseñarme a valorar la calidad humana, el compromiso a la vida y la retribución a las buenas acciones. También doy gracias a **Dios** por haberme otorgado el don de la constancia, motivación, deseo y energía para emprender el logro de mis objetivos.

A toda mi **familia y amistades**, por nunca abandonarme, por regalarme comprensión en todo momento, por ser apoyo incondicional, por reír y llorar conmigo, por nunca estar tan ocupados como para no poder oír mis ideas, por apreciar mis esfuerzos para con ellos y por sorprenderme al estar junto a mí en los momentos más valiosos aunque no se los pidiera ni fuera su obligación.

A todos y cada uno de los **profesores** que fueron parte de mi instrucción, por ser facilitadores de las buenas prácticas y conocimiento que se volvieron parte mi vida desde mis años de infancia y poco a poco se incrementaron hasta alcanzar mis años de Universidad, siempre se les recordará y tendrá en una alta estima por demostrar que todo profesional puede ser más de lo que una carrera o cargo laboral puede otorgar.

A una persona que deposito un voto de confianza en mi persona sin conocerme, alguien que supo ver la valía de mí ser inclusive antes de poder probarlo a los demás, un importante miembro del Departamento de Educación para Ingeniería de la FI-UCV, a mi estimada **Prof. Maria Itriago** le quiero expresar mis mejores deseos y gratitudes por haberme dado la oportunidad de iniciar mis estudios de Ingeniería Química en la U.C.V., sepa que desde el fondo de mi corazón siempre diré “Lo logramos, meta superada, vamos por la siguiente...” y siempre su presencia será parte de estas breves palabras, sepa que ante mis ojos siempre la considerare una buena amistad y un gran persona que trataré de emular para ser cada día más decidido, noble y mejor persona.

Al Ingeniero **Jorge Trujillo**, por brindar una mano amiga sin conocerme o saber que esperar de mi persona en momentos delicados salud, esperando mi oportuna recuperación anteponiendo cualesquiera intereses personales o de la institución previo a empezar esta investigación.

A los profesores **Enna Rosales, María Rodríguez, Johlinny Casanova, Humberto Kum, Luis García, Armando Viscaya, Carolina Pffaf** y a la Lic. **Leudith Figuera**, quienes más allá de su deber fueron manos invisibles que aportaron su colaboración, consejo, experiencia

y trabajo, para poder llevar a buen término todos aquellos trámites académicos necesarios para poder completar y defender la presente investigación, sé que la vida sabrá recompensar sus buenas acciones en mayor medida.

A la Profesora **Maribel Suárez**, mi tutora académica para quien pienso que las palabras no bastan para expresar la gratitud que le tengo por su colaboración, solidaridad y apoyo para enfocar el presente trabajo. Además de transmitirme con paciencia y seguridad sus valiosos conocimientos que le otorgaron un carácter crítico al trabajo desempeñado.

A los Ingenieros **Adriana Brito y Adrián Zabala**, quienes ante mis ojos siempre serán siempre mis Tutores Industriales sin distinción alguna de nombramiento, por el tiempo concedido y comprensión para discutir mis ideas y forma en que la presente investigación fue orientada, además de la colaboración y visión que ambos infundieron también, junto a todas aquellas críticas oportunas que se trataron de implementar.

Un agradecimiento especial al grupo de INTEVEP, **Rina Ruiz, Oriana Medina, William Blanco, Jorge López, José Leonardo Cáliz, Francis Hernández y María Angélica Niño** por considerarlos como parte de la escuela que fungió en el complemento para mi desarrollo profesional, al compartir sus conocimientos, experiencias personales y críticas oportunas para no perder el enfoque que siguió la investigación.

Un agradecimiento especial a todo el personal de mantenimiento, vigilancia y administración de la **Facultad de Ingeniería**, en igual medida a toda la **U.C.V.** en sus diferentes niveles, por ser el apoyo invisible que permite en gran medida que el trabajo académico se realice a buen término, y se alcancen los sueños de cada miembro del estudiantado que con el pasar de los años circula por sus pasillos, edificios y aulas.

Un especial agradecimiento a mis apreciadas hermanas **Luzmila Vega, Rosibel Vega y Yendribel Vega**... porque en un momento de mi vida muy complicado lleno de incertidumbre, decisiones y sentimientos encontrados... solo ustedes lograron brindarme el más sincero apoyo y la más cálida sonrisa... "serán siempre protagonistas de lo que luego serían algunos de los momentos más divertidos e inolvidables de mi vida... y se les llevara en el corazón por eso..."

Un agradecimiento especial a mi gran grupo de la FI-UCV: **Jailin Pájaro, Fernando Medina, Carlos González, Ángel Vásquez, Adriana Zorrilla, Andreina Vargas, Lesly Tovar, Daniel Reveron, Yusmery Del Valle, Erika Pereira, Elena Vales, Karina De Mendonca, Jesary Mora, Suha Saad, Gaddbriel Marcano, Isis Martínez, Naurelkis Estévez, Pedro García, Luzmila Vega, Jonathan Morantes, Vanesa Rivero, Marcia Eizaga, Rossana Ochoa, Adriana Ardila, Geovany Silva, Miguel Galindo,**

**Benjamin Dresden, Alba Roman, Axel Garcia, Betty Gómez, Carlos La Maida, Manuel Antelo, Simon Medina, Floribel Burgos, Albany Alvarez, Pedro Martinez, Fabiola Marcano, Anthony Bolivar, Patricia Arteaga, Sinouhe Barrios, Nestor Velásquez, Nestor Carrasquel, Jonathan Retes, María Hernández, Yuruany Zaya, Dalemys Suarez, Adriana Yánez, Geovanny Conforti, Jose Madera, Katherine Ballaben, Armando Sorondo, Edgardo Sorondo, Luis Cardier, María Antonieta Castillo, Reina Manfredi, Victoria León, Claudia Chique, Franilena Flores Leidth Centeno, Luis Fernando Peláez, Anabel Hernández, Rosmery Serrao, Jorge Valeron, Donatela Valleta, Ronald Ybarra, Andrea Prado, Laura Febres, Yessica Blanco, Vanessa Soria, Katherine Marchena, Andreina Navas, Katherine Falancia, Nathelie Bernal, Ybeth Álvarez, Yofrank Pereira, Del Valle Rodríguez, Lisett Da Silva, Andreina Blanco, Analissa Rico, Sinahir Mambie, Lourdes Berrios, Tania Catillo, Jozys Piñero, Natalie Gonzáles, Charlotte Peña, Gina Da Silva, Adriana Aguilar, Gabriela Pérez, Stefany Martínez, Isabel Arias, Milagros Duhamel, Nerelys López, Andres Martinez, Maholi Matera, Alfonso Rastelli, Carlos Salas, Edwin Tochon, Monic Ravelo, Martín Ramos, Johany Medina, Julio Useche y Ariakny Rodríguez.** Gracias totales a cada uno ustedes por regalarme tantos días felices y tristes que se volverían años e historias invaluableles en su compañía, también por regalarme sabias lecciones e incluso por lograr sacarme una sonrisa en los días de mayor tristeza y empujarme a avanzar aún más lejos, las palabras jamás bastaran para expresarles con cuanto cariño “y hasta más” los llevo en el corazón, pero espero que esta breve dedicatoria sea testigo a perpetuidad para expresarles que tal vez no volveré a encontrar un grupo tan único que se les pueda comparar, ni los pueda desplazar de mi estima ni de mi vida, ni de mi corazón.

Un especial agradecimiento a mi grupo de compañeros de promoción: **Jailin Pájaro, Rossana Ochoa, Ángel Vásquez, Albany Álvarez, Floribel Burgos, Lessa Henao, Jonathan Morantes, Jonathan Retes, Carlos Gonzales, Geovanny Conforti, Pedro García y José Madera.** Por acompañarnos y hacernos reír juntos en todo momento durante nuestro proceso de defensa de tesis y por ser apoyo incondicional hasta alcanzar el tan esperado acto de grado.

Por último, a mi estimada **Isis Nazareth Martínez Solano** mi más sincero y eterno agradecimiento... por ser siempre fuente de conciencia, consejo y seguridad en los momentos más importantes de mi vida personal a lo largo de mi carrera universitaria... una persona que siempre me demostró ser más noble de lo que la situación lo necesitaba... más valiosa de lo que el compromiso exigiera... y más reflexiva de lo que a primera vista fuese capaz de apreciar... Desde el fondo de mi corazón jamás podre negar que fuiste la más grande persona con quien he podido compartir durante mi paso por la UCV... "Espero que no olvides que yo siempre te considerare como mi entrañable compañera..."



**TABLA DE CONTENIDO**

ÍNDICE DE TABLAS .....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
SIMBOLOGIA .....	xiii
CAPÍTULO I .....	1
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	1
I.1. INTRODUCCION.....	1
I.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA .....	2
I.3. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
I.4. ANTECEDENTES .....	6
I.5. OBJETIVOS.....	13
CAPÍTULO II.....	14
MARCO TEORICO.....	14
II.1. DEFINICION DE CORROSION.....	14
II.2. TIPOS DE CORROSION EN TUBERIAS .....	14
II.3. CORROSION POR CO <sub>2</sub> .....	16
II.4. CORROSION POR H <sub>2</sub> S.....	18
II.5. MODELOS Y FORMULAS DE CORRELACIÓN MATEMÁTICA (LITERATURA ABIERTA) .....	21
II.6. MODELOS DE CORROSION POR CO <sub>2</sub> , (NIVEL COMERCIAL) .....	25
II.7. FLUJO BIFASICO GAS-LIQUIDO EN TUBERIAS.....	26
PATRÓN DE FLUJO. ....	27
PATRÓN DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL.....	27

## TABLA DE CONTENIDO

---

FLUJO ESTRATIFICADO (ST).....	27
FLUJO BURBUJA DISPERSA (BD).....	28
FLUJO INTERMITENTE (I).....	28
FLUJO ANULAR (AN).....	29
II.8. MODELOS MECANICISTAS.....	29
MODELO UNIFICADO PARA FLUJO BIFÁSICO EN TUBERÍAS DE XIAO Y COLABORADORES (1990).....	29
MODELO PARA LA PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN.....	29
MODELO DE FLUJO ESTRATIFICADO.....	30
MODELO PARA FLUJO INTERMITENTE.....	30
MODELO PARA BURBUJAS DISPERSAS.....	31
II.9. RELACION ENTRE LOS PATRONES DE FLUJO Y LA VELOCIDAD DE CORROSION.....	31
II.10. HERRAMIENTA PARA EL MODELO PROGRAMADO.....	32
PROGRAMACION EN EXCEL, MACROS Y VISUAL BASIC.....	32
II.11. CUANTIFICACION DE ERRORES.....	33
ERROR ABSOLUTO.....	33
ERROR RELATIVO.....	33
II.12. CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN EL CALCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA.....	35
CAPÍTULO III.....	38
METODOLOGIA.....	38
III.1. DESCRIPCION DE LAS ETAPAS DE LA INVESTIGACION.....	38
CAPÍTULO IV.....	44

## TABLA DE CONTENIDO

---

RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS .....	44
IV.1. SELECCIÓN DE LOS MODELOS DE CORROSIÓN POR CO <sub>2</sub> .....	44
IV.2. MODELO DE FLUIDO PARA LA DISTRIBUCION DE TEMPERATURA EN EL ALGORITMO DE CÁLCULO. ....	56
IV.3. GENERACIÓN DE LOS ALGORITMOS DE CÁLCULO PARA EL MODELO INTEGRADO. ....	61
IV.4. VALIDACIÓN DEL MODELO INTEGRADO. ....	77
IV.5. EFECTO DE LAS VARIABLES DE ENTRADA EN LOS MODELOS DE CORROSION POR CO <sub>2</sub> .....	96
CONCLUSIONES .....	104
RECOMENDACIONES .....	105
REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍA .....	106
APENDICES .....	110
A.1 PANTALLAS DE LOS LIBROS DE EXCEL .....	110
A.1.1 PANTALLA - LEER .....	110
A.1.2 PANTALLA – INGRESO DE DATOS.....	111
A.1.3 PANTALLA – DATOS CORROSION .....	111
A.1.4 PANTALLA – RESULTADOS.....	111
A.1.5 PANTALLA – INFORMACION PARA GRAFICAS .....	112
A.1.6 PANTALLA – DISTRIB. DE TEMP. ....	112
A.1.7 PANTALLAS – MODELO DE XIAO .....	113
A.1.8 PANTALLAS – MODELOS CO2 .....	114
A.1.9 PANTALLAS – MODELOS H2S .....	114
A.1.10 PANTALLA – NORSOK MONOFASICO.....	115

## TABLA DE CONTENIDO

---

A.2 CODIGO FUENTE DEL MODELO INTEGRADO (EXCEL CON VBA). .....	116
A.2.1 INTERFAZ INTERACTIVA.....	116
A.2.2 DISTRIBUCION DE TEMPERATURA .....	129
A.2.3 MODELOS PARA CORROSIÓN POR CO <sub>2</sub> .....	132
A.2.4 MODELOS para CORROSION POR H <sub>2</sub> S .....	142
A.2.5 MODELO DE ESTIMACION.....	148
A.2.6 MODELO DE FLUJO MULTIFASICO .....	150
A.2.7 PREPARAR LAS GRAFICAS.....	154
A.3 CODIGO FUENTE DEL MODELO INTEGRADO (DESARROLLO EN FORTRAN).....	156
A.4 PANTALLAS DE EJECUCIÓN DE LOS USERFORM (EXCEL CON VBA). .....	157
A.4.1 UserForm1 .....	157
A.4.2 UserForm2 .....	158
A.4.3 UserForm3 .....	159
A.4.4 UserForm4 .....	159
A.4.5 UserForm5 .....	159
A.4.6 UserForm6 .....	160
A.4.7 UserForm7 .....	160
A.5 CODIGO FUENTE DE LAS PANTALLAS DE AYUDA AL USUARIO (EXCEL CON VBA). .....	160

## **ÍNDICE DE TABLAS**

Tabla 1: Causas que generan fallas en la industria petrolera (Biomorgi M., 2006).....	2
Tabla 2: Tipos de Corrosión que generan fallas en las instalaciones Petroleras (Biomorgi M., 2006).....	3
Tabla 3: Límites en las presiones parciales de CO <sub>2</sub> para la determinación de las condiciones de corrosión por CO <sub>2</sub> , (Karmonny y Harrop, 1999) .....	16
Tabla 4: Tipo de comportamiento de la corrosión por CO <sub>2</sub> respecto a la influencia de la Temperatura (Vinces, 2006).....	18
Tabla 5: Límites en las presiones parciales de H <sub>2</sub> S para la determinación de las condiciones de corrosión por H <sub>2</sub> S (King y Colaboradores, s.f.).....	19
Tabla 6: Efectos de Temperatura y contenido de H <sub>2</sub> S sobre la corrosión, a PCO <sub>2</sub> constante (Ikeda y Colaboradores 1997).....	21
Tabla 7: Características de los modelos predictivos existentes en el mercado. ....	25
Tabla 8: Relaciones cualitativas entre los límites de velocidad de mezcla y los tipos generales de patrón de flujo observados (Endean, 1989).....	32
Tabla 9: Resumen de relación cualitativas entre Regímenes de flujo / Turbulencia de agua / Corrosión observada (Fairuzov, 2002). ....	34
Tabla 10: Valores de Conductividad térmica reportada para diversos materiales Bernal ,1991).....	36
Tabla 11: Factores importantes presentes en los modelos predictivos en la corrosión por CO <sub>2</sub> (Woollam R.C, 2006).....	46
Tabla 12: Resumen de las tasas de corrosión calculadas para los modelos mecanicistas y semiempíricos a condiciones de 50°C y 100°C. (Woollam, 2006) .....	50
Tabla 13: Variables de Entrada requeridas para los modelos mecanicistas y semiempíricos. (Woollam, 2006).....	53
Tabla 14: Rangos válidos para las variables de entrada para los modelos mecanicistas y semiempíricos. (Woollam, 2006).....	54

## INDICE DE TABLAS Y FIGURAS

---

Tabla 15: Cuadro Comparativo de las variables de entradas de los protocolos a integrar. ....	55
Tabla 16 : Ecuaciones para evaluar el coeficiente global de transferencia de calor en tuberías horizontales. ....	58
Tabla 17: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 1.....	79
Tabla 18: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 1.....	79
Tabla 19: Patrones de flujo reportados para la tubería crudo/agua/gas del caso de evaluación 2. ....	82
Tabla 20: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 2.....	84
Tabla 21: Errores obtenidos por el modelo de Norsok para cada segmento calculado en el caso 2.....	84
Tabla 22: Patrones de Flujo estimados para el caso de evaluación 2 al emplear el modelo de Xiao & Colaboradores (1990). ....	86
Tabla 23: Patrones de flujo reportados para la tubería crudo/agua/gas del caso de evaluación 3. ....	87
Tabla 24: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 3.....	88
Tabla 25: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 3.....	88
Tabla 26: Patrones de Flujo estimados para el caso 3 empleando el modelo de Xiao & Colaboradores (1990). ....	90
Tabla 27: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 4.....	91
Tabla 28: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 4.....	93

## INDICE DE TABLAS Y FIGURAS

---

Tabla 29: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 5.....	95
Tabla 30: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 5.....	95
Tabla 31: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 6.....	95
Tabla 32: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 6.....	95
Tabla 33: Valores promedio y porcentajes obtenidos de las pruebas de sensibilidad de las variables para los casos 1 y 2. ....	97
Tabla 34: Valores promedio y porcentajes obtenidos de las pruebas de sensibilidad de las variables para los casos 3 y 4. ....	97
Tabla 35: Efecto de las variables de entrada para el modelo de Waard, Lotz & Dugstad (J.E. Oddo).....	98
Tabla 36: Efecto de las variables de entrada para el modelo de Norsok M-506.....	99

## **ÍNDICE DE FIGURAS**

Figura 1: Representación simplificada de los tipos de los fenómenos de corrosión en tuberías (Biomorgi, 2006). .....	14
Figura 2: Corrosión uniforme observado en un punto de apoyo de amarre de embarcaciones marinas. (NACE International Resource center, ©2000-2010). 15	15
Figura 3: Corrosión por picaduras presente sobre la superficie acero (NACE International Resource center, ©2000-2010). .....	15
Figura 4: Corrosión-erosión en la superficie interna de una tubería de acero. Alta dureza no necesariamente garantiza un alto grado de resistencia. (NACE International Resource center, ©2000-2010). .....	15
Figura 5: Mecanismo de la reacción de corrosión en medio acuoso por la presencia de CO <sub>2</sub> (Biomorgi, 2006). .....	16
Figura 6: Mecanismo de la reacción de corrosión en medio acuoso por la presencia de H <sub>2</sub> S (Vinces, 2006). .....	18
Figura 7: Relaciones de presiones parciales para establecer los regímenes de corrosión por la presencia de CO <sub>2</sub> / H <sub>2</sub> S. (Pots & Colaboradores, 1989) .....	19
Figura 8: Esquema del mecanismo general de corrosión por H <sub>2</sub> S (Wei Sun, 2007). .	24
Figura 9: Patrones en Flujo observados en tuberías horizontales, bajo condiciones de un flujo bifásico gas-liquido (Hewitt, s.f) .....	28
Figura 10: Representación esquemática del comportamiento bajo patrones de Flujo Intermitente (Shoham, 2001). .....	30
Figura 11: Esquema de las etapas recorridas a lo largo del desarrollo de la investigación. ....	38
Figura 12: Clasificación de las fuentes empleadas. ....	39
Figura 13: Resumen del desarrollo conceptual planteado para el desarrollo y programación algoritmo de cálculo. ....	42
Figura 14: Variación de T, P y pH a lo largo de una gasoducto empleado en la evaluación de modelos predictivos (Nyborg, 2000). ....	47



## INDICE DE TABLAS Y FIGURAS

---

Figura 15: Tasa de corrosión predicha respecto a la variación de la temperatura a pH 6,5 (Nyborg, 2000).....	48
Figura 16: Tasa de corrosión para cada modelo respecto a la temperatura a una pCO <sub>2</sub> de 3 Bar (Woollam, 2006).....	50
Figura 17: Predicción de la tasa de corrosión con la fugacidad para los modelos mecanicistas y semiempíricos a 50°C (Woolam, 2000). ....	51
Figura 18: Predicción de la tasa de corrosión con la fugacidad para los modelos mecanicistas y semiempiricos para 100°C (Woollam, 2006). ....	52
Figura 19: Parámetros tomados en consideración para la determinación del coeficiente global de transferencia de calor U, respecto a la forma como las tuberías horizontales están ubicadas (Bernal ,1991).....	58
Figura 20: Parámetros térmicos a considerar para determinar el coeficiente de transferencia global de calor, para el caso de tuberías horizontales superficiales (Bernal ,1991). ....	59
Figura 21: Flujo de calor a través de placas paralelas (Bernal ,1991). ....	60
Figura 22: Diagrama de Flujo del Modelo Integrado para Estimar la Tasa de Corrosión.....	64
Figura 23: Diagrama de Flujo del Modelo Integrado para Estimar la Tasa de Corrosión Modificado (Sin considerar la corrosión por H <sub>2</sub> S). ....	65
Figura 24: Modelo de Corrosión por H <sub>2</sub> S de Jepson &Tewari (1979). ....	66
Figura 25: Modelo de Corrosión por H <sub>2</sub> S de Wei Sun & Srdjan Nesic (2007). ....	68
Figura 26: Modelo de Corrosión por CO <sub>2</sub> de Waard, Lotz & Dugstad (J.E. Oddo) (1975).....	70
Figura 27: Modelo de Corrosión por CO <sub>2</sub> de Norsok M-506, STATOIL (2005). ....	72
Figura 28: Modelo de Flujo Multifásico de Xiao & Colaboradores (1990). ....	74
Figura 29: Modelo de Distribución de Temperatura, Garicoichea (1991).....	76
Figura 30: Perfil de Presión y Temperatura correspondiente al caso de evaluación 1. ....	80

## INDICE DE TABLAS Y FIGURAS

---

Figura 32: Respuestas generadas por los modelos de corrosión por CO <sub>2</sub> para el caso de evaluación 1. ....	80
Figura 33: Perfil de Presión y Temperatura correspondiente al caso de evaluación 2. ....	83
Figura 35: Respuestas generadas por los modelos de corrosión por CO <sub>2</sub> para el caso de evaluación 2. ....	83
Figura 36: Perfil de Presión y Temperatura correspondiente al caso de evaluación 3. ....	89
Figura 38: Respuestas generadas por los modelos de corrosión por CO <sub>2</sub> para el caso de evaluación 3. ....	89
Figura 39: Perfil de Presión y Temperatura correspondiente al caso de evaluación 4. ....	92
Figura 41: Respuestas generadas por los modelos de corrosión por CO <sub>2</sub> para el caso de evaluación 4. ....	92
Figura 42: Caso N°2, Modelo WLD efecto de la Presión.....	100
Figura 43: Caso N°2, Modelo NRK efecto del Diámetro Interno. ....	100
Figura 44: Caso N°2, Modelo NRK efecto del Caudal de Liquido. ....	101
Figura 45: Caso N°3, Modelo WLD efecto de la Temperatura. ....	101
Figura 46: Caso N°3, Modelo WLD efecto del pH. ....	102
Figura 47: Caso N°1, Modelo NRK efecto del Porcentaje de CO <sub>2</sub> . ....	102
Figura 48: Caso N°4, Modelo WLD efecto de la Temperatura. ....	103
Figura 49: Caso N°4, Modelo NRK efecto de la Rugosidad. ....	103

**SIMBOLOGIA**

- **T**: temperatura en [K]
- **$f_{CO_2}$** : fugacidad del  $CO_2$  [bar]
- **$TC_{DLL}$** : tasa de corrosión por el modelo de Waard, Lotz & Dugstad [mm/año]
- **$C_{ACT}$** : es la contribución por parte de la cinética de la reacción.
- **$C_{MASS}$** : es la contribución por parte de la transferencia de masa.
- **U**: velocidad del líquido [m/s].
- **$TC_{NRK}$** : tasa de corrosión por el modelo de Norsok M-506 [mm/año]
- **$f(pH)_t$** : es una compleja función de pH y la Temperatura [°C].
- **d**: diámetro de la tubería [m].
- **Kt**: constante dependiente de la temperatura [Adim].
- **S**: estrés asociado en la pared [Pa].
- **pH**: es el pH en el medio corrosivo [Adim]
- **A**: distancia por relajación térmica [L]
- **Ap**: sección transversal de la tubería [L<sup>2</sup>]
- **Cp**: Capacidad calorífica a presión constante [L<sup>2</sup>/(t<sup>2</sup>\*T)]
- **d**: diámetro de la tubería [L]
- **e**: energía interna por unidad de masa [L<sup>2</sup>/t<sup>2</sup>]
- **h**: entalpía por unidad de masa [L<sup>2</sup>/t<sup>2</sup>]
- **$k_e$** : conductividad térmica de la tierra [m\*L/(t<sup>3</sup>\*T)]
- **L**: Longitud [L]

- **P**: Presión [ $m/(L \cdot t^2)$ ]
- **q**: Flujo de calor [ $m/t^2$ ]
- **r**: radio [L]
- **T<sub>e</sub>**: Temperatura del ambiente [T]
- **T<sub>ei</sub>**: Temperatura ambiente en la toma de tubería [T]
- **T<sub>i</sub>**: Temperatura en la entrada de la tubería [T]
- **Pr**: Numero de Prandlt [Adim]
- **Nr**: Numero de Reynolds [Adim]
- **U**: coeficiente de transferencia de calor global [ $m/(t^3 \cdot T)$ ]
- **U<sub>o</sub>**: coeficiente global de transferencia de calor tiempos de radio de la tubrina [ $m \cdot L/(t^3 T)$ ]
- **v**: Velocidad [L/t]
- **w**: Flujo de masa [m/t]
- **y**: *holdup* sin deslizamiento
- **z**: factor de compresibilidad del gas
- **η**: coeficiente de Joule-Thomson
- **Θ**: ángulo de inclinación con la horizontal
- **ρ**: densidad [ $m/L^3$ ]
- **ρ<sub>n</sub>**: densidad de la mezcla sin deslizamiento [ $m/L^3$ ]
- **τ**: Tensión de cizallamiento en la pared de la tubería [ $m/(L \cdot t^2)$ ]
- **Φ**: parámetro de corrección dimensional
- **q'**: es el flujo de calor de T<sub>1</sub> a T<sub>2</sub> [Btu/día-pie]
- **T<sub>1</sub>**: Temperatura del fluido [°F]

- $T_2$ : Temperatura de la superficie sólida [ $^{\circ}\text{F}$ ]
- $h$ : coeficiente de transferencia de calor [ $\text{Btu}/\text{día}\cdot\text{pie}\cdot^{\circ}\text{F}$ ]
- $q'$ : flujo de calor por unidad e área en la dirección positiva del eje  $x$  [ $\text{Btu}/\text{día}\cdot\text{pie}$ ]
- $Q$ : Flujo de calor a través del área  $A$  en la dirección positiva del eje  $x$  [ $\text{Btu}/\text{día}$ ]
- $K_h$ : Conductividad térmica del material [ $\text{Btu}/\text{pie}\cdot\text{día}\cdot^{\circ}\text{F}$ ]
- $\text{TC}_{\text{jp}}$ : tasa de corrosión por el modelo de Jepson & Tewari [ $\text{mm}/\text{año}$ ]
- $\text{TC}_{\text{WN}}$ : tasa de corrosión por el modelo de Wei Sun & Srdjan Nesic [ $\text{mm}/\text{año}$ ]
- $k_{\text{m},\text{H}_2\text{S}}$ : es el coeficiente de transferencia de masa para el  $\text{H}_2\text{S}$  en la capa limite hidrodinámica,  $=1.00 \times 10^{-4}$  cerca de condiciones de estancamiento [ $\text{m}/\text{s}$ ].
- $c_{\text{b},\text{H}_2\text{S}}$ : es la concentración del volumen de  $\text{H}_2\text{S}$  en la fase líquida [ $\text{mol}/\text{m}^3$ ].
- $c_{\text{o},\text{H}_2\text{S}}$ : es la concentración interfacial de  $\text{H}_2\text{S}$  en la interfase externa película/solución [ $\text{mol}/\text{m}^3$ ].
- $D_{\text{H}_2\text{S}}$ : es el coeficiente de difusión para el  $\text{H}_2\text{S}$  disuelto en agua  $=2.00 \times 10^{-9}$  [ $\text{m}^2/\text{s}$ ]
- $\epsilon$ : es la porosidad de las películas de *Mackinawite* externo.
- $\Psi$ : es el factor de tortuosidad de las escamas de *Mackinawite*.
- $c_{\text{i},\text{H}_2\text{S}}$ : es la concentración interfacial de  $\text{H}_2\text{S}$  en la interfase interna película/solución [ $\text{mol}/\text{m}^3$ ].
- $\delta_{\text{os}}$ : es el espesor de la escama de *Mackinawite*  $= M_{\text{os}}/(A \cdot \rho_{\text{FeS}})$
- $A$ : es el área superficial del acero [ $\text{m}^2$ ]
- $M_{\text{os}}$ : es la masa de la película de *Mackinawite* [ $\text{Kg}$ ]
- $A_{\text{H}_2\text{S}}, B_{\text{H}_2\text{S}}$ : son las constantes de Arrhenius  $=1.30 \times 10^{-4} \text{ mol}/(\text{s}\cdot\text{m}^2)$  y  $=15500 \text{ J}/\text{mol}$
- $T_{\text{k}}$ : es la temperatura [ $\text{K}$ ]
- $c_{\text{i},\text{H}_2\text{S}}$ : es la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  en la en la superficie del acero y se establece como  $1.00 \times 10^{-7}$  [ $\text{mol}/\text{m}^3$ ]
- $k_{\text{m},\text{H}^+}$ : es el coeficiente de transferencia de masa para los protones en la capa limite hidrodinámica,  $=1.00 \times 10^{-4}$  cerca de condiciones de estancamiento [ $\text{m}/\text{s}$ ]

- **cb, H<sup>+</sup>**: es la concentración del volumen de los protones en la fase líquida [mol/m<sup>3</sup>]
- **co, H<sup>+</sup>**: es la concentración interfacial de los protones en la interfase externa escama/solución [mol/m<sup>3</sup>]
- **D<sub>H<sup>+</sup></sub>**: es el coeficiente de difusión para los protones disueltos en agua =  $2.00 \times 10^{-9}$  [m<sup>2</sup>/s]
- **ci, H<sup>+</sup>**: es la concentración interfacial para los protones en la interfase interna escama/solución [mol/m<sup>3</sup>]
- **A<sub>H<sup>+</sup></sub>, B<sub>H<sup>+</sup></sub>**: son las constantes de Arrhenius =  $1.30 \times 10^{-4}$  mol/(s\*m<sup>2</sup>) y = 15500 J/mol
- **cs, H<sup>+</sup>**: es la concentración de los protones en la superficie del acero y se establece como  $1.00 \times 10^{-7}$  [mol/m<sup>3</sup>]
- **W<sub>i</sub>**: Flujo másico, y el subíndice i se refiere al agua, gas o aceite [lb/s]
- **X<sup>\*</sup>**: Es el valor real o valor medio tomado como real.
- **X**: Es el valor correspondiente a una medición.
- **ε<sub>o</sub>**: Es el error absoluto.
- **ε<sub>r</sub>**: es el error relativo.

### CAPÍTULO I

### FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

#### I.1. INTRODUCCION

El impulso necesario para lograr alcanzar la formulación de soluciones más precisas y que conlleven a menores costos asociados a la instalación, operación y mantenimiento de instalaciones industriales modernas, siempre será promovido por la constante aplicación de técnicas gerenciales que busquen aumentar la eficacia de los procesos, previendo el uso más conveniente del capital monetario disponible para la ejecución de los mismos.

El poder lograr planificar una operación confiable y sostenida para instalaciones de transporte de crudo y gas, implicaría por sí mismo un gasto elevado para el monitoreo de todos y cada uno de los pasos involucrados, al igual que de las variables de proceso, si se considera las enormes cantidades de gas, crudo y agua que se producen.

En tal sentido, se requiere estudios sucesivos más detallados de los fenómenos corrosivos por la disolución de agua o en soluciones acuosas de los gases corrosivos como el CO<sub>2</sub> (Dióxido de Carbono) o el H<sub>2</sub>S (Disulfuro de Hidrogeno) para generar otro tipo de solución que permita predecir en mayor grado su efecto en la vida útil de las tuberías que se planifiquen diseñar para el transporte de flujo gas, crudo y agua, manteniendo el papel gerencial como el artífice que motive dichos desarrollos la Gerencia de Faja Petrolífera de Infraestructura y Mejoramiento de Intevep-PDVSA plantea el desarrollo del siguiente trabajo de investigación, por considerarlo como un proyecto de factibilidad el cual busca el desarrollo del *software* de un modelo integrado para predecir la corrosión en tuberías donde haya circulación de flujo multifásico, por medio de la agrupación de diferentes modelos y formulación de correlación matemática existentes para el momento.

Herramienta que se espera sirva como primer elemento en la evaluación de la pérdida de espesor que puede sufrir una tubería en zonas determinadas de su trayecto, por efecto del conjunto de variables que definen la tasa de corrosión por la presencia de los componentes ya mencionados. Esperando que dichos valores obtenidos por medio del uso de esta herramienta pudieran ser considerados para tomar acciones gerenciales que pudieran considerar inclusive

## CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

el uso posterior de procesos de mitigación de corrosión en este fenómeno antes de que reduzcan el tiempo de vida útil para el servicio de las tuberías.

### **I.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La corrosión es el tipo de falla de mayor recurrencia en tuberías para la Industria de Petróleo, constituye un 33% respecto a los demás elementos que pueden incidir sobre la vida útil de tubería como se lista en Tabla 1 (Biomorgi M., 2006), por lo cual debe ser considerada como elemento integral que ayude a desarrollar buenas prácticas en gestión de operaciones de vigilancia y mantenimiento a nivel industrial, particularmente para aquellos casos donde se cuenten con sistemas de flujo de tipo bifásico o multifásico, donde este fenómeno está regido en parte por las condiciones de patrones de flujo a saber; el estratificado, el anular, el tapón los cuales pueden favorecer o no su ocurrencia.

Tabla 1: Causas que generan fallas en la industria petrolera (Biomorgi M., 2006).

Tipo de Falla	Porcentaje (%)
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño Mecánico	14
Fractura Frágil	9
Defectos de Fabricación	9
Defectos de Soldadura	7
Otros	10

Es posible, referirse también a la presencia de los componente que se hallan en los flujos circulantes, dado que estos definirán cuales son los mecanismos predominantes en la corrosión, por ejemplo la presencia de  $\text{CO}_2$  (A valores cercanos de  $\text{pH}_2\text{S} \ll 0.01$  psia), de  $\text{H}_2\text{S}$  (relación de  $\text{pCO}_2/\text{pH}_2\text{S} < 200$ ) o la de ambos (relaciones de  $\text{pCO}_2/\text{pH}_2\text{S} > 200$ ), los cuales relacionaran las velocidades de corrosión correspondientes y su afecto en el tiempo de vida útil de las tuberías.

Las fallas por la presencia de  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$ , vienen a ser los dos principales tipos de corrosión de mayor efecto en tuberías en la Industria Petrolera alcanzando valores de recurrencia de 28% y 18% respectivamente como se lista en la Tabla 2 (Biomorgi M., 2006).



## CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

Tabla 2: Tipos de Corrosión que generan fallas en las instalaciones Petroleras (Biomorgi M., 2006).

Tipo de Falla por Corrosión	Porcentaje (%)
Por CO <sub>2</sub>	28
Por H <sub>2</sub> S	18
En soldadura	18
Por Picaduras	12
Por Erosión	9
Galvanica	6
Por Hendiduras	3
Impacto	3
Por Esfuerzos	3

La Industria Venezolana para el presente año en el marco del Plan Siembra Petrolera y durante los venideros años se plantea un reto enorme para asegurar sus instalaciones existentes e impulsar una restructuración de su conformación hacia una industria de mayor capacidad para la explotación y refinamiento de crudos de pesados y extrapesados, esperando alcanzar un incremento de producción en la Faja Petrolífera a 2,561 MBD de crudo extrapesado en el año 2021; esto a su vez conlleva el manejo de un capital de inversión de infraestructura muy elevado por objeto del diseño de todas sus instalaciones de superficie que representan hasta un 60% del costo total de inversión del proyecto según Haverkamp (1990) que satisfagan la vida del proyecto.

Para poder garantizar la integridad mecánica de todos estos sistemas de tuberías se vuelve necesario incentivar una gestión en materia corrosión que nos otorgue la capacidad para predecir la ocurrencia y magnitud de estos fenómenos en tuberías de transporte. Como primer elemento a implementar esta gestión, es necesario contar con herramientas predictivas que sirvan como alternativa inicial para vislumbrar el panorama de corrosión presente en una línea de tubería. Para esto se puede emplear recursos e investigaciones previas como punto de partida, a objeto de lograr un estimación fiable de las tasas de corrosión presentes, entre estas se podría citar las ecuaciones De Waard y colaboradores (1975-1995) las cuales son influenciadas por variaciones de las presiones parciales de CO<sub>2</sub> y la temperatura para los casos de corrosión por CO<sub>2</sub>, hasta llegar a implementar sistemas más complejos que

## **CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**

---

relacionen la influencia de otros parámetros como son el pH, la fugacidad, los productos de reacciones y la presencia de capas protectoras de  $\text{FeCO}_3$  y  $\text{FeS}$ .

Llevar a cabo estudios del análisis predictivo de la corrosión puede ayudar a mejorar la puesta y planificación efectiva de los sistemas a mantenimientos asociados a las líneas interconectadas conforme se encuentren operativas y comiencen a sufrir daños, para asumir compromisos futuros para implementar procesos subsiguientes de mitigación de la corrosión (con costos referenciales asociados a la tolerancia de la corrosión de entre 24-28K\$/km<sub>gas</sub> transportado en tuberías). (Gabetta, 2007).

A fin de obtener herramientas predictivas el siguiente Trabajo Especial de Grado se enfocara en los mecanismos de corrosión por  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , como eje central en el desarrollo computacional de protocolos basados en modelos de estimación de tasa de corrosión de acuerdo a la selección propuesta y alcanzada. Se emplearan estos modelos además como herramientas para formalizar un modelo integrado en conjunto al modelo mecanicista de Xiao y colaboradores (1990) que permita aprovechar la estimación de caída de presión en el sistema, y aun modelo para considerar cómo varía la temperatura en tuberías horizontales para un flujo en tuberías.

Como resultado de la presente investigación se espera que la misma unificación de estas herramientas computacionales correlacionadas genere estimaciones de las tasas de corrosión aplicables a casos de sistemas reales, por efecto de la consideración de propiedades hidrodinámicas y de transferencia de calor de las corrientes, para incrementar la posibilidad de ubicar áreas en riesgo significativo en las tuberías horizontales.

### **I.3. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) corporación estatal de la República Bolivariana de Venezuela que está encargada de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, designó con el nombre de “Plan Siembra Petrolera”, una estrategia pensada en función de un proyecto a largo plazo, que tiene como finalidad incrementar la producción de gas, de crudos pesados y extrapesados.

Para ello, es necesario diseñar tuberías para la producción, instalaciones de flujo o refinerías, entre otros. Una de los renglones que genera mayor costo de inversión es el diseño de tuberías (McMullen, 2006), Los costos de las tuberías pueden ser de al menos un 25% o

## **CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**

---

más de la inversión del proyecto. Razón por la cuales las diferentes industrias petroleras han concentrado gran parte de sus esfuerzos a entender los fenómenos físicos que guarden relación con la corrosión por  $H_2S$  y  $CO_2$ , debido al alto impacto que estos generan en el diseño de tuberías respecto a la vida de operación que de estas se espera.

En la actualidad, hay presente a nivel comercial diversos modelos tanto mecanicistas como semiempíricos que sirven como base para tratar de describir y predecir el comportamiento de las tasas de corrosión presente en un tubería, de igual manera existen también modelos que analizan la conducta que tendrá el flujo multifásico en un proceso. Modelos que juntos pueden ser extrapolados con una cierta confianza a condiciones más allá de los datos experimentales que se usaron para ser validados, entendiendo que pueden ser afectados por la condiciones de aplicación y que generaran errores en la predicciones obtenidas.

Se puede reducir estas desviaciones de las tasas de corrosión calculadas al emplear estos modelos haciendo uso de correlaciones apropiadas que corrijan ciertas propiedades termodinámicas e hidrodinámicas para sistemas con condiciones mas cercanas a las esperadas, es decir, sistemas gas/crudo de alta viscosidad con concentraciones apreciables de  $CO_2$  y  $H_2S$ . De aquí que exista la importancia de esta investigación; en tal sentido la investigación se enfocara en la evaluación del efecto de la variación de presión y temperatura sobre los modelos de estimación de tasa de corrosión.

El presente proyecto beneficia a PDVSA-Intevep, contribuyendo con la industria petrolera, a través de nuevas investigaciones desarrolladas en el área de flujo multifásico y predicción de la corrosión en tuberías horizontales, permitiendo mejorar con esto el diseño de las tuberías de transporte multifásico gas-crudo, para seguir mejorando la producción del crudo y disminuyendo en consecuencia los altos costos de inversión asociados a los sistemas de producción del crudo en la superficie.

Así mismo, genera aportes a la Universidad Central de Venezuela, específicamente en el campo de Ingeniería Química y Metalúrgica aportando conocimientos en el área de modelos predictivos para corrosión, específicamente en el área de desarrollo de herramientas de computación de modelos integrados, e incentivando con esto a los estudiantes para que desarrollen futuras investigaciones relacionadas con el tema.

### I.4. ANTECEDENTES

Como antecedentes del presente Trabajo Especial de Grado, a continuación se mencionan algunos de los trabajos más relevantes que han permitido establecer las bases teóricas y enfoque de la investigación:

*Chaudary V. (1995) Metodología de evaluación y predicción de la corrosión interna por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en instalaciones productoras y manejadoras de gas y crudo.*

En la presente investigación de Chaudary y colaboradores, realizo un estudio para definir la predicción de corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en las áreas de producción y transporte que formaron parte de la empresa CORPOVEN S.A., denominada zona UBP IV y sobre el sistema de transmisión de gas Anaco-Puerto Ordaz (APO). Se describió la aplicación de una técnica matemática (simular) para el manejo de fluidos en gas y petróleo, a objeto de identificar todas las características hidrodinámicas (velocidad del gas, velocidad del líquido, patrón de flujo) y termodinámicas (presión, temperatura y composición) de los fluidos manejados en el sistema, empleando el programa NAPS; dichos valores son posteriormente utilizados para determinar las velocidades de corrosión por medio de las fórmulas de correlaciones matemáticas de C.de Waard, U. Lotz, D.E. Milliams.

Para el sistema de transmisión de gas usaron el programa PIPEPHASE para obtener las variables hidrodinámicas y termodinámicas, para luego emplear las ecuaciones de simulación de corrosión en presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

Concluyeron de esta investigación que los niveles de concentración de CO<sub>2</sub> en las zonas estudiadas oscilaron entre 5 a 7%, determinaron que la ecuación (1) seria apropiada para estimar la velocidad de corrosión de los pozos de UBP en la Zona IV, en donde se registraron velocidades de tasa corrosión media <1.5 mm/a. Además se constataron que no existe corrosión por H<sub>2</sub>S en el sistema APO.

$$Corr = \frac{1}{\frac{1}{V_{trans} * 2620000} + \frac{1}{F_{sist} * 10^{\left[5.8 - \frac{1710}{T} + 0.07 * \log PpCO2\right]}}} \quad (1)$$

Expresión de velocidad de Corrosión empleada para la tesis de Chaudary (1995).

## **CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**

---

*Nyborg R., Andersson, O., Institute for Energy Technology. (2000) Implementation of CO<sub>2</sub> Corrosion Models in a Three-Phase Fluid Flow Model.*

En esta publicación los autores Nyborg y Andersson presentaron el uso de tres modelos predictivos para la determinar de la corrosión por CO<sub>2</sub> (modelos de Waard 1993, de Waard 1995 y Norsok M-506) disponibles en la literatura abierta que fueron implementados junto a un modelo exhaustivo de flujo en tres fases (modelo de flujo multifásico unidimensional OLGA<sup>®</sup>), esto se realizó con el objeto de simular los perfiles de las tasas de corrosión a lo largo de una tubería, considerando el patrón de flujo, la temperatura, la presión y las velocidades superficiales.

El sistema fue analizado para dos casos de estudio: en primer lugar, en una sección de tubería horizontal a 124 bar, 90°C, porcentaje molar de 3% de CO<sub>2</sub> y un pH de 7.1 el cual se redujo hasta 5,6 cerca del final de la línea de la tubería, donde se produjo un incremento en la solubilidad del CO<sub>2</sub> por efecto de la caída de la temperatura. En segundo lugar, en una línea de tubería de producción submarina de orientación vertical, la cual mostraba un incremento en el *holdup* de 5% a la entrada hasta 13%, con un régimen de flujo estratificado y una velocidad de flujo en el fondo de la línea entre 0.5 a 1 m/s.

Obtuvieron que la implementación de estos modelos de corrosión al modelo OLGA<sup>®</sup> permitió un mejor modelado de los efectos del régimen de flujo, corte de agua presente y especialmente del empañamiento de agua en las tuberías de gas y crudo. De igual forma, se constató que al incluir los modelos de corrosión en un modelo de flujo multifásico se aumenta la posibilidad de identificar áreas en la tuberías con alto riesgo de presentar problemas relacionados a la corrosión, la cual es función de la presión, temperatura, de los efectos asociados a la acumulación de líquido y de las velocidades superficiales de las fases.

*S. Smith, J.L. Pacheco (2002). Prediction of corrosion in slightly sour environments.*

En la presente investigación Smith y Pacheco presentan una metodología para la evaluación de las condiciones internas en tubería de campos de crudo para las cuales el fenómeno de corrosión deja de ser controlado por la presencia de CO<sub>2</sub> y predomina la corrosión controlada por H<sub>2</sub>S. También, presentaron un procedimiento para estimar el peor caso de tasa de corrosión en condiciones ligeramente ácidas.

## CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

Realizaron un montaje experimental para realizar ensayos bajo entornos de H<sub>2</sub>S, buscando estimar las concentraciones mínimas requeridas de H<sub>2</sub>S para la deposición de las escamas de FeS. Finalmente obtuvieron que al emplear este procedimiento a las condiciones de estudio un tasa de corrosión de 1.56 mm/año, que no coincidió con la tasa de corrosión medida que solo alcanzo 2.1 mm/año.

*Srdjan Nesic, Shihuai Wang, Jiyong Cai and Ying Xiao (2004). Integrated CO<sub>2</sub> corrosion - Multiphase flow model.*

A lo largo de esta publicación Nesic y Colaboradores (1990) desarrollaron un modelo integrado conformado por un modelo de corrosión por CO<sub>2</sub> y un modelo de flujo multifásico. El modelo integrado desarrollado aquí cubre áreas donde existe un conocimiento insuficientemente como por ejemplo efecto de H<sub>2</sub>S por medio de un enfoque semiempírico. Para la sección del modelo de corrosión por CO<sub>2</sub> solo consideraron publicaciones de la literatura abierta en la última década.

El modelo de corrosión se verificó contra una base de datos experimentales perteneciente a la Universidad de Ohio y algunos resultados experimentales de la literatura propia, este funciona bien en todos los casos referidos a esa base de datos. El modelo de flujo multifásico empleado se verificó contra una base de datos experimental limitada (100 puntos) y comparado contra los resultados obtenidos por el paquete comercial establecido OLGA 3.0.

Finalmente propusieron una posible implementación de un modelo de corrosión por H<sub>2</sub>S a altas concentraciones que incluya el efecto de las precipitaciones de sulfuro de hierro y, el efecto de la presencia de metanol/glicol como futuros desarrollos.

*Biomorgi M. (2006). Estudio del mecanismo de corrosión en líneas productoras de Crudo y Gas.*

En el trabajo de especial de grado se llevó a cabo un estudio con el cual fue posible identificar los mecanismos de corrosión presentes en tuberías de producción de crudo y gas ubicadas al norte del Estado Monagas responsable de más del 30% de la producción de PDVSA para ese momento histórico, para asegurar la integridad física de las instalaciones y evitar diferimiento de la producción por fallas de infraestructura.

Lograron determinar que el mecanismo predominante fue la corrosión bajo depósitos la cual genero daños por picaduras en diferentes zonas de las tuberías, siendo la fluidodinámica el factor preponderante en diferentes puntos según el patrón de flujo presente.

## **CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**

---

Los daños mayores (picaduras) fueron ubicados en las secciones de ensayo de 6" con un patrón de flujo de transición (estratificado a no estratificado; tapón a anular) observados en la parte inferior y media de los tubos. Verificaron que conforme disminuye el diámetro interno de las tuberías se produce cambio a patrones de flujo burbuja dispersa conllevado a daños generalizados en el mecanismo (corrosión uniforme).

Concluyeron igualmente que el flujo tapón es el más perjudicial desde un punto de vista de degradación del material, por razón de los esfuerzos de corte que este ejerce de manera aleatoria en la superficie metálica favoreciendo los mecanismos de corrosión localizada.

### ***Wang H. (2006). CO<sub>2</sub> Corrosion model verification using field data.***

Wang en esta publicación presentó un paquete desarrollado el cual incluía un modelo de flujo multifásico y un modelo de predicción de la tasa de corrosión, el mismo se comparó contra datos obtenidos de campo a objeto de verificar su desempeño.

También presenta una serie de tablas correspondientes a casos reales donde se muestran en su gran mayoría la data requerida para poder realizar comparaciones de predicción de tasa de corrosión contra valores medidos y reportados para estas mismas situaciones por la industria.

