

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE
PUNTOS CRÍTICOS CAUSADOS POR LA HIDRODINAMICA DE LOS FLUIDOS
Y LA CORROSIÓN POR CO₂ MEDIANTE EL SOFTWARE VISUAL BASIC.**

**JUAN NICOLÁS GARCÍA ACERO
DAVID ALFONSO LINDARTE BURGOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE
PUNTOS CRÍTICOS CAUSADOS POR LA HIDRODINAMICA DE LOS FLUIDOS
Y LA CORROSIÓN POR CO2 MEDIANTE EL SOFTWARE VISUAL BASIC.**

**JUAN NICOLÁS GARCÍA ACERO
DAVID ALFONSO LINDARTE BURGOS**

**Proyecto integral de trabajo para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
LUIS ENRIQUE FUENTES PEREA
Ingeniero Químico**

**Orientador:
YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO
Ingeniera de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019**

Nota de aceptación

Ing. Angie Tatiana Ortega Ramírez

Jurado 1

Ing. Edinson Enrique Jiménez Bracho

Jurado 2

Bogotá D.C., Agosto 2019

.DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano General de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Dedico este trabajo inicialmente a Dios pues es quien ha brindado todas las oportunidades y bendiciones para presentar este trabajo para la obtención de mi título de pregrado; después a mi padre Daniel y a mi madre Claudia, que de no ser por ellos, su guía, principios y valores enseñados no sería la persona que soy hoy en día. A mi hermana Paola y a mi hermano Christian que con su compañía, atención y comprensión fueron partícipes de mi etapa universitaria.

Dedico este trabajo de igual manera mi compañero David Lindarte que gracias a su amistad, compromiso y responsabilidad se logró llevar a cabo la realización de este proyecto.

A la empresa ATP INGENINIERÍA S.A.S, su presidente Efraín Pérez y al director del Proyecto Luis Fuentes que gracias a la oportunidad que nos brindaron de desarrollar nuestro trabajo de grado con ellos, hoy podemos optar al título de Ingenieros de Petróleos.

Finalmente y con mucho cariño a la Universidad de América por ser la institución que me brindó la oportunidad de estudiar la carrera universitaria que era de mi gusto, gracias a los profesores y orientadores por compartir una parte de su gran conocimiento y a mis amigos porque gracias a ellos la universidad fue una experiencia maravillosa.

JUAN NICOLÁS GARCÍA ACERO

Primero agradecer al señor Dios omnipotente que siempre ha estado a mi lado, aconsejándome para ser mejor persona día a día.

Dedico este trabajo de grado a mi familia a mi padre Ing. Ciro Lindarte que me llevo por el buen camino y me dio incontables bendiciones para hoy tener ganas para realizar mis sueños de todas las maneras posibles, a mi madre Patricia Burgos que ha sido el apoyo más grande que Dios me ha podido brindar que siempre ha estado a mi lado guiándome y haciéndome mejor persona, a mi hermana Paola Lindarte que me mostro el poder de la disciplina, perseverancia y amor con su actitud y la bendición de contar con su presencia.

Dedico a mi compañero Juan García este trabajo para que sea un presente de nuestra buena amistad.

Dedico este proyecto a la empresa ATP INGENIERIA S.A.S especialmente al presidente de esta, el Ingeniero Efraín Pérez por gentil ayuda a la hora de realizar trabajo de grado y a nuestro director Luis Fuentes por su ayuda y el excelente compromiso en este trabajo de grado.

Dedico la Universidad de América que me guio en mi formación académica, a mis amigos por los muchos momentos de alegría que compartimos alrededor y dentro de la Universidad de América, a mis profesores y al grupo de docentes del trabajo de grado que siempre se esforzaron por sacar un buen proyecto con la mayor disposición y actitud posible.

DAVID ALFONSO LINDARTE BURGOS

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar sus agradecimientos principalmente a Dios, a sus respectivos familiares y cada una de las personas que aportó algo para nuestra formación académica y personal a lo largo de nuestro periodo universitario.

A la empresa ATP INGENIERÍA S.A.S, su presidente Efraín Pérez y el director del proyecto Luis Fuentes, que gracias a sus conocimientos, apoyo y acompañamiento fueron indispensables para llevar a cabo la realización de este trabajo de grado.

Al cuerpo de asesores proporcionados por la Universidad de América y a los orientadores de Seminario y Trabajo de Grado que con su tiempo y conocimiento brindado fueron parte importante del desarrollo de este trabajo de grado.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS	26
1.DESCRIBIR EL USO GENERAL DE LA HERRAMIENTA VISUAL BASIC PARA EL DESARROLLO DE LA HERRRAMIENTA CPD (CRITICAL POINT DETERMINATION)	27
1.1.1 Reseña del lenguaje	27
1.1.2 Framework.net	29
1.2 FUNDAMENTOS VISUAL BASIC	31
1.2.1 Cómo programar en Visual Basic	32
1.2.2 Tipos de datos	32
1.2.3 Uso de variables	33
1.2.4 Funciones matemáticas y para caracteres	34
1.3 NAMESPACE	37
1.3.1 My.Forms	37
1.3.2 My.Computer	37
1.3.3 My.Application	37
1.3.4 My.User	38
1.3.5 My.Settings	38
1.4 CONTROLES	38
1.4.1 Controles comunes	39
1.4.1.1 Button	39
1.4.1.2 Label, LinkLabel	39
1.4.1.3 Textbox	39
1.4.1.4 ListBox y ComboBox	40
1.4.1.5 DateTimePicker y MonthCalendar	40
1.4.1.6 RadioButton y CheckBox	41
1.4.2 Controles Contenedores	41
1.4.3 Controles de menús y barras de herramientas	42
1.4.4 Control de acceso a datos	42
1.5 BASE DE DATOS	42
1.5.1 Estructura de almacenamiento de datos	43
2. EXPLICAR LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS REGÍMENES DE FLUJOS MULTIFÁSICOS EN TUBERÍAS Y DE LA CORROSIÓN POR DIÓXIDO DE CARBONO JUNTO A SUS PROBLEMAS ASOCIADOS.	45
2.1 INTRODUCCIÓN	45
2.2. LÍNEA DE FLUJO	45