Obtuvieron que para los casos comparados que el efecto de las trazas de H<sub>2</sub>S en la corrosión por CO<sub>2</sub> no fue considerable por lo que debe realizarse con un mayor cuidado para futuras simulaciones, sin embargo de manera global los resultados aquí presentados indican un desempeño satisfactorio, dado que el objeto de este trabajo solo era comprobar el rendimiento de su paquete al igual que identificar los parámetros clave para en casos en donde sola la información de campo disponible fuese limitada.

### ***Vinces R. (2006). Estudio de la susceptibilidad a la corrosión de un acero grado API-T95 en ambientes con presencia de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S.***

El autor Vinces analizó la sensibilidad de un acero grado T-95 (especificaciones API 5CT) a diferentes relaciones CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S y diferentes temperaturas, puesto que se trata de un material empleado en aplicaciones de servicio ácido por presentar una buena resistencia a la corrosión por H<sub>2</sub>S. Para esto se realizaron ensayos para determinar las velocidades de corrosión por pérdida de peso, así como la morfología y distribución de los productos químicos formados.

## **CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN**

---

Concluyo en esta investigación que un incremento de la presión parcial de CO<sub>2</sub> acelera la velocidad de corrosión sobre el acero grado T-95 a 50°C y 100°C relacionados a la formación de películas de corrosión no protectoras de siderita (FeCO<sub>3</sub>), pero a 150°C esta velocidad de corrosión no alcanzo variaciones considerables.

A su vez, determinó que un aumento de la temperatura disminuye la tasa de corrosión de las diferentes muestras expuestas a presiones parciales de CO<sub>2</sub> entre 50 °C - 100°C; las velocidades de corrosión determinadas en los ensayos disminuyeron en presencia de H<sub>2</sub>S a las temperaturas experimentadas. Finalmente se logró verificar que el acero correspondiente a un API T-95 se caracterizó por presentar un daño superficial de corrosión uniforme así como picaduras, hendiduras, además de ampollamiento a las condiciones de ensayadas con CO<sub>2</sub>.

***Wei Sun and Srdjan Nesic (2007). A mechanistic model of H<sub>2</sub>S corrosion of mild steel.***

Sun & Nesic en esta investigación realizaron experimentos con células de vidrio para investigar la cinética y los mecanismos de la corrosión en ambientes H<sub>2</sub>S en aceros que acompañan a la formación de películas de sulfuro de hierro. Emplearon el método de estimación de cambio de peso para determinar la formación de las escamas y la tasa de corrosión.

Concluyeron que “*mackinawite*” es la forma estructural predominante FeS formado a las condiciones estudiadas. Se presentó un modelo mecanicista para predecir la tasa corrosión uniforme por H<sub>2</sub>S como función de la concentración del gas, temperatura, velocidad y películas protectoras de sulfuro de hierro. Se verifico que la tasa formación de estas escamas depende de la tasa de corrosión y precipitación de sulfuro de hierro; la tasa de daños por la formación escamas incluye los efectos de remoción mecánica y remoción química.

***Flavio M. (2007). Modelo de simulación para la evaluación de corrosión por CO<sub>2</sub> en tuberías de complementación de pozos de gas natural.***

El presente trabajo especial de grado realizado por Flavio tuvo como finalidad el desarrollo de una herramienta computacional – modelo de simulación- soportada en Microsoft Excel® que sirve como aplicación para la determinación de la velocidad de corrosión por CO<sub>2</sub> en tuberías verticales de producción de gas natural, basada en tres módulos: el primero para generar los perfiles de presión y temperatura a lo largo de la tubería



## CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

a través de las ecuaciones de Ramey (Kumar, 1987), Harrison (2007) y los factores de compresibilidad a través de la ecuación de estado de Yarborough y Hall (1973); un segundo módulo para la determinación de régimen de flujo para el equilibrio líquido-vapor por el modelo de Azis y Colaboradores (citado por Carroll, 1990); y un último módulo que permita calcular la corrosión por CO<sub>2</sub> el cual usa como base el modelo de NORSOK (2005) implementando correcciones a las constantes de equilibrio químico presentadas por Nordsveen y colaboradores (2003).

Obtuvo que el módulo de temperatura generó una buena confiabilidad del perfil asociado con un máximo porcentaje de error de 0.44% para los pozos analizados, análogamente un error máximo relativo para la presión calculada y el factor de compresibilidad para el gas natural fue de 3.56% y 3.66% respectivamente.

Y concluyo que la diferencia para los valores de velocidad de corrosión calculados por medio de la herramienta diseñada y el software NORSOK M-506 (2005) son poco significativas con una desviación máxima de 1.8%.

*Orrellana L. (2010). Estudios de los mecanismos de corrosión presentes en los pozos productores con alto potencial de producción, del campo operacional Dación pertinente al distrito San Tomé.*

Orellana en su Trabajo Especial de Grado estudió los mecanismos de corrosión en las líneas de producción del campo operacional Dación en el periodo 2006-2009 con el fin de maximizar la rentabilidad del negocio petrolero mediante el desarrollo de planes de producción donde se requieran instalaciones seguras, que generen el menor gasto en mantenimiento. Formalizo un estudio histórico de fallas entre este periodo, además de mediciones sobre los elementos corrosivos (CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S) a las condiciones de operación de cada pozo como elementos iniciales de la investigación.

Realizo simulaciones hidrodinámicas pudiéndose obtener que de los 14 pozos analizados 43% presentaron flujos intermitentes 36% estratificado liso, 14% tipo tapón y 7% estratificado ondulado. Se determinó que el agente corrosivo de mayor influencia en las tuberías analizadas fue el CO<sub>2</sub>, no se consideró corrosión alguna por H<sub>2</sub>S debido a que las muestras arrojaron valores por debajo de la norma NACE MR-175.

## CAPÍTULO I. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

---

Las simulación que produjo con el *software* Predict 4.0<sup>®</sup> generaron valores de velocidad de corrosión que se acercaron bastante a los valores reales mediciones de corrosión, pero los valores de velocidad de corrosión arrojados por el modelo de Waard-Milliams resultaron ser más confiables, cabe destacar que este último respecto al *software* Predict 4.0<sup>®</sup> integra una serie de factores de corrosión y variables como la presión parcial de CO<sub>2</sub> y la velocidad de flujo que dicho software no considera.

***Nieto H. (2010). Evaluación del efecto del factor de fricción sobre la precisión de un modelo de predicción de caída de presión para flujo gas-líquido.***

En este trabajo especial de grado presentado se evaluó como afecta el comportamiento de 11 correlaciones para ajustar el factor de fricción (4 para líquido-pared, 3 gas-pared, 4 interfacial) sobre la precisión del modelo mecanicista de Xiao y colaboradores (1990), para esto se empleó una base de datos de 425 puntos con viscosidades de líquido entre 10 y 1200 cP; de igual manera también se comparó el desempeño de este modelo con el modelo de Nieto (2010).

Concluyo que la mejor correlación para el factor de fricción líquido-pared fue Spedding y Hand (1997), para el factor de fricción gas-pared fue Eck (1973), y para el factor de fricción interfacial fue Miya et al. (1971); además, se encontró que la correlación de Eck (1973) para la interfaz gas-líquido se comporta mejor para altas viscosidades del líquido, se logró un error absoluto promedio de 17.20%, comparando con el modelo mecanicista de Xiao y colaboradores (1990) con 22.69%, logrando una reducción en la desviación del error del 5.5%.

Obtuvo que la combinación de estas tres correlaciones se logró un error absoluto promedio de 31.27%, comparando con el modelo original de Xiao y colaboradores (1990), con 39.83%, se logra una mejoría de 8.56%.

### I.5. OBJETIVOS

#### Objetivo General

Desarrollar un algoritmo de cálculo para integrar un modelo de estimación de tasas de corrosión con modelos de flujo multifásico Gas-Líquido.

#### Objetivos Específicos

1. Identificar y seleccionar entre los modelos predictivos empíricos y mecanicistas disponibles para corrosión por CO<sub>2</sub>, en base a su mejor desempeño en aplicaciones existentes en la Industria Petrolera.
2. Replicar el modelo mecanicista de Wei Sun & Srdjan Nesic (2007) y el modelo empírico de Jepson & Tewari (1979), que estudian los fenómenos de corrosión por H<sub>2</sub>S y acoplarlo en el algoritmo general para la estimación de tasa de corrosión.
3. Incorporar un modelo que evalúe el efecto de la variación de la temperatura en líneas flujo multifásico como variable relevante en la estimación de tasas de corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.
4. Identificar el comportamiento de las variables de entrada y salida del modelo de caída de presión para flujo multifásico gas-líquido en tuberías desarrollado por Xiao y colaboradores (1990).
5. Generar un algoritmo de cálculo donde interactúen el modelo de flujo multifásico de Xiao y colaboradores (1990) en tuberías, el modelo de estimación de variación de temperatura en líneas de flujo multifásico y los modelos de estimación de tasa de corrosión.
6. Validar el algoritmo del cálculo empleando bases de datos experimentales disponibles, que correspondan a los casos de corrosión estudiados por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEORICO

#### II.1. DEFINICION DE CORROSION

La corrosión puede definirse como “el deterioro de un material resultante de un ataque químico con su entorno. Puesto que la corrosión es causada por una reacción química, la velocidad a la cual tiene lugar depende en cierta medida de la temperatura y de la concentración de los reactantes y productos. El esfuerzo mecánico y la erosión son factores que pueden contribuir a la corrosión también”. (Vinces, 2006).

#### II.2. TIPOS DE CORROSION EN TUBERIAS

En tuberías de procesos es posible evidenciar la presencia de fenómenos de corrosión con el paso del tiempo, los cuales se podrán manifestar diversas maneras sobre la superficie del metal (Figura 1).

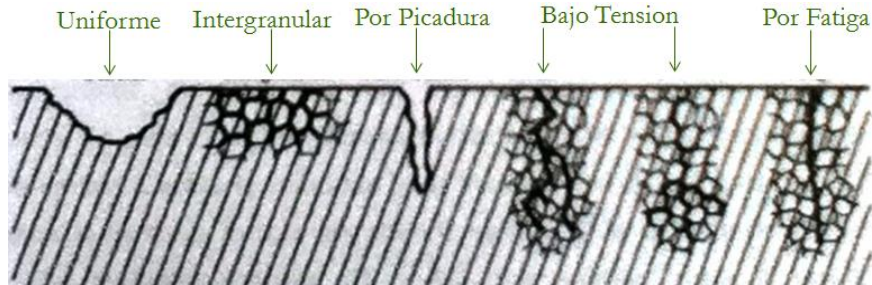


Figura 1: Representación simplificada de los tipos de los fenómenos de corrosión en tuberías (Biomorgi, 2006).

Entre los tipos de corrosión más comúnmente observados es posible señalar los siguientes:

- *Corrosión Uniforme*

La corrosión uniforme se caracteriza por un ataque corrosivo de manera uniforme sobre toda la superficie, o una gran fracción de la superficie total. Generalmente produce un adelgazamiento que se lleva a cabo hasta el fallo.



Figura 2: Corrosión uniforme observado en un punto de apoyo de amarre de embarcaciones marinas. (NACE International Resource center, ©2000-2010)

- *Corrosión por Picaduras*

La corrosión por picaduras es una forma localizada de la corrosión por el cual las cavidades o "agujeros" se producen en el material. Las picaduras se considera que es el más peligroso de los daños por corrosión uniforme, porque es más difícil de detectar, predecir y diseñar en contra propuesta a él. Los productos de corrosión a menudo cubren los hoyos.

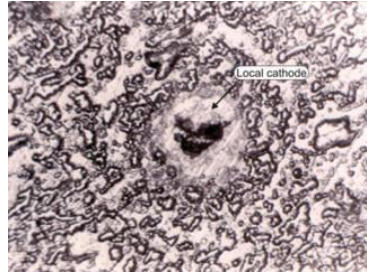


Figura 3: Corrosión por picaduras presente sobre la superficie acero (NACE International Resource center, ©2000-2010).

- *Corrosión-Erosión*

La erosión corrosión es una aceleración de la tasa de ataque de la corrosión en el metal debido al movimiento relativo de un fluido corrosivo y una superficie de metal. Entre los principales factores que la afectan están: configuración de la tubería, la velocidad de flujo, la turbulencia, el contenido de Oxígeno, el nivel del pH y el material de la tubería

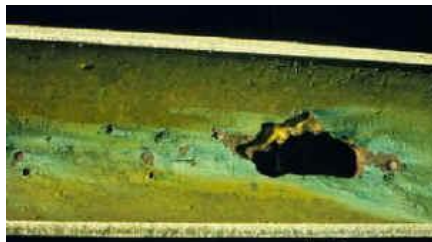


Figura 4: Corrosión-erosión en la superficie interna de una tubería de acero. Alta dureza no necesariamente garantiza un alto grado de resistencia. (NACE International Resource center, ©2000-2010).

II.3. CORROSION POR CO<sub>2</sub>

Depende básicamente de la composición química de agua, la presión parcial de CO<sub>2</sub> presente en la fase gaseosa y la temperatura, uno de los peores casos es cuando se condensa agua dentro de la tubería debido a que incrementan los puntos donde se depositan cantidades apreciables de carbonatos de hierro. Los mecanismos para la corrosión por CO<sub>2</sub> son presentados en la Figura 5.

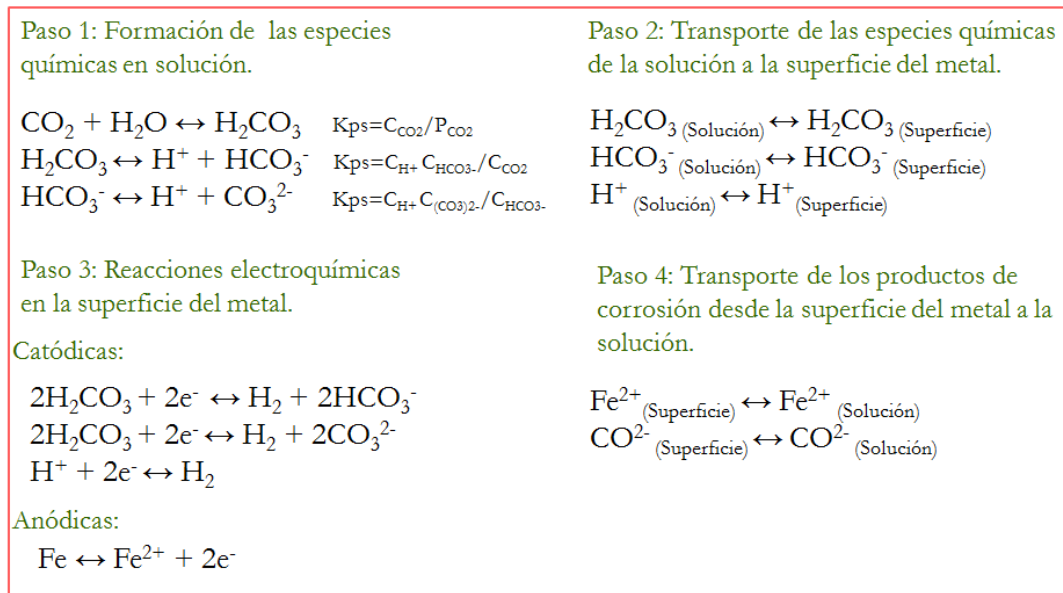


Figura 5: Mecanismo de la reacción de corrosión en medio acuoso por la presencia de CO<sub>2</sub> (Biomorgi, 2006).

Es influenciada por el comportamiento de ciertas variables de procesos que alteran de manera directa la forma y cantidad de carbonatos de hierro generados. Entre algunos de los primeros encontramos las investigaciones realizadas por Kermany y Harrop (1999), en la cual establecen una relación muy sencilla acerca de la probabilidad de que se sufra una corrosión por CO<sub>2</sub> en función de las presiones parciales, como es posible apreciar en la Tabla 3.

Tabla 3: Límites en las presiones parciales de CO<sub>2</sub> para la determinación de las condiciones de corrosión por CO<sub>2</sub>, (Karmonny y Harrop, 1999)

Condiciones	Corrosión por CO <sub>2</sub>
P <sub>CO<sub>2</sub></sub> < 7,25 psi	Muy poco probable
7,25 psi < P <sub>CO<sub>2</sub></sub> < 29 psi	Posible
P <sub>CO<sub>2</sub></sub> > 29 psi	Segura

## CAPÍTULO II. MARCO TEORICO

---

Por otra parte, al analizar a la temperatura como un parámetro presente que influye sobre la corrosión es posible clasificar sus mecanismos físicos de acuerdo a tres tipos diferentes, como se ilustra en la Tabla 4:

### Tipo I:

Se genera a condiciones de  $T < 60^{\circ}\text{C}$ , en esta situación se forman pequeñas cantidades de productos de corrosión en la superficie del metal debido a una baja disolución del  $\text{Fe}^{2+}$ . Los productos generados están constituidos por carbonato de hierro ( $\text{FeCO}_3$ ), considerablemente frágiles y poco adherentes, presentando la superficie del metal una textura homogénea, la cual indica que el tipo de corrosión generada corresponde a una corrosión uniforme primordialmente.

### Tipo II:

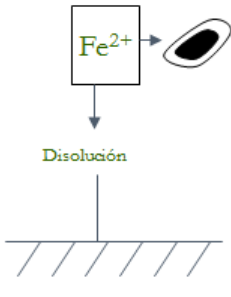
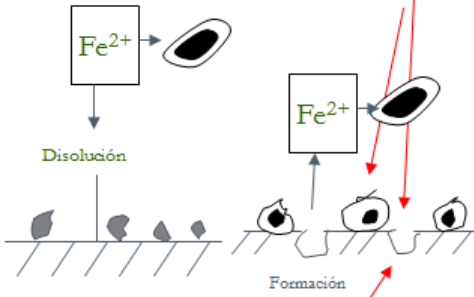
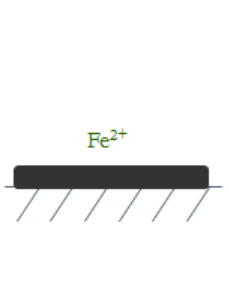
Se produce entre  $60^{\circ}\text{C}$  a  $100^{\circ}\text{C}$ , en la cual se observa una alta velocidad de corrosión, así como la presencia de corrosión localizada, sus películas protectoras formadas son gruesas y adherentes en la cual se desarrollan cristales  $\text{FeCO}_3$  con textura definida.

### Tipo III:

Se genera a temperaturas superiores a  $150^{\circ}\text{C}$  en la cual se producen menores tasas de corrosión, debido a la formación de una película de productos de corrosión delgada, compacta y adherente que es constituida por  $\text{FeCO}_3$ , debido a una rápida precipitación y baja disolución de los productos de corrosión que conforman la película superficial.

Por último, es importante expresar que en estudios (Fang, 2006) se ha encontrado que la velocidad de corrosión en aceros tiende a disminuir a medida que el pH incrementa en soluciones de sales saturadas con  $\text{CO}_2$ . Situación que guarda relación con la formación de especies iónicas como el bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y sales de carbonato, de igual manera la disminución de la solubilidad de  $\text{FeCO}_3$  puede formar películas con características protectoras.

Tabla 4: Tipo de comportamiento de la corrosión por CO<sub>2</sub> respecto a la influencia de la Temperatura (Vinces, 2006).

Tipo I Bajas Temp. (<60°C)	Tipo II Temp. Intermedias (~100°C)	Tipo III Altas Temp. (~150°C)
<p>Precipitación de FeCO<sub>3</sub> desde el seno de la solución</p>  <p>Disolución</p>	<p>Precipitación de FeCO<sub>3</sub> desde el seno de la solución</p> <p>Crecimiento de películas porosas de FeCO<sub>3</sub> y creación de sitios anódicos</p>  <p>Disolución</p> <p>Formación de picaduras</p>	<p>Formación de película de FeCO<sub>3</sub> compacta debido a la disolución inicial de Fe<sup>2+</sup></p>  <p>Fe<sup>2+</sup></p>

## II.4. CORROSION POR H<sub>2</sub>S

Este es el otro tipo de falla de mayor recurrencia que se presenta en la Industria Petrolera dentro de daños por fenómenos de corrosión, la misma corresponde a un 18% dentro de esta clasificación. Caracterizada por su tendencia a inducir el agrietamiento de las aleaciones. Los mecanismos para la corrosión por H<sub>2</sub>S son presentados en la Figura 6.

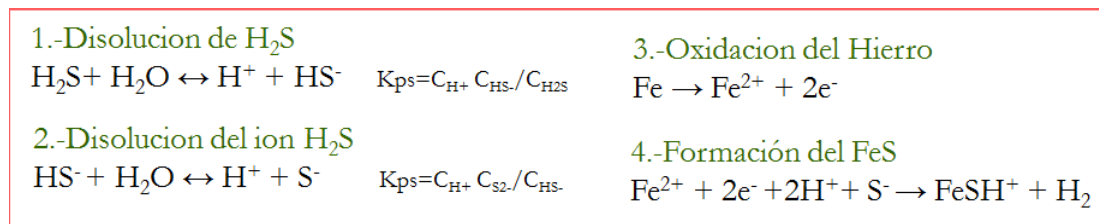


Figura 6: Mecanismo de la reacción de corrosión en medio acuoso por la presencia de H<sub>2</sub>S (Vinces, 2006).

El daño que este ocasiona se debe a que genera reacciones catódicas de recombinación del hidrogeno en las superficies metálicas expuestas al medio agresivo, permitiendo que el H<sup>+</sup> ingresen a la estructura de la aleación.

Las propiedades corrosivas de las capas de H<sub>2</sub>S dependerán de su continuidad, uniformidad y cuan compacta sea. King y colaboradores realizaron estudios con diferentes



## CAPÍTULO II. MARCO TEORICO

sulfuros de hierro para determinar en qué medida de  $Fe_xS_y$  más rico en azufre, el proceso de corrosión se incrementaba, véase la Tabla 5.

Tabla 5: Límites en las presiones parciales de  $H_2S$  para la determinación de las condiciones de corrosión por  $H_2S$  (King y Colaboradores, s.f.)

Presión Parcial de $H_2S$	Daño Causado
$0,015 < P_{H_2S} < 0,05$ psi	Susceptibilidad al agrietamiento por Hidrogeno
$0,05 < P_{H_2S} < 0,1$ psi	Susceptibilidad a la corrosión bajo Tensión
$0,1 < P_{H_2S}$	Los productos formados por corrosión generalizada no son protectores.

Por otra parte, en la siguiente Figura 7 se presenta la relaciones establecidas para definir los regimenes en los cuales puede existe la competencia o predominio entre la corrosión dulce (por  $CO_2$ ) y agria (por  $H_2S$ ), de acuerdo a lo establecido por Pots & Colaboradores, estos límites son definidos como función de las presiones parciales de componentes en la fase gas.

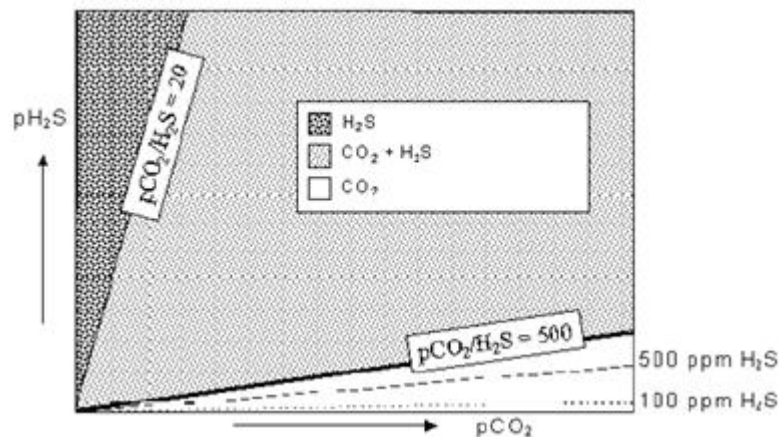


Figura 7: Relaciones de presiones parciales para establecer los regimenes de corrosión por la presencia de  $CO_2 / H_2S$ . (Pots & Colaboradores, 1989)

En pozos como los de Venezuela es común encontrar mezcla de componentes gaseosos como el  $H_2S$  y  $CO_2$  además de especies como cloruros, ácidos nafténicos, entre otros. La combinación de más de uno de estos factores puede acelerar o disminuir el daño por corrosión, esto se debe a que se puede generar una pequeña competitividad entre los

productos de corrosión de estos (sulfuros de hierro y carbonatos de hierro). Ikeda y colaboradores (1997) estudiaron este efecto, haciendo uso de un sistema donde prevalecía la corrosión por  $\text{CO}_2$  y variaba las concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$  y la temperatura. A partir de Esto ellos proponen tres tipos de corrosión, como función la temperatura, véase la Tabla 6.

### Tipo I:

Esta se considera un sistema con concentraciones menores a 3.3 ppm de  $\text{H}_2\text{S}$  donde es posible apreciar que es el  $\text{FeCO}_3$  es el producto principal de disolución sobre la superficie metálica y por ende el principal responsable del mecanismo de corrosión.

A concentraciones intermedias por otra parte se empieza a vislumbrar una competencia entre el sulfuro y el carbonato de hierro, no obstante es predominante la deposición del  $\text{Fe}_x\text{S}_y$ , debido a que a estas condiciones de temperatura empieza a solubilizarse el  $\text{Fe}_x\text{S}_y$ .

Ahora bien a altas concentraciones (superiores a 330 ppm) viene ser el sulfuro de hierro el responsable principal del proceso de corrosión en cuestión a su alta deposición.

### Tipo II:

A bajas concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$ , es el producto predominante son los  $\text{FeCO}_3$  (considerando un efecto mucho mayor por el incremento en la temperatura).

A presencias intermedias de  $\text{H}_2\text{S}$ , se produce una reducción de la solubilidad del carbonato de hierro y por tanto comienzan a precipitar junto al sulfuro de hierro sobre la superficie metálica.

A altas concentraciones se observa la deposición del  $\text{FeS}$  solo que con una presencia en la superficie mucho mayor.

### Tipo III:

Para condiciones de altas temperaturas y bajas concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$ , la solubilidad del  $\text{FeCO}_3$  disminuye significativamente ocasionando que su deposición sea mucho más apreciable en la superficie del metal manteniendo su condición de proceso predominante, pero de igual manera se observa que al incrementarse las concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$ , ocurre un deposición simultanea del  $\text{FeS}$ , que se aprecia en un mayor grado.

## CAPÍTULO II. MARCO TEORICO

Tabla 6: Efectos de Temperatura y contenido de H<sub>2</sub>S sobre la corrosión, a P<sub>CO<sub>2</sub></sub> constante (Ikeda y Colaboradores 1997).

	Tipo I Bajas Temp. (<60°C)	Tipo II Temp. Intermedias (~100°C)	Tipo III Altas Temp. (~150°C)
< 3,3 ppm			
33 ppm			
330 ppm			

### II.5. MODELOS Y FORMULAS DE CORRELACIÓN MATEMÁTICA (LITERATURA ABIERTA)

#### 1. Modelo de Waard, Lotz and Dugstad 1995

El modelo previo (Waard, Lotz Milliams 1993) fue combinado con la dependencia de flujo de transferencia de masa del CO<sub>2</sub>, haciendo uso de un modelo simple de resistencias, el cual establece que

$$\frac{1}{TC_{DLD}} = \frac{1}{C_{Act}} + \frac{1}{C_{Mass}} \quad (2)$$

Estas contribuciones por efecto de la cinética del proceso y la transferencia son calculadas por medio de las siguientes ecuaciones.

$$\log(C_{Act}) = 4,93 - \frac{1119}{T} + 0,58 * \log(f_{CO_2}) \quad (3) \quad C_{Mass} = 2,45 * \frac{U^{0,8}}{d^{0,2}} * f_{CO_2} \quad (4)$$

#### 2. Formula de correlación empírica de NORSOK Standard M-506, 2005

Desarrollado por STATOIL, predice la corrosión por CO<sub>2</sub> en acero al carbono, siendo principalmente una función del pH y de la fugacidad del CO<sub>2</sub>.

$$TC_{NOR} = K_t * f_{CO_2}^{0,62} * \left(\frac{S}{19}\right)^{0,146+0,0324*\log(f_{CO_2})} * f(pH)_t \quad (5)$$

### 3. Modelo mecanicista para H<sub>2</sub>S de Wei Sum & Nesic 2007

Este describe el flujo de las especies de sulfuros y los iones de hidrogeno debido, vease Figura 8:

- Difusión conectiva a través de la capa límite de transferencia de masa.
- Difusión molecular a través del líquido en las escamas porosas externas.
- Difusión de estado sólido a través de las películas internas de Mackinawite.

$$TC_{H_2S} = A_{H_2S} * e^{B_{H_2S}} \ln \frac{C_{b,H_2S} - TC_{H_2S} * \left( \frac{\delta_{0,5}}{D_{H_2S} * \epsilon * \psi} + \frac{1}{k_{m,H_2S}} \right)}{C_{s,H_2S}} \quad (6)$$

Esta es una ecuación no lineal la cual no da una solución explicita, pero puede ser resuelta usando un simple algoritmo numérico tales como el método de intervalos de Havilng o alguno similar.

La predicción de la tasa de corrosión depende del número de constantes usadas en el modelo la cuales pueden ser encontradas en manuales (D<sub>H<sub>2</sub>S</sub>), calculadas por la teoría establecida (ejemplo k<sub>m, H<sub>2</sub>S</sub>) o determinadas de manera experimental (ejemplo A<sub>H<sub>2</sub>S</sub>, B<sub>H<sub>2</sub>S</sub>). El resto de las propiedades varía con el tiempo y deben ser calculadas como se explica a continuación.

Se asume una cantidad de las películas retenidas en la superficie del metal en cualquier punto en un tiempo dependiente de un balance de masa:

- La formación de las películas (generadas por el astillamiento de las delgadas capas de Mackinawite por debajo de ellas y por la precipitación desde la solución).
- La escala de daños (por el estrés hidrodinámico y/o la disolución química)

$$\underbrace{SRR}_{\substack{\text{scale} \\ \text{retention} \\ \text{rate}}} = \underbrace{SFR}_{\substack{\text{scale} \\ \text{formation} \\ \text{rate}}} - \underbrace{SDR}_{\substack{\text{scale} \\ \text{damage} \\ \text{rate}}} \quad (7)$$

Donde todos los términos son expresados en [mol/m<sup>2</sup>\*s]. Como en este estudio se encontró que la precipitación del de los sulfuros de hierro no juega ningún rol significativo ni la disolución química de las escamas puede ser escrita como:

$$\underbrace{SRR}_{\substack{\text{scale} \\ \text{retention} \\ \text{rate}}} = \underbrace{CR}_{\substack{\text{corrosion} \\ \text{rate}}} - \underbrace{SDR_m}_{\substack{\text{mechanical} \\ \text{scale damage} \\ \text{rate}}} \quad (8)$$

Experimentos han mostrado que en condiciones de estancamiento cerca de mitad de las películas de sulfuro formada se pierden debido al estancamiento  $SDR_m \approx 0.5CR$ . Además la tasa de remoción de las escamas en condiciones de flujo se incrementa con la velocidad y puede escribirse como:

$$SDR_m = 0.5(1 + c v^a) CR \quad (9)$$

Una vez que la tasa de retención es conocida, el cambio en la masa de la escama exterior puede ser fácilmente calculada como:

$$\Delta m_{os} = SRR M_{FeS} A \Delta t \quad (10)$$

La porosidad exterior de las películas de *Mackinawite* es determinada para ser muy altas ( $\epsilon \approx 0.9$ ), sin embargo debido a la estructuras de las capas el factor de tortuosidad puede ser encontrado para resultar muy bajo ( $\psi \approx 0.003$ ).

Un procedimiento de solución de tiempo de marchar ahora se puede establecer que:

1. La tasa de corrosión, en ausencia de películas de sulfuros puede ser establecida con la ecuación inicial asumiendo que  $\delta_{os} = 0$
2. La cantidad de escamas de sulfuros  $\Delta m_{os}$  formados sobre el intervalo de tiempo es calculada con la última ecuación descrita.
3. La nueva tasa de corrosión en presencia ahora de las escamas de sulfuros de hierro puede ser calculada usando la ecuación inicial
4. el nuevo intervalo de tiempo se establece y se repite los paso 2 y 3.

La tasa de corrosión de los protones, que al eliminar las concentraciones interfaciales desconocidas se obtiene una expresión que conduce a la tasa de corrosión por los protones y controlada por la presencia de las escamas de sulfuros de hierro.

$$TC_{H^+} = A_{H^+} * e^{B_{H^+}} \ln \frac{C_{b,H^+} - TC_{H^+} * \left( \frac{\delta_{0,5}}{D_{H^+} * \epsilon^{3/2}} + \frac{1}{k_{m,H^+}} \right)}{C_{s,H^+}} \quad (11)$$

Ahora bien la tasa total de corrosión es igual a la suma de la corrosión causada por H<sub>2</sub>S y la corrosión causada por los protones H<sup>+</sup>:

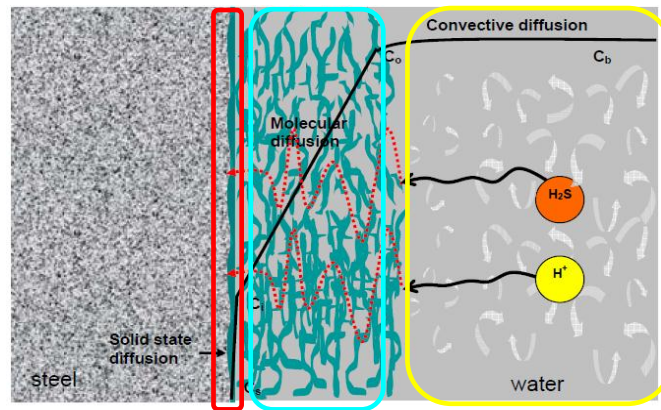


Figura 8: Esquema del mecanismo general de corrosión por H<sub>2</sub>S (Wei Sun, 2007).

Siendo la tasa total de corrosión igual a la suma de la corrosión causada por H<sub>2</sub>S y la corrosión causada por los protones H<sup>+</sup>.

$$TC = TC_{H_2S} + TC_{H^+} \quad (12)$$

4. Formula de correlación empírica de Jepson & Tewari (1979)

Es generada forma análoga a la expresión de Waard-Millians, sirve para considerar el peor caso de corrosión por la presencia de H<sub>2</sub>S, a partir de una serie de estudios conducidos para establecer una dependencia fundamental con el pH y T.

$$TC = e^{\frac{9255}{T}} * 10^{-pH} * 2,302 * 10^{19} \quad (13)$$

**II.6. MODELOS DE CORROSION POR CO<sub>2</sub>, (NIVEL COMERCIAL)**

A manera de resumen se presenta en la Tabla 7 un resumen de las principales características de todos aquellos modelos y software comerciales que fueron identificación en la revisión bibliográfica los cuales fueron excluidos de la investigación en relación a la poca información que sobre los mismos existen.

Tabla 7: Características de los modelos predictivos existentes en el mercado.

Nombre	Autor	Tipo de Modelo.	Características	Referencia
DREAM Model	Oklahoma State University	Mecanicista sin formación de incrustaciones	No incluye condensación de hidrocarburos en los cálculos y aplicaciones primarias	Nyborg et al. (2000)
Corned Model	Elf	Empírico	analiza la corrosividad de las paredes a distintos niveles de riesgo por ataque corrosivo.	Nyborg et al. (2000)
OLI Model	OLI System	Mecanicista	Combina un modelo termodinámico de especies moleculares e iónicas de sistemas acuosos con corrosión electroquímica	Nyborg et al. (2000)
ECE Model	-	Mecanicista	Implementa un módulo para calcular el pH del análisis de agua química	Nyborg et al. (2000)
Lipucor Model	TOTAL	Empírico	Gas y crudo en la línea/pozo	Gunaltun (1996)
HDROCOOR Model	Shell	Mecanicista	Capaz de ser aplicado para patrones de flujo de Lodo (slug).	Pots (1995)
KSC Model	Institute Energy Technology Kjeller	Mecanicista con formación de Incrustaciones.	Flujo Turbulento	Norwegian Technology Standards Institution (1998)
IFE Model	-	De Waard + NORSOK M-506	Capaz de ser aplicado a flujo de lodo (slug) por medio del uso del software OLGA	Nyborg et al. (2000)

Tabla 7 Continuación

Nombre	Autor	Tipo de Modelo.	Características	Referencia
Ohio Model	Multiphase Systems center at Ohio University	Mecanicista con formación de Incrustaciones.	Tiene alta dependencia del pH y limitaciones por efectos de transferencia de masa	Nyborg et al. (2000)
Corpos Model	Corr Ocean	Semi-Empirico	La probabilidad de empañamiento con agua dentro de la tubería es calculado en el rango de corrosión de acuerdo al corte de agua	Nyborg et al. (2000)
DREAM Model	Oklahoma State University	Mecanicista sin formación de incrustaciones	No incluye condensación de hidrocarburos en los cálculos y aplicaciones primarias	Nyborg et al. (2000)
Tulsa Model	University of Tulsa	Mecanicista sin formación de incrustaciones	Flujo Turbulento (en fase única)	Dyalan et al. (1995)

## II.7. FLUJO BIFASICO GAS-LIQUIDO EN TUBERIAS.

Según Xiao y colaboradores (1990) desde mediados de los años 1970, se han hecho significantes progresos en esta área. La necesidad de predecir el comportamiento del flujo de fluidos en forma simultánea, existe desde entonces, en situaciones donde se maneja flujo de dos o más fases (flujo multifásico) como en procesos industriales. Es bajo esta razón que la dinámica del fluido juega un papel determinante en los mecanismos de corrosión, particularmente cuando se habla de corrosión bajo depósito, dado que el fluido podrá causar efectos erosivos sobre la superficie metálica y ello dependerá la permanencia o remoción de la capa del producto de corrosión y por ende el incremento o no en los daños asociados a la corrosión.

Se vuelve necesario tomar en cuenta dos factores básicos ellos son: el patrón de flujo y la velocidad superficial del fluido, donde estos van a depender si el fluido se desplaza horizontal o verticalmente y si está en una o más fases. El presente trabajo, se realizó para líneas de transporte de hidrocarburos, en el cual el flujo es multifásico (crudo, agua, gas) y



están dispuestas horizontalmente, razón por la cual la siguiente discusión se enfocara en flujo con estas características.

### **PATRÓN DE FLUJO.**

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

Ahora bien en sistemas bifásicos estos patrones dependerán de las siguientes variables:

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

### **PATRÓN DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL.**

La representación flujo en particular, depende de la geometría y del ángulo de inclinación de la tubería. En el flujo horizontal ambas fases fluyen en el mismo sentido y los estudios realizados por, (Shoham, 2001), (Alarcón, 1998) y (García, 2004) concuerdan con clasificar los patrones de flujo en: flujo estratificado, flujo tapón o intermitente, flujo anular, flujo burbuja dispersa o disperso, Figura 9.

### **FLUJO ESTRATIFICADO (ST).**

Ocurre a bajas velocidades de líquido y gas, en el las fases están separadas por acción de la gravedad. Las dos fases fluyen separadas por una interfase, que lo subdividen en *estratificado suave (SS)*, donde la interfaz es lisa, y *estratificado ondulado (SW)*, donde a medida que la velocidad del gas aumenta, la interfase se ve perturbada por olas que viajan en la dirección del flujo.

**FLUJO BURBUJA DISPERSA (BD).**

Ocurre a altas velocidad de líquido, donde la fase gas se encuentra distribuida en forma de burbujas dispersas dentro de una fase líquida continua. Bajo las condiciones de flujo burbuja dispersa, ambas fase se mueven a la misma velocidad por lo cual no ocurre deslizamiento entre dichas fases.

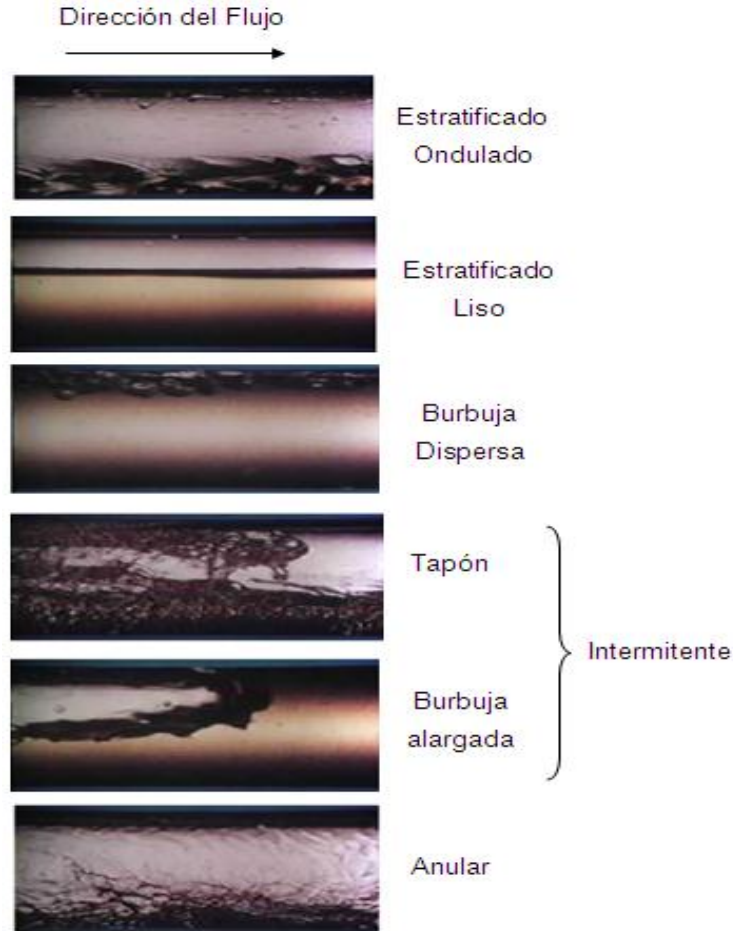


Figura 9: Patrones en Flujo observados en tuberías horizontales, bajo condiciones de un flujo bifásico gas-líquido (Hewitt, s.f)

**FLUJO INTERMITENTE (I).**

Este se caracteriza por el flujo alterno de líquido y gas, Cuando tapones de líquidos ocupan por completo el área transversal de la tubería y están separados por burbujas de gas grandes y alargadas que tienden a viajar en la mitad superior del tubo, formándose una película de líquido estratificado que fluye por el fondo de la tubería. Cuando el flujo no presenta perturbaciones y no existen burbujas de gas en el tapón de líquido el patrón de flujo se

denomina *burbuja elongada (BE)*. Para un mayor aumento en la velocidad del gas, causa que las olas en la interfase se levanten hasta tocar la pared del tubo para formar una burbuja espumosa y alargada que viaja a gran velocidad, el patrón de flujo se denomina *tapón (SL)*.

### **FLUJO ANULAR (AN)**

Ocurre a altas velocidades del gas, se forma una parte central o núcleo de gas y una película de líquido alrededor de la periferia del tubo, la cual es más gruesa en la parte inferior del tubo. El arrastre de gotas de líquido por el gas es frecuente.

## **II.8. MODELOS MECANICISTAS.**

Parten del hecho de que existen varios patrones de flujo y que estos estarán determinados por su distribución geométrica en la interfase dentro de las tuberías y su ocurrencia va a depender de las condiciones de operación. (García, 2004)

### **MODELO UNIFICADO PARA FLUJO BIFÁSICO EN TUBERÍAS DE XIAO Y COLABORADORES (1990)**

Este viene a ser un modelo mecanicista unificado desarrollado para flujo gas-líquido en tuberías horizontales, el cual permite predecir el patrón de flujo presente en la tubería, características del patrón de flujo, la fracción de líquido o *holdup* y el gradiente de presión para los patrones de flujo estratificado, anular, intermitente y burbuja dispersa.

Se fundamenta en el modelo de Taitel y Dukler (1976), para la predicción de los patrones de flujo y en las transiciones entre los patrones de flujo. Las transiciones están referidas a la transición Estratificado - No estratificado, transición flujo Intermitente-Anular y la transición flujo Intermitente - Burbujas Dispersas, planteadas por el modelo de Taitel y Dukler (1976).

### **MODELO PARA LA PREDICCIÓN DEL GRADIENTE DE PRESIÓN**

Inicialmente se deben predecir los patrones de flujo, luego se necesitan de modelos separados para predecir la caída de presión, para cada patrón de flujo.

Para cada patrón de flujo, se combinan las ecuaciones de conservación de masa y cantidad de movimiento definiendo rigurosamente la física del fenómeno.

**MODELO DE FLUJO ESTRATIFICADO**

Se asume que el sistema se encuentra en condición de estado estacionario y se aproxima el modelo a un sistema de dos capas, se desprecian los cambios en las velocidades de las fases, se considera que la fase líquida fluye por un canal abierto y la fase gas por una tubería cerrada, lo que se emplea para el cálculo de los diámetros hidráulicos con los cuales se determinan los números de Reynolds de cada una de las fases, utilizados para determinación de los esfuerzos cortantes entre los fluidos y la pared de la tubería

**MODELO PARA FLUJO INTERMITENTE.**

Caracterizado normalmente por una burbuja alargada de gas que fluye sobre una película de líquido seguido de un tapón de líquido que puede contener burbujas dispersas como se muestra en la Figura 10.

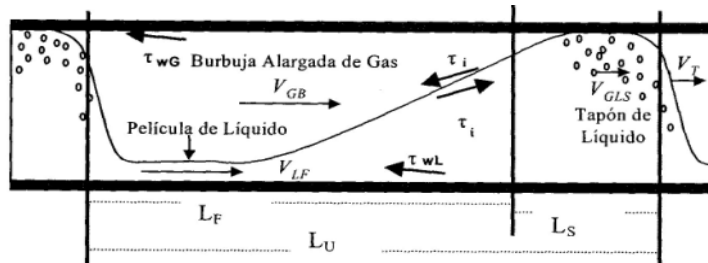


Figura 10: Representación esquemática del comportamiento bajo patrones de Flujo Intermitente (Shoham, 2001).

Un balance de masa en la unidad del tapón, compuesta por el tapón de líquido y la burbuja de gas, sirve para obtener la velocidad del líquido en el cuerpo del tapón, la velocidad del líquido en la zona de la película, la velocidad del gas en la zona de la película de líquido y la expresión correspondiente a la fracción volumétrica de líquido sobre la unidad de tapón ( $H_L$ )

**MODELO PARA FLUJO ANULAR.**

Xiao y colaboradores (1990) para simplificar el modelo suponen que: a) existe un espesor promedio de película de líquido en el anular, b) el gas que viaja por el centro del anular de líquido arrastra gotas de líquido que viajan a la velocidad de gas y c) que el gas en

el anular se considera un fluido homogéneo. Con un similar al tratamiento del patrón de flujo estratificado, con la diferencia de la configuración geométrica.

### **MODELO PARA BURBUJAS DISPERSAS.**

Para el patrón de flujo de burbujas dispersas se determinan las propiedades promedio del fluido y se considera que el deslizamiento entre las fases es despreciable, por lo tanto existe una fase pseudo homogénea. El gradiente de presión en la tubería se determina como si existiera una sola fase fluyendo.

## **II.9.RELACION ENTRE LOS PATRONES DE FLUJO Y LA VELOCIDAD DE CORROSION.**

De forma normal la corrosión interna y/o erosión corrosión puede desarrollar un problema directo para los sistemas de superficie, el cual es el mismo problema que se presenta en las líneas de tuberías que cargan agua y aceite. La consideración del flujo multifásico en tuberías implica asociar cualitativamente todos aquellos parámetros que pueden llevar a exponer a las mismas a cambios apreciables en la forma y magnitud como se genera la velocidad de corrosión debido a la presencia de gas, agua, crudo.

Normalmente la corrosión es más severa y más frecuentemente vista en corrientes bifásicas o multifásicas, cerca de la pared de la tubería, para flujos en fase única la componente normal de la velocidad del fluido de la tubería es lenta, por lo tanto todo proceso asociado con daño a la tubería es un proceso lento. Si el flujo por otra parte consta de dos o más fases, la fase líquida en forma de un patrón de lodo o pequeñas gotas que puede ser impulsadas a través de las superficies internas de las paredes fomentando altas tasas de disolución y transporte así como altas fuerzas mecánicas, las cuales pueden incrementar la tasa de corrosión.

A lo largo de las líneas de tubería donde agua o líquido desde el gas puede acumularse existe la oportunidad que desde estos den lugar a una alta tasa de corrosión, aun en estos casos un buen programa de mantenimiento puede ayudar a controlar las tasas de corrosión.

Como primer paso para poder asociar los fenómenos de la corrosión de acuerdo al efecto que los patrones de flujo pueden tener sobre ellos es necesario tener en cuenta que los

patrones de flujo son normalmente clasificados de acuerdo a las velocidades superficiales asociadas a las fases gaseosas o líquidas que pueden estar presentes, una relación bastante simplificada se nos presenta en la Tabla 8 perteneciente a las investigaciones de Endean (1989), por medio de la cual establece los patrones de flujo posibles de apreciarse en una tubería como una función de la velocidad promedio de la mezcla, para apreciar a groso modo como la velocidad puede manifestar cambios en la forma de flujo circulante.

Tabla 8: Relaciones cualitativas entre los límites de velocidad de mezcla y los tipos generales de patrón de flujo observados (Endean, 1989).

Velocidad de la Mezcla [m/s]	Patron de flujo
0 – 0,9	Segregado
1 – 2,5	Transición
>2,5	Disperso

Una asociación cualitativa entre los patrones de flujo y los fenómenos de corrosión de forma general nos es presentada por Kenneth Fairuzov (2002) en la Tabla 9, para explicar cómo la presencia de agua libre en una línea de flujo bifásico y multifásico puede acarrear efectos directos sobre los tipos de corrosión esperada en una línea de tubería.

### II.10. HERRAMIENTA PARA EL MODELO PROGRAMADO.

#### PROGRAMACION EN EXCEL, MACROS Y VISUAL BASIC.

Es necesario establecer en base a que lenguaje o compilador de programación se trabajara para generar una estructura con la cual se busque un cierto grado de fiabilidad numérica para representar los fenómenos físicos a programar.

Dado que se hizo uso del Lenguaje Fortran para el modelo de Xiao y de Microsoft Excel con VBA, para la formulación de los modelos de corrosión, se dará una definición sencilla acerca de estas herramientas computacionales:

En primer lugar, Excel es un programa perteneciente al paquete de Microsoft Office® la cual sirve como una herramienta intermedia para el desarrollo de cálculos aritméticos y algebraicos, además de presentar una serie de elementos que permiten un desarrollo más extenso a campos como la estadística, resolución numérica, programación lineal y no lineal en un grado básico.

En segundo lugar, un Macro no es más que una herramienta que se trabaja en forma conjunta tanto a Excel como a cualesquiera elemento perteneciente al paquete de Microsoft Office, simplemente una macro viene a representar en si una serie de comandos y funciones que se encuentran almacenadas y que pueden ser ejecutadas de acuerdo a la conveniencia, es importante entender que una macro está escrita por ejemplo para este caso en el editor de Visual Basic en un lenguaje DeAssembler (transcrito por un programador y que luego debe ser compilados a instrucción equivalentes a los procesos que se registran en un procesador de un computador antes de ser ejecutado).

En tercero, Visual Basic es un software independiente que puede ó no tener una vinculación directa como Microsoft Excel y sus elementos internos, dado que en realidad Excel implementa su información al lenguaje de Visual Basic es por medio de una serie de elementos que se conocen como bibliotecas de objetos y es la que facilita la comunicación entre ambos (Jacobson, 2002).

En cuarto lugar, Visual Fortran es un lenguaje de programa es un lenguaje especializado en cálculos técnicos y científicos. Aunque las librerías matemáticas y numéricas existentes para Fortran son probablemente las más completas y eficientes. La principal característica de este resulta en producir un código ejecutable más fácil de aprender a programar e interpretar que sus homólogos escritos en lenguajes como el C/C++ . Siendo para el caso de la presente investigación aplicado el mismo siguiendo la normalizaciones del mismo ANSI X3.198-1992 (R1997) y ISO/IEC 1539-1:1997.

### II.11. CUANTIFICACION DE ERRORES.

#### ERROR ABSOLUTO

Se define el error absoluto  $\varepsilon_0$  es una medida de la diferencia entre un valor real o un valor medio y un valor que es hallado en una determinada medida.

$$\varepsilon_0 = X^* - X \quad (14)$$

#### ERROR RELATIVO

Se define el error relativo  $\varepsilon_r$  como el cociente entre el error absoluto y el valor real o un valor medio tomado como verdadero, todo esto multiplicado por 100%

$$\varepsilon_r = \frac{\varepsilon_0}{X^*} \cdot 100\% \quad (15)$$

Tabla 9: Resumen de relación cualitativas entre Regímenes de flujo / Turbulencia de agua / Corrosión observada (Fairuzov, 2002).

Fases	Régimen de Flujo	Localización del agua libre	Turbulencia del agua	Tipo de Corrosión
Gas – Agua	Estratificado	Fondo	Estancada a laminar	Bajo depósitos
	Tapón	Normalmente en el fondo, mezclado	Muy turbulenta	Acelerada por el flujo
	Anular	Circunferencial	Turbulenta	Acelerada por el flujo
Crudo – Agua	Segregado	Fondo	Estancada a laminar	Bajo depósitos
	Mezclado	Normalmente en el fondo, mezclado	Laminar a turbulenta	Bajo depósitos
	Disperso	Mezclado	Turbulenta	Acelerada por el flujo
Gas – Cruda – Agua	Estratificado	Fondo, separado	Estancada a laminar	Bajo depósitos
	Tapón	Normalmente en el fondo, mezclado	Muy turbulenta	Acelerada por el flujo
	Anular	Circunferencial	Posiblemente turbulenta	Acelerada por el flujo



## **II.12. CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN EL CALCULO DE LA DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA.**

**Calor:** es una de las formas de energía originada por el movimiento de las moléculas. Este movimiento se incrementa cuando se calienta el material y decrece cuando se enfría. (Bernal, 1991).

**Calor específico:** está definido para un fluido como la cantidad de calor que se debe suministrar a la unidad de masa de dicho fluido que sirva para incrementar la temperatura en un grado. Si es a volumen constante no es significativo, pues el calentamiento sobre del fluido solo imprimiría la energía cinética de traslación de los electrones, sin llegar a realizar trabajo alguno sobre el medio externo. Por otra parte cuando se expande un gas y efectúa un trabajo, debido al calor suministrado sobre las moléculas se usa no solo para incrementar la energía cinética, sino también la rotacional y vibracional de los átomos de dichas moléculas. (Bernal, 1991).

Por esta razón el calor específico a presión constante, es el parámetro utilizar en el cálculo de la temperatura del flujo de fluidos en las tuberías. (Campbell, 1954) propuso un ajuste analítico para densidades relativas de 0.6 a 0,75 la cual expresa:

$$\begin{aligned}
 C_{fg} = & 0.4248 + 4.038x10^{-4} p + 4.91x10^{-8} p^2 - 3.57x10^{-11} p^3 + \\
 & (1.0016x10^{-3} - 3.678x10^{-6} p - 3.10x10^{-10} p^2 + 3.4893x10^{-13} p^3) T + \\
 & (-2.7674x10^{-6} + 1.18x10^{-8} p + 2.5566x10^{-12} p^2 - 1.6099x10^{-15} p^3) T^2 + \\
 & (4.5x10^{-9} - 1.32522x10^{-11} p - 4.7895x10^{-15} + 2.3605x10^{-18} p^3) T^3
 \end{aligned} \tag{16}$$

Siendo esta válida para  $T < 250^\circ\text{F}$  y  $P < 2900\text{lb/in}^2$ .

De forma análoga las siguientes expresiones se pueden utilizar para determinar los calores específicos del aceite y del agua:

$$C_{fo} = (0.388 + 0.00045T) / \gamma_0^{0.5} \tag{17}$$

$$C_{fw} = 1.0504 - 6.05x10^{-4} T + 1.79x10^{-6} T^2 \tag{18}$$

**Transferencia de calor:** es el flujo de energía en forma de calor entre un sistema y sus alrededores. Ahora bien, para el caso de este estudio dicho sistema termodinámico estará

## CAPÍTULO II. MARCO TEORICO

constituido por la tubería, el fluido que se conduce, y como se verá más adelante del tipo de material que le circunda. (Bernal, 1991).

**Conducción:** es la forma de transferencia de calor que ocurre tanto en sólidos y líquidos en reposo se da por efecto de la comunicación molecular directa, siendo la expresión desarrollada en 1822, bajo el nombre de Ley de Fourier la que establece la manera de determinar esta transferencia para un flujo lineal en régimen estacionario.

$$q' = \frac{Q}{A} = -k_h \frac{dt}{dx} \quad (19)$$

Siendo  $k_h$  un constante de proporcionalidad, el coeficiente de transferencia de calor por conducción, nombrado generalmente conductividad térmica del material. El cual es un término similar a la movilidad de un fluido en la ecuación de Darcy. Se presenta en la siguiente Tabla 10 valores característicos de este coeficiente:

Tabla 10: Valores de Conductividad térmica reportada para diversos materiales Bernal ,1991).

Material	Kh [Btu/(dia*pie*°F)]
Arenoso Seco	10-20
Arenoso Húmedo	22-29
Arenoso Saturado	53-69
Arcilloso Seco	9-14
Arcilloso Húmedo	19-24
Arcilloso Saturado	29-44
Acero	600
Aceite	1.896
Agua	9.432
Espuma de uretano	0.22
Poliestireno	0.54

**Convección:** es el modo de transferencia de calor que se presenta en fluidos (líquidos y gaseosos) al interactuar con una superficie sólida. Si esta interacción es solo producida por la diferencia de densidades, originada por el gradiente de temperaturas, se nombrara convección libre. Si por el contrario se induce mediante un agente externo, como una bomba o un ventilador, se dirá que dicha transferencia es por convección forzada.

Para cuantificar el flujo de calor transferido representa la Ley de enfriamiento de Newton, para flujo lineal en régimen permanente como se expresa:

$$q' = \frac{Q}{A} = h \cdot \Delta T \quad (20)$$

Este coeficiente puede ser determinado si la geometría del cuerpo con el cual interactúa el fluido es simple (como una placa o un tubo circular) aplicando las correlaciones de McAddams y Fand, que se detallara más adelante.

## CAPÍTULO III

### METODOLOGIA

#### III.1. DESCRIPCION DE LAS ETAPAS DE LA INVESTIGACION

Se muestra en la Figura 11 un esquema simplificado de las etapas que comprendió la investigación y que fueron necesarias para formalizar el modelo integrado:



Figura 11: Esquema de las etapas recorridas a lo largo del desarrollo de la investigación.

## CAPÍTULO III. MARCO METODOLOGICO

- **Revisión bibliográfica sobre los procesos de corrosión en tuberías de flujo multifásico.**

Ésta comprendió la búsqueda y recopilación de conceptos básicos sobre fenómenos de corrosión, clasificación y tipos de corrosión, variables primordiales reconocidas y elementos para la selección de datos de campo. También sirvió de base para la discusión de los tópicos en que se basó el desarrollo de los objetivos específicos. En la Figura 12 se esquematiza una clasificación general de las fuentes consultadas a lo largo de revisión bibliográfica.

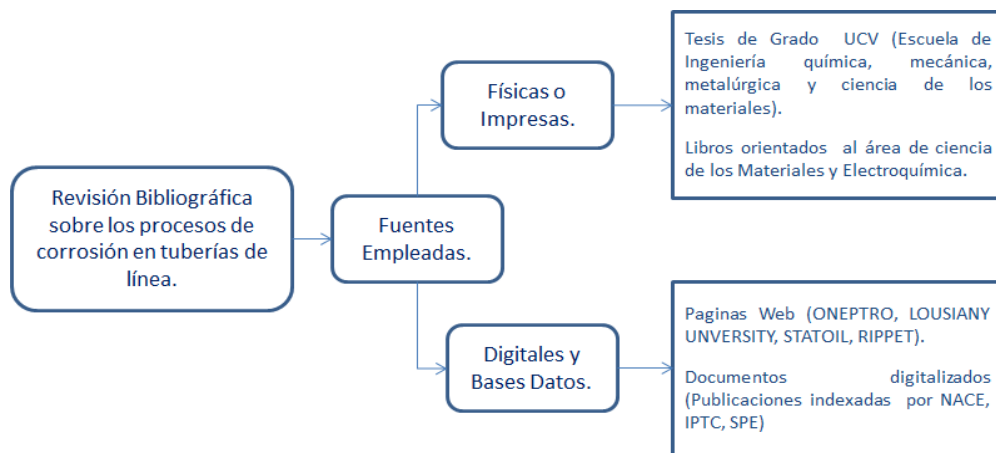


Figura 12: Clasificación de las fuentes empleadas.

- **Selección de los Modelos Predictivos para la Corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.**

Se enfocó en la revisión del material identificado sobre los modelos predictivos disponibles en la literatura abierta (entre los años 1993 al 2009) que mejor se ajustaron a las condiciones de campo y que a su vez dieron una buena conexión con los modelos complementarios, siendo estos el modelo flujo multifásico para estimar los patrones de flujo y el modelo de flujo homogéneo para determinar la variación de la temperatura.

En la revisión se seleccionaron artículos donde se evaluó el comportamiento de diferentes modelos mecanicistas y semi-empíricos disponibles (que presentaron las ecuaciones que los rigen o el código fuente para su realización) para poder predecir el comportamiento de la tasa de corrosión en tubería horizontal entregada por estos modelos, considerando dos criterios particulares:

## **CAPÍTULO III. MARCO METODOLOGICO**

---

- Se consultaron publicaciones previas de diferentes autores donde se compararon diferentes modelos predictivos y se reportaron errores relativos, absolutos o tendencias que describieron el comportamiento de estos respecto a mediciones reales sobre la tasa de corrosión observada en tuberías horizontales durante su vida en servicio.
- Se verifico la envolvente de operación (rangos de las variables de entrada) bajo la cual opera el modelo de flujo multifásico que fue empleado para la integración con los modelos de estimación de tasa de corrosión, esto permitió revisar si los presumibles modelos de corrosión que se emplearon eran capaces de arrojar respuestas factibles en la extensión de los datos asignados por el usuario.

- **Análisis del Modelo de Caída de Presión de a acoplar en los modelos de Corrosión.**

Esta abarco los pasos iniciales para definir los protocolos a unificar, por medio de la revisión del modelo de flujo multifásico a interrelacionar con los modelos de estimación de corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, se revisó si estos eran capaces de operar con los mismos datos de entrada sobre las variables que poseen en común. Solo fueron candidatos viables para la integración aquellos modelos de corrosión que tuvieron rangos de sus variables de entrada contenidos en los rangos de las variables de interés tomadas del modelo Xiao y colaboradores (1990), debido a que este modelo de flujo multifásico fue designado desde inicio de la investigación y el mismo debió ser considerado como el único usado para mejorar la determinación de la caída de presión.

Se verifico del modelo de Xiao y colaboradores (1990) las variables de interés para la determinación de los patrones de flujo que son base en el cálculo de la estimación de la caída de presión en los diferentes puntos de medición y las limitaciones actuales que existe sobre él.

- **Análisis del Modelo de variación de temperatura a acoplar en los modelos de Corrosión.**

Del modelo se reseñó todas aquellas simplificaciones y pasos para su de desarrollo matemático que fueron necesarios para su incorporación directa dentro del Algoritmo general de cálculo, esto sirvió para que el cálculo de la temperatura punto a punto en una

### CAPÍTULO III. MARCO METODOLOGICO

---

tubería horizontal fuese usado como otra entrada de datos para el cálculo de la tasa de corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

Fue necesario verificar para qué clase de condiciones fue desarrollado el modelo y cuál fue la influencia de sus variables de interés para la determinación de los procesos de transferencia de calor en tubería horizontal, en función del modelo elegido el cual es presentado por Garicoichea y Colaboradores (1991) solo se consideró la convección y conducción en los puntos de medición, debido a que el modelo en cuestión dentro de su deducción desprecia los efectos de la transferencia de calor por radiación.

- **Desarrollo del Algoritmo de Cálculo, para integrar los modelos de flujo multifásico y estimación de corrosión.**

Para lograr el desarrollo del algoritmo general de cálculo se consideró la realización de dos tareas:

En primer lugar, se compilaron todos aquellos procedimientos de cálculo junto a sus algoritmos detallados (diagramas de flujo), para cada uno de los modelos predictivos entre semi-empíricos y mecanicistas por corrosión de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S que fueron seleccionados. Durante esta fase se consideró la incorporación de estos a subrutinas que luego fueron empleadas durante la integración general.

En segundo lugar, se formalizó el desarrollo del algoritmo general que expuso la interconexión establecida entre el modelo de Xiao y colaboradores (1990), el modelo Garicoichea y Colaboradores (1991) y los modelos de estimación de la tasa de corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S seleccionados. En la Figura 13 se muestra un esquema de los pasos realizados para poder desarrollar este punto.

En principio se llevó a cabo una primera sub-fase la cual esta denotada en verde, donde se realizó el primer esquema de la forma general del algoritmo de cálculo y consideró solo la forma de sus pasos de cálculo (sin programación alguna), para orientar en que pasos de dichos cálculos debieron incorporarse elementos auxiliares para asegurar que variables de la salida como la temperatura y la presión por ejemplo, fuesen luego interpretadas y luego usadas como variables de entrada para el resto de los modelos.

## CAPÍTULO III. MARCO METODOLOGICO



Figura 13: Resumen del desarrollo conceptual planteado para el desarrollo y programación algoritmo de cálculo.

Una segunda sub-fase indicada en color rojo, la cual consistió en la programación individual de cada uno de los modelos a usarse, se crearon para los mismos módulos de programación reconocibles por Visual Basic, a excepción del modelo de flujo Multifásico de Xiao y Colaboradores (1990) para el cual solo se programó una subrutina para llamar a la librería dinámica (DLL) en la cual ya estaba anteriormente programada. Debido a las facilidades para la manipulación o sustitución que otorga una programación modular fue que se optó por la realización de pequeñas secciones de código (módulos), en lugar de una rutina general (programa secuencial), que requiera un ciclo de ejecución completa por cada cálculo que necesite realizar para la tasa de corrosión, situación que finalmente reduce el tiempo de ejecución de acuerdo a la matriz de código desde la cual se llamen estos módulos.

Una última sub-fase donde se programó los módulos adicionales para que interactuaran los datos entre los módulos de programación. Además se generó un código de programación base (código por objetos y eventos) para que fuera la estructura general del Algoritmos de cálculo, es decir, la estructura que serviría de acople para el cálculo repetitivo de la tasa de corrosión en función de la cantidad de datos asignados por el usuario.



### CAPÍTULO III. MARCO METODOLOGICO

---

- **Validación del Algoritmo desarrollado al emplear las respuestas generadas por el modelo de flujo multifásico.**

Para verificar si el desarrollo de los modelos integrados fue apropiadamente replicado es necesario que las respuestas entregadas tengan algún significado físico, para esto se emplearon casos previos suministradas por PDVSA-Intevep o identificados durante la fase de revisión bibliográfica con el objeto de apreciar si las respuestas generadas otorgan predicciones certeras.

Esta fase permitió plantear una revisión preliminar del funcionamiento del programa desarrollado, además identificar y plantear todas aquellas modificaciones que debieron ejecutarse para mejorar su funcionamiento; igualmente fue el punto para revisar todos aquellos protocolos vinculados con el modelo de Xiao y Colaboradores (1990) y el modelo para estimar la variación de la temperatura de Garicoichea y Colaboradores (1991).

- **Análisis de los resultados generados por los modelos de estimación de corrosión contra casos existentes en las publicaciones técnicas.**

Se analizó e interpreto los resultados obtenidos al operar ambos protocolos de manera conjunta, determinando si el efecto de incorporar el modelo de flujo multifásico para la caída de presión y el modelo para estimar la variación de la temperatura produce mejoras en las respuestas entregadas por los modelos predictivos usados para la estimación de la tasa de corrosión en presencia de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , por medio de la verificación con situaciones previamente registradas y plasmadas en investigaciones previas indexadas, como elemento funcional para verificar el comportamiento (errores absolutos y relativos) de los resultados obtenidos por el modelo respecto a situaciones de campo.

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

#### IV.1. SELECCIÓN DE LOS MODELOS DE CORROSIÓN POR CO<sub>2</sub>

Para lograr realizar el Algoritmo de cálculo fue necesario definir cuáles serían los modelos de estimación de tasa de corrosión por CO<sub>2</sub> a replicarse, debido a que ellos serían parte de la base fundamental para obtener el *software* final.

Por consiguiente, a lo largo de la fase de revisión bibliográfica se recabo cualesquiera forma de información (manuales del autor u otros, publicaciones indexadas, presentaciones, códigos fuentes, pasos de cálculo, archivos ejecutables) en lo concerniente a todos las herramientas predictivas que son aplicadas o fueron desarrolladas alrededor los años previos, esta recolección incluyo tanto las herramientas que se encuentran en la literatura abierta como cerrada al público. Recolección que nos permitió comprender como operan los modelos predictivos, cuáles son las bondades y limitaciones que presentan, además de profundizar en el conocimiento general en el área de la corrosión. Una vez culminada esta búsqueda se estableció un cuadro sencillo donde se ilustran las características de cada herramienta hallada, esta es la Tabla 11 a partir de la cual se pueden definir ciertas premisas particulares.

Se obtuvo que de las casi 16 herramientas de predicción que existen en la industria, solo existe entre 3 ó 4 se encuentra disponible para ser replicadas o modificadas por particulares. En la Tabla 11, los cuadro de color amarillo representan aquellas herramientas que son de total acceso sobre sus ecuaciones regentes para su desarrollo como herramienta predictivas, aquellas que están denotadas por un cuadro verde representan herramientas de las cuales fue posible extraer información general y en cierto grado específica sobre su funcionamiento, información tomada de publicaciones indexadas las cuales sirvieron de base para ampliar el conocimiento general sobre los cálculos de corrosión. Aquellos que se encuentra en color morado representan los pocos modelos que están disponibles de forma gratuita al público, que son entregados de forma de archivos ejecutable sin la capacidad de estudiar nada sobre ellos, pero que podrían ser empleados al final del desarrollo como elementos comparativos con la respuestas obtenidas del modelo integrado que se elaborara en esta investigación considerando las variables y limitaciones de los mismo. Por último todos

aquellos que no están denotados son aquellas herramientas de las cuales por pertenecer de a sus desarrolladores solo se obtuvieron ciertas referencias y descripciones someras de ellos.

Se observó al analizar de forma general esta tabla, que las dos variables de mayor influencia son la Temperatura y la Presión parcial de CO<sub>2</sub>, las cuales respectivamente están acotadas hasta máximos valores de 150°C y 20bar, siendo estas las condiciones experimentales usadas generar las fórmulas de correlación matemática de los mismos, esto establece en líneas generales que las herramientas predictivas no se esperan que funcionen para el estudio de corrosión a altas temperaturas.

Se observó que prácticamente los modelos tienen poco efecto o consideración sobre variables como el pH, efectos por la presencia de H<sub>2</sub>S y el empañamiento de las paredes por crudo como elemento para reducir la zona de contacto entre la superficie del metal y el agua circulante. Solo algunos modelos pertenecientes a la literatura cerrada están formulados para evaluar el ataque localizado y la corrosión en el tope de línea. También la mayoría de estos modelos emplean conocimiento puntual sobre las condiciones de flujo en la tubería despreciando las condiciones del flujo multifásico que varían en toda la extensión de una tubería.

En tal sentido, por solo lograr identificar 3 modelos viables para su replicación y que permitieran así establecer la predicción de corrosión CO<sub>2</sub> se tomó la decisión de continuar analizando las características de estos mismos, mientras que los 12 restantes los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> que existen en el mercado simplemente fueron descartados de la selección por no existir suficiente información libre al público que sirviera o hiciera posible replicarlos y adecuarlos para integrarlos a los modelos de flujo multifásico gas – líquido que se esperan considerar y que se ajusten con mayor similitud a condiciones de campo.

Los tres posibles candidatos que hasta este punto se tenían eran el modelo de Warrd, Lotz & Milliams (DLM) de 1993, el modelo de Waard, Lotz & Dugstad (DLD) de 1995 y el modelo de Norsok M-506 (NRK) de 2005 tras haber realizado la selección inicial, a partir de este punto se realizó una revisión más a detalle de trabajos previos donde se hubiese evaluado el comportamiento de estos modelos y donde se realizaran comparaciones respecto al posible tendencia que exhibieran en situaciones reales.

Tabla 11: Factores importantes presentes en los modelos predictivos en la corrosión por CO<sub>2</sub> (Woollam R.C, 2006).

Modelo	DW	NO	HY	CO	CA	KS	MU	EC	PR	TU	UL	CP	OL	SW
Datos de Laboratorio, Modelo de Datos de campo, Modelo Mecanicista	L	L	M	D	L	M	M	L	L	M	D	L	M	L
Efecto de la formación de agua en la formación de películas*	N	M	N	W	W	M	M	W	S	S		M	W	W
Efecto de la condensación de agua en la formación de películas *	W	M	W	W	W	M	M	W	S	S		M	M	W
Efecto del pH en la tasa de corrosión*	W	M	W	M	W	M	M	W	S	S	S	M	W	W
Riesgo de ataque localizado				Y		Y			Y					
Efecto del empañamiento con crudo	S	N	M	M	N	N	S	S	S	N	S	M	N	N
Efecto del empañamiento por condensación de crudo	N	N	N	M	N	N	M	M	M	N	S	M	N	N
Corrección de CaCO <sub>3</sub> por pH				Y			Y						Y	
Efecto de ácidos orgánicos en la corrosión			Y	Y	Y		Y	Y	Y		Y			
Corrosión en el tope de la línea	Y		Y				Y	Y			Y			
Efecto del H <sub>2</sub> S en la Tasa de Corrosión	N	N	W	N	N	N	M	S	S	N	W	N	S	N
Cálculo de Flujo Multifásico **	N	P	M	P	N	N	P	M	P	P	M	M	N	N
Límite máximo de temperatura [°C]	140	150	150	150	140	150	100	140		115		150	120	120
Presión parcial de CO <sub>2</sub> máxima [Bar]	10	10	20	20	10	20	20	20	70	17		10	20	
Abierto, Comercial, Particular	O	O	P	O	O	O	P	C	C	P	P	P	C	P

\*S – Efecto Fuerte, M – Efecto Moderado, W – Efecto Débil, N – Ningún Efecto. \*\* P – Cálculo Puntual, M – Cálculo del Perfil Multifásico, N – No hay cálculos de flujo Multifásico.

DW: de Waard 91-95, NO: Norsok M-506, HY: Hydrocor, CA: Cassandra, KS: KSL Model, EC: ECE Model, PR: Predict, TU: Tulsa Model, CP: Corpos, OL: Oly Model, SW: SweetCorr.

De esta segunda revisión se adquirieron dos trabajos, el primero realizado por Nyborg R. Anderson O. (2000) en el cual se implementa una metodología similar a la del presente trabajo para incorporar los modelos predictivos (DLM, DLD y NRK) a un modelo de flujo multifásico, información que serviría para evaluarlos respecto a un caso real; el segundo trabajo fue publicado por Woollam R. Hernandez S. (2006) en este se realiza una evaluación y comparación entre modelos semienpiricos y mecanicistas, en la misma se emplean los tres modelos preseleccionados entre otros.

Una vez que culminó esta segunda revisión nos fue posible establecer ciertas razones las cuales harían al modelo de DLM posible candidato para un descarte por no considerarlo apropiado de acuerdo a lo inferido de estos dos trabajos, y por el contrario nos daría mayor seguridad para tomar la decisión de usar los modelos de DLD y NRK por ajustarse mejor a las condiciones de campo, dichas conclusiones se presentan a continuación:

En el trabajo realizado por Nyborg (2000) para registrar el comportamiento de la corrosión por presencia de  $\text{CO}_2$  a lo largo del trayecto de un gasoducto a condiciones como las presentadas en la Figura 14, las cuales pertenecen al rango de operación en el cual la presente investigación desea desarrollar el Algoritmo de cálculo. Se aplicó un modelo integrado que está constituido por los tres modelos que son parte de nuestra preselección junto al software OLGA<sup>®</sup> de flujo multifásico, al observar la Figura 14 nos es posible indicar que las variables que experimentan mayor variación en el trayecto de la tubería son la temperatura y el pH.

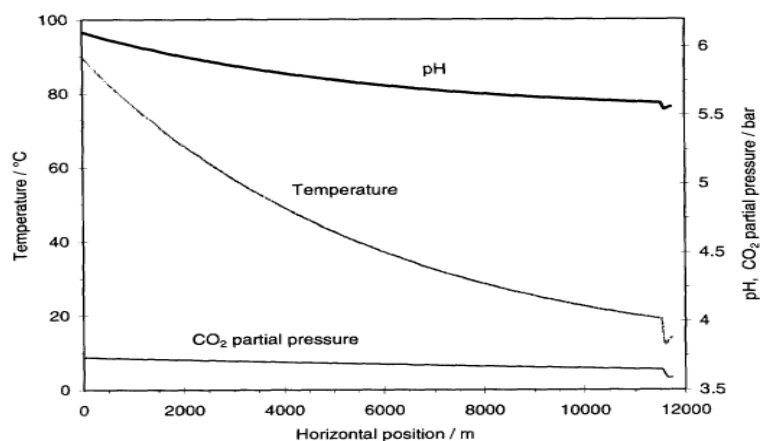


Figura 14: Variación de T, P y pH a lo largo de un gasoducto empleado en la evaluación de modelos predictivos (Nyborg, 2000).

Luego, por medio del empleo de este modelo integrado se generaron las respuestas las tasas de corrosión obtenidas respecto a la trayectoria de la tubería, resultados que se muestran en la Figura 15. A condiciones de altas temperaturas (aproximadamente de 1500 m hasta 0 m) es posible observar que todos los modelos exhiben una reducción de su tasa de corrosión por considerar el efecto de la formación de películas protectoras de  $\text{FeCO}_3$ . De donde será el modelo de Norsok el que exhiba las menores tasas de corrosión debido a que el mismo está basado en datos de laboratorio y campo a  $T < 150^\circ\text{C}$  para considerar el efecto de las capas protectoras, lo que normalmente permite que su predicción a altas temperatura y altos pH sea más baja que otros modelos.

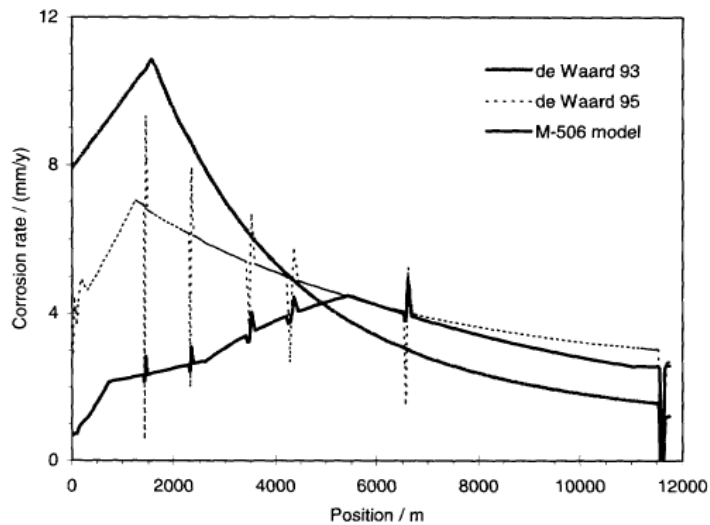


Figura 15: Tasa de corrosión predicha respecto a la variación de la temperatura a pH 6,5 (Nyborg, 2000)..

Si bien es cierto que todos los modelos tienden a reducir sus tasas de corrosión luego de pasar la  $T_{\text{pelicula}}$  (valor aproximado donde las fórmulas de correlación matemática empíricas consideran la formación de películas protectoras) y continuará así a lo largo del trayecto, entre los modelos reflejados se observa que es el modelo DLM 1993 aquel que va a presentar la mayor influencia de la temperatura; por sobrepredicción en los primeros 4 Km debido a las altas temperaturas y luego inclusive llegara a alcanzar subpredicciones en los 8Km restantes a condiciones de bajas temperaturas en comparación a os otros dos modelos que están mejor acotados en un rango de estimación de su tasa de corrosión, esto hará que el modelo de DLM arroje errores más apreciables en el rango de temperatura presente.

Los modelos de DLD 1995 y NRK 2005 son los que generan respuestas más conservadores a diferencia del modelo de DLM, para el modelo de NRK el mismo puede exhibir diferentes comportamientos a lo largo del rango de temperatura, debido a que el mismo está calibrado para considerar los efectos de la formación de  $\text{FeCO}_3$  desde temperaturas más bajas que el modelo de DLD.

De igual manera las pequeñas variaciones en los perfiles de la tubería pueden dar lugar a cambios en la tasa de corrosión calculada, esto se deberá a que el líquido puede acumularse en ciertas zonas e incluso puede fluir más lentamente en zonas donde varíe rápidamente el ángulo de inclinación de la tubería (elevaciones o descensos) o también donde haya cambios bruscos en las secciones transversales en la tubería, es posible observar de esta evaluación que en zonas donde la velocidad del flujo y la tensión de cizallamiento aumentaron, dan lugar a aumentos bruscos en la tasa de corrosión que en la Figura 15 se muestran picos en las curvas de corrosión de los modelos DLD y NRK entre los primeros 6 Km, situación que no puede reflejarse en el modelo en modelo DLM 1993 debido a que el mismo no considera efecto alguno en cambios de variables hidráulicas, y lo limita solo a la influencia de los cambios de temperatura y pH en la tubería, esto lo podría hacer desfavorable en casos de una integración con un modelo de flujo multifásico como por ejemplo el modelo de Xiao y Colaboradores (1990).

Por otra parte, en la evaluación presentada por Woollan (2006), se consideró realizar una comparación entre una serie de modelos empíricos que incluyen al DLM, DLD y NRK, junto a modelos mecanicistas que incluyen Nesic, Pottswatle & Oddo (NPO) y el Multicorp V.3 (MP3), de los cuales estos últimos dos no fueron analizados en profundidad por tratarse de software de particulares.

Se realizó una evaluación de las tasas de corrosión arrojados por estos cinco modelos en un rango de temperatura entre  $20^\circ\text{C}$  a  $140^\circ\text{C}$  la cual se muestra en la Figura 16, de esta se puede observar por defecto al considerar solo la influencia de la temperatura los modelos empíricos generan valores de tasa de corrosión más bajos que los modelos mecanicistas a condiciones superiores a los  $75^\circ\text{C}$ . Los modelos de DLM Y DLD y NRK igualmente muestran una reducción en sus tasas de corrosión debido a la formación de  $\text{FeCO}_3$ , por encima de esta temperatura tasas de corrosión  $<10\text{mm/año}$  mientras que por debajo llega a ser  $>10\text{mm/año}$ .

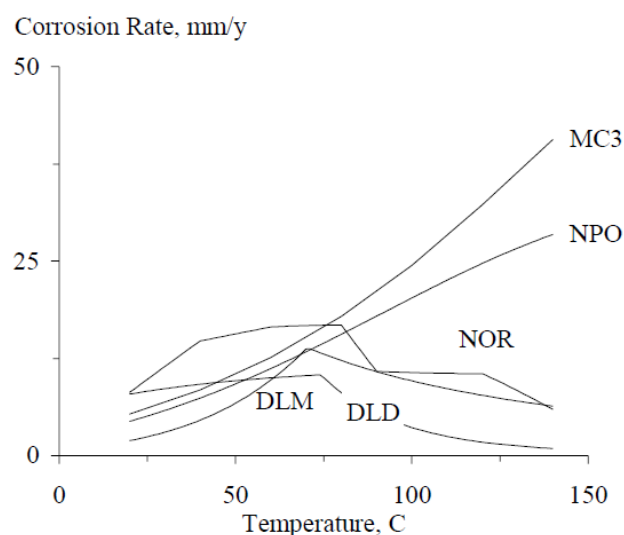


Figura 16: Tasa de corrosión para cada modelo respecto a la temperatura a una  $p\text{CO}_2$  de 3 Bar (Woollam, 2006)..

Por debajo de este punto ( $75^\circ\text{C}$ ) será el modelo NRK aquel que llevo a predecir la tasa de corrosión en forma más consistente (cambio más sutil en la tendencia curva) a las condiciones de altas temperaturas, seguido por el modelo DLD, esto se debe a que estos dos modelos fueron generados empleando en una base de datos experimental que expresa una concentración de  $\text{Fe}^{+2}$  corregida, en la cual se considera la precipitación temprana de los productos de corrosión.

Por encima de este punto de temperatura, el comportamiento de estos tres modelos diverge mucho asociado con la formación parcial de las películas protectoras de carbonato de hierro. Este efecto se puede apreciar en la Tabla 12 donde se presenta la tasa de corrosión media calculada para todos los modelos a dos condiciones cercanas a este cambio de comportamiento.

Tabla 12: Resumen de las tasas de corrosión calculadas para los modelos mecanicistas y semiempíricos a condiciones de  $50^\circ\text{C}$  y  $100^\circ\text{C}$ . (Woollam, 2006)

		50 °C	100 °C
<b>Empirical</b>	<b>DLM</b>	6.7	9.6
	<b>DLD</b>	9.6	3.6
	<b>NOR</b>	15.6	10.7
	<b>Mean</b>	10.6	8.0
<b>Mechanistic</b>	<b>NPO</b>	9.2	20.3
	<b>MC3</b>	10.4	24.5
	<b>Mean</b>	9.8	22.4



De esta tabla se refiere que el modelo de NRK es aquel que genera las mayores predicciones en el rango de 50°C a 100°C, para la presente evaluación genero una reducción en la tasa de corrosión calculada de 45%, seguido por el modelo DLD que redujo su tasa de corrosión en 166%, ambas situaciones reflejan lo expresado en el párrafo anterior. Mientras que por el contrario en modelo DLM es aquel que sigue mostrando una considerable influencia por la temperatura, donde entre este rango de temperatura aun no considera la formación de  $\text{FeCO}_3$  generando un incremento del 69% en su tasa de corrosión.

Además del efecto de la variación de la temperatura también se consideró el efecto de la fugacidad del  $\text{CO}_2$  variable directamente relacionada con la presión y su efecto sobre la tasa de corrosión para las dos condiciones de 50°C y 100°C.

En la Figura 17 y Figura 18, se muestra la evaluación de la fugacidad en los diferentes modelos para 50°C y 100°C respectivamente, se observó que todos los modelos presentan una tendencia similar, es decir, un incremento en la presión lo que conllevara en consecuencia al aumento de la tasa de corrosión.

Es posible observar que para el caso doende la temperatura constante a 50°C todos los modelos presentaron un comportamiento que cumple con una Ley de la Potencia, donde sigue siendo el modelo de Norsok aquel que genere las mayores predicciones de tasa de corrosion, puntualizando que el mismo es tambien influenciado por la varicaion de la presión. Por el contrario el modelo de DLM es aquel que presenta la menor variacion en la tasa de corrosion.

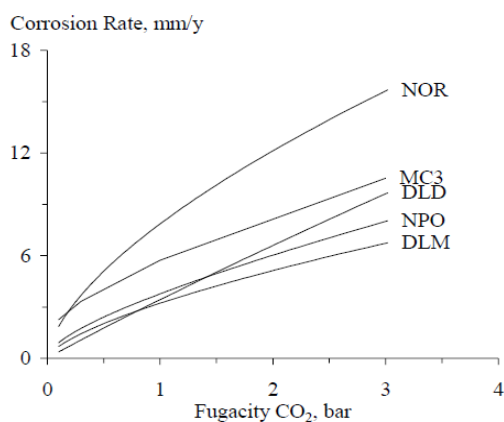


Figura 17: Predicción de la tasa de corrosión con la fugacidad para los modelos mecanicistas y semiempíricos a 50°C (Woolam, 2000).

De la Figura 18, es posible observar que tanto el modelo de DLD como el NRK presentan una mayor influencia por la variable temperatura que por la fugacidad de CO<sub>2</sub>, porque a pesar de trabajar a condiciones de mayor presión el incremento que generaron la tasa de corrosión es mucho menor que en la Figura 17, situación donde la temperatura era menor y el cambio en la presión era más substancial. También se evidencia que el modelo DLM, tiene un comportamiento constante respecto a la fugacidad del CO<sub>2</sub> a esta condición y en general para mayores condiciones de temperatura, este modelo no se muy ve influenciado por cambios en la presión, lo cual es una característica desfavorable, que a su vez podría generar errores en la estimación de corrosión generadas por él.

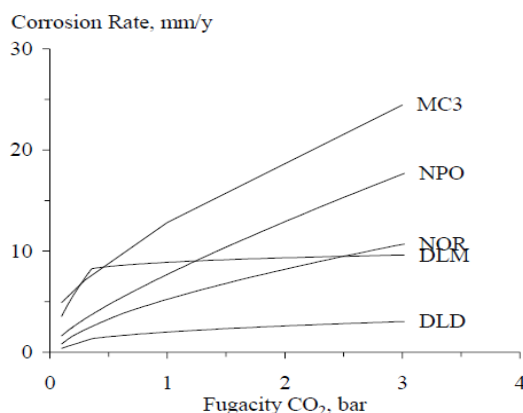


Figura 18: Predicción de la tasa de corrosión con la fugacidad para los modelos mecanicistas y semiempíricos para 100°C (Woollam, 2006).

Sin excluir todo lo antes puntualizado, también es importante ver que los modelos a seleccionarse no deben proceder de una configuración de variables independientes (datos de entrada), porque no se tratan de herramientas a emplearse en forma aislada, sino que por el contrario ellos a su vez deben tener una relación directa (variables en común) con el modelo de Xiao y colaboradores (1990) el cual ya se tiene definido que será parte de la integración en el presente trabajo especial de grado, por esto se verificara su envolvente de operación (rangos de la variables de entradas del modelo de estimación de caída presión), al hacer una comparación directa con las variables de entrada de los modelos predictivos que todavía son parte de la preselección, primordialmente se hará esto para otro otorgar un segundo criterio que de un grado de consistencia numérica y evite el trabajar con herramientas computacionales (modelos de corrosión por CO<sub>2</sub>) que no operen bajo las mismas calibraciones y que a priori de ser usadas sin consultar arrojen resultados que se puedan desviar demasiado de lo esperado en la extensión desarrollada.

En la Tabla 13 se presenta un resumen de las variables de entrada principales asociadas a los diferentes modelos predictivos identificados para CO<sub>2</sub>, como paso inicial para reconocer los efectos de ellas sobre las estimaciones predichas.

Tabla 13: Variables de Entrada requeridas para los modelos mecanicistas y semiempiricos.  
(Woollam, 2006)

Input	DLM	DLD	NOR	NPO	MC3
<i>t</i>	■	■	■	■	■
<i>f<sub>CO<sub>2</sub></sub></i>	■	■	■	■	■
<i>d</i>		■		■	■
<i>ρ</i>				■	
<i>μ</i>				■	
<i>U</i>		■		■	■
<i>S</i>			■		
<i>pH</i>			■	■	

De la información previa se reconocerá que aquel modelo que más altamente influenciado por la temperatura y fugacidad es el de Waard, Lotz & Milliams (Woollam, 2006), situación que concuerda con lo observado con los trabajos de la segunda revisión bibliográfica (Nyborg, 2000) y (Woollam, 2006), este modelo en cuestión solo tiene como variables de entrada a la Temperatura y Fugacidad de CO<sub>2</sub>. En contraposición a los modelos de NORSOK y el modelo Waard, Lotz & Dugstad no solo arrojaron mejores predicciones a las evaluación experimental revisada (Nyborg, 2000), sino que también consideran el efecto del pH, las velocidades superficiales de las fases, el diámetro, entre otras las cuales son variables que son comunes a las manejadas en la mayoría de los modelos de flujo multifásico y podrían representar un punto común de interconexión con estos.

En la Tabla 14 se ilustra los rangos de operación de las variables de entrada más importantes correspondientes a los modelos predictivos que se analizaron de acuerdo a las referencias mostradas (Wollan, 2006). Se debe señalar que de acuerdo a esta información todos estos modelos están calibrados a temperatura de bajas a intermedias y por tanto todos perderán precisión de trabajar a temperaturas muy elevadas, por ser la temperatura una variable importante en los fenómenos de corrosión asociada la solubilidad de Fe<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> en las corrientes. De igual manera todos estos modelos son capaces de operar a condición de presiones parciales de CO<sub>2</sub> bajas a medias (condiciones de operación), en razón a que el efecto de esta variable no genera dentro de las condiciones de operación variaciones considerables de la tasa de corrosión de acuerdo a lo visto en los estudios de Wollman & Hernandez (2006) para los modelos predictivos comparados.

Tabla 14: Rangos válidos para las variables de entrada para los modelos mecanicistas y semiempiricos. (Woollam, 2006)

	<b>T °C</b>	<b>P<sub>Total</sub> bar</b>	<b>P<sub>CO<sub>2</sub></sub> bar</b>
DLM	<80		<10
DLD	<90	1-1000	<6.5
NOR	20-150	1-1000	0.1-10
NPO	20-80	1-10	1-10
MC3	1-100	1-100	0.1-25

En la anterior tabla se aprecia que en líneas generales los tres modelos que son parte de esta preselección trabajan con rangos en sus variables de entrada razonablemente similares, por lo cual no se evidencia mayor razón al simplemente compararlos entre ellos, que no permita trabajar con alguno por estar fuera del rango en común y en caso de tener trabajar con más de uno de estos modelos solo sería necesarios acotar los rangos de entrada o indicar a qué condiciones el *software* a realizar podrá generar desviaciones por una entrada de datos diferente a la establecida como óptima.

Una vez reconocidas las variables primarias para los modelos predictivos identificados y establecidos sus rangos de operación, se vuelve necesario entonces comprobar si el modelo de flujo multifásico de Xiao y colaboradores (1990) ofrece variables de entradas en común con los modelos de corrosión que no trabajasen en sinergia (rangos de operación en sus variables de entrada distintos). Esto se formalizara por medio de la revisión y comparación de la base de datos con que el modelo de flujo multifásico fue calibrado en un trabajo previo (Nieto, 2010) por considerarse que es en este rango de valores es que opera sujeto a los menores errores en sus caídas de presión determinadas.

La base de datos que se empleó para calibrar la librería dinámica (DLL) modelo de flujo multifásico de Xiao y Colaboradores (1990) comprende la recopilación de dos fuentes una base de tomada de la Universidad Stanford y otra perteneciente a una serie de base datos particulares suministradas por PDVSA-Intevep de sus operaciones, un resumen de los rangos comprendidos para estas bases de datos se presentan en la Tabla 15, también en esta se muestra los rangos de la variables de operación para los modelos predictivos que forman parte de esta selección, para hacer una comparación directa de las variables comunes que fueron parte de la vinculación de sus protocolos correspondientes.

## CAPÍTULO IV. ANALISIS DE RESULTADOS

Tabla 15: Cuadro Comparativo de las variables de entradas de los protocolos a integrar.

Variable	Datos Modelo de flujo multifásico de Xiao Modificado (Nieto, 2010)		Datos modelos de corrosión por CO <sub>2</sub>		
	Universidad Stanford	PDVSA – INTEVEP	DLM	M-506	W95 ODDO
Temperatura [K]	276 - 320,15		<353,15	293,15 – 423,15	<363,15
Presión Total [bar]	0,97 - 39,17			1 -1000	1 - 1000
Fugacidad de CO2 fase gas [bar]			<10	0,1	<6,5
pH [adim]				3,5 - 6,5	
Velocidad Superf. del líquido [m/s]	0,02 - 7,10	0,02 - 2,77		0 – 20	>0
Velocidad Superf. del gas [m/s]	0,10 - 24,05	0,02 - 38,24		0 – 40	
Diámetro interno de la tubería [m]	2,66 10-2	5.08 10-2		0 - ∞	0 - ∞
Viscosidad del líquido [mPa.s]	22 – 80	10 – 400			
Compresibilidad [adim]	0,922 - 1	0,922 – 1		0,8 – 1	
Viscosidad del crudo [cP]	0,08 - 0,118			0,2 – 200	
Viscosidad del gas [cP]	1,6*10 <sup>-5</sup> - 1,89*10 <sup>5</sup>			1,6*10 <sup>-5</sup> - 6,0*10 <sup>5</sup>	

Al analizar la información, se puede observar de la tabla anterior que el modelo de Xiao & Colaboradores (1990) que se usó tiene calibradas sus variables en un rango, donde existen intersecciones en un común con las variables de entrada en que opera los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub>, por lo que no se plantea ningún problema numérico que pueda restringir el trabajo conjunto con cualesquiera de los mismos predictivos DLD y NRK, siempre que durante el desarrollo del Algoritmo de Calculo, se planteen o vigilen oportunamente las restricciones necesarias; por lo que esto no será necesariamente una característica de relevancia que suprima algún de estos dos modelos de la selección final. Por el contrario al considerar lo visto en las Tabla 14 y Tabla 15 el modelo DLM no es un candidato óptimo para ser vinculado con el modelo de Xiao & Colaboradores (1990), debido a que no presenta variables en comunes con este, más aun considerando que el de DLM tiene una alta

dependencia sobre la Temperatura en lugar de la Presión, la vinculación con un modelo como este de flujo multifásico el cual para la determinación de los patrones de flujo y caída de presión tiene como premisa que la sección de tubería donde se realiza los cálculos está a condiciones isotérmicas, estaría despreciando la variable principal con la que el modelo DLM fue calibrado.

Finalmente, tomando en consideración todos los puntos expresados previamente se decidió trabajar e incluir dentro del algoritmo del modelo integrado a los modelos de Norsok M-506 y de Waard, Lotz & Dugstad (J.E Oddo) debido que los mismos no presentan una complejidad excesiva para ser programados en simultaneo, también por ser aquellos que podrían reflejar las mejores repuestas respecto a los puntos de interés complementarios para la investigación (considerar la caída de presión y la distribución de temperatura), además por ser aquellos que también agrupan el mayor número de variables hidrodinámicas en común que aportarían los modelos complementarios para tratar de mejorar la predicción en la estimación de la corrosión en tuberías horizontales por la presencia de CO<sub>2</sub>.

### **IV.2. MODELO DE FLUIDO PARA LA DISTRIBUCION DE TEMPERATURA EN EL ALGORITMO DE CÁLCULO.**

Una vez alcanzada la selección de los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> a emplearse se consideró aplicar dentro del algoritmo general de cálculo un modelo que permita establecer punto a punto el cálculo de la distribución de temperatura, siendo esta una herramienta complementaria que se espere mejore los resultados de tasa de corrosión obtenidos y a su vez permita al usuario suplir la información de entrada concerniente al perfil de temperatura en la tubería de caso de no disponerse, situación que será análoga al uso modelo de Xiao y Colaboradores (1990) para dar una estimación de la caída de presión a lo largo de una tubería horizontal.

La inclusión de este modelo responde a lo reportado en trabajos previos sobre la alta influencia que presentan la variable de la temperatura en los modelos por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S que se programaron, dependencia que se origina en relación a los estudios del comportamiento de la corrosión a partir de la cual se generaron las fórmulas de correlación matemática para establecer los modelos predictivos de corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

Debido a que en la mayoría de las reacciones electroquímicas su proceso cinético es mayor con relación al aumento en la temperatura, para el caso particular de reacciones de corrosión en medio acuoso por la presencia de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  dicho aumento puede aproximarse casi a una duplicación de la tasa de corrosión por cada aumento de  $\approx 10^\circ\text{C}$  en la temperatura. Por esto la determinación de la distribución de temperatura se vuelve entonces importante, pues las propiedades de los fluidos están en función de la variable temperatura y por la misma razón la caída de presión en las tuberías.

Se eligió aplicar el modelo presentado por Garicoichea y Colaboradores (1991) para determinar la variación de la temperatura, por ser aquel ubicado dentro del material bibliográfico que toma en consideración a una situación similar a la que se espera trabaje el algoritmo general de cálculo, este modelo incorpora la determinación del coeficiente global de transferencia de calor para tuberías superficiales horizontales por donde circule un flujo multifásico gas – crudo – agua.

Antes de presentar la deducción matemática del modelo elegido se comenzara por definir algunas premisas que fueron base y son planteadas para definir este modelo:

Siendo la transferencia de calor el flujo de energía en forma de calor entre un sistema y sus alrededores, para el caso de este estudio dicho sistema termodinámico estará constituido por la tubería, el fluido que se conduce, y como se verá más adelante en cierto grado también por el tipo de material que le circunda.

Será con la diferencia de temperatura entre el interior del sistema y el medio, que se cuantifico la cantidad de energía transferida, al no poder ser medida directamente. De forma normal la distribución de la temperatura está regida por un predominio solo de la conducción y la convección.

De las formas de transferencia de calor que se explicaron brevemente en el marco teórico y particularizando en el flujo en tuberías, se infiere que la distribución de temperaturas a lo largo de estas no resulta lineal, dado que la tubería atraviesa diferentes medios en su recorrido. Por lo que si será necesario contar el valor de la resistencia térmica al flujo de calor entre el fluido, la tubería y el medio ambiente que la rodea. Cantidad que se conoce como el coeficiente global de transferencia de calor, representado por  $U$  que será dependiente de la transferencia de calor en la película interior ( $h_i$ ) y en la película exterior ( $h_o$ ) donde el fluido es transportado, y de las características termofísicas del material,

recubrimientos y del suelo. Los parámetros térmicos para obtener este coeficiente se presentan para tuberías superficiales, enterradas y submarinas en la Figura 19.

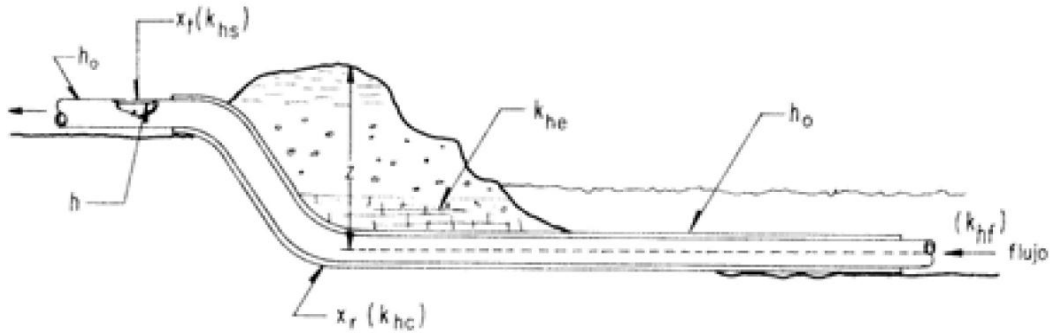


Figura 19: Parámetros tomados en consideración para la determinación del coeficiente global de transferencia de calor U, respecto a la forma como las tuberías horizontales están ubicadas (Bernal, 1991).

Así mismo las expresiones matemáticas que permiten determinar este coeficiente global de transferencia de calor U, son presentadas en la siguiente Tabla 16, tanto para flujo lineal como radial, entendiéndose que considerar flujo radial ó lineal no afecta apreciablemente al perfil de temperatura.

Tabla 16 : Ecuaciones para evaluar el coeficiente global de transferencia de calor en tuberías horizontales.

1/U FLUJO LINEAL	1/U FLUJO RADIAL
Pozo Productor o inyector $\frac{1}{h} + \frac{x_t + x_c}{k_h} + \frac{x_{an}}{k_{han}}$	$\frac{1}{h} + \frac{d}{2} \sum_{i=1}^n [\ln (d_{ext} i + 1/d_{ext} i)]/k_{hi}^*$
Tubería superficial $\frac{1}{h_o} + \frac{x_r}{k_{hc}} + \frac{x_t}{k_{hs}}$	$\frac{1}{h_o} + \frac{r_o \ln (r_o/r_i)}{k_{hc}}$
Tubería Enterrada $\frac{1}{h} + \frac{x_r}{k_{hc}} + \frac{x_t}{k_{hs}} + \frac{\ln (48 z/d)}{24 k_{he}/d}$	$\frac{r_o \ln (r_o/r_i)}{k_{hc}} + \frac{r_o}{k_{he} S}$ $S = 1/\cos h^{-1} (z/r_o)$ $\cos h^{-1} (z/r_o) = \log \left[ \frac{z + (z^2 - r_o^2)^{0.5}}{r_o} \right]$
Tubería Submarina $\frac{1}{h} + \frac{x_r}{k_{hc}} + \frac{x_t}{k_{hs}} + \frac{1}{h_o}$	$\frac{1}{h} + \frac{d_{ext}}{24 k_{hc}} \ln \left[ \frac{d_{ext} + 2 x_r}{d_{ext}} \right] + \frac{x_t}{k_{hs}} + \frac{1}{h_o}$

\*  $d_{ext} i + 1$  diámetro exterior de la superficie externa del material  $i + 1$

De acuerdo a los lineamientos de la presente investigación solo consideraremos tuberías superficiales con un flujo radial, donde sus parámetros térmicos relevantes se muestran en la Figura 20.



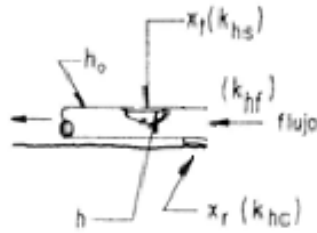


Figura 20: Parámetros térmicos a considerar para determinar el coeficiente de transferencia global de calor, para el caso de tuberías horizontales superficiales (Bernal ,1991).

Donde el coeficiente de transferencia de calor de la película interior ( $h_i$ ), es fácil de obtener para flujos en fase única, y se complica en cierto grado al tratar con flujos multifásicos, dado que ahora dependerá de los patrones de flujos además de los parámetros aceptados para flujos en una fase. Sin embargo, se puede usar la correlación establecida por McAddams (1954) para este fin, la cual establece que:

$$Nu = \frac{h \cdot d}{k_{hf}} = 0.0023 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.4} \quad (21)$$

De donde:

$$Re = \frac{124 \cdot d \cdot V_f \cdot \rho_f}{\mu_f} \quad (22)$$

$$Pr = 58.06 \cdot \frac{C_f \cdot \mu_f}{k_{hf}} \quad (23)$$

Siendo estos valores correspondiente a la temperatura del flujo interior en la tubería. De forma similar, el correspondiente coeficiente de transferencia de calor de la película externa ( $h_o$ ) se obtiene con la correlación de Fand:

$$Nu = \frac{h_o \cdot d}{12 \cdot k_{hf}} = (0.35 + 0.56 \cdot Re^{0.52}) Pr^{0.3} \quad (24)$$

Las correspondientes propiedades determinadas para esta situación son en función a la temperatura media entre el flujo en exterior de la tubería y la el interior de la pared. Esta conductividad es función de la velocidad promedio del fluido del medio ambiente, perpendicular a la tubería.

Para poder obtener una ecuación que permita obtener la temperatura del fluido a una distancia cualquiera, primero se supondrá un tubo de longitud L, una sección de la misma que será dx y un flujo horizontal monofásico como se presenta en la Figura 21.

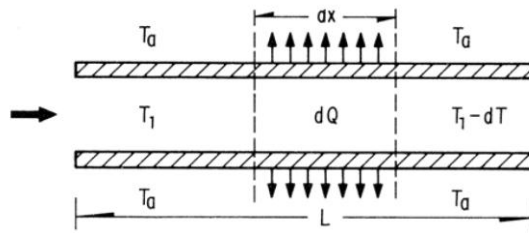


Figura 21: Flujo de calor a través de placas paralelas (Bernal ,1991).

Al llegar la corriente de flujo a un punto  $x$ , este tiene una cantidad de calor  $Q$ , pero que al pasar por la posición  $x+dx$ , se presenta un flujo de calor  $dQ$  del fluido del interior del tubo al exterior, a través de las paredes de dicho tubo. Este flujo de acuerdo a la Ley de Fourier y considerando el coeficiente global de transferencia de calor se puede como la forma siguiente:

$$dQ = \frac{U \cdot \pi \cdot d \cdot (T_1 - T_a) \cdot dx}{12} \quad (25)$$

En forma empírica se ha demostrado que la cantidad de calor que acepta un fluido al calentarse es proporcional a su masa y el cambio de su temperatura, de acuerdo a la definición de calor específico expresada en forma diferencial se tendrá que:

$$dQ = -W_f \cdot C_f \cdot dt \quad (26)$$

Que es la pérdida de calor del fluido al pasar entre  $x$  y  $x+dx$ . Lo que nos resultara al igual ambas expresiones en la relación siguiente:

$$-W_f \cdot C_f \cdot d = \frac{U \cdot \pi \cdot d \cdot (T_1 - T_a) \cdot dx}{12} \quad (27)$$

Agrupando resulta en:

$$\frac{dT}{(T_1 - T_a)} = -a \cdot dx \quad (28)$$

Con el término a igual a:

$$a = 0.2618 \cdot \frac{d \cdot U}{(W_f \cdot C_f)} \quad (29)$$

Donde sustituyendo el término  $a$  y luego integrando de  $T_x$  a  $T_1$  resultara en obtener:

$$LN\left(\frac{T_x - T_a}{T_1 - T_a}\right) = -a \cdot x \quad (30)$$

Que finalmente al despejar respecto a  $T_x$ , nos generara una expresión para medir la temperatura en oleoductos o acueductos.

$$T_x = T_a + (T_1 - T_a) \cdot e^{-a \cdot x} \quad (31)$$

Donde la mayor limitante para la aplicación de esta ecuación es la determinación del coeficiente global de transferencia de calor. Siendo la ecuación (30) empleada para los casos de flujo multifásico en tuberías horizontales, la única diferencia que se debe tomar en cuenta en consideración es el flujo de las tres fases dentro argumento del exponencial quedando de la siguiente forma:

$$a = 0.2618 \cdot \frac{d \cdot U}{(W_g \cdot C_{fg} + W_o \cdot C_{fo} + W_w \cdot C_{fw})} \quad (32)$$

### **IV.3. GENERACIÓN DE LOS ALGORITMOS DE CÁLCULO PARA EL MODELO INTEGRADO.**

Se presentan a continuación los algoritmos (Diagramas de flujo) resultantes del Modelo Integrado para Estimar la Tasa de Corrosión, siendo estos una simplificación que permita dar una idea general al lector sobre la forma como el proceso de programación en el mismo opera.

Este programa no opera empleando vectores de entrada de n-dimensión en sus cálculos, por el contrario siendo este un desarrollo modular (14 módulos y 9 formularios) trabaja con variables unidimensionales tanto en sus proceso de entrada como salida, empleando ciclos o lazos de cálculo para determinar la tasa de corrosión punto a punto y así como también las propiedades de las fases.

En la Figura 22 se muestra el diagrama de flujo, que representa la estructura resultante del Algoritmo general de cálculo que fue desarrollado. La figura que se presenta corresponde a la versión que incluye tanto los modelos de corrosión por  $CO_2$  y por  $H_2S$  programados, la cual indicaremos como la versión INTEVEP del programa, los códigos de

programación del software desarrollado pueden ser ubicados desde los apéndices A.2 hasta el apéndice A.3, y las pantallas que la misma desde Microsoft Excel están en los apéndices A.1.

Esta estructura consta de cuatro regiones principales que se ejecutan (en el argot de programación “corren”) en forma secuencial hasta llegar a determinar la tasa de corrosión por  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ , esto ocurrirá conforme el usuario genere un *evento-1* (hablase para este caso principalmente de dar un “Click” sobre algún botón) y permita la ejecución pertinente de diferentes macros (refiere a los módulos de programación) que sirven para ir generando los cálculos intermedios del proceso hasta llegar a presentar las respuestas finales.

En primer lugar los cuadros de color amarillo en general a lo largo de todo este punto de discusión representara la entrada de datos global u específica para el o los diagramas de flujo que se explique; para nuestro caso diferenciara dos puntos de entradas de variables globales que son necesarios para que el programa corra. Estas variables a su vez estarán clasificadas en puntuales como por ejemplo: el grado API, Peso Molecular Promedio de la fase líquida, Densidad de referencia del crudo a  $20^\circ\text{C}$  y la Relación de solubilidad del gas en el crudo; y en variables segmento a segmento de tubería que serán: temperatura, presión, diámetro interno, rugosidad, corte de agua, flujo volumétrico de gas y líquido, diámetro externo, temperatura ambiente, longitud, ángulo de inclinación, pH, porcentaje molar de  $\text{CO}_2$  y concentración de  $\text{H}_2\text{S}$ .

Las 9 primeras variables segmento a segmento mencionadas, son empleadas en el módulo Interfaz Interactiva ilustrada en color azul (apéndice A.2.1) el cual sirve para realizar una distribución de datos entre los diferentes modelos que requieren la información en el cuadro de color verde. Mientras las últimas 3 variables punto a punto solo son datos adicionales empleados por los modelos en las secciones morada, es decir, en los modelos de corrosión por  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ .

La sección del cuadro en color verde engloba la ubicación secuencial de los modelos de Xiao y Colaboradores (1990) (apéndice A.2.6 y A.3) como también el modelo de Garaicochea y Colaboradores (1991) (apéndice A.2.2), que sirven para determinar los perfiles de temperatura y presión, además en esta sección se realizan los cálculos punto de las densidades de la fase gas y líquido, las viscosidades de la fase gas y líquido, la tensión interfacial, el factor de compresibilidad del gas y las velocidades superficiales de la fase gas y

líquido. Cálculos que dependerán de la cantidad de segmentos de tubería defina el usuario, siendo estos los datos finales los que se requieren para que corran los modelos de corrosión.

Las secciones de color rojo identifican un *evento-2* (en este caso la decisión de dar una “click” entre diferentes botones) (apéndice A.2.5) con lo cual el usuario puede usar para hacer uso de un módulo particular que fue programado y sirve de guía para verificar si existe o se encuentra en condiciones de proceso donde exista un mecanismo de corrosión predominante entre CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S. O por el contrario permiten que el usuario decida cual caso de corrosión desea calcular independientemente si existe una corrosión predominante.

Los cuadros de color morado y violeta ilustran los puntos desde donde se ejecutan en un segundo plano los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S (apéndice A.2.4 y A.2.5), se dice que en segundo plano porque desde ese punto es que asigna los variables de entrada a los módulos particulares de programación que no son parte de la estructura general y de los cuales solo devuelven como respuesta las tasa de corrosión, temperatura, o inclusive caída de presión calculada, siendo estos cálculos repetidos en función de la cantidad de segmentos definidos por el usuario previamente.

Por otra parte, la Figura 22 explicada anteriormente debió ser modificada para considerar que en la presente investigación no sería posible validar los modelos de corrosión por H<sub>2</sub>S programados, lo que generaría una versión paralela de software al cual nos referiremos como la versión FIUCV, el algoritmo general de esta versión es representada en la Figura 23.

La operación de este nuevo algoritmo es la misma que la versión INTEVEP, esto se deberá a que se trabajó con una programación modular que nos permite suprimir solo los dos ramales que definen en el *evento-2* definido por el usuario para usar el modulo que nos permite definir el mecanismo predominante de corrosión, es decir, las secciones de color rojo.

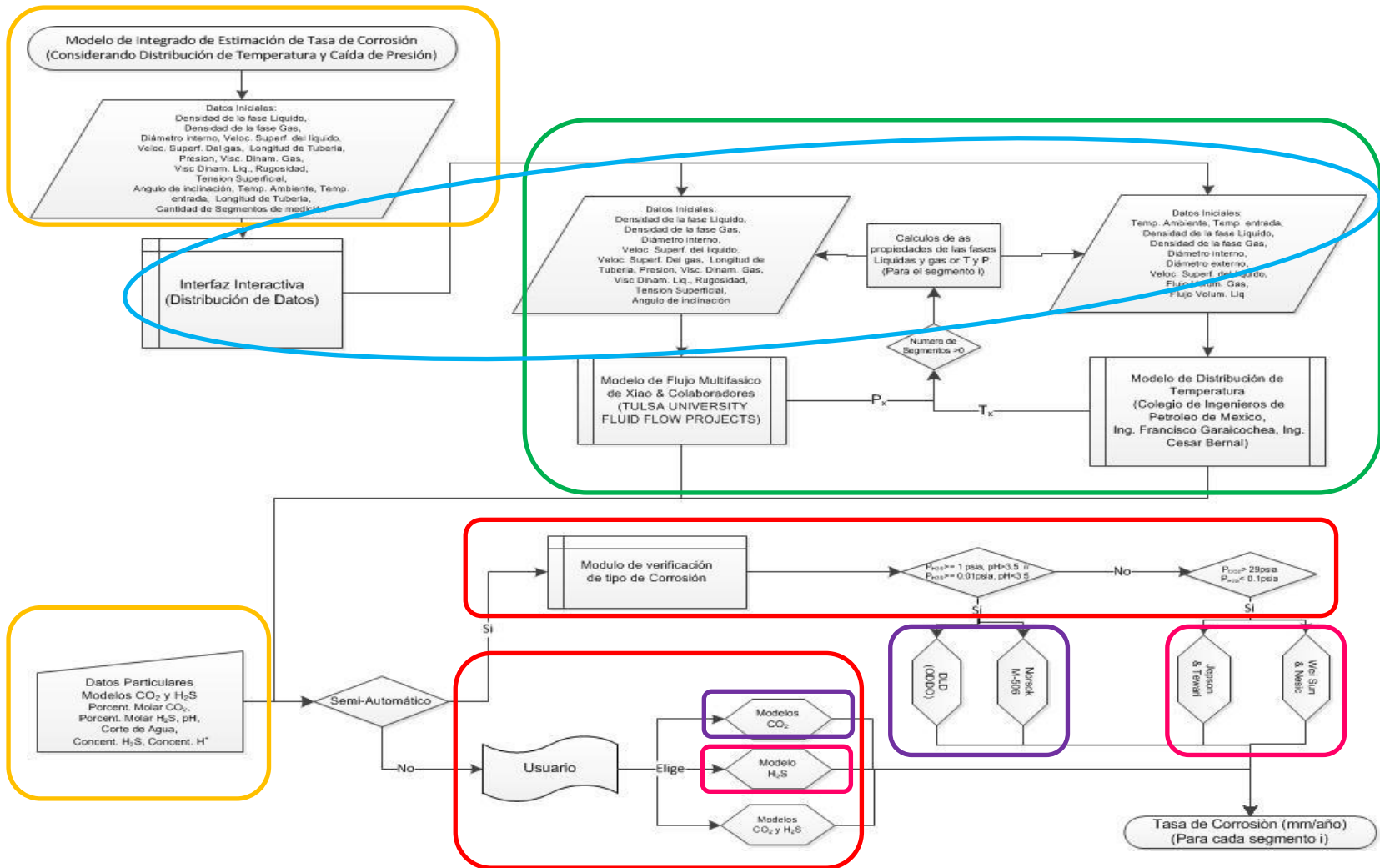


Figura 22: Diagrama de Flujo del Modelo Integrado para Estimar la Tasa de Corrosión.

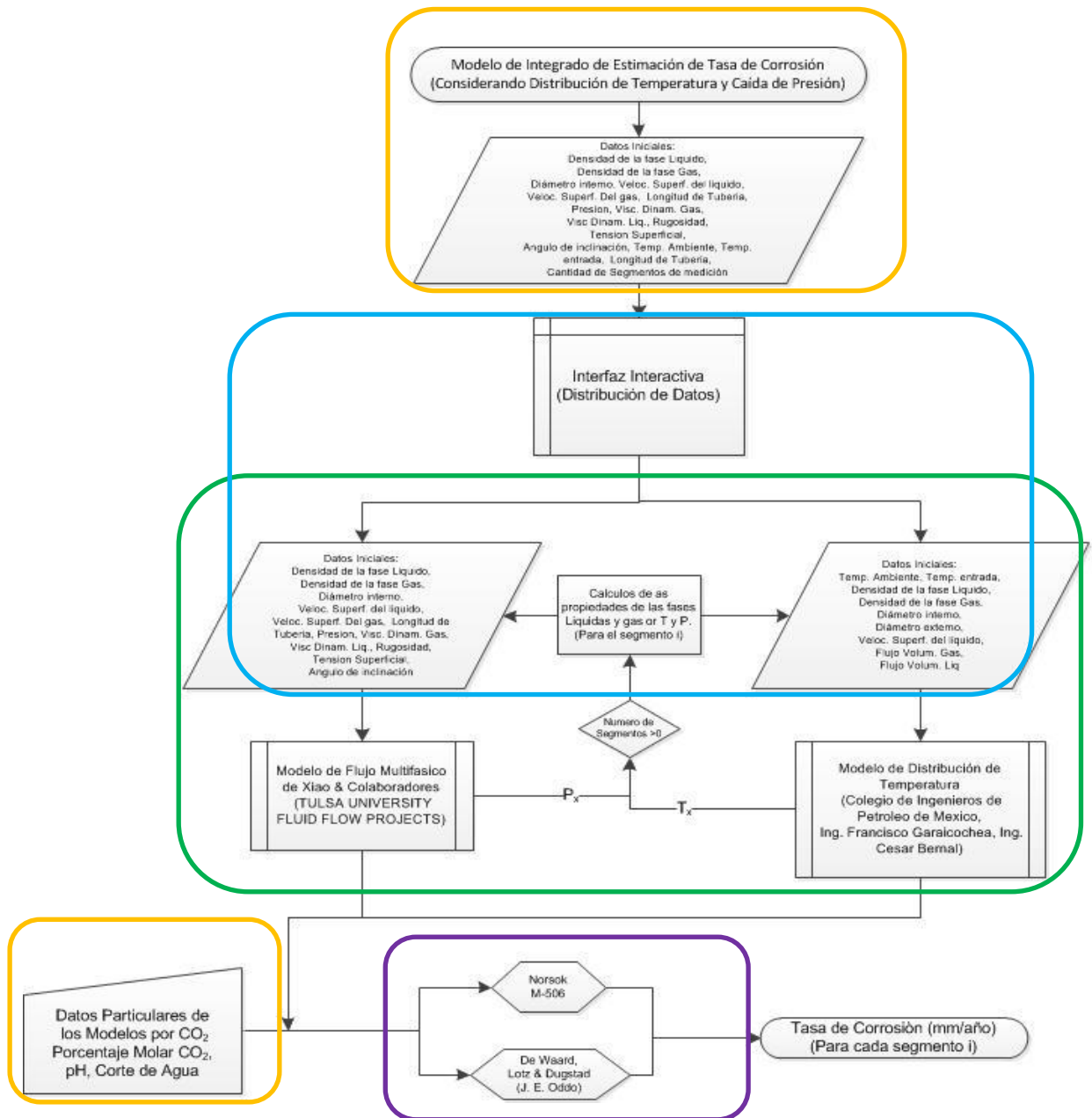


Figura 23: Diagrama de Flujo del Modelo Integrado para Estimar la Tasa de Corrosión Modificado (Sin considerar la corrosión por H<sub>2</sub>S).

La principal razón de tener que excluir los modelos de corrosión por  $H_2S$ , como cambio más substancial en esta modificación es que a largo del tiempo de ejecución del trabajo especial de grado, no fue posible identificar una base de datos apropiada, en todas las fuentes consultadas o que pudieran ser suministradas por el centro de investigación que nos sirviera para plantear un validación concisa a condiciones similares a las existentes en campo.

En la Figura 24, se muestra el diagrama de flujo de uno de los dos modelos que no serán considerados para la validación el mismo será el modelo de Jepson & Tewari (1979), el código de programación es presentado en el apéndice A.2.5.

En principio el cuadro amarillo indica que el módulo requerirá como entradas la temperatura y el pH, las cuales son suministradas de forma automática a lo largo de la ejecución secuencial del algoritmo de cálculo.

El secciones de color morado identifican la verificación de estas variables respecto al rango en el cual esta calibrado el modelo y que deberán cumplirse para que el mismo modelo pueda realizar el cálculo de la tasa de corrosión.

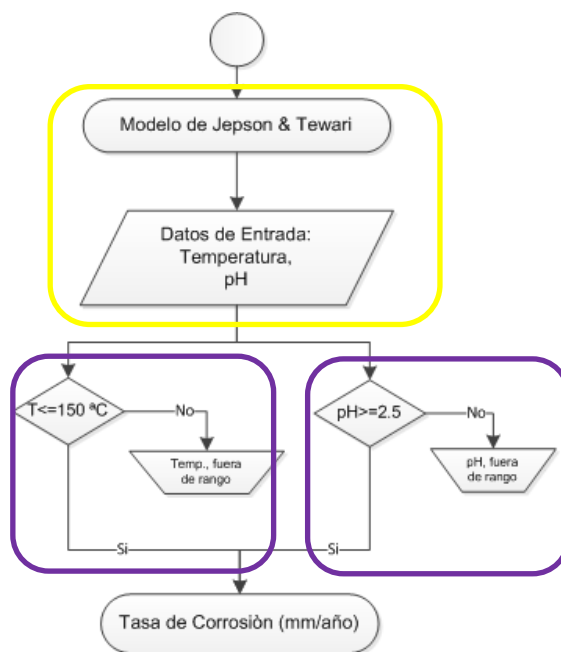


Figura 24: Modelo de Corrosión por  $H_2S$  de Jepson & Tewari (1979).

También el modelo establecido por Wei Sun y Srdjan Nesic (apéndice A.2.5), fue excluido de la validación de corrosión por  $H_2S$  y por consiguiente del algoritmo general, en la



Figura 25 se muestra el diagrama de flujo este módulo programado el cual agrupa una serie de cálculos iterativos para definir la corrosión como la contribución por la presencia de  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{H}^+$  en la fase acuosa.

En una primera sección denotada en color amarillo se muestra la región correspondiente a la entrada de datos que son tomados por este modelo, siendo estas cuatro variables: diámetro, longitud y las concentraciones de  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{H}^+$  tomadas del algoritmo general en cada segmento de cálculo.

Una segunda sección de color rojo es correspondiente al cálculo iterativo que genera el programa para determinar a estas condiciones la corrosión por la presencia de componentes sulfurados sin que exista sobre la superficie depósitos de  $\text{FeS}$ , dicho calculo iterativo se realiza automáticamente empleando un el modelo de bisección hasta que se logre satisfacer la con la ecuación (11) considerando  $\delta_{os}=0$ .

Una tercera sección identificada en color verde, la cual servirá para determinar la tasa de corrosión por la presencia de componentes sulfurados a través de un nuevo cálculo iterativo el cual de nuevo satisfaga la ecuación (11) pero esta se empleara el concepto de tasa de daño mecánico representado en la ecuación (8) previamente explicado para determinar una aproximación la espesor de la película de  $\text{FeS}$  que puede estar presente en la superficie del metal y varié la corrosión presente.

Y una cuarta sección de color morada, donde en forma análoga a la sección se determina la tasa de corrosión resultante por la cantidad de protones en la superficie, por medio de un cálculo iterativo, empleando el mismo método de solución numérica hasta que se satisfaga la ecuación (12). Siendo la contribución de ambas tasas de corrosión la que arrojaran como resultado la estimación de tasa de corrosión por medio de esta modelo.

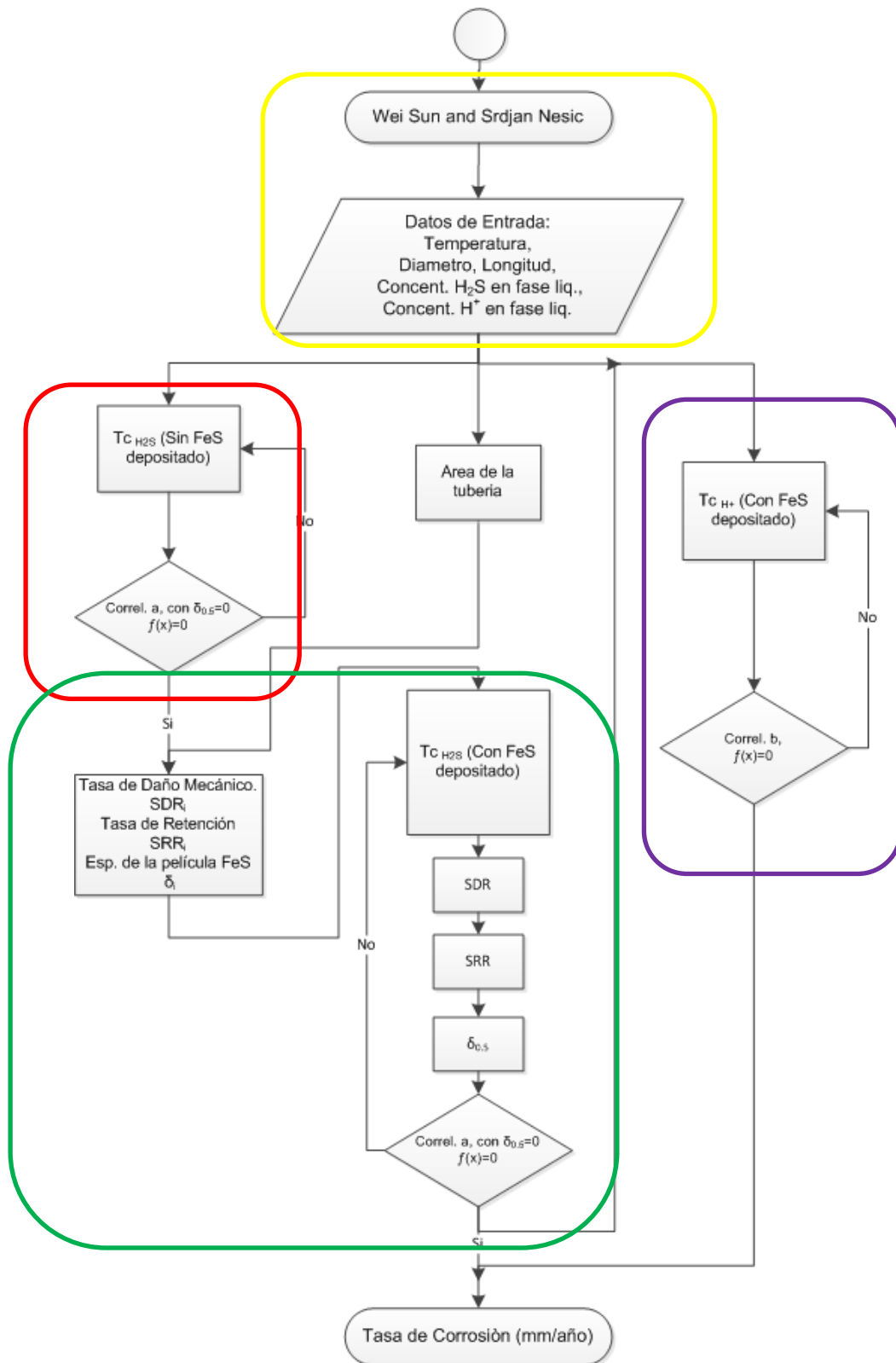


Figura 25: Modelo de Corrosión por H<sub>2</sub>S de Wei Sun & Srdjan Nescic (2007).

Por su parte los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> que serán objeto de la validación en una etapa posterior de esta investigación si permanecen dentro del algoritmo general de cálculo modificado que se muestra en la Figura 23 y corresponden a uno de los últimos *evento-1* (“click” sobre un botón) que se realizan para obtener finalmente la tasa de corrosión.

Uno de estos modelos es el modelo de Waard, Lotz & Dugstad (J.E Oddo), su correspondiente código de programación de se refleja en el apéndice A.2.4 y su diagrama de flujo se muestra en la Figura 26, debido a que el modelo está basado en modelo de resistencias donde la corrosión es la contribución de la cinética de la reacción y de los efectos de transferencia de masa sobre la superficie del acero, la programación del presente modelo está orientado en una serie de cálculos que ocurren en paralelo de los cuales es posible distinguir tres zonas donde se ejecutan los cálculos.

Como variables de entrada se requiere de la presión, temperatura, diámetro interno, pH, porcentaje molar de CO<sub>2</sub>, densidad, viscosidad y velocidad de la fase líquida, las cuales fácilmente pueden ser observadas en el recuadro amarillo correspondiente al punto de inicio del programa.

El cuadro de color rojo consiste en los cálculos necesarios para determinar a velocidad de la reacción en la capa límite, los mismos principalmente engloban el cálculo de la presión parcial de CO<sub>2</sub>, el coeficiente de fugacidad y la constante de Henry, que se usaran para determinar un factor para la corrección de la función de pH y la concentración de carbonatos en la fase acuosa.

El cuadro de color morado a su vez ilustra los cálculos que se realizan en paralelo para la determinación de la difusión de los carbonatos de hierro, y número de Reynolds en la fase líquida, parámetros sirven para corregir los efectos de la transferencia de masa que son presupuestos por el autor sobre el modelo original (Oddo, 1995).

El recuadro verde se indica la zona final del modelo donde se calcula la tasa de corrosión por la presencia de CO<sub>2</sub> como uno un modelo de resistencias, véase la ecuación (2).

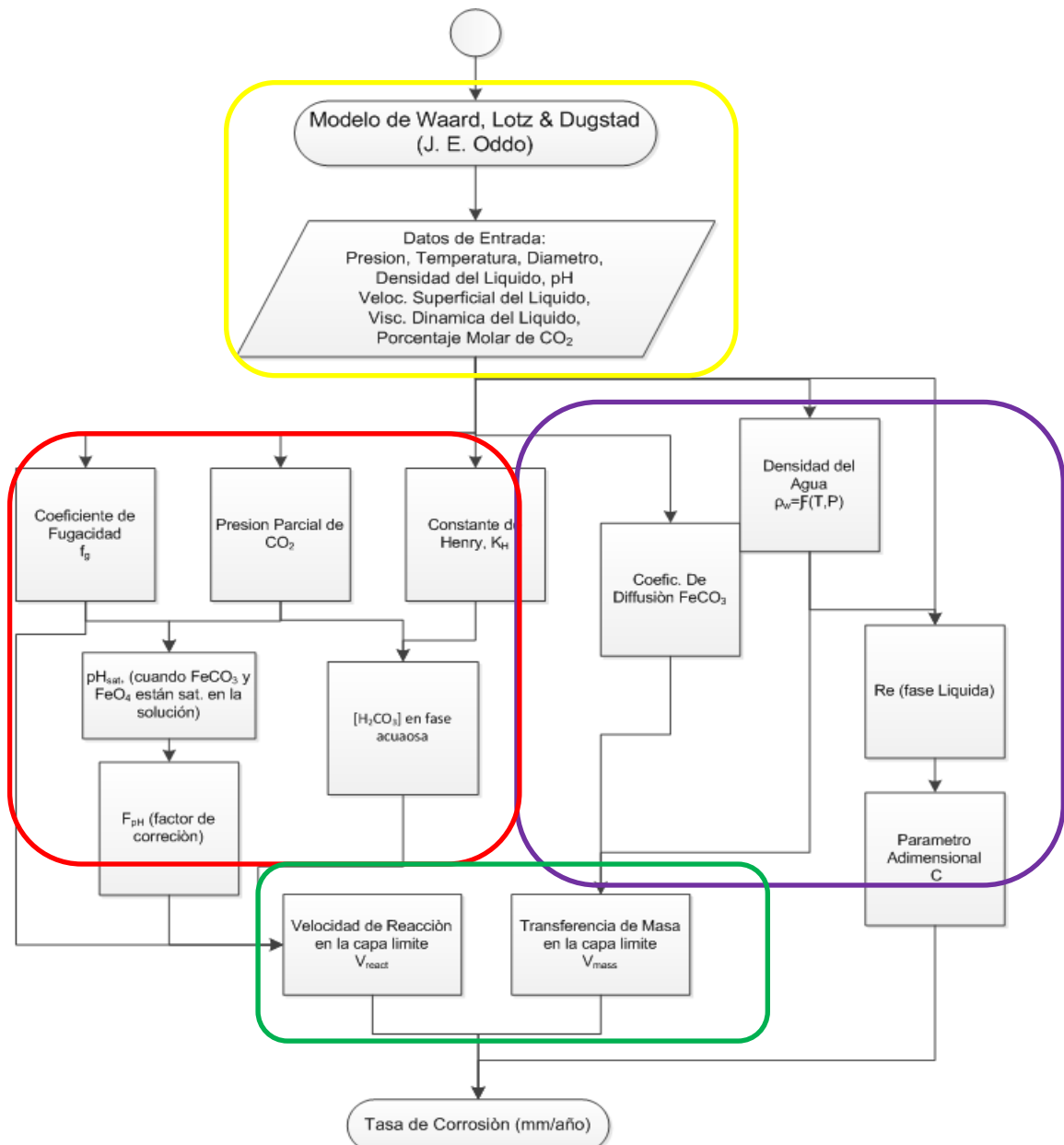


Figura 26: Modelo de Corrosión por CO<sub>2</sub> de Waard, Lotz & Dugstad (J.E. Oddo) (1975).

“parámetro c” es un término de corrección, propuesto en la publicación “Nace: 99041: The prediction of scale and CO<sub>2</sub> corrosion in oil field systems”.

El otro modelo de corrosión por la presencia de  $\text{CO}_2$  en una tubería es el modelo Norsok M-506 que pertenece a STATOIL, para la estimación de la tasa de corrosión por este modelo se requiere del cálculo un grupo de cuatro parámetros, para los cuales el modelo propone diversas correlaciones matemáticas, de acuerdo al rango de la temperatura, pH y presión en cada segmento donde se realice los cálculos. Siendo el código de programación de este modelo presentado en el apéndice A.2.4 y en la Figura 27 el correspondiente diagrama de flujo que resume los pasos de este código.

Las principales variables que el modelo requiere tomar por parte del usuario son la temperatura, diámetro interno, presión, longitud, pH, porcentaje molar de  $\text{CO}_2$ , corte de agua y rugosidad.

Por su parte se pueden diferenciar tres zonas que identifican el cálculo de estos parámetros, una indicada en color rojo en la cual se calcula la fugacidad del  $\text{CO}_2$ , a partir de la presión parcial de  $\text{CO}_2$  y también de alguna de las fórmulas propuestas (correlación A o B) para estimar el coeficiente de fugacidad de acuerdo al valor de presión suministrada.

El cuadro de color verde identifica de la determinación de la tensión de cizallamiento, como una función viscosidad del agua y del factor fricción en las tuberías, entre otras variables. Por otra parte, del cuadro rojo se puede observar las comparaciones sucesivas que por descarte permiten hallar función de corrección del pH a usarse (correlación de  $C_i$  a  $K_i$ ) en el rango de pH y Temperatura suministrado, también sirven para definir el valor numérico de corrección dependiente de la temperatura “Kt”.

Finalmente la estimación de la tasa de corrosión por este modelo se realiza por medio de la aplicación de la ecuación (5), la cual es función de todos estos parámetros determinados por los pasos de cálculo de este modelo

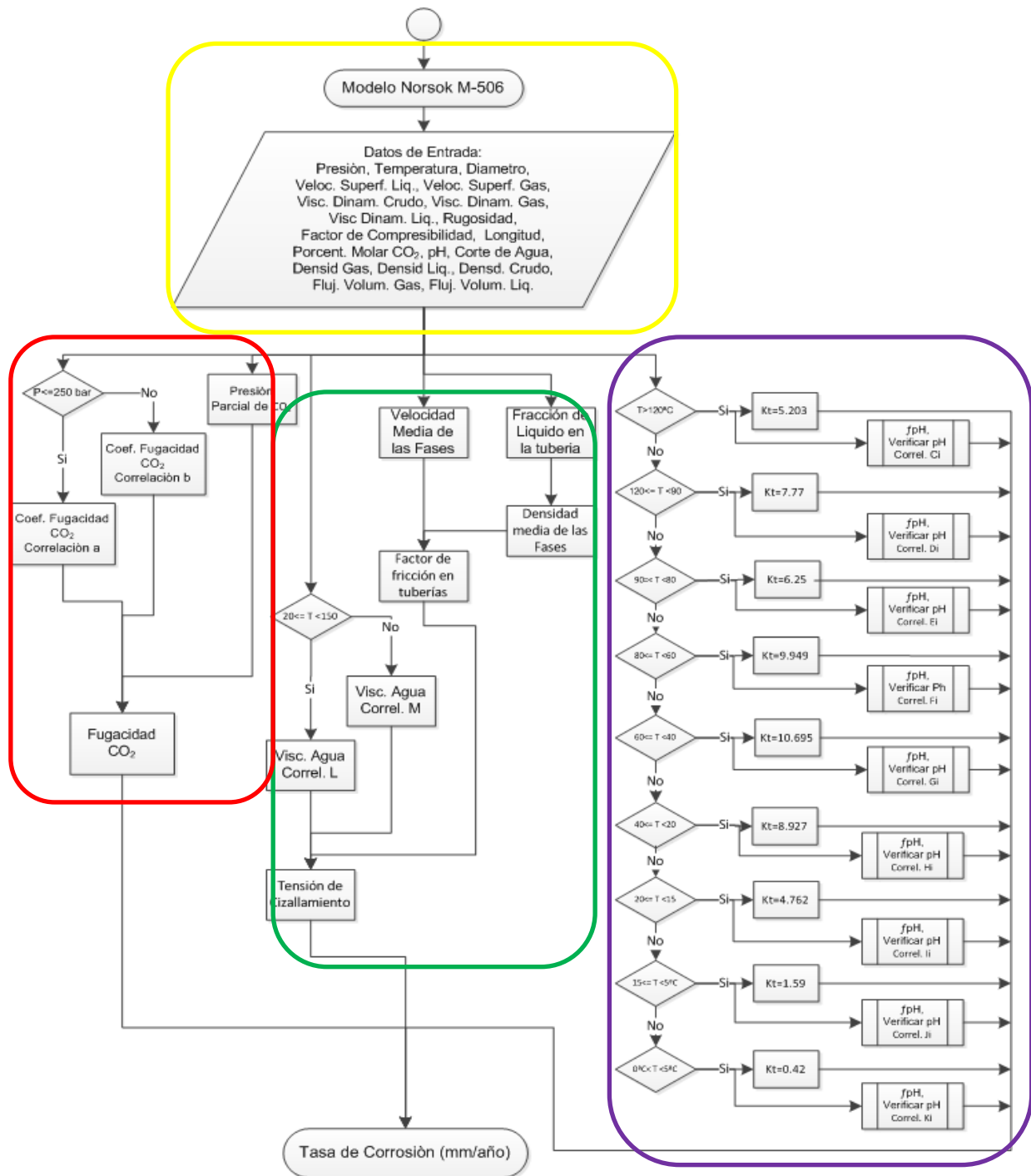


Figura 27: Modelo de Corrosión por CO<sub>2</sub> de Norsok M-506, STATOIL (2005).

“correlación a” y “correlación b” pag 9,10; “correlación Ci” a “correlación Ki” tabla 2 pag 6; “correlación L” y “correlación M” pag 14. Propuestos en “NORSOK STANDARD M-506 Draft 1 for Rev. 2, March. 2005”

Dentro de la estructura del Algoritmo general desarrollado existen dos modelos complementarios por medio de los cuales se mejora la estimación de las tasas de corrosión obtenidas, uno de estos es el modelo de Xiao y Colaboradores (1990) el cual fue acoplado para aprovechar las características hidrodinámicas que este genera entorno a la determinación en cada segmento de los patrones de flujo que pueden observarse en una tubería debido principalmente a la variación del ángulo de inclinación de la misma. A pesar de que este modelo no fue programado si lo fueron el resto de los modelos, se muestran en la Figura 28 el diagrama de flujo correspondiente a este modelo para explicar cómo el mismo opera.

El área en color amarillo identifica como en los otros diagramas la entrada de datos, este modelo requiere de 11 variables tales como el diámetro interno, el ángulo de inclinación, la presión, las velocidades superficiales de las fases, entre otros, dichos valores que son tomados por el programa en relación a la operación previa del módulo de interfaz interactiva.

Un área del color rojo en la cual el modelo realiza la primera comparación a objeto de verificar si el flujo que circula en la línea es monofásico gas o líquido, por lo cual evitaría ejecutar la determinación del patrón de flujo y cerraría el cálculo de la caída de presión.

En caso de que el fluido no se encontrara en una condición de flujo homogéneo, el modulo pasaría a una siguiente etapa identificada de color morada donde se determinaría principalmente la velocidad para la fase gas en la transición estratificado – no estratificado, la velocidad para la fase gas y líquido en la transición estratificado liso – estratificado ondulado y la velocidad de líquido en la transición intermitente – burbuja dispersa.

Luego pasaría una zona de color verde donde se identificaría por comparación entre las velocidades reales de las fases y las velocidades en las transiciones determinas los patrones de flujo y finalmente la caída de presión de acuerdo al siguiente descarte:

1. Comparar si está en la condición de flujo estratificado (si cumple se verifica si pasaría a revisar si se está en estratificado con interface lisa o ondulada y luego se determina la caída de presión asociada; sino cumple se continua)
2. Comparar si se está en condición de flujo anular (si cumple se determina la caída de presión asociada al régimen anular; sino cumple se continua)
3. Comparar si se está en régimen de flujo de burbuja dispersa. (si cumple se determina la caída de presión asociada al régimen de burbuja dispersa; sino cumple se está en régimen de Tapón “slug” y se determina la caída de presión asociada)

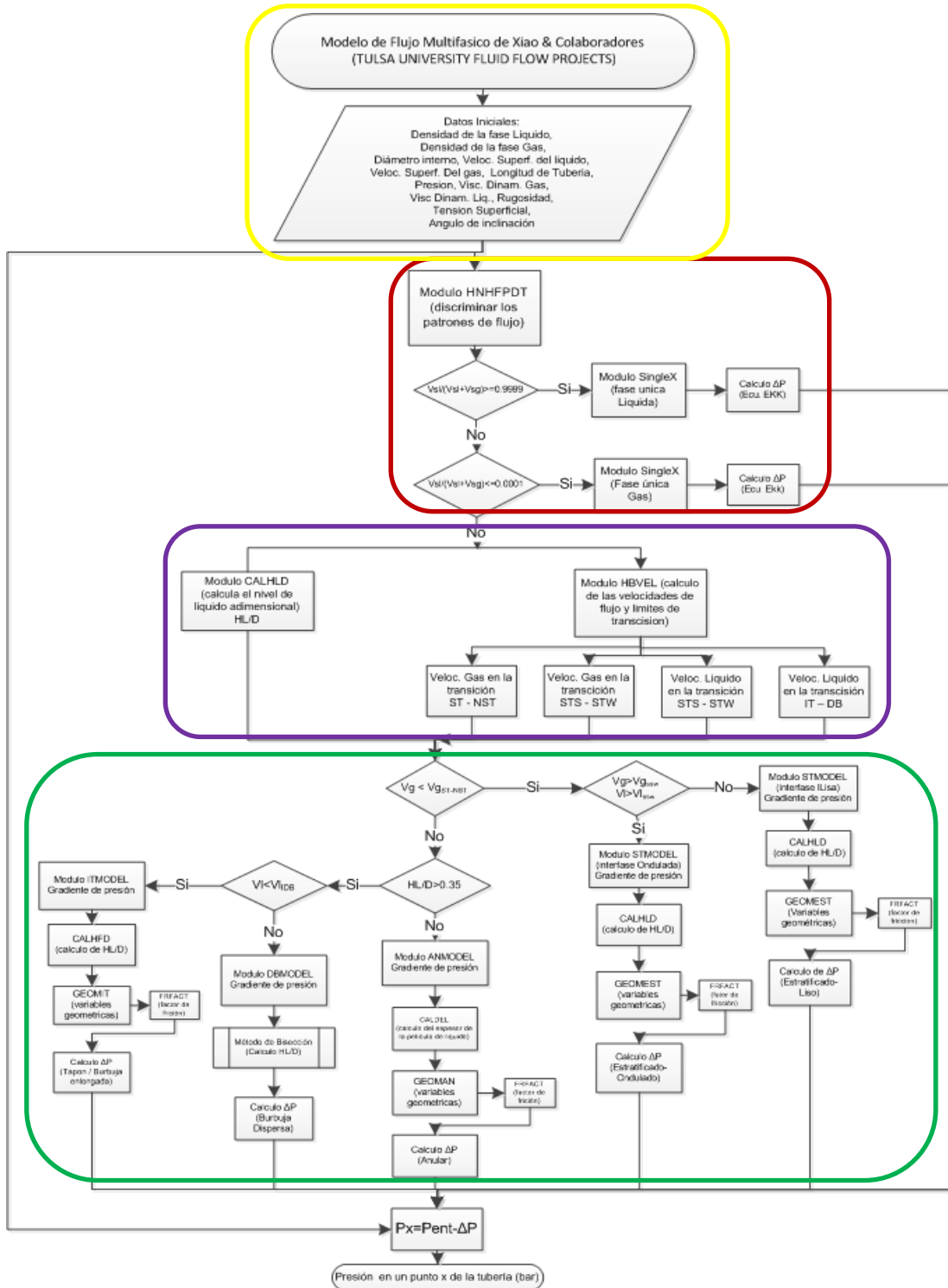


Figura 28: Modelo de Flujo Multifásico de Xiao & Colaboradores (1990).



El otro modelo complementario que se incorporó al Algoritmo general es el modelo de distribución de temperatura de Garicochea y Colaboradores (1991), el mismo fue acoplado por considerar el efecto que juega la temperatura en los fenómenos de corrosión por CO<sub>2</sub> para implementar el mismo en la determinación del perfil de temperatura, en los casos donde este no constara con información del mismo. En la Figura 29 se presenta igualmente el diagrama de flujo de este modelo el cual puede resumir su operación en tres áreas.

Un área inicial de color amarillo la cual consiste en el ingreso de las variables necesarias como lo son la longitud y los diámetros de la tubería, las densidades de cada fase, la temperatura ambiente, la temperatura a la entrada del segmento de cálculo entre otras.

Un área donde se identifican los cálculos concernientes a los calores latentes de cada una de las fases así como también la determinación de los flujos másico asociados a cada uno a partir de la información suministrada por el usuario la cual está indicada en color rojo.

Un tercera área en la cual se determina el coeficiente de global de transferencia de calor asociado a la convención interna, externa y la conducción en el espesor de la tubería, además de determinar una serie de números adimensionales como en el número de Reynolds y de Prandlt que sirven para luego determinar el número de Nusselt bajo las condiciones en la líneas.

Por ultimo un área en color morado donde se termina de calcular la temperatura la salida de ese segmento conocido la temperatura a la entrada del mismo.

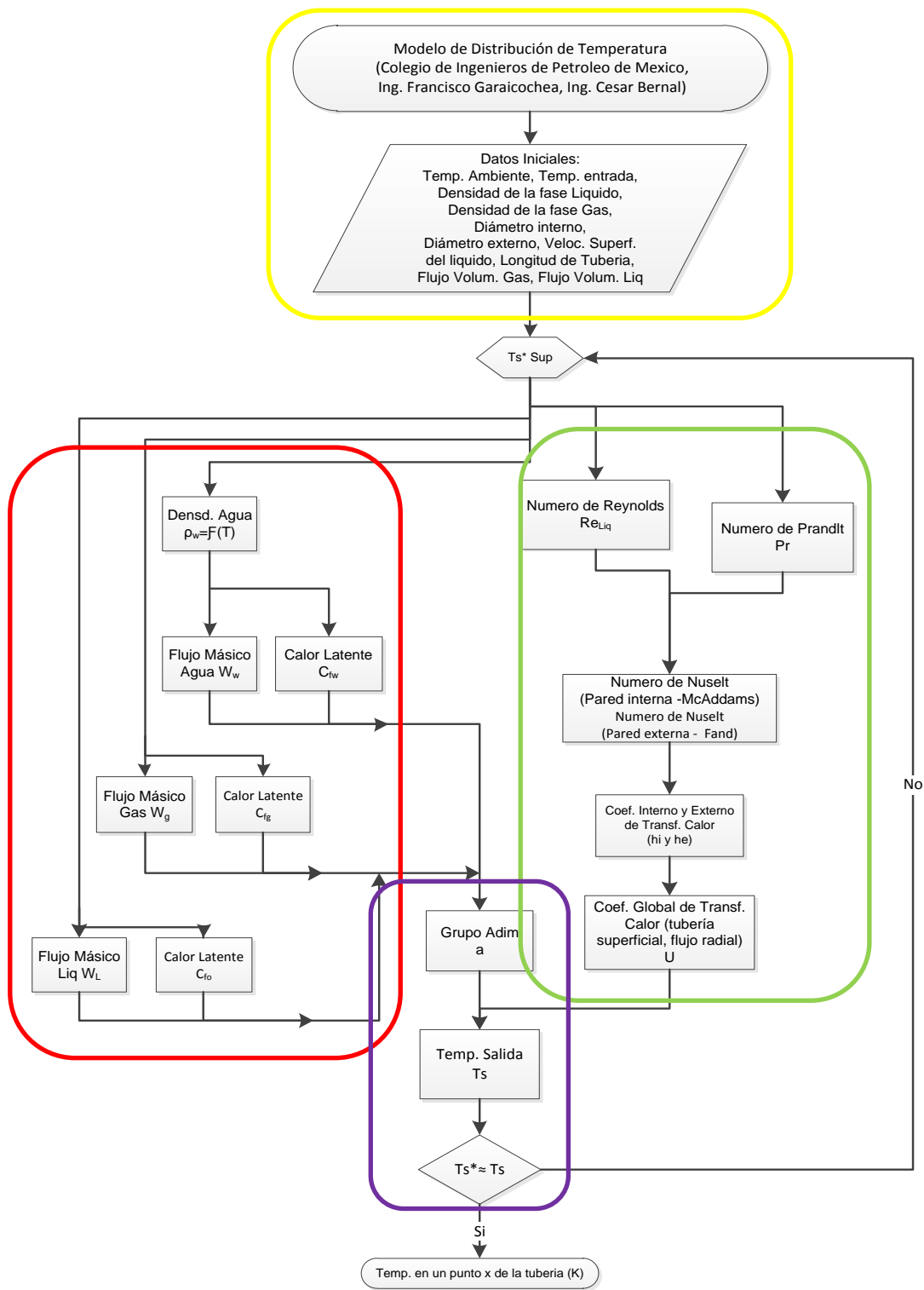


Figura 29: Modelo de Distribución de Temperatura, Garaicochea (1991).

“Grupo adimensional a” es una contracción de variables propuesto para el modelo en “Transporte de hidrocarburos por ductos (1991)” pag 191.

### IV.4. VALIDACIÓN DEL MODELO INTEGRADO.

Durante todo el desarrollo del Algoritmo de cálculo se dispuso como herramienta de programación del software licenciado con que contaba el centro de investigación y que fue limitante a lo largo de todo el trabajo, siendo para este caso, Microsoft Excel agrupado con Visual Basic Aplicación™, además de Microsoft Visual Fortran como software de respaldo para realizar una revisión básica sin considerar modificación alguna sobre la librería dinámica (DLL) que fue entregada por el centro de investigación, bajo solicitud del mismo para que cubriera está el modelo de flujo multifásico de Xiao y Colaboradores (1990) a emplearse en esta investigación, por tratarse un trabajo previo a cual se le deseaba dar continuidad.

Una vez se culminada la programación de todos los modelos de corrosión y de los módulos adicionales resulto necesario aplicar para cada modelo una comparación contra una base de datos experimentales, que facilite tanto la verificación de errores (compilación del código fuente establecido por el programador), como también definir la diferencia que registra el modelo Integrado sobre las estimaciones de tasa de corrosión respecto a los valores reales medidos, para lo cual se limitó al uso de data de campo registrada en publicaciones arbitradas.

A continuación se indican las publicaciones empleadas para el registro de la data de campo empleada para la verificación.

- *NACE 06567: CO<sub>2</sub> Corrosion model verification using field data.*
- *NACE 06118 Field Data collection, evaluation and use for corrosivity and validation of models, Part 2: Collection of reliable field data for validation of prediction models.*

A partir de la información recopilada de los trabajos citados previamente, se establecieron seis casos de evaluación para poner a prueba el modelo integrado desarrollado, los mismos representan situaciones de campos real, correspondiente a tuberías que transportan flujo multifásico. Por otra parte, las respuestas exhibidas por el modelo integrado corresponden a la corrosión uniforme determinada tuberías de acero, sin tomar en cuenta la presencia de revestimiento o cualquier otro tipo de tratamiento químico para la inhibición de la corrosión.

En cada una de las publicaciones, las líneas de flujo están divididas en secciones, dependiendo del criterio propio considerado por cada uno de los autores y los puntos de medición y monitoreo de la tasa de corrosión, de la siguiente manera: el 1<sup>er</sup> caso representado por diez (10) secciones o puntos de monitoreo el 2<sup>do</sup> por dieciséis (16) secciones, el 3<sup>ro</sup> y 4<sup>to</sup> por seis (6) secciones cada uno, el 5<sup>to</sup> por dos (2) secciones y el 6<sup>to</sup> por una (1) sección de tubería.

A continuación se presentaran los resultados finales de la investigación así como una breve descripción de las características de cada caso considerado:

### **Caso de Evaluación N°1.**

Este caso corresponde a una tubería costa afuera la cual transporta gas y crudo con cierto arrastre de agua, para la cual se presentar datos correspondientes a una sección de aproximadamente de 6 Km con un diámetro interno de 24'', de una línea de flujo de 24 Km. Debido a las condiciones geográficas en la cuales se ubica la tubería consta de ligeras inclinaciones no mayores a 2°, adicionalmente con respecto a los flujo manejados se registran cortes de agua típicamente de 1%, un contenido de CO<sub>2</sub> en la fase gaseosa cercano a 3%mol junto a un contenido reportado de 15ppm de H<sub>2</sub>S en la fase gas que se reduce hasta 0,5ppm. Los autores indican condiciones de entrada a la línea de flujo, las cuales corresponden a 24 bar, 44°C y un pH 5.8, donde la condiciones a o recepción de los fluido es de 22 bar, 24°C y pH 6.

Tanto para el presente caso como los posteriores se empleó la información disponible para realizar los cálculos sección a sección haciendo uso de los dos modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> programados, los cuales corresponden al modelo de Waard, Lotz & Dugstad presentado en la publicación de J. E. Oddo (1999) NACE 99041y por el modelo correspondiente al software de Norsok M-506 (2005) de STATOIL. Además se consideraron las corrección punto a punto de las propiedades por Presión y Temperatura, para la viscosidad del líquido se usaron las correlaciones de (Beggs y Robinson, 1975), para el caculo de la tensión interfacial las correlaciones de (Baker & Swerdloff,1956) y para el cálculo del factor de compresibilidad el método de (Dranchuk & Abou-Kassem, 1975).

En la Figura 30 se presentan los perfiles de presión y temperatura correspondiente a este caso en sus 6 km de la longitud y en la Figura 31 se presentan las curvas de tasa de corrosión en mm/año generada por los modelos de empleados, igualmente en esta grafica se

muestra la curva correspondiente a la corrosión medida por pase de herramienta inteligente “*intelligent pigging method*” que es reportada.

Se muestra en la Tabla 17 para el modelo de Waard, Lotz & Dugstad y la Tabla 18 para el modelo de Norsok M-506, los cálculos que fueron realizados para identificar los errores absolutos y relativos que se obtuvieron punto a punto en cuanto a la predicción de la tasa de corrosión, a objeto de poder definir el grado de diferencia por sobrepredicción o subpredicción que cada modelo presenta sobre el valor real de campo.

**Tabla 17: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 1.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	2	2.5	0.5	23
2	1.9	2.5	0.6	30
3	1.7	3.3	1.6	93
4	1.65	3.3	1.6	99
5	1.65	3.3	1.6	98
6	1.65	3.5	1.9	113
7	2.9	3.7	0.8	29
8	3.2	3.7	0.5	16
9	2.6	4.2	1.6	61
10	1.9	3.3	1.4	75

**Tabla 18: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 1.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	2	1.7	-0.3	15
2	1.9	1.7	-0.2	10
3	1.7	2.3	0.6	34
4	1.65	2.6	1.0	58
5	1.65	3.0	1.3	80
6	1.65	3.0	1.3	80
7	2.9	3.0	0.1	2
8	3.2	3.8	0.6	18
9	2.6	5.9	3.3	125
10	1.9	5.0	3.1	162

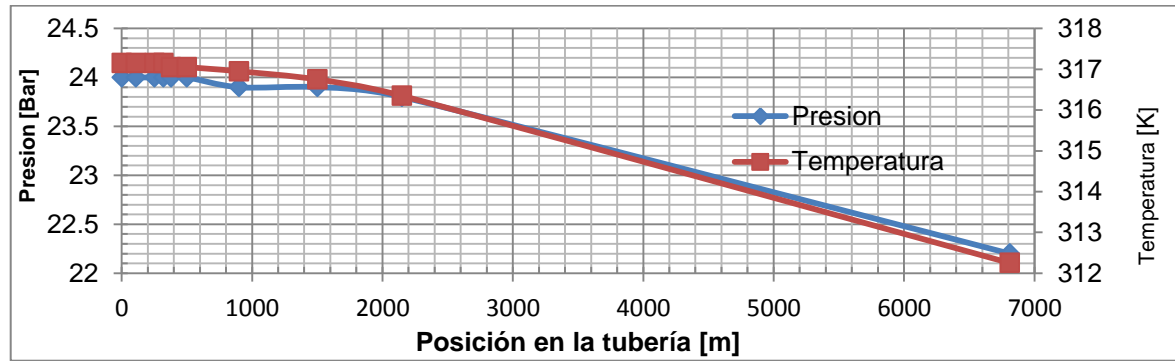


Figura 30: Perfil de Presión y Temperatura correspondiente al caso de evaluación 1.

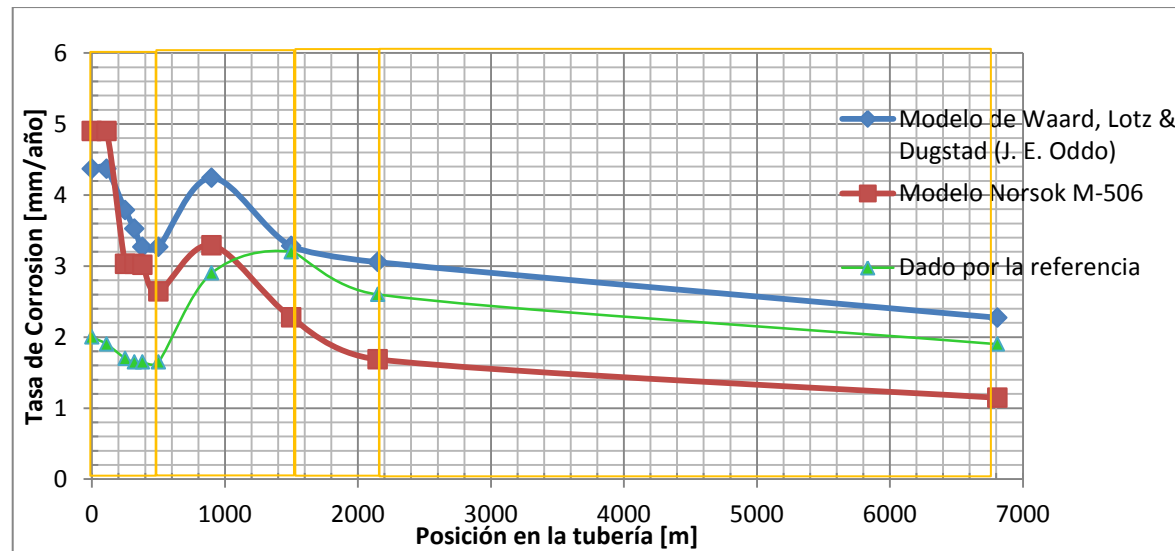


Figura 31: Respuestas generadas por los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> para el caso de evaluación 1.

Sobre este caso de evaluación se expresara, que ambos modelos de corrosión a lo largo de todo el trayecto de tubería generaron valores la tasa de corrosión por encima del valor reportado. Para el caso del modelo WLD se tienen errores relativos entre un rango de [23 % a 113%] con respecto al valor real medido, Mientras que el modelo de NRK en un rango de [2% a 162%].

El incremento en las tasas de corrosión calculadas, puede deberse a que en el rango de temperaturas (en promedio aproximado al 40°C) ninguna de las fórmulas de correlación matemática que definen los modelos no toman en consideración la formación de capas protectoras de  $\text{FeCO}_3$ , tendencia de un comportamiento que en líneas generales es consonó por lo reportado en casos citados (Woollam, 2000), es importante apreciar que otro efecto que no es cuantificado por ninguno de los modelos es la posible formación de  $\text{FeS}$  debido a la aparente reducción de la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  a lo largo del trayecto a la condiciones de pH y temperatura que existen, lo cual en la situación real implicaría la formación de una película  $\text{FeS}$  sobre la superficie del metal.

Por otra parte, siendo el ángulo de inclinación una de las variables de más alto impacto sobre el modelo de Xiao & colaboradores de 1990 (el cual esta calibrado entre  $-15^\circ$  a  $15^\circ$ ) se podría presumir que existen diferentes condiciones de patrones de flujo debido a los cambios en esta variable.

Para este caso el modelo determinó que los patrones de flujo se encontraban entre condiciones de flujo Estratificado liso o ondulado en todo el tramo de tubería (estas condiciones hacen referencia al comportamiento se encuentra en la zona interfacial de las fases gas y liquido dentro de la tubería), lo cual permitiría explicar que el comportamiento de la caída de presión a lo largo de tubería es lineal a las condiciones de velocidad superficial del líquido [aproximada de 0,59 m/s] y velocidades superficiales del gas [0,14 m/s a 0,17 m/s], a su vez esto generaría bajas caídas de presión como lo reporta el modelo en el perfil de presión, condiciones que llevarían presiones parciales de  $\text{CO}_2$  más altas y por consecuencia a mayores tasas de corrosión en cada punto.

**Caso de Evaluación N°2.**

Este caso corresponde a una tubería que transporta un flujo multifásico la cual tiene una longitud total de 12 km con un diámetro interno de 10”. Principalmente esta tubería consiste en seis secciones que presentan diferentes tasas de flujo crudo/gas y cortes de agua. La topografía sobre esta tubería indica una pequeña inclinación en el rango de  $-7.5^\circ$  (flujo aguas arriba) a  $11.5^\circ$  (flujo aguas abajo), razón por lo cual es de esperarse que diferentes patrones de flujo debido al cambio de inclinación de la tubería. En la Tabla 19 se presenta la recopilación de los patrones de flujo identificados en cada sección a lo largo de la tubería.

**Tabla 19: Patrones de flujo reportados para la tubería crudo/agua/gas del caso de evaluación 2.**

Distancia [m]	100	400	200	106	694	200	100	100	500	200	900	600	200	650	750	700
Patrón de Flujo	ST	ST	ST	Sg	Sg	ST	ST	Sg	Sg	Sg	Sg	Sg	Sg	AN	AN	Sg

ST “Estratificado Liso o Ondulado”, Sg “Slug”, AN “Anular”, DB “Burbuja Dispersa”, IT “Intermitente”

Por otra parte el registro de la temperatura y presión entre la entrada y la salida de la tubería es de  $65^\circ\text{C}$  a  $58^\circ\text{C}$  y de 28 bar a 8 bar respectivamente, donde para este caso la caída de presión variable de forma no uniforme debido a los cambios en los patrones de flujo. El contenido de  $\text{CO}_2$  en la línea es de 0.5 %mol e igualmente la concentración de  $\text{H}_2\text{S}$  en la tubería es menor a 10 ppm.

De acuerdo a lo reportado por la bibliografía para este caso la el contenido de  $\text{Fe}^{2+}$  en el agua es bastante bajo ( $<0.1$  ppm) con un registro de pH de aproximadamente de 6, bajo lo cual indican que una formación de películas de  $\text{FeCO}_3$  no sería factible debido a la baja supersaturación que existe.

En la Figura 32 se presentan continuación, se muestran los perfiles de presión y temperatura que se registran en la tubería a lo largo de su trayecto. Por otra parte en la Figura 33 se muestran las tasas de corrosión que resultaron de la predicción de los modelos de corrosión por  $\text{CO}_2$  así como también la tasa de corrosión real que aparece en la bibliografía y es responde a este caso estudiado.



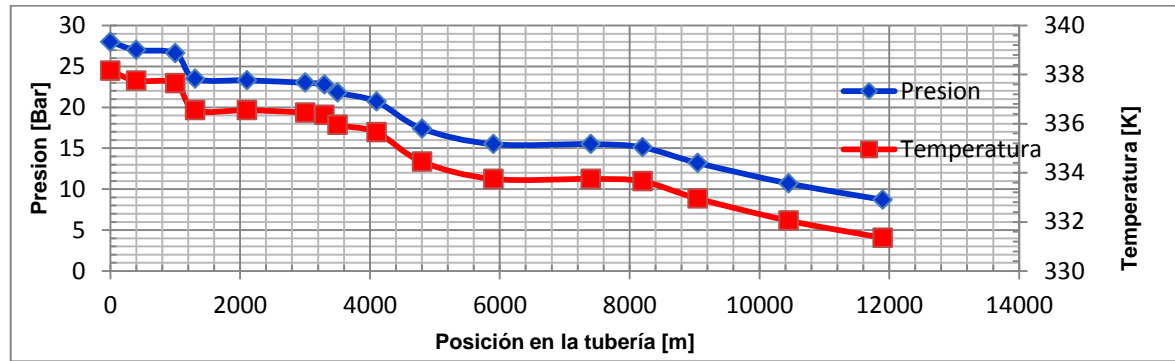


Figura 32: Perfil de Presión y Temperatura correspondiente al caso de evaluación 2.

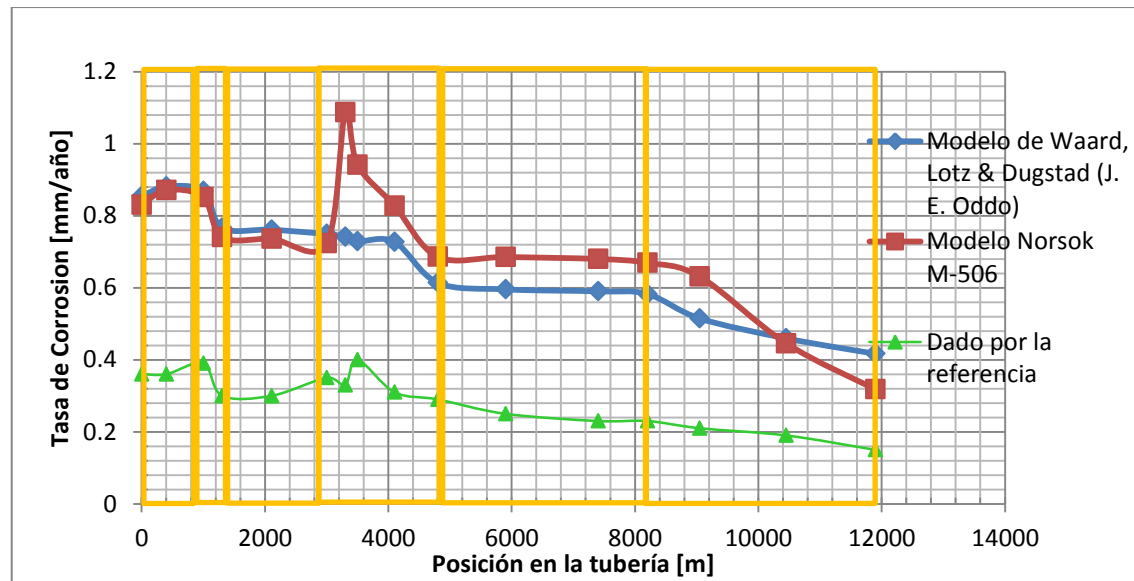


Figura 33: Respuestas generadas por los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> para el caso de evaluación 2.

## CAPÍTULO IV. ANALISIS DE RESULTADOS

De forma seguida se presenta en las Tabla 20 y Tabla 21, se exhibe la información concerniente a los errores absolutos y relativos que se obtuvieron punto a punto en cuanto a la predicción de la tasa de corrosión por los dos modelos para corrosión por CO<sub>2</sub>, que nos servirá de base para identificar divergencia por sobrepredicción o subpredicción.

**Tabla 20: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 2.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	0.36	0.85	0.49	137
2	0.36	0.88	0.52	145
3	0.39	0.87	0.48	123
4	0.3	0.77	0.47	155
5	0.3	0.76	0.46	154
6	0.35	0.75	0.40	114
7	0.33	0.74	0.41	125
8	0.4	0.73	0.33	82
9	0.31	0.73	0.42	135
10	0.29	0.61	0.32	112
11	0.25	0.60	0.35	138
12	0.23	0.59	0.36	157
13	0.23	0.58	0.35	153
14	0.21	0.51	0.30	145
15	0.19	0.46	0.27	142
16	0.15	0.42	0.27	178

**Tabla 21: Errores obtenidos por el modelo de Norsok para cada segmento calculado en el caso 2.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	0.36	0.83	0.47	131
2	0.36	0.87	0.51	142
3	0.39	0.85	0.46	118
4	0.3	0.74	0.44	147
5	0.3	0.74	0.44	145
6	0.35	0.72	0.37	107
7	0.33	1.09	0.76	229
8	0.4	0.94	0.54	135
9	0.31	0.83	0.52	167
10	0.29	0.69	0.40	137
11	0.25	0.69	0.44	174
12	0.23	0.68	0.45	196
13	0.23	0.67	0.44	191
14	0.21	0.63	0.42	201
15	0.19	0.45	0.26	135
16	0.15	0.32	0.17	112

Para este caso, el modelo de NRK viene a ser aquel que presente la mayor sobrepredicción de valores con errores relativos entre [107% a 229%], mientras que el modelo WLD aunque también sobrepredice lo hace con errores relativos menores [82% a 178%].

El análisis del perfil de presión a lo largo del gasoducto permite identificar que en los tramos iniciales del mismo (hasta cerca 3,3km) existen mayores gradientes de presión, donde el incremento en las tasas de flujos, generara cambios en los patrones de flujo segmento a segmento por efectos de la variación no lineal del ángulo de inclinación, los cuales conllevan a una caída relativa de la presión hasta alcanzar condiciones de patrones de flujo de tapón a anular donde se presentarían las mayores caídas de presión cercana a los 2 km

Los perfiles de temperatura de la corriente de producción a lo largo de la ruta del gasoducto permiten identificar en qué secciones del gasoducto el intercambio de calor con el ambiente puede llevar a temperaturas de operación suficientemente bajas como para promover un descenso en general de la temperatura en el sistema por efecto del incremento en las velocidades asociadas a la fase.

Es de apreciar que un principio cercano a hasta los 1,1km se experimenta un aumento gradual de la tasa de corrosión por efecto de las altas presiones y temperaturas iniciales (condiciones cercanas a los 64°C y 26 Bar) pasada este punto (entre los 1,1 km a 1,3km) la elevación de la tubería cambia drásticamente hasta alcanzar 11.5° de inclinación, lo que inducirá a la transición de flujo estratificado a un patrón de flujo Tapón, correspondiente a un incremento gradual flujo volumétrico de líquido y gas (mas gas) que existirá en la tubería, esta configuración geométrica en la fase fomentara a una reducción de la superficie expuesta de acero y reducirá la formación de producto de corrosión en esta área, además ésta, durante este paso se generarán mayores pérdidas por fricción debido al aumento en la velocidad haciendo los fenómenos de transferencia de calor sea mayores y conlleven a grandes caídas en la presión.

Luego de 1,3km a 3km, una vez alcanzada este patrón de flujo (hecho que se refiere a la reducción en la velocidad de líquido de la temperatura), la tubería seguirá presentando una reducción ligera en su elevación (no mayor a 4° de inclinación) en este rango tanto la presión como temperatura mantiene un comportamiento estable que no afecta en gran medida la tasa de corrosión y la misma es un comportamiento que se replicado por el sistema correspondiente a un flujo tapón completamente definido.

A partir de los 3km hasta cerca de los 4,8km la tubería alcanza una condición de flujo estratificado cercana a la horizontalidad (no mayor a 2°) en donde el sistema sufre cambios bruscos en las velocidades de las fases ) y genera entre los primeros 300 m un aumento de casi el doble de las tasas de corrosión; estos cambios brusco debido al continuo arrastre de las capas frágiles y poco adherentes que se encuentran en la tubería y son continuamente arrastradas por la fase líquida a condiciones casi constantes en la temperatura (aprox. 62°C), luego durante el restante tramo los efectos conjuntos de la reducción de temperatura y presión son los que registrarán el continuo decaimiento del fenómeno de corrosión formado.

El comportamiento entre los siguiente 4,8 km a 8,2km responde una transición que se experimenta por un cambio en el ángulo de inclinación el cual se incrementa junto a un incremento de casi el 30/en la velocidad del líquido y gas hasta alcanzar condiciones de flujo Tapón y evita que la tasa de corrosión sea casi invariante, conforme la caída de presión y temperatura se sigue registrando.

Por último, el tramo final, el cual corresponde 8,9 km a 12km, se presenta un nuevo aumento en la elevación hasta alcanzar cerca de 11° de inclinación, que a las condiciones de elevadas velocidades de las fases, donde dentro de la tubería se reorientara los flujo de líquido, a la periferia de líquido por una modificación del patrón de flujo a anular esto implicara una mayor arrastre de productos de corrosión generados e implicara altas caídas de presión que reducirán la tasa de corrosión formada. Desde la zona donde el cambio brusco fomenta la transición desde un patrón de flujo tapón a un flujo anular.

**Tabla 22: Patrones de Flujo estimados para el caso de evaluacion 2 al emplear el modelo de Xiao & Colaboradores (1990).**

Distancia [m]	100	400	200	106	694	200	100	100	500	200	900	600	200	650	750	700
Patrón de Flujo	SL	SL	SW	SW	SW	SW	SL	SL	SL	SW	SW	SL	Sg	AN	AN	Sg

SL “Estratificado Liso”, SW “Estratificado Ondulado”, Sg “Slug”, AN “Anular”, DB “Burbuja Dispersa”, IT “Intermitente”

Al emplear el programa de Xiao & Colaboradores (1990) para estimar caída de presión y los patrones de flujo, el mismo solo logro tener 9 coincidencias de los 16 posibles, esto significaría que solo tuvo un 56,3% de acierto en la predicción de los patrón de flujo y por ende en las caídas de presión calculadas, situación que generara diferencias en las presiones parciales de CO<sub>2</sub> obtenidas y en las tasas de corrosión segmento a segmento en la tubería.

**Caso de Evaluación N°3.**

Este corresponde a una tubería de multifásico de una tubería de pozo con una longitud de 10 Km la cual tiene un diámetro interno de 6'', la cual tiene como características principales presiones entre 276 bar a 116 bar y temperaturas entre 116°C a 91°C, las cuales corresponden a condiciones cercanas o superiores a los límites de calibración de la versión actual del programa, sin embargo, este caso nos aporta la posibilidad de comprobar si el programa opera de manera factible fuera de lo planteado originalmente.

De acuerdo a las condiciones de la tubería, esta presenta una inclinación cercana a los 19° (la cual excede en cierto grado el rango de calibración para esta variable), variaciones que pueden generar patrones de flujo diferentes, en la Tabla 23 se presenta el resumen de los patrones de flujo identificados en cada sección de la tubería.

**Tabla 23: Patrones de flujo reportados para la tubería crudo/agua/gas del caso de evaluación 3.**

Distancia [m]	50	1450	850	900	800	600
Patrón de Flujo	Sg	Sg	Sg	Sg	Sg	Sg

ST "Estratificado Liso o Ondulado", Sg "Tapón (Slug)", AN "Anular", DB "Burbuja Dispersa", IT "Intermitente"

Se tiene un contenido de CO<sub>2</sub> en la fase gas cercano a 3% mol, además tiene una concentración en la fase gas de H<sub>2</sub>S de 2.5 ppm y un contenido bajo de Fe<sup>2+</sup> (0.18 ppm), se infiere que no existe precipitación de FeCO<sub>3</sub>; se tiene reportado un pH aproximado de 5.2.

En la Figura 34 se presentan continuación están los perfiles de presión y temperatura de la tubería a lo largo de su trayecto. A su vez la Figura 35 se muestra la tasa de corrosión predicha por los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> así como también la tasa de corrosión real presentada por la bibliografía para el caso evaluado.

Se muestran en las siguientes Tabla 24 y Tabla 25 correspondiente a los modelos de WLD (J.E. Oddo) y Norsok M-506, se presentan los errores absolutos y relativos que fueron calculados punto a punto para identificar la similitud o diferencia entre las tasas de corrosión predicha por los modelos y la tasa real reportada en la bibliografía reportada.

**Tabla 24: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 3.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	23	43.67	20.67	90
2	16	19.14	3.14	20
3	14	13.10	-0.90	6
4	10.5	13.11	2.61	25
5	7	15.84	8.84	126
6	6.5	7.74	1.24	19

**Tabla 25: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 3.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	23	61.65	38.65	168
2	16	21.11	5.11	32
3	14	13.25	-0.75	5
4	10.5	14.43	3.93	37
5	7	19.98	12.98	185
6	6.5	7.82	1.32	20

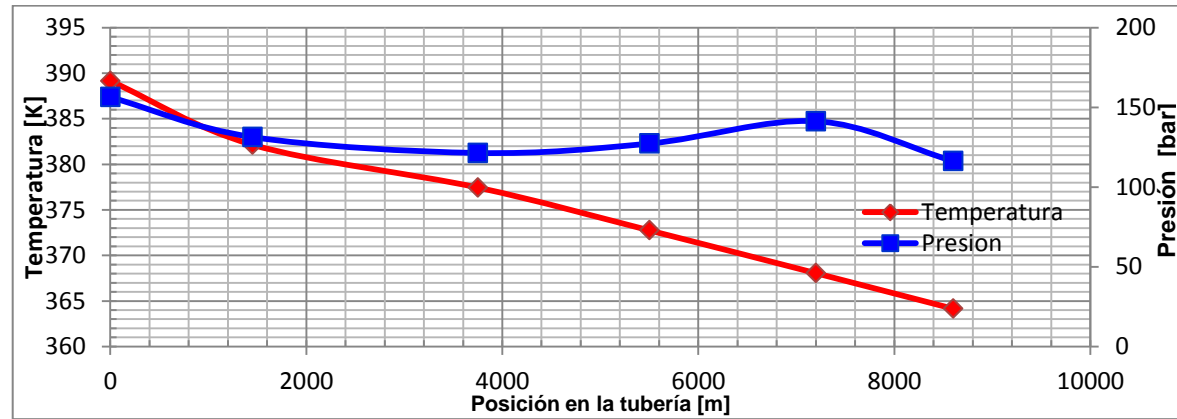


Figura 34: Perfil de Presión y Temperatura correspondiente al caso de evaluación 3.

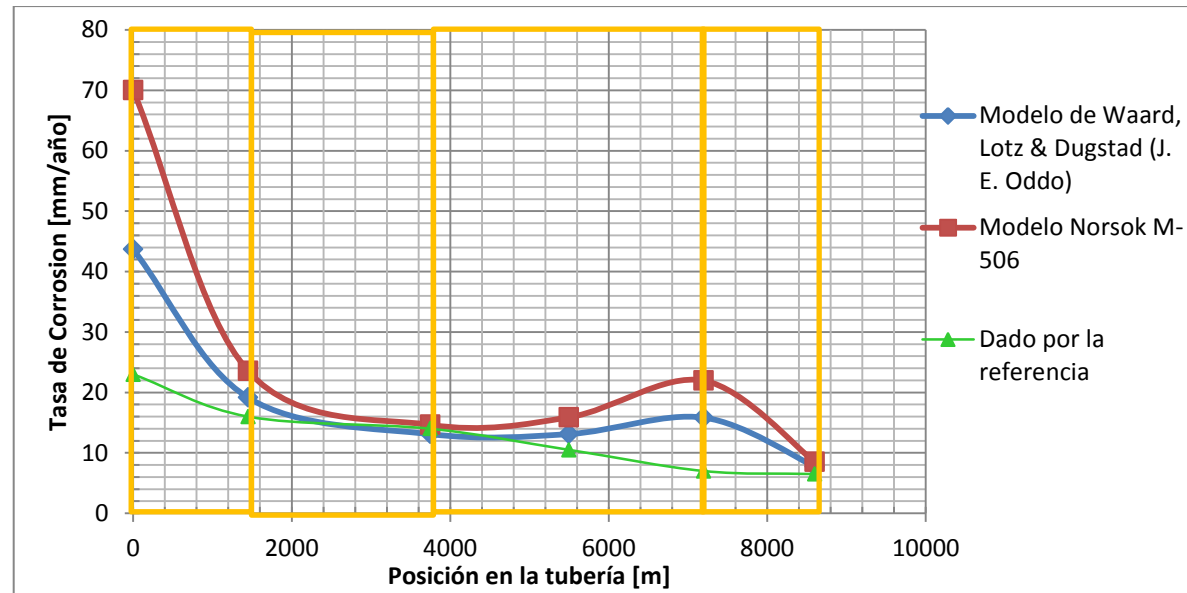


Figura 35: Respuestas generadas por los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> para el caso de evaluación 3.

Para el presente caso ambos modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> generaron sobrepredicción sobre tasas reales medidas, donde para el caso del modelo WLD se tienen errores relativos [6% - 126%] y el modelo de NRK [5% - 185%].

La reducción abrupta en el comportamiento de la tasa de corrosión calculada, podría responder a las condiciones de temperatura las cuales son superiores a los 75°C que para el caso de las fórmulas de correlación matemática que usan los modelos responden a una deposición de películas protectoras de FeCO<sub>3</sub>. Sin embargo, la sobrepredicción que exhiben inicialmente ambos modelos está relacionada a altas condiciones de presión que están reportadas por el autor (Wang, 2006), las cuales están por fuera del rango de validez de los programas (en casi 156 bar cercano a la entrada), e implicarían altas presiones parciales de CO<sub>2</sub> iniciales, pero que por trabajar por fuera del rango de calibración del modelo no permiten dar razones precisas sobre los valores obtenidos, a pesar de que los modelos si replican el comportamiento del fenómeno real medido.

Presenta la Tabla 26 los resultados obtenidos al calcular los patrones de flujo empleando la librería dinámica con que el programa cuenta, resultados que corresponden a las seis secciones de tubería con que cuenta la tubería. En color rojo se indican las secciones donde el modelo de flujo multifásico no logro determinar el patrón de flujo correcto respecto al determinado en la realidad.

**Tabla 26: Patrones de Flujo estimados para el caso 3 empleando el modelo de Xiao & Colaboradores (1990).**

Distancia [m]	50	1450	850	900	800	600
Patrón de Flujo	Sg	Sg	DB	DB	DB	DB

SL “Estratificado Liso”, SW “Estratificado Ondulado”, Sg “Tapón (Slug)”, AN “Anular”, DB “Burbuja Dispersa”, IT “Intermitente”

Al emplear el programa del modelo para estimar la caída de presión por el modelo de Xiao & Colaboradores (1990), el mismo solo logro tener 2 coincidencias de 6 posibles con los patrones de flujo que fueron reportados en la bibliografía (Wang, 2006), esto significaría que solo tuvo un 33,34% de acierto en la predicción de patrón de flujo.

Los patrones que arrojan el programa conforme nos desplazamos a lo largo de la trayectoria responden a un patrón de tipo Burbuja Dispersa o Tapón, los cuales producen



altas caídas en los valores de presión parcial de CO<sub>2</sub> y por podrían dar razón por consiguiente de la reducción de la tasa de corrosión calculada hacia el final de la tubería.

**Caso de Evaluación N°4.**

El presente caso engloba la particularidad de ser correspondiente a un caso de corrosión sin presencia alguna de trazas de H<sub>2</sub>S, el mismo consiste en una tubería de flujo multifásico de 2,5 Km, que tiene un diámetro interno de 12”.

La variación de la temperatura registrada entre la salida y la entrada de 57°C a 104°C, para el caso de la presión está comprendida entre 270 bar a 375 bar respectivamente. Para esta caso se tiene un porcentaje menor en la fase gas de alrededor de 1,56% mol, y un pH aproximado de 5.05. La inclinación que tiene la tubería a lo largo de su trayecto de aproximadamente 8.5°, con una tasa de producción de agua de entre 40 a 671 m<sup>3</sup>/día en diferentes secciones de la misma.

En la Figura 36 se presentan a continuación, se muestran los perfiles de presión y temperatura que se registran en la tubería a lo largo de su trayecto. En la Figura 37 se muestran las tasas de corrosión que resultaron de la predicción de los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> así como también la tasa de corrosión real que aparece en la bibliografía (Wang, 2006) y es responde a este caso estudiado.

En la Tabla 27 y Tabla 28, se presentan los errores absolutos y relativos que fueron calculados punto a punto entre la tasa de corrosión calculada y la tasa real reportada en la publicación NACE 06567, como ya fue mencionado antes.

**Tabla 27: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 4.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	4.4	1.71	-2.69	61
2	6.9	3.86	-3.04	44
3	5.3	2.32	-2.98	56
4	7.5	4.86	-2.64	35
5	10.9	14.91	4.01	36
6	10.3	13.98	3.68	35

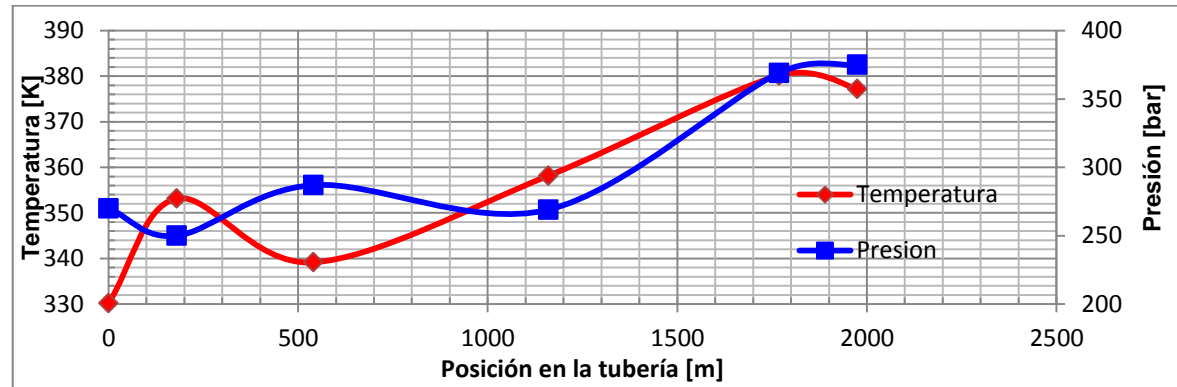


Figura 36: Perfil de Presión y Temperatura correspondiente al caso de evaluación 4.

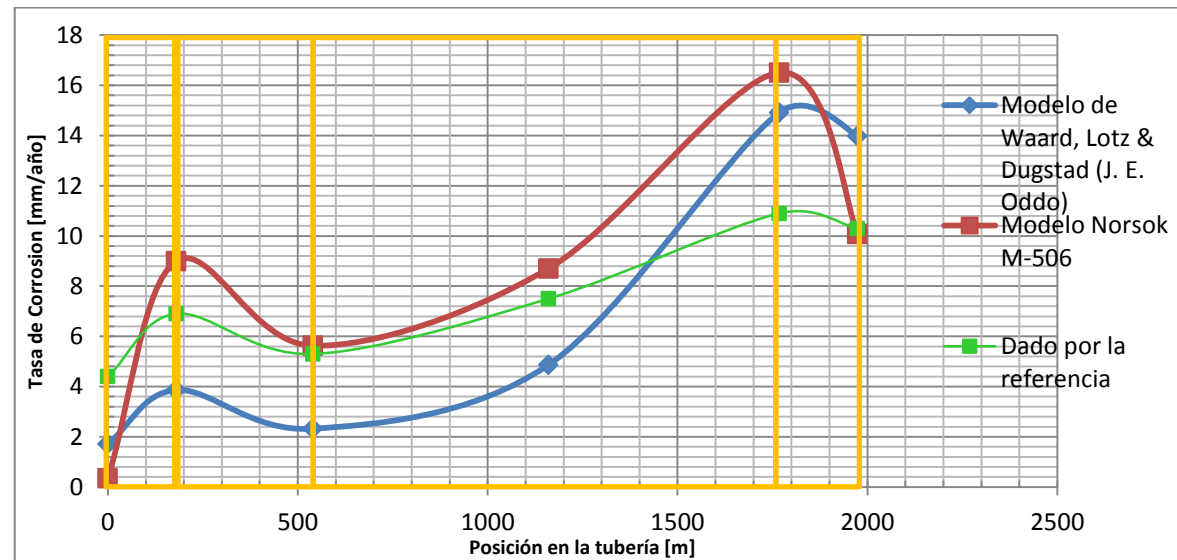


Figura 37: Respuestas generadas por los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> para el caso de evaluación 4.

**Tabla 28: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 4.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	4.4	0.35	-4.05	92
2	6.9	9.00	2.10	30
3	5.3	5.63	0.33	6
4	7.5	8.70	1.20	16
5	10.9	16.51	5.61	51
6	10.3	10.08	-0.22	2

Luego de emplear los modelos se observó que el modelo WLD tiene errores relativos determinado entre [35% - 63%] valores que son por sobrepredicción respecto a los valores reales medidos. Por otro lado el modelo de NRK tendrá desviaciones en promedio menores que el modelo previo [2% - 92%]. Es posible referenciar el comportamiento del modelo de Norsok, por efecto del incremento de la temperatura hasta llegar a condiciones superiores o cercanas a los 100°C, donde a partir del cual comenzara a presentarse la deposición de la películas protectoras de  $\text{FeCO}_3$ , las cuales empezaran a reducir la tasa de corrosión calculada (Wollan, 2000), (Nyborg, 2006).

Al observar el perfil de presión a lo largo de la tubería, es posible observar que a diferencia del caso de evaluación N°2, el perfil de presión posee una tendencia opuesta al perfil térmico en el tramo inicial que va hasta los 1,3km a lo largo del sistema se incrementa la temperatura, presentando un aumento local cercano a los 600 m y otro aumento por encima de los 1,5km.

Debido a dicho incremento en el perfil térmico, se puede identificar en qué secciones del gasoducto el intercambio de calor conllevara a la generación de capas protectoras de carbonatos de hierro.

Para el sistema estudiado en este segundo caso, la tubería no presenta variaciones ni del diámetro, por lo que no se exhiben diferentes condiciones de patrones de flujo asociadas. Para el caso presente el incremento del corte de agua es directamente responsable de la tasa de corrosión.

Se muestra una zona entre 0m y 180 m donde hay un incremento sostenido de la tasa de corrosión, situación que las predicciones tienden a replicar y responde al comportamiento de la temperatura (incrementa en casi 30°C) en contraposición a la presión, la cual tiende a reducirse. Además el incremento en esta zona, también responde del corte de agua de dicha

zona, por un aumento conservativo de casi 18° de inclinación permitiendo que a las condiciones de flujo y temperatura, genere tasa de corrosión que se incremente al fomentar las zonas en este tramo de tubería para que se den las reacciones de corrosión.

Luego en el trayecto de 180 a 540 m, se evidencia una reducción en el corte de agua presente conforme la temperatura disminuye (hasta casi 66°C) produciendo en este tramo de tubería una reducción de los depósitos de agua, fenómenos que a su vez incidirán en la tasa de corrosión, donde el pH resulta ser el menor valor reportado en el caso de estudio.

A partir de este punto y durante los restantes casi 1,2km se produce un incremento sostenido de la temperatura hasta alcanzar casi los 107°C (casi un incremento de 40°C), generando una corrosión elevada en esta zona, igualmente en se comienza a manifestar altos depósitos de agua en lo largo del trayecto lo que incrementará la tasa de corrosión hasta los máximos valores observados en todo el tramo de tubería

Finalmente entre los 1,8km y los 2 km de recorrido, el comportamiento que muestra el sistema se debe de nuevo a una reducción en el corte de agua, junto a una deposición de películas de carbonatos de hierro formados que se fijan a la superficie de la tubería y forman una capa que reduce la corrosión por la presencia de CO<sub>2</sub>. A condición donde incluso los modelos desarrollados identifican este comportamiento generalizado que afecta la tasa de corrosión.

### **Caso de Evaluación N°5 y N°6.**

Los siguientes casos fueron trabajados tanto para ver las respuestas obtenidas por los modelos de predicción como a su vez para verificar el funcionamiento del *software* del modelo de integrado en medición predicción de la tasa de corrosión puntuales para casos con entrada de datos únicos o mínimos posibles para secciones de tubería definidas que no presenten cambios significativos en la variables de operación.

El caso N°5 está conformado por formado una tuberías horizontal de 250 m de largo con un diámetro interno de 10'', la cual está dividida en dos secciones donde ni la temperatura ni a presión varia en su trayecto siendo los valores reportados de 58.7°C y 12.9 bar, con presiones parciales de CO<sub>2</sub> de aproximadamente 0.06 bar y un pH reportado que varía entre 5.74 a 6.3 desde la entrada a la salida.

El caso N°6 corresponde a una tubería horizontal con un diámetro interno 12'' de sección única la cual tiene un temperatura de 54°C, una presión de 95 bar, con una Presión parcial de CO<sub>2</sub> de aproximadamente 1.2 bar y un pH de 4.0.

Las Tabla 29 y Tabla 30 exhiben los resultados del caso N°5 sobre los errores absolutos y relativos calculados punto a punto, Mientras que las Tabla 31 y Tabla 32 corresponden a los errores determinados para el caso de evaluación N°6.

**Tabla 29: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 5.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	4.4	0.93	-3.47	79
2	6.9	1.39	-5.51	80

**Tabla 30: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 5.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	4.4	3.82	-0.58	13
2	6.9	1.60	-5.30	77

Para el caso N°5 que solo considera segmentos para la evaluación, los dos modelos resultaron generar valores de corrosión por debajo de los esperado (subpredice), reflejando estos errores relativos menores aproximadamente al 80% para el modelo de WLD y menores al 77% para el modelos de NRK.

Resultados que pueden responder a las bajas de temperatura y presión en la tubería, además, de un bajo corte de agua [aprox. 10%], condiciones que en conjunto al considerar la estructura del modelos generaría bajas tasa de corrosión, como expresa Woollam<sup>[31]</sup> (2006).

**Tabla 31: Errores obtenidos por el modelo de WLD para cada segmento calculado en el caso 6.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	10	8.93	-1.07	11

**Tabla 32: Errores obtenidos por el modelo Norsok para cada segmento calculado en el caso 6.**

Segmento	Tasa de corrosión real medida (mm/año)	Tasa de corrosión calculada (mm/año)	Error Absoluto (mm/año)	Error Relativo (%)
1	10	11.80	1.80	18

Por ultimo en el caso N°6, será el modelo de NRK el que generó la más alta sobrepredicción con un error relativo entre el valor calculado y el medio del 18%, mientras que el modelo WLD solo alcanza un error del 11%.

Principalmente la sobrepredicción guardará relación con las condiciones de presión un poco más elevadas que en el caso previo [95 bar], la cual es cercana al límite superior de la calibración para el programa e implicara mayores presiones parcial de CO<sub>2</sub> y por ende mayores estimaciones de tasas de corrosión.

### **IV.5. EFECTO DE LAS VARIABLES DE ENTRADA EN LOS MODELOS DE CORROSION POR CO<sub>2</sub>.**

Una vez finalizada la verificación del modelo integrado programado por medio de la aplicación de los datos reales de campo, se considerará la evaluación de la cuantificación de efecto de cada variable de entrada sobre el resultado estimado, el cual corresponde a la tasa de corrosión.

En el programa, siete variables de entrada que corresponde a: Temperatura, Presión, Rugosidad, Diámetro interno, Flujo de gas, Flujo de Líquido, Flujo de agua o corte de agua son empleadas para los modelos de Distribución de temperatura, Estimación de la caída de presión en tuberías multifásicas y los de predicción de corrosión, además los modelos de corrosión; adicionalmente, los modelos de corrosión por CO<sub>2</sub> requieren dos variables Porcentaje molar de CO<sub>2</sub> y el pH.

Al tomar en cuenta la cantidad de casos evaluados por el software durante esta investigación, se puede aclarar que no es posible dar una generalización del porcentaje de incremento o reducción esperado que puede sufrir la tasa de corrosión resultante por efecto de un cambio definido en una de sus variables. Sin embargo si se presentan en las siguientes Tabla 33 y Tabla 34 el efecto cuantitativo para los caso de estudio de esta investigación en los cuales se logró determinar el cambio en la tasa de corrosión promedio resultante a un cambio puntual establecido en alguna de las nueve variables de entrada al mantener constante el resto.

**Tabla 33: Valores promedio y porcentajes obtenidos de las pruebas de sensibilidad de las variables para los casos 1 y 2.**

Variable [ $\Delta_i = \Delta^* i$ ; para $i=1$ ]	Caso 1				Caso 2			
	WLD		Norsok		WLD		Norsok	
	(mm/año)	(%)	(mm/año)	(%)	(mm/año)	(%)	(mm/año)	(%)
Temperatura ( $\Delta_i = 10K$ )	21.95	561	24.31	655	19.34	562	11.12	405
pH ( $\Delta_i = 0.5\%$ )	8.89	168	15.62	385	8.89	247	15.64	611
Presión ( $\Delta_i = 5bar$ )	13.63	311	9.29	189	17.5	507	19.73	797
Porcent. Molar CO <sub>2</sub> ( $\Delta_i = 0.5\%$ )	9.81	195	7.28	126	0.47	6	9.68	340
Rugosidad ( $\Delta_i = 10m$ )			5.07	57			3.09	40
Diámetro interno ( $\Delta_i = 0,05m$ )			3.68	14			17.46	694
Caudal de Agua ( $\Delta_i = 10\%$ )			1.32	59			0.52	76
Caudal de líquido ( $\Delta_i = 10\%$ )			1.75	46			1.54	30
Caudal de gas ( $\Delta_i = 10\%$ )			0.07	98			0.1	95

**Tabla 34: Valores promedio y porcentajes obtenidos de las pruebas de sensibilidad de las variables para los casos 3 y 4.**

Variable [ $\Delta_i = \Delta^* i$ ; para $i=1$ ]	Caso 3				Caso 4			
	WLD		Norsok		WLD		Norsok	
	(mm/año)	(%)	(mm/año)	(%)	(mm/año)	(%)	(mm/año)	(%)
Temperatura ( $\Delta_i = 10K$ )	15.48	12	18.44	20	20.69	198	11.92	56
pH ( $\Delta_i = 0.5\%$ )	24.83	80	8.9	42	8.91	28	15.78	107
Presión ( $\Delta_i = 5bar$ )	6.3	54	9.12	40	2.61	62	0.7	91
Porcent. Molar CO <sub>2</sub> ( $\Delta_i = 0.5\%$ )	27.48	99	7.68	50	16.93	144	14.2	86
Rugosidad ( $\Delta_i = 10m$ )			4.13	73			1.14	85
Diámetro interno ( $\Delta_i = 0,05m$ )			8.56	44			18.34	141
Caudal de Agua ( $\Delta_i = 10\%$ )			9.36	39			1.54	80
Caudal de líquido ( $\Delta_i = 10\%$ )			3.16	79			3.43	55
Caudal de gas ( $\Delta_i = 10\%$ )			0.13	99			5	34

Dichos valores reflejarían que los cambios más representativos sobre la tasa de corrosión son los que se generarían debido a cambios por la temperatura, presión, porcentaje molar de CO<sub>2</sub>, pH y diámetro lo cual resulta concordar con lo observado en los antecedentes, que expresan que para herramientas programadas las variables de más alta influencia serían Temperatura y Presión. Se propuso un mayor número de corridas a objeto de verificar si existiese algún cambio no detectable bajo esta sola prueba, por lo cual se planteó para cada

variables seis cambios en su magnitud ( $\Delta$ ), los cuales serían Temperatura ( $\pm 10$ ,  $\pm 20$  y  $\pm 30$ K), Presión ( $\pm 5$ ,  $\pm 10$  y  $\pm 15$ bar), así sucesivamente implementando el primer delta propuesto y ampliando bajo los mismos criterios, de forma tal y como se indica en la notación presente en las Tabla 35 y Tabla 36. De dichas pruebas se logró constatar que para estos casos de evaluación si se produce una variación proporcional, entre la tasa de corrosión resultante y el cambio en alguna de las nueve variables de entrada.

La realización de estas pruebas permitió recabar información y generar las nuevas curvas correspondientes a los casos de estudios respecto a cada una de las nueve variables modificadas (se ilustran de la Figura 38 a Figura 45 algunos ejemplos de lo obtenido respecto a las 72 graficas generadas); información que es suficiente para presentar en forma general el efecto cualitativo que pueden generar sobre la tasa de corrosión las variables de entrada al sistema, en términos de un aumento y/o disminución de la magnitud de la tasa de corrosión calculada.

Finalmente, las Tabla 35 y Tabla 36 se construyeron con la tendencia que se registró de los valores de tasa de corrosión obtenidos; además, el orden de aparición de las variables en dichas tablas ilustra a su vez cuales son las variables de mayor preponderancia respecto a las otras tanto para el modelo de Waard, Lotz & Dugstad (J.E Oddo) y el modelo de Norsok M-501.

**Tabla 35: Efecto de las variables de entrada para el modelo de Waard, Lotz & Dugstad (J.E. Oddo).**

Variable [ $\Delta_i = \Delta * i$ ; para $i=1,2,3$ ]	Efecto en la variable	Efecto reflejado en la Tasa de Corrosión
Temperatura ( $\Delta_i = \pm 10$ K)	Aumenta	Incremento
Presión ( $\Delta_i = \pm 5$ bar)	Aumenta	Incremento
Porcentaje Molar CO <sub>2</sub> ( $\Delta_i = \pm 0.5\%$ )	Aumenta	Incremento
pH ( $\Delta_i = \pm 0.5\%$ )	Disminuye	Incremento
Caudal de Agua ( $\Delta_i = \pm 10\%$ )	Aumenta	Incremento
Diámetro interno ( $\Delta_i = \pm 0,05$ m)	Disminuye	Incremento



Tabla 36: Efecto de las variables de entrada para el modelo de Norsok M-506.

Variable [ $\Delta_i = \Delta^* i$ ; para $i=1,2,3$ ]	Efecto en la variable	Efecto reflejado en la Tasa de Corrosión
Temperatura ( $\Delta_i = \pm 10K$ )	Aumenta	Incremento
Porcentaje Molar CO <sub>2</sub> ( $\Delta_i = \pm 0.5\%$ )	Aumenta	Incremento
Presión ( $\Delta_i = \pm 5bar$ )	Aumenta	Incremento
pH ( $\Delta_i = \pm 0.5\%$ )	Disminuye	Incremento
Rugosidad ( $\Delta_i = \pm 10m$ )	Aumenta	Incremento
Diámetro interno ( $\Delta_i = \pm 0,05m$ )	Disminuye	Incremento
Caudal de Agua ( $\Delta_i = \pm 10\%$ )	Aumenta	Incremento
Caudal de líquido ( $\Delta_i = \pm 10\%$ )	Aumenta	Incremento
Caudal de gas ( $\Delta_i = \pm 10\%$ )	Disminuye	Incremento

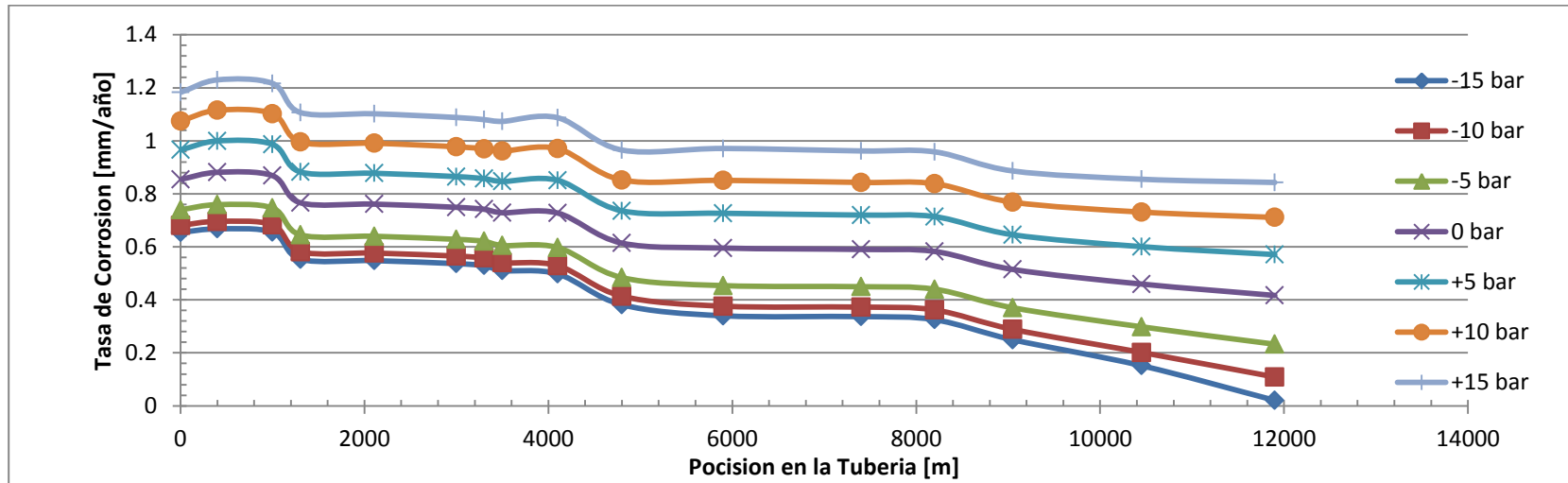


Figura 38: Caso N°2, Modelo WLD efecto de la Presión.

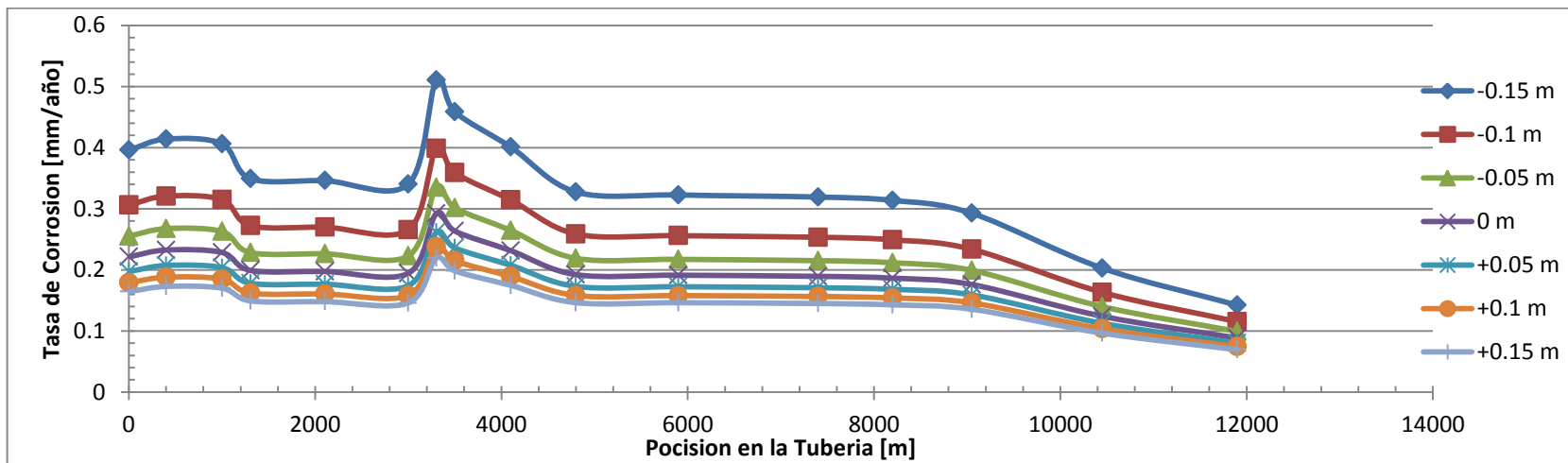


Figura 39: Caso N°2, Modelo NRK efecto del Diámetro Interno.

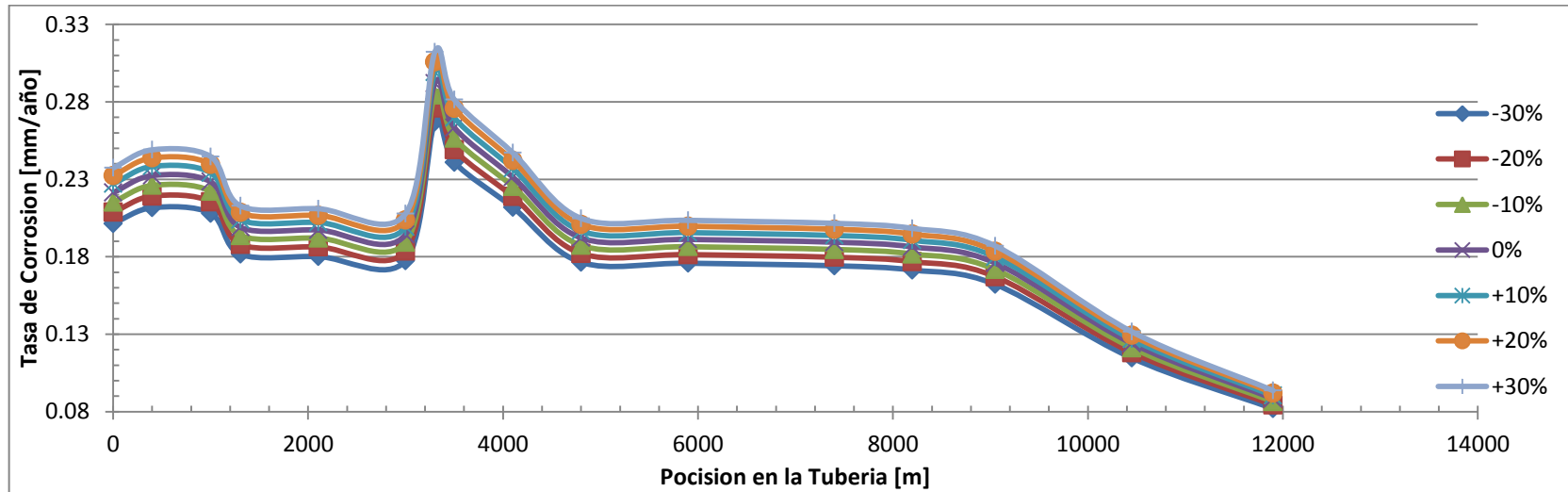


Figura 40: Caso N°2, Modelo NRK efecto del Caudal de Liquido.

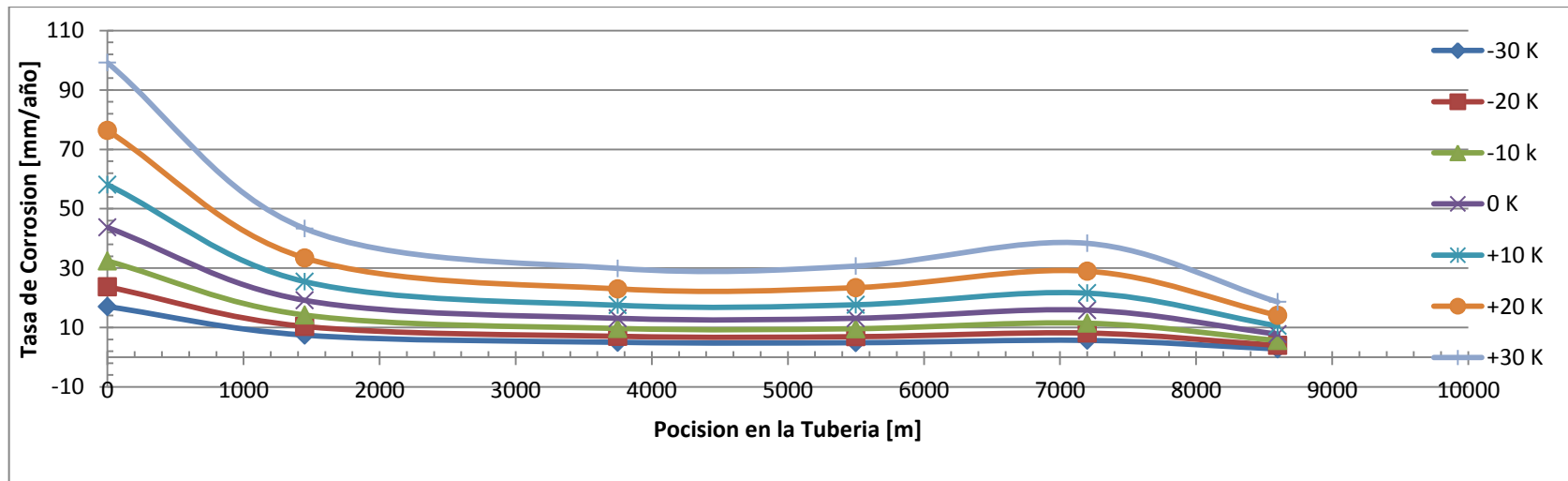


Figura 41: Caso N°3, Modelo WLD efecto de la Temperatura.

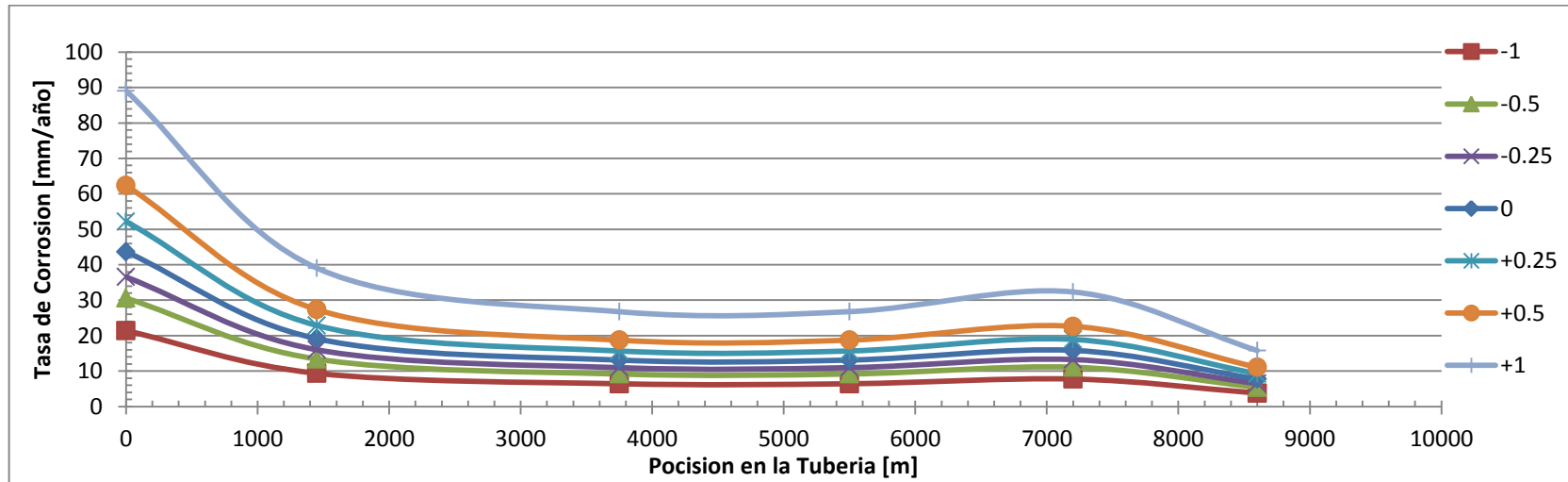


Figura 42: Caso N°3, Modelo WLD efecto del pH.

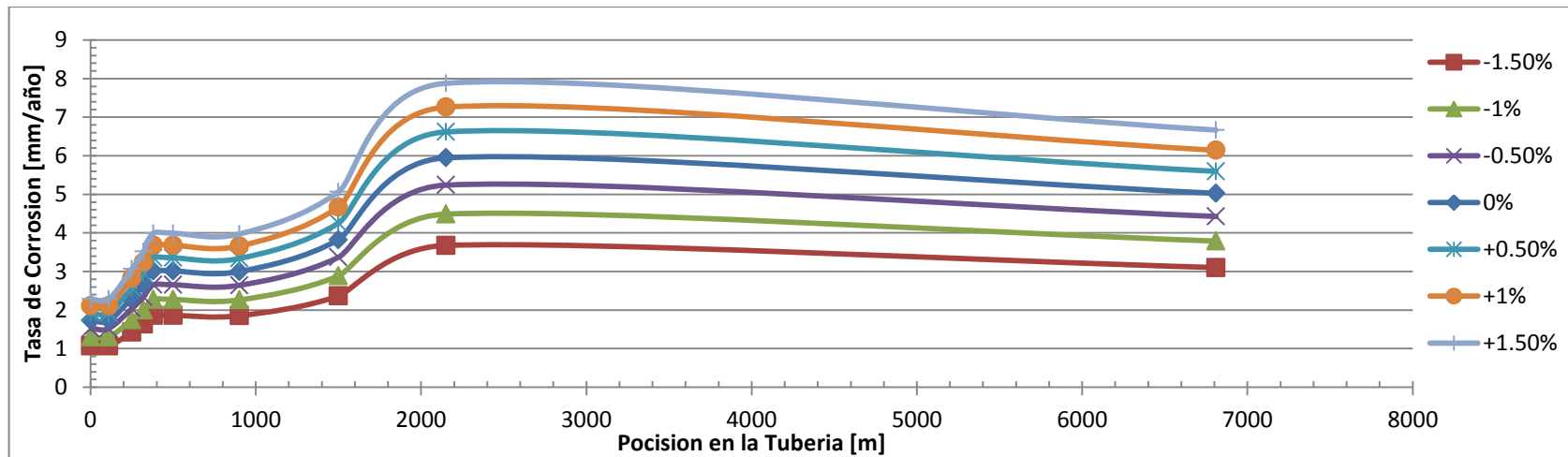


Figura 43: Caso N°1, Modelo NRK efecto del Porcentaje de CO<sub>2</sub>.

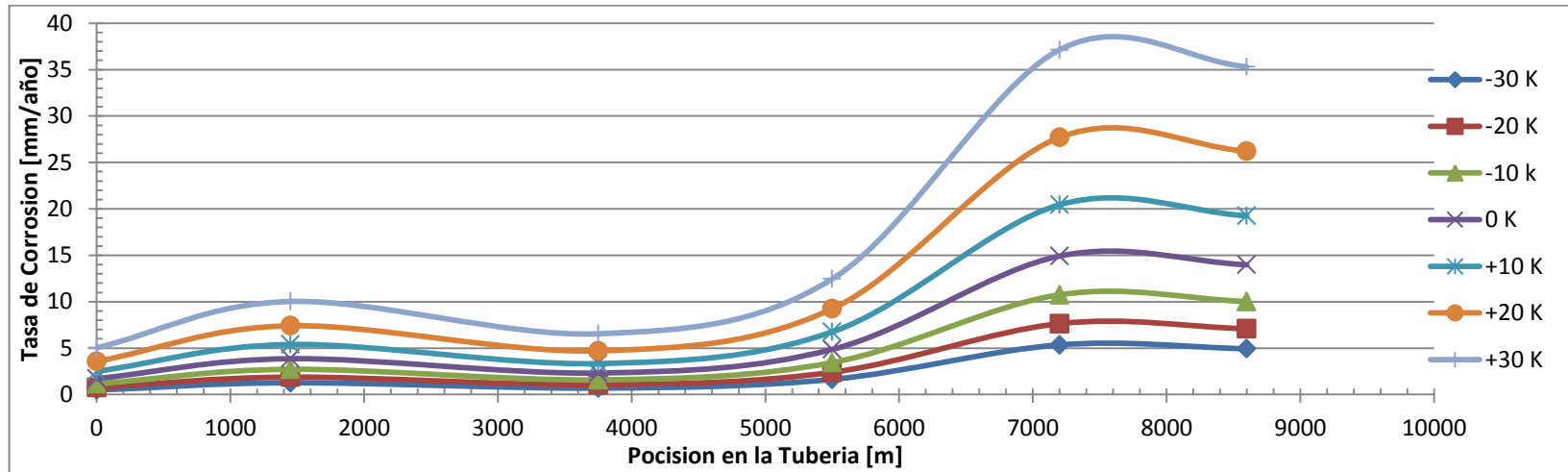


Figura 44: Caso N°4, Modelo WLD efecto de la Temperatura.

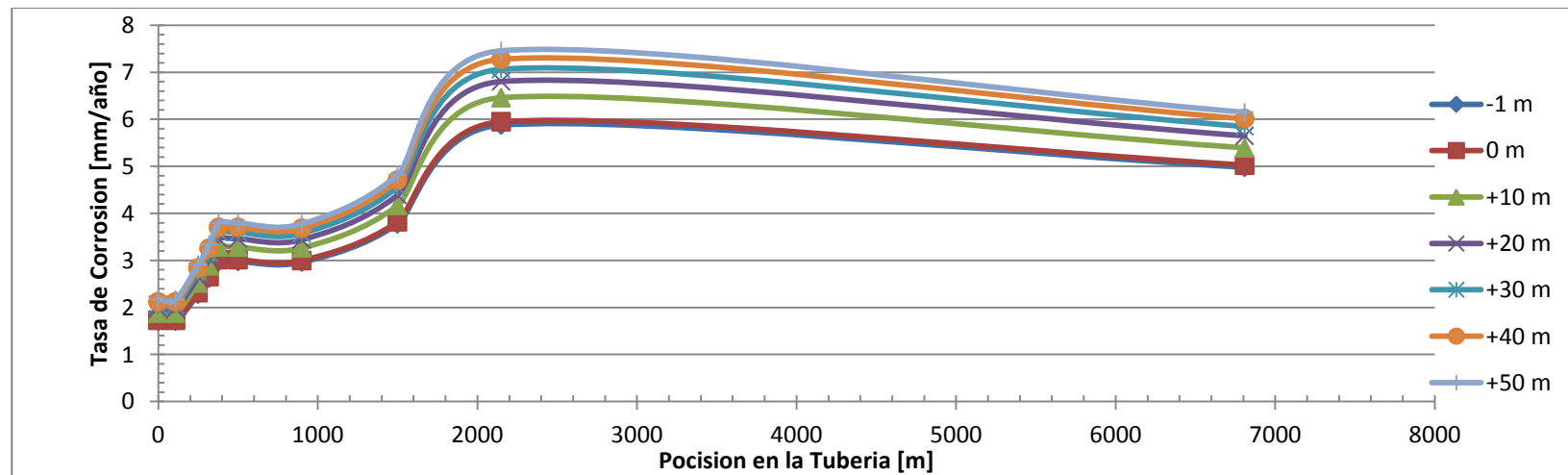


Figura 45: Caso N°4, Modelo NRK efecto de la Rugosidad.

### CONCLUSIONES

- Los modelos seleccionados para corrosión por CO<sub>2</sub> son influenciados por variaciones de la temperatura, dentro de su limitado rango de calibración, a pesar de ser considerado el acople de los modelos de flujo multifásico.
- La generación del algoritmo integrado implicó una programación de 14 módulos y de 9 formularios, para poder hacer viable el sistema donde se integraron todos los modelos entre los seleccionados y los elegidos.
- La validación del software logró replicar el comportamiento de los casos evaluados, a su vez generó una sobrepredicción general, inclusive en casos donde los valores de las variables de entrada eran cercanos a los límites de operación.
- Los errores relativos obtenidos para el caso N°1 y N°3 son cercanos a 170%; para el caso N°2 de 200%, para el caso N°4 de 90% y para el caso N°5 y N°6 menores al 20% respecto a los modelos evaluados.
- En los modelos evaluados, la temperatura, la presión, el porcentaje molar de CO<sub>2</sub> y el pH son las variables de mayor impacto en la tasa de corrosión calculada.
- La evaluación del modelo de Xiao & Colaboradores logró tener un porcentaje de acierto del 56% para el caso N°2 y de un 33% para el caso N°3 en los patrones de flujo calculados.

## RECOMENDACIONES

- Realizar una evaluación del modelo integrado contra una base de datos de campo más extensa, tanto para corrosión por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, para poder comprobar que el programa sea reutilizable, extensible y robusto.
- Presentar fórmulas de correlación para crudos con grados API<20, que sirvan para el cálculo de las propiedades de las fases y acoplarlas en el modelo integrado
- Sustituir o presentar una versión modificada del modelo de Xiao & Colaboradores (1990), que permita su aplicación para casos de crudos pesados a extrapesados.
- Validar los modelos predictivos de corrosión por H<sub>2</sub>S que fueron programados, los cuales se encuentran inactivos en el *software*.
- Emplear otra serie de *software* predictivos existentes entre la literatura abierta y cerrada, a objeto de hacer un estudio comparativo para analizar os resultados que genera en modelo integrado programado.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍA

1. **Alarcón, G., (1998)** Flujo de dos fases. Trabajo especial de grado Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica, Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.
2. **Arias, F. (2006)** El proyecto de investigación (Introducción a la metodología científica). 5ª edición. Caracas, Venezuela: Episteme. C.A. 25p, 26p
3. **Askeland, D., Phulé, (2004).** Ciencia e ingeniería de los materiales. 4ta edición. THOMSON. España. 1032p.
4. **Baker O. & Swerdloff W., (1956)** Finding surface tension of hydrocarbon liquids. Oil & Gas Journal.
5. **Balestrini, M. (2006)** Como se elabora el proyecto de investigación (para los estudios formulativos o exploratorios, descriptivos, diagnósticos, evaluativos, formulación de hipótesis causales, experimentales y los proyectos factibles). 7ª edición. Caracas, Venezuela: Editorial BL Consultores asociados, servicio editorial.
6. **Beggs y Robinson, (1975)** Oil viscosity at bubble point, Paper SPE 5434-pa. Journal of Petroleum Technology, vol. 27 n° 9, (pp. 1140-1141). University of Tulsa, United States
7. **Biomorgi M. (2006).** Estudio del mecanismo en líneas productoras de Crudo y Gas. Trabajo especial de grado, Facultad de Ingeniería, Escuela de Metalurgia y Ciencias de los Materiales, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
8. **Chaudary V. (1995)** Metodología de evaluación y predicción de la corrosión interna por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en instalaciones productoras y manejadoras de gas y crudo. Trabajo especial de grado, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
9. **CO<sub>2</sub> Corrosion Rate Calculation Model, Rev. 2.** Norsok standard No. M-506, Consultado el 03 de enero de 2012, Pagina web STATOIL Standards Norway, 2005: <http://www.standard.no/en/Sectors/Petroleum/NORSOK-Standard-Categories/M-Material/M-5061>
10. **Dranchuk & Abou-Kassem, (1975)** Calculation of Z-factors for Natural Gases Using Equations-of-State. Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 14 n°3. Department of Mineral Engineering, University of Alberta, Edmonton, Canada.



## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

---

11. **Endean C. (1989)** Relaciones cualitativas de velocidad / patrón de flujo. Material presentado en Curso Diseño de Sistemas de Transporte y Separación de Corrientes de Producción PDVSA-Intevep 2009. (pp 90-91). Estado Miranda, Venezuela.
12. **Flavio M. (2007)**. Modelo de simulación para la evaluación de corrosión por CO<sub>2</sub> en tuberías de complementación de pozos de gas natural. Trabajo especial de grado, Facultad de Ingeniería, Escuela de Química, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
13. **Fang H., Nesic S. (2006)**. General CO<sub>2</sub> corrosion in high salinity brines, Paper 06372. Champion Technologies, Fresno, Texas, United States.
14. **Fairuzov, Y. (2002)** Flujo agua – aceite en pozos y oleoductos. Material presentado en Curso Diseño de Sistemas de Transporte y Separación de Corrientes de Producción PDVSA-Intevep 2009. (pp 89). Estado Miranda, Venezuela.
15. **Gabetta G., Margarone M., (2007)** Corrosion and flow models predictions compared using case histories, Paper NACE 07552. San Donato Milanese, Milano, Italy.
16. **García G, F. (2004)** Factor de fricción para flujo bifásico de gas y de líquido en tuberías horizontales para régimen laminar y turbulento. Tesis de doctorado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
17. **Garicochea, F., Bernal C., (1991)** Transporte de hidrocarburos por ductos. Colegio de Ingenieros Petroleros de México., 191p.
18. **Haverkamp, R., Parlange, J. L. Starr, G. Schmitz and C. Fuentes, (1990)**. Infiltration under ponded conditions: A predictive equation based on physical parameters. Soil Science, Vol. 149, no. 5, (pp. 292–300).
19. **Hewitt G.F, (s.f)** GAS.LIQUID FLOW. Consultado el 04 de Abril de 2012, página web begell house Inc.: [http://www.thermopedia.com/toc/chapt\\_g/GAS-LIQUID\\_FLOW.html](http://www.thermopedia.com/toc/chapt_g/GAS-LIQUID_FLOW.html)
20. **Ikeda, M. Ueda S., (1997)** CO<sub>2</sub> Corrosion Behavior and mechanism of carbon steel and alloy steel. Houston, Texas, United States.
21. **Ismail M.C., Turgoose S. (2006, Mayo 30 – Junio 1)** Prediction equation of CO<sub>2</sub> Corrosion with the precense of Acetic Acid, Paper SPE 100412. Ponencia presentada en Oilfield Scale Symposium, Aberdeen, Scotland, United Kingdom.
22. **Kermany M., Harrop D. (1999)** BP International, Paper SPE 299784. Houston, Texas, United States.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

---

23. **McMullen, N.D. (2006, Mayo 1-4)** Flow assurance field solutions. Ponencia presentada en Offshore Technology Conference, OTC 18381. Texas, United States.
24. **Nieto H. (2010)**. Evaluación del efecto del factor de fricción sobre la precisión de un modelo de predicción de caída de presión para flujo gas-líquido. Trabajo especial de grado, Universidad Nacional Politécnica Experimental “Antonio José de Sucre”, Caracas, Venezuela.
25. **Nyborg R., Institute for Energy Technology. (2006)** Field Data collection, Evaluation and use for corrosivity and validation of models, Part 2: Collection of Reliable Field Data for Validation of Prediction Models, Paper NACE 06118. Institute for Energy Technology Kjeller, Norway.
26. **Nesic S., Wang S., Cai J., Xiao Y., (2004)** Integrated CO<sub>2</sub> Corrosion - Multiphase Flow, Paper NACE 0426. Institute for Corrosion and Multiphase Technology Ohio University, Athens.
27. **Oddo J., Tomson M., (1999)**. The prediction of scale and CO<sub>2</sub> corrosion in oil field systems, Paper NACE 99041. Department of Environmental Science and Engineering - MS519, Houston, Texas, United States.
28. **Orrellana L. (2010)**. Estudios de los mecanismos de corrosión presentes en los pozos productores con alto potencial de producción, del campo operacional Dación pertinente al distrito San Tomé. Trabajo especial de grado, Facultad de Ingeniería, Escuela de Química, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
29. **S. Smith, J.L. Pacheco, ExxonMobil Production Company (2002)**. Prediction of corrosion in slightly sour environments, Paper NACE 02241. Houston, Texas, United States.
30. **Shoham. O., (2001)** Two-phase flow modeling. Trabajo Especial de Grado de Especialización y Maestría. Department of Petroleum Engineering, The University of Tulsa.
31. **Taitel, Y. y Dukler, A.E. (1976)** A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. *AIChE Journal*, vol.22 n°1, (pp. 47-54).

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

---

32. **Vinces R. (2006)**. Estudio de la susceptibilidad a la corrosión de un acero grado API-T95 en ambientes con presencia de CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S. Trabajo especial de grado, Facultad de Ingeniería, Escuela de Metalurgia y Ciencias de los Materiales, Universidad Central de Venezuela, Caracas.
33. **Wang H., Srdjan N (2006)** Corrosion model verification using field data, Paper NACE 06567. Institute for Corrosion and Multiphase Technology, Ohio University, Athens.
34. **Wei Sun and Srdjan Nestic. (2007)** A mechanistic model of H<sub>2</sub>S corrosion of mild steel, Paper NACE 07655. Institute for Corrosion and Multiphase Technology, Ohio University, Athens.
35. **Woollam R.C., Hernandez S.E. (2006, Mayo 30)** Assesment and Comparison of CO<sub>2</sub> Corrosion Prediction Models, Paper SPE 100673. Ponencia presentada en Oilfield Scale Symposium, Aberdeen, Scotlan, United Kingdom.
36. **Xiao J.J; Shoham, O.; y Brill, U. (1990, Septiembre 23-26)** A comprehensive mechanistic model for two-phase flow in pipelines, SPE 20631. Ponencia presentada en el 65<sup>th</sup> conferencia anual y exhibición de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (pp 167 – 180), New Orleans, Los Ángeles, United States.

## APENDICES

### A.1 PANTALLAS DE LOS LIBROS DE EXCEL

Se muestra a continuación cada una de la pantallas que pueden ser visualizadas por el usuario en Microsoft Excel las mismas corresponden las ubicaciones relativas donde se ubicara la información suministrada como datos, los resultados intermedios realizados por los todos los modelos y los finales de tasa de corrosión, caída de presión, variación de la temperatura y patrones de flujo en la tubería.

#### A.1.1 PANTALLA - LEER

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
4													
5		<b>Leer las intrucciones antes de empezar y luego presionar el boton "Empezar":</b>											
6													
7		1.- Ingresar los datos correspondientes a las hojas de excel "Ingreso de Datos" y "Datos Corrosion" a partir de cuales quiera de los siguientes mecanismos:											
8													
9		1.1.- Presionando el boton "Empezar" y rellenando cada uno de la informacion o datos que este formulario contenga.											
10													
11		1.2.- Digitando directamente la informacion en las Hojas de excel tomando en consideracion lo siguiente:											
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
31													
32													
33													
34													
35													
36													
37													
38													
39													
40													
41													
42													
43													
44													
45													
46													
47													
48													
49													
50													
51													
52													
53													
54													
55													
56													
57													
58													
59													
60													
61													
62													
63													
64													
65													
66													



**A.1.5 PANTALLA – INFORMACION PARA GRAFICAS**

	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Datos seleccionados para graficar perfiles de las graficas finales																
2																	
3																	
4	Longitud [m]	Ps [Bar]		Longitud [m]	TempX [K]		Longitud [m]	TCwLDO (mm/año)	TCNRK (mm/año)	TCJP (mm/año)	TCWN (mm/año)		Longitud [m]	TCwLDO (mpj)	TCNRK (mpj)	TCJP (mpj)	TCWN (mpj)
5																	
6																	
7																	

**A.1.6 PANTALLA – DISTRIB. DE TEMP.**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Datos de Entrada											
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14	Segmento	Longitud [m]	Ta [K]	Ti [K]	DensG [Kg/m <sup>3</sup> ]	DensL [Kg/m <sup>3</sup> ]	ViscG [cP]	ViscL [cP]	DensOa [Kg/m <sup>3</sup> ]	P [bar]		TempX [K]
15												
16												
17												

**A.1.7 PANTALLAS – MODELO DE XIAO**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1											<b>Datos de Entrada</b>				
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14	Segmento	Longitud [m]	P [bar]	Ts [K]	Vsl [m/s]	$\mu_l$ [cP]	$\mu_l$ [Kg/m <sup>2</sup> s]	Vsg [m/s]	$\mu_g$ [cP]	$\rho_g$ [Kg/m <sup>3</sup> ]	Z fact	Tens Sup. [N/m]	Patron Exp	Diam [m]	Rug [m]
15															

	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
1	<b>Modelo mecanista XIAO</b>												
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14	DP [Pa/m]	Q3	QL [B/D]	HL [exp]	Ang. Incl.	DpDx fric [Pa/m]	DpDx ele [Pa/m]	DpDx acc [Pa/m]	DpDx total [Pa/m]	HL	Patrón Pred	fact FFL	Ps [bar]
15													
16													

**A.1.8 PANTALLAS – MODELOS CO2**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1														
2														
3			Modelo de Waard, Lotz & Dugstad modificado por Oddo											
4														
5			Vstliq: Velocidad superficial del liquido											
6			d: diametro											
7			T: Temperatura											
8			P: Presion											
9			ProcCO2: Porcentaje Molar de CO2											
10			pH: pH del medio Corrosivo											
11			I: Fuerza Ionica											
12														
13														
14	Segmento	Longitud [m]	Vstl [m/s]	d [m]	T [K]	P [Bar]	ProcCO2 [%]	pH [Adim]	I [mol]		TCWLDO (mm/año)	TCWLDO (mpg)		
15														
16														

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	30	31	32	
1	<b>Datos de Entrada</b>																			
2																				
3			Modelo de Norsok M-506																	
4																				
5			pH: pH del medio corrosivo			DensO: Densidad del Crudo														
6			T: Temperatura			DensG: Densidad del Agua														
7			P: Presion			Qg: Caudal volumetrico del gas														
8			ProcCO2: Porcentaje molar de CO2			Ql: Caudal volumetrico del liquido														
9			d: diametro Hidraulico			Z: Factor de Compresibilidad														
10			CortAgua: Corte de Agua Presente			Fugd: Fugosidad														
11			Vst: Velocidad Superficial del Liquido																	
12			Vsg: Velocidad superficial del gas																	
13																				
14			pH [Adim]	T [K]	P [Bar]	ProcCO2 [%]	d [m]	CortAgua [%]	Vstl [m/s]	Vsg [m/s]	DensO a 20°C [Kg/m <sup>3</sup> ]	DensG [Kg/m <sup>3</sup> ]	Qg [m <sup>3</sup> /s]	Ql [m <sup>3</sup> /s]	Z [Adim]	Fugd [m]	Qw [m <sup>3</sup> /s]	TCNFK (mm/año)	TCNFK (mpg)	
15																				

**A.1.9 PANTALLAS – MODELOS H2S**

	I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
1														<b>Datos de Entrada</b>					
2																			
3			Modelo de Lepson & Ewart							Modelo de Weir Sun & Sijman Idelic									
4																			
5														CbH2S: es la concentración del volumen de H2S en la fase liquida					
6			pH: pH de medio corrosivo					LbH+: es la concentración del volumen de los protones en la fase liquida											
7			T: Temperatura media en la linea					T: Temperatura media en la linea											
8								d: diametro hidraulico											
9								L: Longitud entre las dos superficies donde ocurre el flujo											
10								Lc: distancia promedio recorrida por el flujo											
11																			
12																			
13																			
14	Segmento	Longitud [m]	pH [Adim]	T [K]		TCWJ (mm/año)	TCWJ (mpg)			CbH2S [mol/m <sup>3</sup> ]	LbH+ [mol/m <sup>3</sup> ]	T [K]	d [m]	L [m]	Lc [m]	Densn [Kg/m <sup>3</sup> ]	TCWN (mm/año)	TCWN (mpg)	
15																			
16																			



**A.1.10 PANTALLA – NORSOK MONOFASICO**

	1	2	3	4	5	6	7	8	
1	<b>Datos de Entrada</b>								
2									
3									
4		Ta: Temperatura ambiente.							
5		Ti: Temperatura de entrada en una sección de tubería.							
6		DensG: Densidad de la fase Gas.							
7		DensL: Densidad de la fase Líquida.							
8		ViscDinamG: Viscosidad de la fase Gas.							
9		ViscDinamL: Viscosidad inámica de la fase Líquida.							
10									
11									
12									
13									
14	Segmento		$\Delta P$ [bar]	Ps [Bar]	TempX [K]	TCNRK (mm/año)	TCNRK (mpy)		
15									

## A.2 CODIGO FUENTE DEL MODELO INTEGRADO (EXCEL CON VBA).

### A.2.1 INTERFAZ INTERACTIVA.

```

Sub hojadeDatos()
Sheets("Ingreso de Datos").Select
UserForm1.Show
End Sub

Sub Arreglo(ByRef COLUMNA)
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Hoja1").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For l = 1 To n
    VectorBase(l) = InputBox("Ingrese el dato: ")
    Sheets("Hoja1").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(l)
    q = q + 1
Next
MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For l = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(l))
Next
End Sub

Public Sub Distribucion()
'.....
'Función para inicializar los datos de entrada al sistema una vez generada y rellena la hoja de datos de entrada
'.....
'Se empleo:
'Dead oil and water surface tension (BAKER & SWERDLOFF Correlation) (1956)
'Compressibility factor con el Metodo de Dranchuk & Abou-Kassem
'Oil viscosity at bubble point (Beggs y Robinson), (1975) Presión (132-5265 Psia), Temperatura (70-295 °F), Solubilidad del gas (20-2070 scf/STB) y °API (16-58°)
'.....
'Descripción de variables

'Numericas:
**P: Presion total del sistema [bar]
**Tempx: Temperatura [K ó °F ó °C]
**ProcCO2: Porcentaje molar de CO2 [%]
**ProcH2S: Porcentaje molar de H2S [%]
**d: Diametro hidraulico ó interno [m]
**dext: Diametro externo de la tubería [m]
**Ta: Temperatura ambiente [K]
**Ti: Temperatura inicial o al inicio de un punto [K]

```

```

**pHact: ph del medio corrosivo [Adim]
**Vsl: Velocidad Superficial del Liquido [m/s]
**Vsg: Velocidad Superficial del Gas [m/s]
**ViscL: Viscosidad Dinamica del Liquido [cP ó Pa*s]
**ViscG: Viscosidad Dinamica del Gas [cP ó Pa*s]
**ViscW: Viscosidad del agua a la temperatura T [cP ó Pa*s]
**DensO: Densidad del crudo [cP ó Pa*s]
**DensL: Densidad de la fase liquida [Kg/m^3 ó Lbm/pe^3]
**DensG: Densidad de la fase gas [Kg/m^3 ó Lbm/pe^3]
**Densw: Densidad de la fase agua [Kg/m^3 ó Lbm/pe^3]
**Z: Factor de compresibilidad [Adim]
**TenSup: Tensión superficial [N/m]
**Rug: Rugosidad de la tubería [m]
**Ang: Angulo de inclinación [°]
**ife: Fuerza Ionica del agua en el flujo [mol]
**CortAgua: Corte de agua presente en el tueria [%]
**Qg: Caudal volumetrico del gas [m^3/s]
**Ql: Caudal volumetrico del liquido [m^3/s]
**Qw:caudal volumetrico del agua [m^3/s]
**L: Longitud Total de la tubería [m]
**Lc: distancia promedia recorrida por el flujo [m]
**CbH2S: es la concentración del volumen de H2S en la fase liquida [mol/m^3]
**CbH: es la concentración del volumen de los protones en la fase liquida [mol/m^3]
**Hl: Nivel de liquido [m]
**DpDx Total: Caida de presion calculada en la sección de tubería [Pa/m]
**Patron Pred.: Patron de flujo multifasico predicho por el modelo de Xiao [Adim]
**Tempx: Temperatura correspondiente a la distribución de temperatura a una distancia X [K]
**TCWLDO: tasa de estimación de corrosión por CO2 por el modelo de Waard, Lotoz & Dugstad Modificado por ODDO [mm/año]
**TCNRK: tasa de estimación de corrosión por CO2 por el modelo Norsok M-506 [mm/año]
**TCJP: tasa de estimación de corrosión por H2S por el modelo Jepson & Tewari [mm/año]
**TCWN: tasa de estimación de corrosión por H2S por el modelo Wei Sun & Nesic [mm/año]
>(* datos de entrada)
'-----
*****
'Definir Variables
*****
Dim Rsol As Double, ViscO As Single, SGFG As Double, MGW As Double, SGO As Double, k As Double, API As Integer, d As Single, dext As Single, a As
Single, TempX As Integer, P As Integer, Ta As Integer, Ti As Integer, DensOa As Double, LAMBDA As Double, pHact As Byte, Vsl As Single, Vsg As
Single, ViscL As Double, ViscG As Double, DensL As Double, DensG As Double, DensW As Double, Z As Double, TenSup As Double, Rug As Integer,
Ang As Integer, ife As Double, CortAgua As Double, Qg As Double, Ql As Double, L As Single, Lc As Single, Qw As Double, ViscW As Double, Tc As
Double, Pc As Double, Tr As Double, Pr As Double
Dim q As Byte, n As Byte
*****
'Condiciones establecidas por el usuario (si=0, no=1)
*****
If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 24) = "" Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 24) = 16
End If
If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 21) = "" Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 21) = 0.7175
End If
    If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 0 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 0 Then
MsgBox ("**Este caso no requiere manipular la hoja Modelo de Xiao**")

```

```

MsgBox ("**Este caso no requiere manipular la hoja Distrib. de Temp**.")
    Elself Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 0 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 1 Then
MsgBox ("**Este Caso no requiere manipular la hoja Distrib. de Temp.**")
    Elself Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 1 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 0 Then
MsgBox ("**Este Caso no requiere manipular la hoja Modelo de Xiao**")
End If
*****
'Operaciones preliminares
*****

d = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 5).Value
QI = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 8).Value
DensOa = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 21).Value
API = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 23).Value
MWG = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 24).Value
SGO = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 25).Value
SGFG = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 26).Value
Rsol = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 27).Value
    If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 22) >= 0.1 Then
Qw = (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 22) / 100) * Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 8)
CortAgua = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 22).Value
    Elself Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 20) > 0 Then
Qw = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 20).Value
CortAgua = (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 20) / (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 8).Value)) * 100
    End If
a = 3.1416 * (d ^ 2) / 4
    If a >= 0 Then
Vsl = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 8).Value / a
    End If
Sheets("Distrib. de Temp.").Select
Cells(15, 9) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 21).Value 'DensOa
Sheets("Datos Corrosion").Select
Cells(6, 1) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 4).Value 'Temperatura inicial
Cells(6, 2) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 3).Value 'Presion inicial
Cells(6, 3) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(15, 8).Value 'Porcentaje molar de CO2 inicial
Cells(6, 4) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(15, 9).Value 'Porcentaje molar de H2S inicial
Cells(6, 5) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(15, 10).Value 'pH inicial
Sheets("Datos Corrosion").Select
Tii = Cells(6, 1).Value
Pii = Cells(6, 2).Value
ProcCO2i = Cells(6, 3)
Proch2Si = Cells(6, 4)
pHacti = Cells(6, 5)
Sheets("Resultados").Select
Cells(15, 5) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 3).Value 'Presion
Cells(15, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 4).Value 'Temperatura
Sheets("Ingreso de Datos").Select
TempX = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 4).Value
P = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 3).Value
Qg = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 9).Value
LAMBDA = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 8) / (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 8) + Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 9))
'Calcular densidad del líquido

```

```

'DensW = (998.2 / (1 + 0.0002 * (TempX - 20)))
'DensO = (DensOa) - (1.825 - 0.001315 * DensOa) * (TempX - 20)
mDenOil = 2.4638171 * SGO ^ 5 - 11.067322 * SGO ^ 4 + 19.864575 * SGO ^ 3 - 17.809579 * SGO ^ 2 + 7.9764129 * SGO - 1.4282403
DensOil1 = (mDenOil * (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60) + SGO) * 1000 * 0.062428
DensOil2 = 62.4 * (141.5 / (131.5 + API))
If DensOil1 > DensOil2 Then
DensO = DensOil1
Else
DensO = DensOil2
End If
DensO = DensO * 16.01846
YW = 1000 'Salinidad del Agua
xw = 0.000000051 * (P * 14.7) + (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60) * (0.00000547 - 0.000000000195 * (P * 14.7)) + (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60)
^ 2 * (-0.000000323 + 0.0000000000085 * (P * 14.7))
c1 = 0.9911 + 0.0000635 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.00000085 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
c2 = 0.000001093 - 0.000000003497 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.0000000000457 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
C3 = -0.00000000005 + 6.429E-13 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 1.43E-15 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
Bwp = c1 + c2 * (P * 14.7) + C3 * (P * 14.7) ^ 2 'FVF para agua pura [bbl/STB]
Bw = Bwp * (1 + xw * YW * 0.0001) 'FVF para agua salada en contacto con gas [bbl/STB]
DensW = 62.4 / Bw 'Densidad del Agua lb/ft3
DensW = DensW * 16.01846
DensL = (CortAgua / 100) * DensW + (1 - (CortAgua / 100)) * DensO
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 12) = DensL
'Calcular viscosidad del liquido
'G = (3.1416 / 4) * (d ^ 2) * Vsl * DensL
'y = 10 ^ (3.0324 - 0.02023 * G)
'ViscO = (10 ^ y * ((9 * (TempX - 273.15) + 160) / 5)) - 1
If (API > 0) Then
'Viscosidad para crudo muerto por Beggs and Robinson '
Zvo = 3.0324 - 0.02023 * API
Yvo = 10 ^ Zvo
Xvo = Yvo / (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 1.163)
VISD = 10 ^ Xvo - 1
If ((P * 14.7) > 60) Then
'Viscosidad paracrudo vivo por debajo de la presion del punto de Burbuja.(Beggs and Robinson).
If (Rsol > 0) Then
avo = 10.715 / (Rsol + 100) ^ 0.515
bvo = 5.44 / (Rsol + 150) ^ 0.338
Viscov = avo * VISD ^ bvo
Else
ViscO = VISD
End If
Else
ViscO = VISD
End If
Else
ViscO = 0
End If
'ViscW = (TempX - 225.4) ^ (-1.637)
ViscW = Exp(1.003 - 0.01479 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.00001982 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2)
ViscL = CortAgua * ViscW + (1 - (CortAgua / 100)) * ViscO
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 10) = ViscL

```

```

'Calcular tension superficial
SURa68 = 39 - 0.2571 * API
SURa100 = 37.5 - 0.2571 * API
SUROIL = SURa68 - (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 68) * (SURa68 - SURa100) / 32
  If ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) <= 68 Then
SUROIL = SURa68
  Elseif ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) >= 100 Then
SUROIL = SURa100
  End If
Cgas = 1 - 0.024 * (P / 14.7) ^ 0.45
SUROIL = SUROIL * Cgas
SURa74 = 75 - 1.108 * (P * 14.7) ^ 0.349
SURa280 = 53 - 0.1048 * (P * 14.7) ^ 0.637
SURWATER = SURa74 - (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 74) * (SURa74 - SURa280) / 206
TenSup = (SURWATER * (CortAgua / 100) + SUROIL * (1 - CortAgua / 100))
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 14) = TenSup
'Calcular factor de compresibilidad
  'Correlacion de Sutton para presion y temperatura criticas
  Tc = 169.2 + 349.5 * SGFG - 74 * SGFG ^ 2
  Pc = 756.8 - 131 * SGFG - 3.6 * SGFG ^ 2
  Tr = ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67) / Tc
  Pr = (P * 14.7) / Pc
AA = 1.39 * (Tr - 0.92) ^ (0.5) - 0.36 * Tr - 0.1
BB = (0.62 - 0.23 * Tr) * Pr + ((0.066 / (Tr - 0.86)) - 0.037) * Pr ^ (2) + (0.32 / (10 ^ (9 * Tr - 1))) * Pr ^ 6
CC = 0.132 - 0.32 * Log(Tr) / Log(10)
DD = 10 ^ (0.3106 - 0.49 * Tr + 0.1824 * Tr ^ 2)
z1 = ((1 - AA) / (Exp(BB)))
z2 = CC * Pr ^ (DD)
ZFACTOR = AA + z1 + z2
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 19) = ZFACTOR
'Calcular densidad del gas
DenGas = (MWG * (P * 14.7)) / (ZFACTOR * 10.732 * ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67))
DensG = DenGas / 62.43
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 13) = DensG
'Calcular viscosidad del gas

AVg = ((9.379 + 0.016 * MWG) * ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67) ^ (1.5)) / (209.2 + 19.26 * MWG + ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67))
BVg = 3.448 + 0.01009 * MWG + 986.4 / ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67)
CVg = 2.4 - 0.2 * BVg
ViscG = AVg * 0.0001 * Exp(BVg * DensG ^ CVg)
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 11) = ViscG
.....

'Calcular cantidad de segmentos
.....

m = 0
q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 1
m = m + 1
Sheets("Ingreso de Datos").Select
Cells(q, 1) = m 'Segmento

```

```

q = q + 1
n = n - 1
Wend
q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
*****
'Ciclo de Lectura y Verificacion de los Datos intermedios
*****
d = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value
TempX = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value
P = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Value
dext = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 6).Value
Ta = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 7).Value
Ql = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 8).Value
Qg = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 9).Value
ViscL = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 10).Value
ViscG = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 11).Value
DensL = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 12).Value
DensG = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 13).Value
TenSup = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 14).Value
Rug = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 15).Value
Ang = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 16).Value
a = 3.1416 * d ^ 2 / 4
  If a >= 0 Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value = Ql / a
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 18).Value = Qg / a
  End If
Vsl = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value
Vsg = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 18).Value
Z = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 19).Value
DensOa = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 21).Value
pH = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value
  If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22) > 0.1 Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20) = (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22) / 100) * Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 8)
Qw = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20).Value
  ElseIf Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20) > 0 Then
Qw = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20).Value
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22) = (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20) / (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 8).Value)) * 100
CortAgua = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22).Value
  End If
If P < 1 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 1
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Select
MsgBox ("Presion fuera de Rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
Elseif P > 100 Then

```

```

contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 1
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Select
MsgBox ("Presion fuera de Rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
End If
If TempX > 424.15 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 2
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Select
MsgBox ("Temperatura fuera de Rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
End If
If Rug > 100 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 3
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 15).Select
MsgBox ("Rugosidad fuera de rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
End If
If Ang < -15 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 4
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 16).Select
MsgBox ("Angulo de Inclinación fuera de rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
Elseif Ang > 15 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 4
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 16).Select
MsgBox ("Angulo de Inclinación fuera de rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
End If
If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22) < 30 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador

```



```

Caso = 5
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22).Select
MsgBox ("Corte de Agua fuera de rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
Elseif Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22) > 90 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 5
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22).Select
MsgBox ("Corte de Agua fuera de rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
End If
Sheets("Datos Corrosion").Select
If pH < 3.5 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 6
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
MsgBox ("pH fuera de rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
Elseif pH > 6.5 Then
contador = q
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = contador
Caso = 6
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = Caso
MsgBox ("pH fuera de rango en la fila de excel numero:")
MsgBox (q)
UserForm2.Show
End If
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1) = 0
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2) = 0
.....
'Replicar datos de entrada de acuerdo al sistema
.....
Sheets("Datos Corrosion").Select
Cells(q, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 1).Value 'Segmento
Cells(q, 7) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'longitud
Cells(q, 11) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22).Value 'Corte de agua

Sheets("Resultados").Select
Cells(q, 1) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 1).Value 'Segmento
Cells(q, 2) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'longitud
Sheets("Modelo de Xiao").Select
Cells(q, 1) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 1).Value 'segmento
Cells(q, 2) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'longitud
Cells(q, 3) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Value 'Presion

```

Cells(q, 4) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value 'Temperatura  
Cells(q, 5) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value 'Vsl  
Cells(q, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 10).Value 'ViscL  
Cells(q, 7) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 12).Value 'DensL  
Cells(q, 8) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 18).Value 'Vsg  
Cells(q, 9) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 11).Value 'VicG  
Cells(q, 10) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 13).Value 'DensG  
Cells(q, 11) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 19).Value 'Compresibilidad  
Cells(q, 12) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 14).Value 'Tens. Superficial  
Cells(q, 14) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value 'Diamt interno  
Cells(q, 15) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 15).Value 'Rugosidad  
Cells(q, 20) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 16).Value 'Inclinación  
Sheets("Distrib. de Temp.").Select  
Cells(q, 1) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 1).Value 'Segmento  
Cells(q, 2) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'Longitud  
Cells(q, 3) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 7).Value 'Temp Amb  
Cells(q, 5) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 13).Value 'DensG  
Cells(q, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 12).Value 'DensL  
Cells(q, 7) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 11).Value 'ViscG  
Cells(q, 8) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 10).Value 'ViscL  
Cells(q, 10) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Value 'Presion  
Sheets("Modelos de CO2").Select  
Cells(q, 1) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 1).Value 'Segmento  
Cells(q, 2) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'Longitud  
Cells(q, 3) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value 'Vsl  
Cells(q, 4) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value 'diamt interno  
Cells(q, 5) = Sheets("Resultados").Cells(q, 3).Value 'Temperatura  
Cells(q, 6) = Sheets("Resultados").Cells(q, 5).Value 'Presion  
Cells(q, 7) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 8).Value 'ProcCO2  
Cells(q, 8) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value 'pH  
Cells(q, 9) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 14).Value 'Fuerza Ionica  
Cells(q, 14) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value 'pH  
Cells(q, 15) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value 'Temperatura  
Cells(q, 16) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Value 'Presion  
Cells(q, 17) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 8).Value 'ProcCO2  
Cells(q, 18) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value 'diamt Interno  
Cells(q, 19) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 11).Value 'CortAgua  
Cells(q, 20) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value 'Vsl  
Cells(q, 21) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 18).Value 'Vsg  
Cells(q, 22) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 21).Value 'DensOa  
Cells(q, 23) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 13).Value 'DensG  
Cells(q, 24) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 9).Value 'Qg  
Cells(q, 25) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 8).Value 'Ql  
Cells(q, 26) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 19).Value 'Z  
Cells(q, 27) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 15).Value 'Rug  
Cells(q, 28) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20).Value 'Qw  
Sheets("Modelos de H2S").Select  
Cells(q, 1) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 1).Value 'Segmento  
Cells(q, 2) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'Longitud  
Cells(q, 3) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value 'pH  
Cells(q, 4) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value 'Temperatura

```

Cells(q, 9) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 12).Value 'Concentracion H2S
Cells(q, 10) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 13).Value 'Concentracion H+
Cells(q, 11) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value 'Temperatura
Cells(q, 12) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value 'Diametro
Cells(q, 13) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'Longitud
Cells(q, 14) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 15).Value 'Dist Promedio Recorrida
Cells(q, 15) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 16).Value 'Densm
If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 1) > 0 Then
    *****
    'Condiciones establecidas por el usuario (si=0, no=1)
    *****
    '-----
    'Sin perfil de temperatura y sin perfil de presion
    '-----

    If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 1 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 1 Then
    Call DistribuciondeTemperatura(q)
    Call XIAOSOLO(q)
    TempX = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 4).Value
    P = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 3).Value

    '-----
    'Con perfil de temperatura y con perfil de presion
    '-----

    ElseIf Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 0 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 0 Then
    TempX = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 4).Value
    P = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 3).Value
    Sheets("Modelos de CO2").Select
    Cells(q + 1, 5) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value 'Temperatura
    Cells(q + 1, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Value 'Presion
    Sheets("Resultados").Select
    Cells(q + 1, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 4).Value 'Temperatura
    Cells(q + 1, 5) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 3).Value 'Presion

    '-----
    'Con perfil de temperatura y sin perfil de presion
    '-----

    ElseIf Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 0 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 1 Then
    Call XIAOSOLO(q)
    TempX = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 4).Value
    P = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 3).Value
    Sheets("Modelos de CO2").Select
    Cells(q + 1, 5) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 4).Value 'Temperatura
    Sheets("Resultados").Select
    Cells(q + 1, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 4).Value 'Temperatura

    '-----
    'Sin perfil de temperatura y con perfil de presion
    '-----

    ElseIf Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 1 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 0 Then
    Call DistribuciondeTemperatura(q)
    TempX = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 4).Value
    P = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 3).Value
    Sheets("Modelos de CO2").Select

```

```

Cells(q + 1, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 3).Value 'Presion
Sheets("Ingreso de Datos").Select
Cells(q + 1, 5) = Sheets("Resultados").Cells(q + 1, 3).Value 'Presion
End If
LAMBDA = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 8) / (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 8) + Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 9))
    If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 22) > 0.1 Then
Qw = (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 22) / 100) * Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 8)
        Elself Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 20) > 0 Then
Qw = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 20).Value
CortAgua = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 20) / (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 20) + Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 8)).Value
        End If
d = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 5).Value
a = 3.1416 * d ^ 2 / 4
    If a >= 0 Then
Vsl = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 8).Value / a
        End If
'Calcular densidad del liquido del siguiente punto
DensW = (998.2 / (1 + 0.0002 * (TempX - 20)))
DensO = (DensOa) - (1.825 - 0.001315 * DensOa) * (TempX - 20)
DensL = (CortAgua / 100) * DensW + (1 - LAMBDA) * DensO
mDenOil = 2.4638171 * SGO ^ 5 - 11.067322 * SGO ^ 4 + 19.864575 * SGO ^ 3 - 17.809579 * SGO ^ 2 + 7.9764129 * SGO - 1.4282403
DensOil1 = (mDenOil * (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60) + SGO) * 1000 * 0.062428
DensOil2 = 62.4 * (141.5 / (131.5 + API))
If DensOil1 > DensOil2 Then
DensO = DensOil1
Else
DensO = DensOil2
End If
DensO = DensO * 16.01846
YW = 1000 'Salinidad del Agua
    xw = 0.000000051 * (P * 14.7) + (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60) * (0.00000547 - 0.000000000195 * (P * 14.7)) + (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60)
    ^ 2 * (-0.0000000323 + 0.00000000000085 * (P * 14.7))
    c1 = 0.9911 + 0.0000635 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.00000085 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
    c2 = 0.000001093 - 0.000000003497 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.0000000000457 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
    C3 = -0.000000000005 + 6.429E-13 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 1.43E-15 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
    Bwp = c1 + c2 * (P * 14.7) + C3 * (P * 14.7) ^ 2 'FVF para agua pura [bbl/STB]
    Bw = Bwp * (1 + xw * YW * 0.0001) 'FVF para agua salada en contacto con gas [bbl/STB]
    DensW = 62.4 / Bw 'Densidad del Agua lb/ft3
    DensW = DensW * 16.01846
DensL = (CortAgua / 100) * DensW + (1 - (CortAgua / 100)) * DensO
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 12) = DensL
'Calcular viscosidad del liquido del siguiente punto
If (API > 0) Then
    'Viscosidad para crudo muerto por Beggs and Robinson '
    Zvo = 3.0324 - 0.02023 * API
    Yvo = 10 ^ Zvo
    Xvo = Yvo / (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 1.163)
    VISD = 10 ^ Xvo - 1
    If ((P * 14.7) > 60) Then
'Viscosidad paracrudo vivo por debajo de la presion del punto de Burbuja.(Beggs and Robinson).
    If (Rsol > 0) Then
        avo = 10.715 / (Rsol + 100) ^ 0.515
    End If
    End If
End If

```

```

bvo = 5.44 / (Rsol + 150) ^ 0.338
Viscov = avo * VISD ^ bvo
Else
ViscO = VISD
End If
Else
ViscO = VISD
End If
Else
ViscO = 0
End If
'ViscW = (TempX - 225.4) ^ (-1.637)
ViscW = Exp(1.003 - 0.01479 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.00001982 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2)
ViscL = CortAgua * ViscW + (1 - (CortAgua / 100)) * ViscO
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 10) = ViscL
'Calcular tension superficial del siguiente punto
SURa68 = 39 - 0.2571 * API
SURa100 = 37.5 - 0.2571 * API
SUROIL = SURa68 - (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 68) * (SURa68 - SURa100) / 32
If ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) <= 68 Then
SUROIL = SURa68
Elseif ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) >= 100 Then
SUROIL = SURa100
End If
Cgas = 1 - 0.024 * (P / 14.7) ^ 0.45
SUROIL = SUROIL * Cgas
SURa74 = 75 - 1.108 * (P * 14.7) ^ 0.349
SURa280 = 53 - 0.1048 * (P * 14.7) ^ 0.637
SURWATER = SURa74 - (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 74) * (SURa74 - SURa280) / 206 'revisar
TenSup = (SURWATER * (CortAgua / 100) + SUROIL * (1 - CortAgua / 100))
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 14) = TenSup
'Calcular factor de compresibilidad del siguiente punto
'Correlacion de Sutton para presion y temperatura criticas
Tc = 169.2 + 349.5 * SGFG - 74 * SGFG ^ 2
Pc = 756.8 - 131 * SGFG - 3.6 * SGFG ^ 2
Tr = ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67) / Tc
Pr = (P * 14.7) / Pc

AA = 1.39 * (Tr - 0.92) ^ (0.5) - 0.36 * Tr - 0.1
BB = (0.62 - 0.23 * Tr) * Pr + ((0.066 / (Tr - 0.86)) - 0.037) * Pr ^ (2) + (0.32 / (10 ^ (9 * Tr - 1))) * Pr ^ 6
CC = 0.132 - 0.32 * Log(Tr) / Log(10)
DD = 10 ^ (0.3106 - 0.49 * Tr + 0.1824 * Tr ^ 2)
z1 = ((1 - AA) / (Exp(BB)))
z2 = CC * Pr ^ (DD)
ZFACTOR = AA + z1 + z2
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 19) = ZFACTOR
'Calcular densidad del gas del siguiente punto
DenGas = (MWG * (P * 14.7)) / (ZFACTOR * 10.732 * ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67))
DensG = DenGas / 62.43
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 13) = DensG
'Calcular viscosidad del gas del siguiente punto

```

## APENDICES

```
AVg = ((9.379 + 0.016 * MWG) * ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67) ^ (1.5)) / (209.2 + 19.26 * MWG + ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67))
BVg = 3.448 + 0.01009 * MWG + 986.4 / ((TempX - 273.15) * (9 / 5) + 491.67)
CVg = 2.4 - 0.2 * BVg
ViscG = AVg * 0.0001 * Exp(BVg * DensG ^ CVg)
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q + 1, 11) = ViscG
End If
'If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 1 Then
'Call XIAOSOLOFPI
'End If
Sheets("Ingreso de Datos").Select
q = q + 1
n = n - 1
Wend
wer = 1
End Sub

Sub Informacion1()
If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 7) = "caasq" And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 9) = 18038708 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(3, 8) =
"SANCHEZCNW" Then
UserForm3.Show
Else
UserForm4.Show
End If
End Sub

Sub Informacion2()
If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 7) = "caasq" And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 9) = 18038708 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(3, 8) =
"SANCHEZCNW" Then
UserForm3.Show
Else
UserForm5.Show
End If
End Sub

Sub Informacion3()
If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 7) = "caasq" And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 9) = 18038708 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(3, 8) =
"SANCHEZCNW" Then
UserForm3.Show
Else
UserForm6.Show
End If
End Sub

Sub Informacion4()
If Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 7) = "caasq" And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 9) = 18038708 And Sheets("Ingreso de Datos").Cells(3, 8) =
"SANCHEZCNW" Then
UserForm3.Show
Else
Sheets("Datos Corrosion").Select
UserForm7.Show
End If
End Sub
```

```

Public Sub Refrescar()
Sheets("Datos Corrosion").Select
Range("F6").Select
Selection.ClearContents
Sheets("Datos Corrosion").Select
Columns("G:G").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("I:I").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("L:L").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("M:M").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("O:O").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("P:P").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("H:H").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("I:I").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("K:K").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Columns("N:N").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = False
Sheets("Datos Corrosion").Select
End Sub

```

## A.2.2 DISTRIBUCION DE TEMPERATURA

```
Public Sub DistribuciondeTemperatura(ByRef q)
```

```

'-----
'Función para determinar la distribución de los fluidos multifásicos en régimen permanente en tuberías
'Referencia: Transporte de Hidrocarburos por Ductos, Colegio de Ingenieros de Petroleo de Mexico A. C., Ing. Francisco Garai cochea Petrirena, Ing. Cesar
Bernal Huicochea, Ing. Oscar Lopez Ortiz(1991).
'-----
'Que asume el modelo:
'La transferencia de Calor esta regida por la conveccion y conduccion
'Tuberia Superficial
'El sistema termodinamico en cuestion para aplicar esta consituido por la tuberia y el fluido que se conduce.
'Presenta una alta dependencia del tipo de material del que esta constituida la tuberia.
'Las expresiones Fand y McAdams para cuerpos geometricos son aproximaciones experimentales.
'Considerar flujo radial y lineal resulta practimente lo mismo y no afecta apreciablemente al perfil de temperatura.
'El coeficiente interior puede modificarse para por la precensia de parafinas, incrustacones, recubrimientos anticorrosivos, a partir de la correlacion de
McAdams
'El coeficiente de transferencia en la pelicula exterior se calculara empleando la correlacion de Fand.
'Se supondra un tubo de longitud L, bajo un seccion que sera dx y un flujo horizontal monofasico.
'-----
'Descripción de variables
'Numericas:
'Txi: Temperatua en el punto final i [°F]
**Ta: Temperatura ambiente [K]
**Ti: Temperatura inicial ó al inicio de un punto [K]

```

```

**d: Diametro interno [in]
**dext: Diametro externo [in]
**P: Presion [lb/pg^2]
**Wg: Flujo masico o molar del gas [lbm/seg]
**Wo: Flujo masico o molar del crudo [lbm/seg]
**Ww: Flujo masico o molar del agua [lbm/seg]
**DensG: Densidad del gas [lbm/pie^3]
**DensL: Densidad del lliquido [lbm/pie^3]
**ViscG: Viscosidad del gas [cP]
**ViscL: Viscosidad de Liquido [cP]
'U: Coeficiente Global de transferencia de calor [Btu/(dia*pie**F)]
'hi: coeficiente de transferencia de calor por conveccion [Btu/(dia*pie**F)]
'ho: coeficiente en la pelicula externa de transferencia de calor [Btu/(dia*pie**F)]
'kh: conductividad termica el material [Btu/(dia*pie**F)]
'A: Area [m^2]
'Nu: Nusselt [Adim]
'NRe: Numero de Reynolds para la fase i [Adim]
'Cfg: Calor especifico de la fase gas [Btu/(lb**F)]; T < 250°F (122°C) y P < 2990 lb/in^2 (199 bar)
'Cfo: Calor especifico del crudo [Btu/(lb**F)]
'Cfw: calor espefico del agua [Btu/(lb**F)]
'X: Distancia entre Xi-1 y Xi [pie]
'Vf: Velocidad del fluido [pie/seg]
'Pr: Numero de Prandt [Adim]
'DensO: Densidad relativa del aceite [lbm/pie^3]
'Ro: Radio externo [pie]
'Ri: Radio interno [pie]
'khc: conductividad termica el material de concreto o recubrimiento [Btu/(dia*pie**F)]
'khs: conductividad termica el material de la superficie [Btu/(dia*pie**F)]
'khe: conductividad termica el material de la tierra [Btu/(dia*pie**F)]
'espesor = espesor de la tuberia, de acuerdo a la cedula de la tuberia [in]
'Z=Altura o cota entre la superficie de la tierra y el punto donde se encuentra el punto medio de la linea de flujo [pie]
'Alfanumericas:
**Caso: Determina la forma como se calculara el coeficiente global de transeferencia de calor
**TipoFlujo: Especifica si nos encontramos bajo una condicion de flujo radial o lineal en la tuberia
>(* datos de entrada)
'-----
*****
'Definir Variables
*****
Dim U As Single, d As Single, dext As Single, Ta As Double, Ti As Double, DensG As Double, DensW As Double, DensL As Double, ViscG As Double,
ViscL As Double, DensO As Double, Nre As Double, Pr As Double, hi As Double, ho As Double, Nui As Double, Nuo As Double, Vsl As Single, khc As
Double
Dim Caso As String, TipoFlujo As String, Cfo As Double, Cfw As Double, Cfg As Double
Dim n As Byte
*****
'Inicializacion las variables
*****
Caso = Superficial
TipoFlujo = Radial
khc = 600
'If Caso = " " Then
'Caso = "Superficial"

```



```

'End If
'If TipoFlujo = " " Then
'TipoFlujo = "Radial"
'End If
*****

'Lectura de los Datos intermedios
*****

DensOa = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 21).Value
Ta = (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 7) - 273.15) * 1.8 + 32
Ti = (Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4) - 273.15) * 1.8 + 32
DensG = Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q, 5) / 16.01846
DensL = Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q, 6) / 16.01846
P = Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q, 10) * 0.000145
Vsl = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17) * 3.28
d = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5) * 3.28
dext = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 6) * 3.28
ViscL = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 10).Value
Ql = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 8).Value
Qg = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 9).Value
Qw = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20).Value
L = Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q, 2).Value * 3.28
SGO = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 25).Value
API = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 23).Value
*****

'Calculos Intermedios
*****

DensW = (998.2 / (1 + 0.0002 * (Ti - 20)))
Wg = Qg * DensG*190479.394
Wo = Ql * DensL*190479.394
Ww = Qw * DensW*190479.394
Ro = dext / 2

'DensO = (DensOa) - (1.825 - 0.001315 * DensOa) * (Ti - 20)
mDenOil = 2.4638171 * SGO ^ 5 - 11.067322 * SGO ^ 4 + 19.864575 * SGO ^ 3 - 17.809579 * SGO ^ 2 + 7.9764129 * SGO - 1.4282403
DensOil1 = (mDenOil * (Ti - 60) + SGO) * 1000 * 0.062428
DensOil2 = 62.4 * (141.5 / (131.5 + API))
If DensOil1 > DensOil2 Then
DensO = DensOil1
Else
DensO = DensOil2
End If

DensO = DensO * 16.01846
Cfo = (0.388 + 0.00045 * Ti) / (DensO ^ (0.5))
Cfw = 1.0504 - (0.000605) * Ti + (0.00000179) * Ti ^ 2
Cfg = 0.428 + (0.0004038) * P + (0.0000000491 * P ^ 2) - (0.000000000357 * P ^ 3) + ((0.0010016) - (0.0000036787 * P) - (0.0000000003 * P ^ 2) + (3.4893E-13 * P ^ 3)) * Ti + ((-0.0000027674) + (0.0000000118 * P) + (2.5566E-12 * P ^ 2) - 1.6099E-15 * P ^ 3) * Ti ^ 2 + ((0.00000000045) - (1.32522E-11 * P) + (4.7895E-15 * P ^ 2) + (2.3605E-18 * P ^ 3)) * Ti ^ 3
Nre = (124 * d * Vsl * DensL) / ViscL
Pr = (58.06 * Cfw * ViscL) / khc
Nui = 0.023 * (Nre) ^ (0.28) * (Pr) ^ (0.4)
Nuo = (0.35 + 0.56 * (Nre) ^ (0.52)) * (Pr) ^ (0.3)
hi = Nui * khc / d
ho = Nuo * khc / d

```

```
'Select Case Caso
'Case Superficial
'If TipoFlujo = "Radial" Then
U = 1 / ((1 / hi) + ((Ro * Log(dext / d)) / khc) + (1 / ho))
'Elsif TipoFlujo = "Lineal" Then
'U = 1 / ((1 / hi) + (Xr / khc) + (Xt / khs))
'End If
'Case Enterrada
'If TipoFlujo = "Radial" Then
'S = 1 / (Log((Z + (Z ^ 2 - Ro ^ 2) ^ (0.5)) / Ro))
'U = 1 / (((Ro * Log(Ro / Ri)) / khc) + (Ro / Khe * S))
'Elsif TipoFlujo = "Lineal" Then
'U = 1 / ((1 / hi) + (Xr / khc) + (Xt / hkhs) + (Log(48 * Z / Di) / (24 * Khe / Di)))
'End If
a = (0.2618 * U * L) / (Wg * Cfg + (Ww * Cfw) / 2 + Wo * Cfo)
.....
'Estimo la temperatura en el punto final
.....
TempX = (Ta + (Ti - Ta) * Exp((-1) * a))
TempX = TempX - 32
TempX = TempX / 1.8
TempX = TempX + 273.15
Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q, 12).Value = TempX
Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q + 1, 4).Value = TempX
Sheets("Ingreso de Datos").Select
Cells(q + 1, 4) = Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q, 12).Value
Sheets("Modelo de Xíao").Select
Cells(q + 1, 4) = Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q, 12).Value
Sheets("Resultados").Select
Cells(q + 1, 6) = Sheets("Distrib. de Temp.").Cells(q, 12).Value
Sheets("Distrib. de Temp.").Select
End Sub
```

### A.2.3 MODELOS PARA CORROSIÓN POR CO<sub>2</sub>.

Public Sub PrediccionCO25()

.....  
'Funcion para determinar la tasa de corosion por la precensia de CO2 por los Modelos de Norsok M-506 y Waard, Lotz & Dugstad (modificado por ODDO)  
.....

'Descripción de variables

'Numericas:

\*\*P: Presion total del sistema [bar]

\*\*Tempx: Temperatura [K ó °F ó °C]

\*\*ProcCO2: Porcentaje molar de CO2 [%]

\*\*ProcH2S: Porcentaje molar de H2S [%]

\*\*d: Diametro hidraulico ó interno [m]

\*\*dext: Diametro externo de la tubería [m]

\*\*pHact: ph del medio corrosivo [Adim]

\*\*Vst: Velocidad Superficial del Liquido [m/s]

\*\*Vsg: Velocidad Superficial del Gas [m/s]

```

**ViscL: Viscosidad Dinamica del Liqido [cP ó Pa*s]
**ViscG: Viscosidad Dinamica del Gas [cP ó Pa*s]
**DensL: Densidad de la fase liquida [Kg/m^3 ó Lbm/pie^3]
**DensG: Densidad de la fase gas [Kg/m^3 ó Lbm/pie^3]
**Densw: Densidad de la fase agua [Kg/m^3 ó Lbm/pie^3]
**TenSup: Tensión superficial [N/m]
**Rug: Rugosidad de la tubería [m]
**Ang: Angulo de inclinación [°]
**i: Fuerza Ionica del agua en el flujo [mol]
**CortAgua: Corte de agua presente en el tueria [%]
**Qg: Caudal volumetrico del gas [m^3/s]
**Ql: Caudal volumetrico del liquido [m^3/s]
**L: Longitud Total de la tubería [m]
**Lc: distancia promedia recorrida por el flujo [m]
**CbH2S: es la concentración del volumen de H2S en la fase líquida [mol/m^3]
**CbH: es la concentración del volumen de los protones en la fase líquida [mol/m^3]
TCNRK: tasa de estimación de corrosión por CO2 por el modelo Norsok M-506 [mm/año]
TCJP: tasa de estimación de corrosión por H2S por el modelo Jepson & Tewari [mm/año]
TCWN: tasa de estimación de corrosión por H2S por el modelo Wei Sun & Nesic [mm/año]
>(* datos de entrada)
'-----
*****
'Definir Variables
*****
Dim L As Double, a As Double, TempX As Double, P As Double, ProcCO2 As Double, ProcH2S As Double, d As Double, Ta As Double, Ti As Double,
Espesor As Double, pHact As Double, Vsl As Double, Vsg As Double, ViscL As Double, ViscG As Double, DensL As Double, DensG As Double, DensW As
Double, Z As Double, TenSup As Double, Rug As Double, Ang As Double, ife As Double, CortAgua As Double, Qg As Double, Ql As Double, Lc As Double,
CbH2S As Double, CbH As Double, DensO As Double, Desnm As Double

Dim q As Long, n As Long

If Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "Por CO2" Or Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "" Then
*****

'Inicializacion las variables
*****

q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
*****

'Replicar datos de entrada de acuerdo al sistema
*****

Sheets("Modelos de CO2").Select
Cells(q, 6) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Value
Cells(q, 5) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value
Cells(q, 4) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value
Cells(q, 3) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value
Cells(q, 6) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 8).Value
Cells(q, 7) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 6).Value
Cells(q, 8) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value
Cells(q, 14) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value
Cells(q, 15) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value

```

```
Cells(q, 16) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 3).Value
Cells(q, 17) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 8).Value
Cells(q, 18) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value
Cells(q, 19) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 11).Value
Cells(q, 20) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value
Cells(q, 21) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 18).Value
Cells(q, 22) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 21).Value
Cells(q, 23) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 12).Value
Cells(q, 24) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 8).Value
Cells(q, 25) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 9).Value
Cells(q, 26) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 19).Value
Cells(q, 27) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 15).Value
Cells(q, 28) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20).Value
```

q = q + 1

n = n - 1

Wend

.....

'Estimación de las tasas de corrosión por CO2 y H2S

.....

Call TCNRK

Call TCWLDO

Elsif Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "Por H2S" Then

End If

Sheets("Resultados").Select

End Sub

Public Sub TCWLDO()

-----

'Función para determinar la tasa de estimación de corrosión por CO2 por el modelo de Waard, Lotz & Dugstad (considerando las modificaciones implementadas por ODDO)

'Referencia: J. E. Oddo (1999). Nace: 99041: The prediction of scale and CO2 corrosion in oil field systems.

-----

'Descripción de variables

'Numericas:

\*\*T: Temperatura [K]

\*\*Vs: Velocidad del liquido [m/s]

\*\*ProcCO2: Porcentaje molar de CO2 [%]

\*\*d: diametro hidraulico [m]

\*\*pHact: es el pH en la solución [Adim]

\*\*I: Fuerza Ionica producida por el agua [mol]

\*\*P: Presion [bar]

'H2CO3: Concentración de CO2 acuoso [mol/L]

'Re: Numero de Reynolds del liquido [Adim]

'FpH: Factor de corrección para el pH

'ViscL: Viscosidad dinamica [cP]

'ViscCinem: Viscosida cinematica [m^2/s]

'DensL: Densidad del fluido [Kg/m^3]

'DensW: Densidad del agua [Kg/m^3] Referencia: Vaxa Technologies (www.vaxasoftware.com)

'Diff: Coeficiente de difusión [K/cP]

```
'pHsat: es el pH de saturacion de los FeCo3 [Adim]
'Kh: Ctte [Adim]
'PBCO2: Presion parcial de CO2 [bar]
'fg: Fugacidad del CO2 [bar]
'c: parametro dependiente del regimen de flujo, para el aporte por la transferencia de masa [Adim]

>(* datos de entrada)
'-----
*****
'Definir Variables
*****
Dim PBCO2 As Double, DensL As Double, ViscL As Double, kh As Double, Vsl As Double, d As Double, TempX As Double, P As Double, ProcCO2 As
Double, pHact As Double, ife As Double
*****
'Inicializacion las variables
*****
RE = 0
PBCO2 = 0
fpH = 0
kh = 0
DIFF = 0
*****
'Ciclo de Lectura de Datos
*****
q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
P = Sheets("Resultados").Cells(q, 5)
TempX = Sheets("Resultados").Cells(q, 6)
d = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value
Vsl = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value
ProcCO2 = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 8).Value
pHact = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value
ife = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 14).Value
DensL = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 12).Value
ViscL = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 10).Value
*****
'Conversion de unidades
*****
'T1 = (TempX / 33.8) - 273.15
*****
'Calculos intermedios
*****
a = 3.1416 * (d ^ 2) / 4
'DensW = (998.2 / (1 + 0.0002 * (TempX - 20)))
YW = 1000 'Salinidad del Agua
xw = 0.000000051 * (P * 14.7) + (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60) * (0.00000547 - 0.000000000195 * (P * 14.7)) + (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60)
^ 2 * (-0.0000000323 + 0.0000000000085 * (P * 14.7))
c1 = 0.9911 + 0.0000635 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.00000085 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
c2 = 0.000001093 - 0.00000003497 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.0000000000457 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
C3 = -0.00000000005 + 6.429E-13 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 1.43E-15 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
Bwp = c1 + c2 * (P * 14.7) + C3 * (P * 14.7) ^ 2 'FVF para agua pura [bb/STB]
```

```

Bw = Bwp * (1 + xw * YW * 0.0001)      'FVF para agua salada en contacto con gas [bbl/STB]
DensW = 62.4 / Bw                      'Densidad del Agua lb/ft3
DensW = DensW * 16.01846
PBCO2 = (ProcCO2 / 100) * P
fg = Exp((P ^ 0.5) * (-0.00766 + 0.0008 * (TempX - 273.15) ^ (0.5) - 0.0000211 * (TempX - 273.15) + (-0.000577 + 0.0000372 * (TempX - 273.15) ^ (0.5) + 0.00000057 * (TempX - 273.15) * P + (0.0000044 - 0.000000296 * (TempX - 273.15) ^ (0.5) + 0.0000000051) * P ^ (1.5))))
pHsat = 5.4 - 0.66 * (fg * PBCO2)
fpH = 10 ^ (0.31 * (pHact - pHsat))
kh = (2.238 + 0.006348 * TempX - 0.000009972 * TempX ^ 2 + 0.00001234 * P + 0.0658 * ife ^ (0.5) - 0.033 * ife + 0.0479 * ife ^ (1.5) + 0.0001596 * TempX * ife ^ (0.5))
H2CO3 = fg * PBCO2 * kh
DIFF = (TempX - 273.15) / (ViscL / DensL) * 10 ^ (-17)
Nre = 124 * DensL * Vsl * d / ViscL
c = (Nre ^ 2) + 2.62 * 10 ^ 6
*****
'Estimo la tasa de corrosión
*****
Vreact = (10 ^ (5.8 - (1710 / TempX) + (0.67 * Log(fg * PBCO2) / Log(10)))) * fpH
Vmass = 0.023 * (H2CO3) * ((d ^ (0.7) * Vsl ^ (0.8)) / ((ViscL / DensL) ^ (0.5) * d ^ (0.2)))
Resultadob = 1 / (((1 / c * Vmass) + (1 / Vreact)))
Sheets("Resultados").Cells(q, 7) = Resultadob
Sheets("Resultados").Cells(q, 8) = Resultadob / 0.0254
Sheets("Modelos de CO2").Cells(q, 11) = Resultadob
Sheets("Modelos de CO2").Cells(q, 12) = Resultadob / 0.0254
q = q + 1
n = n - 1
Wend
End Sub

Public Sub TCNRK()
'-----
'Función para determinar la tasa de estimación de corrosión por CO2 por el modelo Norsok M-506
'Referencia: CO2 Corrosion Rate Calculation Model, Rev. 2. NORSOK standard No. M-506 (Oslo: Standards Norway, 2005). Consultado el 03 de enero de 2012: http://www.standard.no/en/Sectors/Petroleum/NORSOK-Standard-Categories/M-Material/M-5061.
'-----
'Descripción de variables
'Numericas:
**ProcCO2: Porcentaje molar de CO2 [%]
'PBCO2: Persion parcial de CO2 [bar]
**T: Temperatura [°C]
**DensO:Densidad del crudo [Kg/m^3]
**DensL:Densidad del liquido [Kg/m^3]
**DensG:Densidad del gas [Kg/m^3]
**DensW:Densidad del agua [Kg/m^3]
**CortAgua: Corte de agua [%]
**CortAgualNV: Corte de agua en el punto de inversion [%]
**P: Presion total del sistema [bar]
**d: Diametro hidraulico [m]
**Ql: Caudal del liquido []
**Qg: Caudal del gas []
'S: Tension de cizallamiento [Pa]
'Fraccl: Fraccion del liquido [Adim]

```

```
'a: Coeficiente de fugacidad del CO2 [bar]
**Usl: Velocidad superficial del liquido [m/s]
**Usg: Velocidad superficial del gas [m/s]
'Um: Velocidad de la mezcla [m/s]
'DensM: densidad de la mezcla [Kg/m^3]
'ViscL: Viscosidad dinamica del liquido [N*s/m^2]
'ViscO: Viscosidad dinamica del crudo [N*s/m^2]
'ViscW: Viscosidad del Agua [N*s/m^2]
'ViscG: Viscosidad dinamica del gas [N*s/m^2]
'ViscZ: Viscosidad de la mezcla [N*s/m^2]
'A: area de la sección transversal [m^2]
'pHact: es el pH del medio corrosivo [Adim]
'Kt: constante de temperatura usada en los calculos de tasa de corrosión
'pH: factor de pH a una temperatura [Adim]
'Tstd: es la temperatura estandar []
'LAMBDA: fración de liquido [Adim]
'Z: Factor de Compresibilidad [Adim]
'FCO2: Fugacidad del dióxido de carbono [bar]
'DensMez: Densidad de la Mezcla [Kg/m^3]
'Rug: Rugosidad [m]
'VicsRelt: Viscosidad Relativa Maxima
>(* datos de entrada)
'-----
*****
'Definir Variables
*****
Dim DensOa As Double, Resultadoa As Double, b As Double, ife As Double, pHact As Double, TempX As Double, P As Double, ProcCO2 As Double, d As Double, CortAgua As Double, DensO As Double, DensL As Double, DensG As Double, Qg As Double, Ql As Double, Vsl As Double, Vsg As Double, Z As Double, Rug As Double
Dim q As Byte, n As Byte
*****
'Ciclo de Lectura de Datos
*****
q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
P = Sheets("Resultados").Cells(q, 5)
TempX = (Sheets("Resultados").Cells(q, 6)) - 273.15
d = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value
Vsl = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 17).Value
Vsg = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 18).Value
ViscL = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 10).Value
ViscG = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 11).Value
'DensL = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 12).Value
DensG = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 13).Value
Rug = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 15).Value
Ql = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 8).Value
Qg = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 9).Value
Z = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 19).Value
Qw = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 20).Value
DensOa = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 21).Value
L = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 7).Value
```

```

ProcCO2 = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 8).Value
Proch2S = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 9).Value
pHact = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value
CortAgua = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 22).Value
*****

'Inicializacion las variables
*****

Tstd = 15.55
If ife = 0 Then
ife = 50
End If
If Z < 0.8 Or Z > 1 Then
Z = 0.9
End If
If DensG < 1 Or DensG > 1700 Then
DensG = (2.7 * 14.5 * 16.018 * P) / (Z * (460 + TempX / 33.8))
End If
If CortAgua / 100 < 0.3 Or CortAgua / 100 > 0.9 Then
CortAgua = 0.5
End If
If Rug < 0 Or Rug > 100 Then
Rug = 50
End If
If ViscG < 0.02 Or ViscG > 0.06 Then
ViscG = 0.03
End If
*****

'Calculos intermedios
*****

If P <= 250 Then
b = 10 ^ (P * (0.031 - 1.4 / TempX))
Else
b = 10 ^ (250 * (0.031 - 1.4 / TempX))
End If
PBCO2 = (ProcCO2 / 100) * P
FCO2 = b * PBCO2
'DensO = (DensOa) - (1.825 - 0.001315 * DensOa) * (TempX - 20)
mDenOil = 2.4638171 * SGO ^ 5 - 11.067322 * SGO ^ 4 + 19.864575 * SGO ^ 3 - 17.809579 * SGO ^ 2 + 7.9764129 * SGO - 1.4282403
DensOil1 = (mDenOil * (((TempX) * 1.8 + 32) - 60) + SGO) * 1000 * 0.062428
DensOil2 = 62.4 * (141.5 / (131.5 + API))
If DensOil1 > DensOil2 Then
DensO = DensOil1
Else
DensO = DensOil2
End If
DensO = DensO * 16.01846
'ViscW = ((TempX + 273) - 225.4) ^ (-1.637)
ViscW = Exp(1.003 - 0.01479 * (TempX * 1.8 + 32) + 0.00001982 * (TempX * 1.8 + 32) ^ 2)
'DensW = (998.2 / (1 + 0.0002 * (TempX - 20)))
YW = 1000 'Salinidad del Agua
xw = 0.000000051 * (P * 14.7) + (((TempX) * 1.8 + 32) - 60) * (0.00000547 - 0.000000000195 * (P * 14.7)) + (((TempX) * 1.8 + 32) - 60) ^ 2 * (-
0.0000000323 + 0.0000000000085 * (P * 14.7))

```



```

c1 = 0.9911 + 0.0000635 * ((TempX) * 1.8 + 32) + 0.00000085 * ((TempX) * 1.8 + 32) ^ 2
c2 = 0.000001093 - 0.00000003497 * ((TempX) * 1.8 + 32) + 0.0000000000457 * ((TempX) * 1.8 + 32) ^ 2
C3 = -0.000000000005 + 6.429E-13 * ((TempX) * 1.8 + 32) - 1.43E-15 * ((TempX) * 1.8 + 32) ^ 2
Bwp = c1 + c2 * (P * 14.7) + C3 * (P * 14.7) ^ 2 'FVF para agua pura [bbl/STB]
Bw = Bwp * (1 + xw * YW * 0.0001) 'FVF para agua salada en contacto con gas [bbl/STB]
DensW = 62.4 / Bw 'Densidad del Agua lb/ft3
DensW = DensW * 16.01846
Select Case TempX
Case 0 To 5
Kt = 0.42
Case 6 To 15
Kt = 1.59
Case 16 To 20
Kt = 4.762
Case 21 To 40
Kt = 8.927
Case 41 To 60
Kt = 10.695
Case 61 To 80
Kt = 9.949
Case 81 To 90
Kt = 6.25
Case 91 To 120
Kt = 7.77
Case Is > 121
Kt = 5.203
End Select
Select Case TempX
Case 0 To 5
If pHact >= 3.5 And pHact < 4.6 Then
fpH = 2.0676 - (0.2309 * pHact)
ElseIf pHact >= 4.6 And pHact <= 6.5 Then
fpH = 3.432 - (1.051 * pHact) + (0.0708 * pHact ^ 2)
End If
Case 6 To 15
If pHact >= 3.5 And pHact < 4.6 Then
fpH = 2.0676 - (0.2309 * pHact)
ElseIf pHact >= 4.6 And pHact <= 6.5 Then
fpH = 4.986 - (1.191 * pHact) + (0.0708 * pHact ^ 2)
End If
Case 16 To 20
If pHact >= 3.5 And pHact < 4.6 Then
fpH = 2.0676 - (0.2309 * pHact)
ElseIf pHact >= 4.6 And pHact <= 6.5 Then
fpH = 3.432 - (1.051 * pHact) + (0.0708 * pHact ^ 2)
End If
Case 21 To 40
If pHact >= 3.5 And pHact < 4.6 Then
fpH = 2.0676 - (0.2309 * pHact)
ElseIf pHact >= 4.6 And pHact <= 6.5 Then
fpH = 5.1886 - (1.2353 * pHact) + (0.0708 * pHact ^ 2)

```

```

End If
Case 41 To 60
If pHact >= 3.5 And pHact < 4.6 Then
    fpH = 1.836 - (0.1818 * pHact)
    Elseif pHact >= 4.6 And pHact <= 6.5 Then
        fpH = 15.444 - (6.1291 * pHact) + (0.8204 * pHact ^ 2) - (0.0371 * pHact ^ 3)
    End If
Case 61 To 80
If pHact >= 3.5 And pHact < 4.6 Then
    fpH = 2.6727 - (0.3636 * pHact)
    Elseif pHact >= 4.6 And pHact <= 6.5 Then
        fpH = 331.68 * Exp(-1.2618 * pHact)
    End If
Case 81 To 90
If pHact >= 3.5 And pHact < 4.57 Then
    fpH = 3.1355 - (0.4673 * pHact)
    Elseif pHact >= 4.57 And pHact < 5.62 Then
        fpH = 21254.68 * Exp(-2.1811 * pHact)
    Elseif pHact >= 5.62 And pHact <= 6.5 Then
        fpH = 0.4014 - (0.0538 * pHact)
    End If
Case 91 To 120
If pHact >= 3.5 And pHact < 4.3 Then
    fpH = 1.5375 - (0.125 * pHact)
    Elseif pHact >= 4.3 And pHact < 5 Then
        fpH = 5.9757 * Exp(-1.157 * pHact)
    Elseif pHact >= 5 And pHact <= 6.5 Then
        fpH = 0.546125 - (0.071225 * pHact)
    End If
Case 121 To 150
If pHact >= 3.5 And pHact < 3.8 Then
    fpH = 1
    Elseif pHact >= 3.8 And pHact < 5 Then
        fpH = 17.634 - (7.0945 * pHact) + (0.715 * pHact ^ 2)
    Elseif pHact >= 5 And pHact <= 6.5 Then
        fpH = 0.037
    End If
End Select
Um = (Vsl ^ 2) + (Vsg ^ 2)
LAMBDA = Ql / (Ql + Qg)
'If TempX >= 0 And TempX < 20 Then
'ViscW = 10 ^ (1301 / (998.333 + 8.1855 * (TempX - 20) + 0.00585 * (TempX - 20) ^ 2 - 1.30233))
'Elseif TempX >= 20 And TempX < 150 Then
'ViscW = 1.002 * (10 ^ ((1.3272 * (20 - TempX) - 0.001053 * (TempX - 20) ^ 2) / (TempX + 105)))
'End If
'If CortAgua / 100 < 0.45 Then
'Ko = CortAgua / (1.187 * (1 - (1 / ViscO) ^ (0.4)))
'ViscL = ViscO(1 + ((CortAgua / Ko) / (1.187 - (CortAgua / Ko)))) ^ (2.5)
'Else
'Kw = (1 - CortAgua) / (1.187 * (1 - (R / VicsRelt) ^ (0.4)))
'ViscL = ViscW(1 + (((1 - CortAgua) / Kw) / (1.187 - ((1 - CortAgua) / Kw)))) ^ (2.5)

```

```

'End If

ViscZ = ViscL * LAMBDA + ViscG * (1 - LAMBDA)
DensL = (CortAgua / 100) * DensW + (1 - (CortAgua / 100)) * DensO
'G = (3.1416 / 4) * (d ^ 2) * Vsl * DensL
'y = 10 ^ (3.0324 - 0.02023 * G)
'ViscO = 10 ^ ((y * ((9 * TempX + 160) / 5)) ^ (-1.165)) - 1
If (API > 0) Then
    'Viscosidad para crudo muerto por Beggs and Robinson '
    Zvo = 3.0324 - 0.02023 * API
    Yvo = 10 ^ Zvo
    Xvo = Yvo / (((TempX) * 1.8 + 32) ^ 1.163)
    VISD = 10 ^ Xvo - 1

    If ((P * 14.7) > 60) Then
        'Viscosidad paracrudo vivo por debajo de la presion del punto de Burbuja.(Beggs and Robinson).
        If (Rsol > 0) Then
            avo = 10.715 / (Rsol + 100) ^ 0.515
            bvo = 5.44 / (Rsol + 150) ^ 0.338
            Viscov = avo * VISD ^ bvo
        Else
            ViscO = VISD
        End If
    Else
        ViscO = VISD
    End If
Else
    ViscO = 0
End If

Densm = DensL * LAMBDA + (1 - LAMBDA) * DensG
F = 0.001375 * (1 + (2000 * Rugd / d) + (1000000 * (ViscZ / (Densm * Um * d))))
s = 0.5 * F * Densm * Um ^ 2
.....
'Estimo la tasa de corrosión
.....

Select Case TempX
Case 0 To 5
Resultadoa = Kt * FCO2 ^ (0.36) * fpH
Case 6 To 15
Resultadoa = Kt * FCO2 ^ (0.36) * fpH * (s / 19) ^ (0.146 + 0.0324 * (Log(FCO2) / Log(10)))
Case 16 To 150
Resultadoa = Kt * FCO2 ^ (0.62) * fpH * (s / 19) ^ (0.146 + 0.0324 * (Log(FCO2) / Log(10)))
End Select

Sheets("Resultados").Cells(q, 9) = Resultadoa
Sheets("Resultados").Cells(q, 10) = Resultadoa / 0.0254
Sheets("Modelos de CO2").Cells(q, 31) = Resultadoa
Sheets("Modelos de CO2").Cells(q, 32) = Resultadoa / 0.0254

q = q + 1
n = n - 1
Wend
End Sub

```

## A.2.4 MODELOS PARA CORROSION POR H<sub>2</sub>S

Public Sub PrediccionH2S5()

.....  
 'Funcion para determinar la tasa de corosion por la precensia de H2S por los Modelos de Wei Sun & Nestic y Jepson & Tewari  
 .....

'Descripción de variables

'Numericas:

'\*P: Presion total del sistema [bar]  
 '\*Tempx: Temperatura [K ó °F ó °C]  
 '\*ProcCO2: Porcentaje molar de CO2 [%]  
 '\*ProcH2S: Porcentaje molar de H2S [%]  
 '\*d: Diametro hidraulico ó interno [m]  
 '\*dext: Diametro externo de la tubería [m]  
 '\*pHact: ph del medio corrosivo [Adim]  
 '\*Vsl: Velocidad Superficial del Liquido [m/s]  
 '\*Vsg: Velocidad Superficial del Gas [m/s]  
 '\*ViscL: Viscosidad Dinamica del Liquido [cP ó Pa\*s]  
 '\*ViscG: Viscosidad Dinamica del Gas [cP ó Pa\*s]  
 '\*DensL: Densidad de la fase liquida [Kg/m^3 ó Lbm/pie^3]  
 '\*DensG: Densidad de la fase gas [Kg/m^3 ó Lbm/pie^3]  
 '\*Densw: Densidad de la fase agua [Kg/m^3 ó Lbm/pie^3]  
 '\*TenSup: Tensión superficial [N/m]  
 '\*Rug: Rugasidad de la tubería [m]  
 '\*Ang: Angulo de inclinación [°]  
 '\*i: Fuerza Ionica del agua en el flujo [mol]  
 '\*CortAgua: Corte de agua presente en el tueria [%]  
 '\*Qg: Caudal volumetrico del gas [m^3/s]  
 '\*Ql: Caudal volumetrico del liquido [m^3/s]  
 '\*L: Longitud Total de la tubería [m]  
 '\*Lc: distancia promedio recorrida por el flujo [m]  
 '\*CbH2S: es la concentración del volumen de H2S en la fase liquida [mol/m^3]  
 '\*CbH: es la concentración del volumen de los protones en la fase liquida [mol/m^3]  
 'TCNRK: tasa de estimación de corrosión por CO2 por el modelo Norsok M-506 [mm/año]  
 'TCJP: tasa de estimación de corrosión por H2S por el modelo Jepson & Tewari [mm/año]  
 'TCWN: tasa de estimación de corrosión por H2S por el modelo Wei Sun & Nestic [mm/año]  
 '(\* datos de entrada)

.....  
 'Definir Variables  
 .....

Dim L As Double, a As Double, TempX As Double, P As Double, ProcCO2 As Double, ProcH2S As Double, d As Double, Ta As Double, Ti As Double, Espesor As Double, pHact As Double, Vsl As Double, Vsg As Double, ViscL As Double, ViscG As Double, DensL As Double, DensG As Double, DensW As Double, Z As Double, TenSup As Double, Rug As Double, Ang As Double, ife As Double, CortAgua As Double, Qg As Double, Ql As Double, Lc As Double, CbH2S As Double, CbH As Double, DensO As Double, Desnm As Double

Dim q As Long, n As Long

If Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "Por H2S" Or Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "" Then

```

.....
'Inicializacion las variables
.....

q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
.....

'Replicar datos de entrada de acuerdo al sistema
.....

Sheets("Modelos de H2S").Select
Cells(q, 4) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value
Cells(q, 3) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value
Cells(q, 11) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 4).Value
Cells(q, 12) = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value
Cells(q, 9) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 12).Value
Cells(q, 10) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 13).Value
Cells(q, 13) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 7).Value
Cells(q, 14) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 15).Value
Cells(q, 15) = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 16).Value

q = q + 1
n = n - 1
Wend
.....

'Estimacion de las tasas de corrosión por CO2 y H2S
.....

Call TCJP
'Call TCWN
Elseif Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "Por CO2" Then
End If

Sheets("Resultados").Select
End Sub

Public Sub TCWN()
'-----
'Función para determinar la tasa de estimación de corrosión para H2S por el modelo de Wei Sun & Sdrjan Nestic (2007)
'Referencia: Wei Sun and Srdjan Nestic. (2007) NACE 07655 A mechanistic model of H2S corrosion of mild steel.
'-----

'Que asume el modelo:
'->El proceso de corrosión va vía un estado sólido en una reacción heterogénea en la superficie del acero.
'->Esta es siempre muy delgada (<<1 micro metro) pero una película densa de Mackinawite en la superficie del acero la cual actúa como una barrera sólida a la difusión para las especies sulfadas involucradas en las reacciones de corrosión.
'->Estas capas continuamente van en un proceso cíclico a través de los proceso de crecimiento, ruptura y delaminación que generan escamas externas de Mackinawite.
'->Este crecimiento del espesor de las escamas al exterior (típicamente >1 micrometro) sobre el tiempo y también presenta una barrera a la difusión.
'->Las escamas exteriores son capas muy porosas y muy flojas que con el tiempo se aflojan y pelan en un proceso muy agravado por el flujo.
'Tasa de retención de películas=Tasa de corrosión-tasa del daño mecánico
'-----

```

```

'Descripción de variables
'Numericas:
**Tk: es la temperatura en la solución [K], con T<150K
**L: Longitud entre las dos superficies donde ocurre el flujo [m]
**Lc: distancia promedio recorrida por el flujo [m]
'mos: es la masa de la escama de Mackinawite [Kg]
'di: diametro hidraulico [m]
**Densm: densidad del material seco [Kg/m^3]
**T: es la temperatura en la solución [K], con T<150K.
**CbH2S: es la concentración del volumen de H2S en la fase liquida [mol/m^3]
'Densw: densidad del agua respecto a la temperatura [Kg/m^3] Referencia: Vaxa Technologies (www.vaxasoftware.com)
'DensFeS: densidad del sulfuro de hierro [gr/cm 3]
'AH2S: Ctte de Arrhenius [mol/(s*m^2)]
'BH2S: Ctte de Arrhenius [J/mol]
'CsH2S: es la concentración de H2S en la en la superficie del acero [mol/m^3]
'Tort: es el factor de tortuosidad de las escamas de Mackinawite (Relación entre la longitud del tubo capilar equivalente al medio poroso y la longitud del medio poroso) [Adim]
'Porsd: es la porosidad de las escamas de Mackinawite externo
'KmH2S: es el coeficiente de transferencia de masa para el H2S en la capa limite hidrodinámica [m/s]
'DH2S: es el coeficiente de difusión para el H2S disuelto en agua
'dmack: es el espesor de la escama de Mackinawite [m]
'A: area de la sección transversal [m^2]
'TCH2S: Tasa de corrosión debido a las especies azufradas [mm/año]
'AH: ctte de Arrhenius [mol/(s*m^2)]
'BH:ctte de Arrhenius [J/mol]
'KmH: es el coeficiente de transferencia de masa para los protones en la capa limite hidrodinámica [m/s]
**CbH: es la concentración del volumen de los protones en la fase liquida [mol/m^3]
'CsH: es la concentración de los protones en la en la superficie del acero [mol/m^3]
'DH: es el coeficiente de difusión para los protones disuelto en agua [m^2/s]
'dmack: es el espesor de la escama de Mackinawite = mos/(A * DensFeS)
'TCH+: Tasa de corrosión debido a los protones [mm/año]
'SDR: tasa de retención de las peliculas
'SRR: tasa de daño mecanico a las peliculas
'MFeS: masa molar de sulfuro de hierro [Kg/mol]
'R: constante universal de los gases [J/(mol*K)]
>(* datos de entrada)
'-----
*****
'Definir Variables
*****
Dim ai As Double, bi As Double, Resultadod As Double, L As Double, TempX As Double, d As Double, Lc As Double, CbH2S As Double, CbH As Double,
Desnm As Double
Dim q As Long, n As Long
*****
'Inicializacion las variables
*****
r = 8.314
AH2S = 1.3 * 10 ^ 4
BH2S = 15500
CsH2S = 1 * 10 ^ -7
DH2S = 2 * 10 ^ -9
Tort = 0

```

```

Porsd = 0
KmHH2S = 1 * 10 ^ 4
Densf = 1000
TCH2S = 0
DensFeS = 2.66
AH = 3.9 * 10 ^ 4
BH = 15500
KmH = 3 * 10 ^ 4
CsH = 1 * 10 ^ -7
DH = 2.8 * 10 ^ -8
TCH = 0
*****

'Ciclo de Lectura de Datos
*****

q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
TempX = Sheets("Resultados").Cells(q, 6).Value
d = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 5).Value
L = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 7).Value
CbH2S = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 12).Value
CbH = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 13).Value
Lc = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 15).Value
Densm = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 16).Value
*****

'Calculos iniciales
*****

a = 3.1416 * (d ^ 2) / 4
'DensW = (0.00002 * ((TempX / 33.8) + 273.15) ^ 3 - 0.0255 * ((Ti / 33.8) + 273.15) ^ 2 + 8.9491 * ((Ti / 33.8) + 273.15)) * 0.0624
YW = 1000 'Salinidad del Agua
xw = 0.000000051 * (P * 14.7) + (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60) * (0.00000547 - 0.000000000195 * (P * 14.7)) + (((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 60)
^ 2 * (-0.0000000323 + 0.0000000000085 * (P * 14.7))
c1 = 0.9911 + 0.0000635 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.00000085 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
c2 = 0.000001093 - 0.00000003497 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) + 0.0000000000457 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
C3 = -0.00000000005 + 6.429E-13 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) - 1.43E-15 * ((TempX - 273.15) * 1.8 + 32) ^ 2
Bwp = c1 + c2 * (P * 14.7) + C3 * (P * 14.7) ^ 2 'FVF para agua pura [bbl/STB]
Bw = Bwp * (1 + xw * YW * 0.0001) 'FVF para agua salada en contacto con gas [bbl/STB]
DensW = 62.4 / Bw 'Densidad del Agua lb/ft3
DensW = DensW * 16.01846

If Lc = " " Or L = " " Then
Tort = 0.003
Else
Tort = Lc / L
End If

If Densm = " " Then
Porsd = 0.9
Else
Porsd = Densm / (Densm + (DensW / Densm))
End If
*****

'Efecto para la tasa de corrosión por H2S
*****

```

```

ai = 0
bi = 50000000
Do While Abs(ai - bi) <= 0.001
c1 = (ai + bi) / 2
TCH2Sai = ai - (AH2S * Exp(BHS2 / (r * TempX)) * Log((CbH2S - ai / KmH2S) / CsH2S))
TCH2Sbi = bi - (AH2S * Exp(BHS2 / (r * TempX)) * Log((CbH2S - bi / KmH2S) / CsH2S))
TCH2SCi = ci - (AH2S * Exp(BHS2 / (r * TempX)) * Log((CbH2S - ci / KmH2S) / CsH2S))
If TCH2Sai * TCH2SCi < 0 Then
bi = ci
Elseif TCH2Sbi * TCH2SCi < 0 Then
ai = ci
End If
TCH2S = TCH2SCi
Loop
SDR = 0.5 * (1 + 0.55 ^ 0.2) * TCH2S
SRR = TCH2S - SDR
MFe2 = 0.001 * (88)
mos = SRR * MFeS
dmack = mos / (a * DensFeS)
ai = 0
bi = 50000000
Do While Abs(ai - bi) <= 0.001
TCH2Sai = ai - AH2S * Exp(BHS2 / (r * TempX)) * Log((CbH2S - ai((dmack / (DH2S * Tort * Porsd)) + (1 / KmH2S)))) / CsH2S
TCH2Sbi = bi - AH2S * Exp(BHS2 / (r * TempX)) * Log((CbH2S - bi((dmack / (DH2S * Tort * Porsd)) + (1 / KmH2S)))) / CsH2S
TCH2SCi = ci - AH2S * Exp(BHS2 / (r * TempX)) * Log((CbH2S - ci((dmack / (DH2S * Tort * Porsd)) + (1 / KmH2S)))) / CsH2S
If TCH2Sai * TCH2SCi < 0 Then
bi = ci
Elseif TCH2Sbi * TCH2SCi < 0 Then
ai = ci
End If
SDR = 0.5 * (1 + 0.55 ^ 0.2) * TCH2Speli
SRR = TCH2S - SDR
MFe2 = 0.001 * (88)
mos = SRR * MFeS
dmack = mos / (a * DensFeS)
TCH2Speli = TCH2SCi
Loop
dmackULT = dmack
TCH2Sfinal = TCH2Speli
.....
'Efecto para la tasa de corrosión por H+
.....
ai = 0
bi = 50000000
Do While Abs(ai - bi) <= 0.001
TCHai = ai - AH * Exp(BH / (r * TempX)) * Log((CbH - ai((dmackULT / (DH * Tort * Porsd)) + (1 / KmH))) / CsH)
TCHbi = bi - AH * Exp(BH / (r * TempX)) * Log((CbH - bi((dmackULT / (DH * Tort * Porsd)) + (1 / KmH))) / CsH)
TCHci = ci - AH * Exp(BH / (r * TempX)) * Log((CbH - ci((dmackULT / (DH * Tort * Porsd)) + (1 / KmH))) / CsH)
If TCH2Sai * TCH2SCi < 0 Then
bi = ci
Elseif TCH2Sbi * TCH2SCi < 0 Then

```



```

ai = ci
End If
TCH = TCHci
Loop
TCHfinal = TCH
*****
'Estimo la tasa de corrosión
*****

Resultadod = TCH2Sfinal + TCHfinal
Sheets("Resultados").Cells(q, 13) = Resultadod
Sheets("Resultados").Cells(q, 14) = Resultadod / 0.0254
Sheets("Modelos de H2S").Cells(q, 17) = Resultadod
Sheets("Modelos de H2S").Cells(q, 18) = Resultadod / 0.0254

q = q + 1
n = n - 1
Wend
End Sub

Public Sub TCJP()
'-----
'Función para determinar la tasa de estimación de corrosión para H2S por el modelo de Jepson & Tewari (1979)
'Referencia: S. Smith, J.L. Pacheco, ExxonMobil Production Company (2002). NACE 02241 Prediction of corrosion in slightly sour environments.
'-----

'Que asume el modelo:
'FeS + H+ -> Fe(HS)+
'-----

'Descripción de variables
'Numericas:
''pHact: es el ph del medio corrosivo [adim]
''TempX: es la temperatura en la solución [K], con T<150K
'(* datos de entrada)
'-----
*****

'Definir Variables
*****

Dim pHact As Double, TempX As Double, Resultadoc As Double, q As Byte
*****

'Ciclo de Lectura de Datos
*****

q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
pHact = Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, 10).Value
TempX = Sheets("Resultados").Cells(q, 6).Value
*****

'Estimo la tasa de corrosión
*****

If pHact = 0 Or TempX = 0 Then
MsgBox ("No hay datos")
End If

If pHact < 1.5 Then

```

```

MsgBox ("pH fuera de rango")
End If

If TempX <= 150 Then
MsgBox ("Temperatura fuera de rango")
End If
Resultadoc = (Exp(-9255 / TempX) * (10 ^ (-pHact)) * (5.848E+17))
Sheets("Resultados").Cells(q, 11) = Resultadoc
Sheets("Resultados").Cells(q, 12) = Resultadoc / 0.0254
Sheets("Modelos de H2S").Cells(q, 6) = Resultadoc
Sheets("Modelos de H2S").Cells(q, 7) = Resultadoc / 0.0254
q = q + 1
n = n - 1
Wend
End Sub

```

## A.2.5 MODELO DE ESTIMACION

```

Public Sub EstimacionCorrosion()
'-----
'Función para estimar el mecanismo predominante de corrosion como funcion de la condicones de las presiones parciales de los componentes
'(1995) EFC (European Federation of Corrosión) para definir us sistema agrio
'-----

'Descripción de variables
'Numericas:
'*Pii: Presion total inicial del sistema [bar]
'*Tii: Temperatura inicial en el segmento de tubería [K ó °F ó °C]
'**ProcCO2i: Porcentaje molar de CO2 al inicio [%]
'**Proch2Si: Porcentaje molar de H2S inicio [%]
'*pHacti: ph del medio corrosivo [Adim]
'PBCO2: Presion parcial del CO2 en la fase gas [bar]
'PBH2S: Presion parcial del H2S en la fase gas [bar]
'(* datos de entrada)
'-----
*****
'Definir Variables
*****
Dim Tii As Integer, Pii As Integer, ProcCO2i As Single, Proch2Si As Single, PBCO2 As Single, PBH2S As Single, pHacti As Byte
*****
'Lectura de los Datos inicial
*****
Sheets("Datos Corrosion").Select
Tii = Cells(6, 1).Value
Pii = Cells(6, 2).Value
ProcCO2i = Cells(6, 3)
Proch2Si = Cells(6, 4)
pHacti = Cells(6, 5)
*****
'Comprobar las condiciones iniciales
*****
PBCO2 = (ProcCO2i / 100) * Pii
PBH2S = (Proch2Si / 100) * Pii

```

```

*****
'Comprobar Condicion
*****

If Tii > 423.15 Then
MsgBox ("Corrosión a alta temperatura, fuera de rango de validez para el programa")
End If

If Pii > 40 Then
MsgBox ("Corrosión a presiones fuera de rango de validez para el programa")
End If

If PBCO2 = 0 And PBH2S = 0 Then
Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "No se puede definir"
Elseif PBCO2 > 29 And PBHS2 < 0.1 Then
Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "Por CO2"
Sheets("Datos Corrosion").Select
Columns("G:G").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("I:I").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("L:L").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("M:M").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("O:O").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("P:P").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Elseif PBH2S >= 1 And pHacti > 3.5 Then
Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "Por H2S"
Sheets("Datos Corrosion").Select
Columns("H:H").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("I:I").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("K:K").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("N:N").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Elseif PBH2S >= 0.01 And pHacti < 3.5 Then
Sheets("Datos Corrosion").Cells(6, 6) = "Por H2S"
Sheets("Datos Corrosion").Select
Columns("H:H").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("I:I").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("K:K").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
Columns("N:N").Select
Selection.EntireColumn.Hidden = True
End If
End Sub

```

## A.2.6 MODELO DE FLUJO MULTIFASICO

Declare Sub XIAODLL Lib "XIAODLL.dll" (ByRef VSG1 As Single, ByRef VSL1 As Single, ByRef ANGX1 As Single, ByRef DI1 As Single, ByRef ED1 As Single, ByRef PX1 As Single, ByRef DENG1 As Single, ByRef DENL1 As Single, ByRef VISG1 As Single, ByRef VISL1 As Single, ByRef SURL1 As Single, ByRef E1 As Single, ByRef PGF1 As Single, ByRef PGE1 As Single, ByRef PGA1 As Single, ByRef PGT1 As Single, ByRef IFP1 As Integer, ByRef IOERR As Integer, ByRef IERR As Integer, ByRef FFL1 As Single, ByRef FFG1 As Single, ByRef FFI1 As Single)

Public Sub XIAOSOLO(ByRef q)

\*\*\*\*\*

'Declaracion de las Variables

\*\*\*\*\*

Dim PS As Double, VSG1 As Single, VSL1 As Single, ANGX1 As Single, DI1 As Single, ED1 As Single, PX1 As Single, DENG1 As Single, DENL1 As Single, VISG1 As Single, VISL1 As Single, SURL1 As Single, E1 As Single, PGF1 As Single, PGE1 As Single, PGA1 As Single, PGT1 As Single, IFP1 As Integer, IOERR As Integer, IERR As Integer, FFL1 As Single, FFG1 As Single, FFI1 As Single

Dim IFP2 As String

\*\*\*\*\*

'Ciclo de Lectura de Datos

\*\*\*\*\*

VSL1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 5)  
 VSG1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 8)  
 QIG1 = 0  
 QIL1 = 0  
 DENL1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 7)  
 DENG1 = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 14)  
 VISL1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 6)  
 VISG1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 9)  
 SURL1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 12)  
 DI1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 14)  
 EA = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 15)  
 Ang = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 20)  
 ANGX = Ang  
 ED1 = EA / DI1  
 PX1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 3) \* 100000  
 L = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 2)

\*\*\*\*\*

'Empleo del modelo de Xiao

\*\*\*\*\*

Call XIAODLL(VSG1, VSL1, ANGX1, DI1, ED1, PX1, DENG1, DENL1, VISG1, VISL1, SURL1, E1, PGF1, PGE1, PGA1, PGT1, IFP1, IOERR, IERR, FFL1, FFG1, FFI1)

Select Case IFP1

Case 1

IFP2 = "Liq"

Case 2

IFP2 = "Gas"

Case 3

IFP2 = "Distrib" "DISTRIBUIDO"

Case 4

IFP2 = "SL" "INTERMITENTE"

Case 5

IFP2 = "Segre" "SEGREGADO"

Case 7

```

    IFP2 = "SS"
Case 8
    IFP2 = "SW"
Case 9
    IFP2 = "AN"
Case 10
    IFP2 = "BD"
End Select
*****
'Ciclo para Mostrar los Resultado obtenidos
*****
Sheets("Modelo de Xiao").Select
    Cells(q, 21) = PGF1 'Pa/m
    Cells(q, 22) = PGE1 'Pa/m
    Cells(q, 23) = PGA1 'Pa/m
    Cells(q, 24) = PGT1 'Pa/m
    Cells(q, 25) = E1
    Cells(q, 26) = IFP2
    Cells(q, 27) = FFL1
    PS = PX1 - (PGT1 * L)
    Cells(q, 28) = PS / 100000
    Cells(q + 1, 3) = Cells(q, 28)
Sheets("Resultados").Select
Cells(q, 3) = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 24)
Cells(q, 4) = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 26)
Cells(q + 1, 5) = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 28)
Sheets("Ingreso de Datos").Select
Cells(q + 1, 3) = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 28).Value
Sheets("Distrib. de Temp.").Select
Cells(q + 1, 10) = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 28).Value
Sheets("Modelo de Xiao").Select
End Sub

Public Sub XIAOSOLOFPI()
*****
'Declaracion de las Variables
*****
Dim PS As Double, VSG1 As Single, VSL1 As Single, ANGX1 As Single, DI1 As Single, ED1 As Single, PX1 As Single, DENG1 As Single, DENL1 As Single, VISG1 As Single, VISL1 As Single, SURL1 As Single, E1 As Single, PGF1 As Single, PGE1 As Single, PGA1 As Single, PGT1 As Single, IFP1 As Integer, IOERR As Integer, IERR As Integer, FFL1 As Single, FFG1 As Single, FFI1 As Single

Dim IFP2 As String
q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
*****
'Ciclo de Lectura de Datos
*****

```

```

VSL1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 5)
VSG1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 8)
QIG1 = 0
QLL1 = 0
DENL1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 7)
DENG1 = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 14)
VISL1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 6)
VISG1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 9)
SURL1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 12)
DI1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 14)
EA = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 15)
Ang = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 20)
ANGX = Ang
ED1 = EA / DI1
PX1 = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 3) * 100000
L = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 2)
*****
'Empleo del modelo de Xiao
*****
Call XIAODLL(VSG1, VSL1, ANGX1, DI1, ED1, PX1, DENG1, DENL1, VISG1, VISL1, SURL1, E1, PGF1, PGE1, PGA1, PGT1, IFP1, IOERR, IERR,
FFL1, FFG1, FFI1)
Select Case IFP1
Case 1
IFP2 = "Liq"
Case 2
IFP2 = "Gas"
Case 3
IFP2 = "Distrib" 'DISTRIBUIDO
Case 4
IFP2 = "SL" 'INTERMITENTE
Case 5
IFP2 = "Segre" 'SEGREGADO
Case 7
IFP2 = "SS"
Case 8
IFP2 = "SW"
Case 9
IFP2 = "AN"
Case 10
IFP2 = "BD"
End Select
*****
'Ciclo para Mostrar los Resultado obtenidos
*****
Sheets("Modelo de Xiao").Select
Cells(q, 21) = PGF1 'Pa/m
Cells(q, 22) = PGE1 'Pa/m
Cells(q, 23) = PGA1 'Pa/m

```

```

Cells(q, 24) = PGT1 'Pa/m
Cells(q, 25) = E1
Cells(q, 26) = IFP2
Cells(q, 27) = FFL1
Sheets("Resultados").Select
Cells(q, 3) = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 24)
Cells(q, 4) = Sheets("Modelo de Xiao").Cells(q, 26)
Sheets("Modelo de Xiao").Select
q = q + 1
n = n - 1
Wend
End Sub

Public Sub XIAOSOLOPERFIL()
*****
'Declaracion de las Variables
*****
Dim PS As Double, VSG1 As Single, VSL1 As Single, ANGX1 As Single, DI1 As Single, ED1 As Single, PX1 As Single, DENG1 As Single, DENL1 As
Single, VISG1 As Single, VISL1 As Single, SURL1 As Single, E1 As Single, PGF1 As Single, PGE1 As Single, PGA1 As Single, PGT1 As Single, IFP1 As
Integer, IOERR As Integer, IERR As Integer, FFL1 As Single, FFG1 As Single, FFI1 As Single
Dim IFP2 As String
*****
'Ciclo de Lectura de Datos
*****
I = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
    VSL1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 5)
    VSG1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 8)
    QIG1 = 0
    QIL1 = 0
    DENL1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 7)
    DENG1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 14)
    VISL1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 6)
    VISG1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 9)
    SURL1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 12)
    DI1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 14)
    EA = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 15)
    Ang = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 20)
    ANGX = Ang
    ED1 = EA / DI1
    PX1 = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 3) * 100000
    L = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(I, 2)
*****
'Empleo del modelo de Xiao
*****
    Call XIAODLL(VSG1, VSL1, ANGX1, DI1, ED1, PX1, DENG1, DENL1, VISG1, VISL1, SURL1, E1, PGF1, PGE1, PGA1, PGT1, IFP1, IOERR, IERR,
    FFL1, FFG1, FFI1)
    Select Case IFP1

```

```

Case 1
  IFP2 = "Liq"
Case 2
  IFP2 = "Gas"
Case 3
  IFP2 = "Distrib" 'DISTRIBUIDO
Case 4
  IFP2 = "SL" 'INTERMITENTE
Case 5
  IFP2 = "Segre" 'SEGREGADO
Case 7
  IFP2 = "SS"
Case 8
  IFP2 = "SW"
Case 9
  IFP2 = "AN"
Case 10
  IFP2 = "BD"
End Select
*****
'Ciclo para Mostrar los Resultado obtenidos
*****
Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Select
  Cells(1, 21) = PGF1 'Pa/m
  Cells(1, 22) = PGE1 'Pa/m
  Cells(1, 23) = PGA1 'Pa/m
  Cells(1, 24) = PGT1 'Pa/m
  Cells(1, 25) = E1
  Cells(1, 26) = IFP2
  Cells(1, 27) = FFL1
Sheets("Resultados").Select
Cells(1, 3) = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(1, 24)
Cells(1, 4) = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(1, 26)
Cells(1, 5) = Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Cells(1, 28)
  I = I + 1
  n = n - 1
Wend
Sheets("Modelo de Xiao con perfil").Select
End Sub

```

## A.2.7 PREPARAR LAS GRAFICAS

```

Sub Preparacion()
L = 0
Li = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 2).Value 'longitud inicial
L = Li
Sheets("Informacion para las graficas").Select
Cells(15, 2) = L
Cells(15, 5) = L

```



```

Cells(15, 8) = L
Cells(15, 14) = L * 3.28
q = 16
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5) - 1
While n > 0
LQ = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value
L = L + LQ
Sheets("Informacion para las graficas").Select
Cells(q, 2) = L
Cells(q, 5) = L
Cells(q, 8) = L
Cells(q, 14) = L * 3.28
Cells(q, 3) = Sheets("Resultados").Cells(q, 5).Value 'Presion
Cells(q, 6) = Sheets("Resultados").Cells(q, 6).Value 'Temperatura
LQ = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'longitud
L = L + LQ
q = q + 1
n = n - 1
Wend
q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
While n > 0
Cells(q, 3) = Sheets("Resultados").Cells(q, 5).Value 'Presion
Cells(q, 6) = Sheets("Resultados").Cells(q, 6).Value 'Temperatura
Cells(q, 9) = Sheets("Resultados").Cells(q, 7).Value 'TCWLDO mm
Cells(q, 10) = Sheets("Resultados").Cells(q, 9).Value 'TCNRK mm
Cells(q, 11) = Sheets("Resultados").Cells(q, 11).Value 'TCJP mm
Cells(q, 12) = Sheets("Resultados").Cells(q, 13).Value 'TCWN mm
Cells(q, 15) = Sheets("Resultados").Cells(q, 8).Value 'TCWLDO mpy
Cells(q, 16) = Sheets("Resultados").Cells(q, 10).Value 'TCNRK mpy
Cells(q, 17) = Sheets("Resultados").Cells(q, 12).Value 'TCJP mpy
Cells(q, 18) = Sheets("Resultados").Cells(q, 14).Value 'TCWN mpy
LQ = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, 2).Value 'longitud
L = L + LQ
q = q + 1
n = n - 1
Wend
Sheets("Informacion para las graficas").Select
End Sub

```

### **A.3 CODIGO FUENTE DEL MODELO INTEGRADO (DESARROLLO EN FORTRAN).**

Nota marginal:

El presente material corresponde a la Librería Dinámica (DLL) facilitada para el desarrollo del modelo integrado, la misma es propiedad Intelectual de PDVSA-Intevep, razón por la cual no puede ser presentada ni facilitada bajo ninguna forma sin previo permiso.

Sin embargo, se esclarece que el mismo código si fue revisado y analizado por el tesista para comprender la forma en que opera, que variables agrupa para sus cálculos que son base para la predicción de los patrones flujo y estimar la caída depresión.

Finalmente el mismo material también sirvió como base para establecer el diagrama de flujo del Modelo de Xiao & colaboradores (1990) que se presenta en este trabajo especial de grado.

## A.4 PANTALLAS DE EJECUCIÓN DE LOS USERFORM (EXCEL CON VBA).

A continuación se muestran las pantallas correspondientes a la interfaz gráfica desarrollada para el uso del usuario, las cuales sirven de guía para introducir los datos punto a punto en el *software* y también muestra información sobre elementos o variables con que trabaja cada modelo.

### A.4.1 USERFORM1

The screenshot shows a software window titled "Ventana de ayuda para cargar los datos de entrada." with a close button in the top right corner. The window contains the following elements:

- Title Bar:** "Ventana de ayuda para cargar los datos de entrada." with a close button (X).
- Text:** "Modelo Integrado de Estimación de la Tasa de Corrosion por la presencia de CO2 y H2S (modelo de Flujo Multifasico de Xiao y Colaboradores, Modelo de Distribucion de Temperatura del Colegio de Ingenieros de Petroleo de Mexico A. C.)"
- Form Fields:**
  - "Numero de segmentos" with an input field.
  - "Casos" section with four radio buttons:
    - Se da perfil de Presion y Temperatura
    - No se da ni perfil de Presion ni de Temperatura
    - Se da Perfil de Presion, pero de no de temperatura
    - No se da perfil de presion pero si de Temperatura
- Buttons:** "Limpiar Casillas" and "Cargar Información".
- Tabbed Interface:**
  - Active tab: "Datos Iniciales y de Referencia".
  - Other tabs: "Datos (flujo multifasico y distribución de temperatura)", "Datos (Corrosion por CO2 y H2S)".
- Data Entry Section:**
  - Requeridas:**
    - Grados API [Adim] with input field.
    - Peso Molecular Promedio gas [g/mol] with input field.
    - Gravedad especifica del Crudo [Adim] with input field.
    - Gravedad Especifica del Gas [Adim] with input field.
  - Opcionales:**
    - DensO a 20°C [Adim] with input field.
    - Relacion de Solubilidad [Adim] with input field.
- Buttons:** "Limpiar Datos" and "Cargar Información".

Datos Iniciales y de Referencia | Datos (flujo multifasico y distribución de temperatura) | Datos (Corrosion por CO2 y H2S)

Longitud [m]      Diámetro Externo [m]      Rugosidad [m]

Presion [Bar]      Temperatura Ambiente [K]      Angulo de Inclinación [°]

Temperatura [K]      Flujo. Volum. Liquido [m<sup>3</sup>/s]

Flujo Volum. Gas [m<sup>3</sup>/s]

Diametro Interno [m]

Corte de agua [%]

Flujo Volum. de Agua [m<sup>3</sup>/s]

Ingresar

Datos Iniciales y de Referencia | Datos (flujo multifasico y distribución de temperatura) | Datos (Corrosion por CO2 y H2S)

Para ambos casos

pH [Adim]

Para CO2

Requerida

Porcentaje Molar de CO2 [%]

Opcional

Fuerza Iónica [mol]

Para H2S

Requeridas

Concent. H2S en el Liquido [mol/m<sup>3</sup>]

Concent. H+ en el liquido [mol/m<sup>3</sup>]

Opcionales

Longitud promedio recorrida [m]

Densidad material seco [Kg/m<sup>3</sup>]

A.4.2 USERFORM2

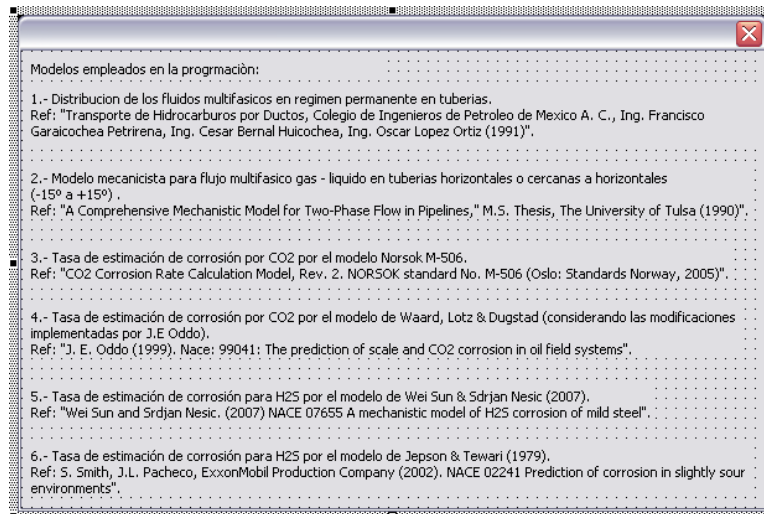
Corrección puntales de los datos de entrada (por el rango de validez) ✖

Aplicar

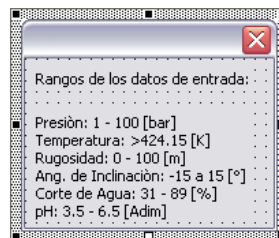
A.4.3 USERFORM3



A.4.4 USERFORM4



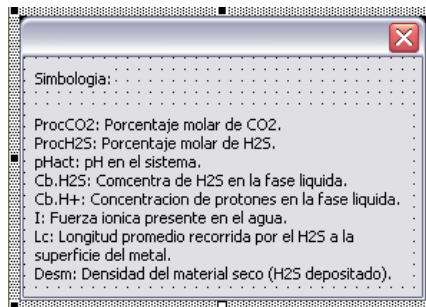
A.4.5 USERFORM5



A.4.6 USERFORM6



A.4.7 USERFORM7



**A.5 CODIGO FUENTE DE LAS PANTALLAS DE AYUDA AL USUARIO (EXCEL CON VBA).**

```
Private Sub CommandButton1_Click()
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5) = UserForm1.TextBox1.Value
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 6) = UserForm1.TextBox1.Value
    .....
    'Calcular cantidad de segmentos
    .....
    m = 0
    q = 15
    n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5).Value
    contadorborrar = n
    While n > 0
```

```

m = m + 1
Sheets("Ingreso de Datos").Select
Cells(q, 1) = m * Segmento
q = q + 1
n = n - 1
Wend

If UserForm1.OptionButton1 = True Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 0
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 0
ElseIf UserForm1.OptionButton2 = True Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 1
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 1
ElseIf UserForm1.OptionButton3 = True Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 0
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 1
ElseIf UserForm1.OptionButton4 = True Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(4, 5) = 1
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(5, 5) = 0
End If
End Sub

Private Sub CommandButton10_Click()
COLUMNA = 16
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For I = 1 To n
    VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de inclinacion correspondiente a la fila, unidad [°]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(I)
    q = q + 1
Next
MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For I = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(I))
Next
End Sub

Private Sub CommandButton11_Click()
COLUMNA = 15
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos

```

```

q = 15
For I = 1 To n
    VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de rugosidad correspondiente a la fila, unidad [m]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(I)
q = q + 1
Next
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For I = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(I))
Next
End Sub
Private Sub CommandButton12_Click()
COLUMNA = 9
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15

For I = 1 To n
    VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de flujo volumetrico de gas correspondiente a la fila, unidad [m^3/s]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(I)
q = q + 1
Next
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For I = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(I))
Next
End Sub
Private Sub CommandButton13_Click()
COLUMNA = 8
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15

For I = 1 To n
    VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de flujo volumetrico de liquido correspondiente a la fila, unidad [m^3/s]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(I)
q = q + 1
Next
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos

```



```

For I = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(I))
Next
End Sub

Private Sub CommandButton14_Click()
Label8.Caption = ""
Label9.Caption = ""
If UserForm1.OptionButton2 = True Or UserForm1.OptionButton3 = True Then
COLUMNNA = 7
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNNA).Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For I = 1 To n
    VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de temperatura ambiente correspondiente a la fila, unidad [K]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNNA) = VectorBase(I)
    q = q + 1
Next
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For I = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(I))
Next
Elseif UserForm1.OptionButton1 = True Or UserForm1.OptionButton4 = True Then
Label9.AutoSize = False
Label9.Caption = "Para el caso seleccionado no se requiere esta variable"
End If
End Sub

Private Sub CommandButton15_Click()
Dim VectorBase() As Double
If UserForm1.OptionButton5 = True Then
COLUMNNA = 22
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNNA).Select
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For I = 1 To n
    VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de corte de agua correspondiente a la fila, unidad [%]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNNA) = VectorBase(I)
    q = q + 1
Next
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For I = 1 To n

```

```

    MsgBox (VectorBase(l))
Next
Elseif UserForm1.OptionButton6 = True Then
COLUMNNA = 20
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNNA).Select
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For l = 1 To n
    VectorBase(l) = InputBox("Ingrese el datode flujo volumetrico de agua correspondiente a la fila, unidad [m^3/s]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNNA) = VectorBase(l)
    q = q + 1
Next
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For l = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(l))
Next
End If

End Sub

Private Sub CommandButton16_Click()
COLUMNNA = 8
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For l = 1 To n
    VectorBase(l) = InputBox("Ingrese el dato: ")
    Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, COLUMNNA) = VectorBase(l)
    q = q + 1
Next
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For l = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(l))
Next
End Sub

Private Sub CommandButton17_Click()
COLUMNNA = 10
Sheets("Datos Corrosion").Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos

```

```

q = 15
For l = 1 To n
    VectorBase(l) = InputBox("Ingrese el dato: ")
    Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(l)
q = q + 1
Next
MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For l = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(l))
Next
End Sub

```

```

Private Sub CommandButton2_Click()
Dim q As Byte, n As Byte, m As Byte
Cells(12, 5).ClearContents
*****
'Inicializar Casillas
*****
q = 15
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 6)
While n > 0
Sheets("Ingreso de Datos").Select
Cells(q, 1) = ClearContents
q = q + 1
n = n - 1
Wend
UserForm1.TextBox1.Value = ClearContents
End Sub

```

```

Private Sub CommandButton21_Click()
COLUMNA = 14
Sheets("Datos Corrosion").Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For l = 1 To n
    VectorBase(l) = InputBox("Ingrese el dato: ")
    Sheets("Datos Corrosion").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(l)
q = q + 1
Next
MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For l = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(l))
Next

```

End Sub

```
Private Sub CommandButton3_Click()
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 23) = UserForm1.TextBox3.Value
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 24) = UserForm1.TextBox4.Value
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 25) = UserForm1.TextBox5.Value
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 26) = UserForm1.TextBox6.Value
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 27) = UserForm1.TextBox7.Value
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 21) = UserForm1.TextBox8.Value
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton4_Click()
Dim q As Byte, n As Byte, m As Byte
*****

'Inicializar Casillas
*****

Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 21) = ClearContents
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 23) = ClearContents
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 24) = ClearContents
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 25) = ClearContents
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(15, 26) = ClearContents
```

```
UserForm1.TextBox2.Value = ClearContents
UserForm1.TextBox3.Value = ClearContents
UserForm1.TextBox4.Value = ClearContents
UserForm1.TextBox5.Value = ClearContents
UserForm1.TextBox6.Value = ClearContents
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton5_Click()
COLUMNA = 2
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For I = 1 To n
    VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de longitud correspondiente a la fila, unidad [m]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(I)
    q = q + 1
Next
MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For I = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(I))
Next
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton6_Click()  
    COLUMNA = 3  
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select  
    Dim VectorBase() As Double  
    n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)  
    ReDim VectorBase(n)  
    'Lectura de datos  
    q = 15  
    For I = 1 To n  
        VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de presion correspondiente a la fila, unidad [bar]: ")  
        Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(I)  
        q = q + 1  
    Next  
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")  
    ' Impresión de los datos  
    For I = 1 To n  
        MsgBox (VectorBase(I))  
    Next  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton7_Click()  
    COLUMNA = 4  
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select  
    Dim VectorBase() As Double  
    n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)  
    ReDim VectorBase(n)  
    'Lectura de datos  
    q = 15  
    For I = 1 To n  
        VectorBase(I) = InputBox("Ingrese el dato de Temperatura correspondiente a la fila, unidad [K]: ")  
        Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(I)  
        q = q + 1  
    Next  
    MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")  
    ' Impresión de los datos  
    For I = 1 To n  
        MsgBox (VectorBase(I))  
    Next  
End Sub
```

```
Private Sub CommandButton8_Click()  
    COLUMNA = 5  
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select  
    Dim VectorBase() As Double  
    n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)  
    ReDim VectorBase(n)  
    'Lectura de datos
```

```

q = 15
For l = 1 To n
    VectorBase(l) = InputBox("Ingrese el dato de diametro interno correspondiente a la fila, unidad [m]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(l)
q = q + 1
Next
MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For l = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(l))
Next
End Sub

Private Sub CommandButton9_Click()
Label8.Caption = ""
Label9.Caption = ""
If UserForm1.OptionButton2 = True Or UserForm1.OptionButton3 = True Then
COLUMNA = 6
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(14, COLUMNA).Select
Dim VectorBase() As Double
n = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(12, 5)
ReDim VectorBase(n)
'Lectura de datos
q = 15
For l = 1 To n
    VectorBase(l) = InputBox("Ingrese el dato de diametro externo correspondiente a la fila, unidad [m]: ")
    Sheets("Ingreso de Datos").Cells(q, COLUMNA) = VectorBase(l)
q = q + 1
Next
MsgBox ("Datos Ingresado para la columna")
' Impresión de los datos
For l = 1 To n
    MsgBox (VectorBase(l))
Next
Elseif UserForm1.OptionButton1 = True Or UserForm1.OptionButton4 = True Then
Label8.AutoSize = False
Label8.Caption = "Para el caso seleccionado no se requiere esta variable"
End If
End Sub

Private Sub CommandButton1_Click()
Dim r As Byte
r = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 1)
Caso = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2)
If Caso = 1 Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(r, 3) = UserForm2.TextBox1.Value
Elseif Caso = 2 Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(r, 4) = UserForm2.TextBox1.Value

```

```
ElseIf Caso = 3 Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(r, 15) = UserForm2.TextBox1.Value
ElseIf Caso = 4 Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(r, 16) = UserForm2.TextBox1.Value
ElseIf Caso = 5 Then
Sheets("Ingreso de Datos").Cells(r, 22) = UserForm2.TextBox1.Value
ElseIf Caso = 6 Then
Sheets("Datos Corrosion").Cells(r, 10) = UserForm2.TextBox1.Value
End If
Label4.Caption = "Cierre el cuadro para continuar...!"
End Sub

Private Sub UserForm_MouseMove(ByVal Button As Integer, ByVal Shift As Integer, ByVal X As Single, ByVal Y As Single)
Dim Caso As Byte
Label1.Caption = "Si desea cambiar el dato digitelo en el cuadro y presione aplicar"
Label2.Caption = "Si quiere omitir la modificacin de la variable cierre el cuadro"

Caso = Sheets("Ingreso de Datos").Cells(1, 2)
If Caso = 1 Then
Label3.Caption = "El rango calibrado para esta variable es entre 1 - 100 [bar]"
ElseIf Caso = 2 Then
Label3.Caption = "El rango calibrado para esta variable es >424.15 [K]"
ElseIf Caso = 3 Then
Label3.Caption = "El rango calibrado para esta variable es entre 0 - 100 [m]"
ElseIf Caso = 4 Then
Label3.Caption = "El rango calibrado para esta variable es entre -15 a 15 [°]"
ElseIf Caso = 5 Then
Label3.Caption = "El rango calibrado para esta variable es entre 31 - 89 [%]"
ElseIf Caso = 6 Then
Label3.Caption = "El rango calibrado para esta variable es entre 3.5 - 6.5 [Adim]"
End If
End Sub
```