2.2.1 Diámetro	46
2.2.2 Perímetro	47
2.2.3 Inclinación	47
2.2.4 Tipo de tubería	47
2.3 FASE LÍQUIDA	48
2.4 VARIABLES DE ESTUDIO PARA LÍQUIDOS Y GASES	51
2.4.1 Hold Up	51
2.4.2 Velocidad	53
2.4.3 Esfuerzo cortante	53
2.4.3.1 Factor de fricción Fanning	54
2.4.4 Diámetro hidráulico	57
2.4.5 Numero de Reynolds	58
2.4.6 Viscosidad	58
2.4.6.1 Propiedades de los gases	59
2.4.6.2 Propiedades de los líquidos	63
2.4.6.3 Propiedades de la mezcla de líquido	63
2.5 PATRONES DE FLUJO	64
2.5.1 Patrones de flujo en tubería horizontal	64
2.5.1.1 Flujo intermitente	65
2.5.1.2 Flujo burbuja dispersa	66
2.5.1.3 Flujo estratificado	66
2.5.1.4 Flujo anular	67
2.6 CORROSIÓN	67
2.6.1 Agentes causantes	68
2.6.1.1 Gases disueltos	69
2.6.1.2 pH	72
2.6.1.3 Temperatura	72
2.6.1.4 Presión	72
2.6.1.5 Sólidos	72
2.6.1.6 Velocidad de flujo	72
2.7 FENÓMENOS OCASIONADOS POR CORROSIÓN EN TUBERÍAS DE ACERO AL CARBONO	73
2.7.1 Corrosión galvánica	73
2.7.2 Corrosión tipo picadura	75
2.7.3 Corrosión daños por Sulfuro de Hidrógeno	77
2.8 MEDICIÓN DE LA CORROSIÓN	78
2.8.1 Pruebas de campo	78
2.8.1.1 Inspección visual	79
2.8.2 Pruebas de laboratorio	79
2.8.2.1 Prueba de temperatura	79
2.8.2.2 Prueba de pH	79
2.8.2.3 Prueba de alcalinidad	79
2.8.2.4 Prueba de gases disueltos	79
2.8.2.5 Prueba de dureza total	80

2.8.2.6 Cloruros.	80
2.9 MÉTODOS PREVENTIVOS PARA LA CORROSIÓN	81
2.9.1 Protección galvánica	81
2.9.2 Tratamiento químico	81
2.9.3 Revestimientos y recubrimientos	82
2.9.4 Protección catódica	82
3. DESCRIBIR UN MODELO HIDRODINÁMICO PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS Y UN MODELO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR CO ₂	83
3.1 DEFINICIÓN DE HERRAMIENTAS MATEMÁTICAS USADAS EN LA INGENIERÍA	83
3.1.1 Aproximación exacta.	83
3.1.2 Modelamiento	84
3.1.3 Modelo mecanístico	85
3.1.4 Correlación empírica	86
3.2 MODELOS HIDRODINÁMICOS	86
3.3. MODELO PARA PREDICCIÓN DE TRANSICIONES DE REGÍMENES DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL Y CASI HORIZONTAL EN FLUJOS GAS LÍQUIDO	87
3.3.1 Balance de momentum	88
3.3.2 Transición de estratificado laminar a estratificado ondulado	93
3.3.3 Transición estratificado Slug a Anular con líquido disperso.	95
3.3.4 Transición intermitente – anular	96
3.3.5 Transición flujo intermitente – burbuja dispersa	97
3.4 VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR UN MODELO SEMI – EMPÍRICO	98
3.4.1 Fundamento teórico del modelo semi-empírico	99
4. INTEGRAR EL MODELO HIDRODINÁMICO Y EL MODELO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR CO ₂ MEDIANTE VISUAL BASIC	113
4.1 UNIÓN MATEMÁTICA DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN PARA EL MODELO HIDRODINÁMICO	113
4.2 MODO DE USO DE LA HERRAMIENTA	113
4.3 TIPOS DE ERRORES	125
4.3.1 Mediciones incorrectas o datos erróneos	125
4.3.2 Uso inadecuado de la herramienta	125
4.3.3 Errores generados por la herramienta	126
4.4 PUNTOS CRÍTICOS	127
4.4.1 Puntos críticos asociados a la corrosión por CO ₂	127
4.4.2 Integridad de la tubería	127
4.4.3 Pérdida de eficiencia de desplazamiento	127
4.5 LIMITACIONES DE LA HERRAMIENTA	128
5. DETERMINAR DIFERENCIAS ENTRE MODELOS PARA FLUIDOS MONOFÁSICOS Y MODELOS MULTIFÁSICOS	132
5.1 TIPOS DE FLUIDOS SEGÚN SU FASE	132

5.1.1 Fluido monofásico.	132
5.1.2 Fluido multifásico	133
5.2 ANÁLISIS ENTRE FLUIDOS MULTIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS	133
5.2.1 Aplicación de la herramienta	133
5.2.2 Cambio de relación gas petróleo	137
5.2.3 Cambio del hold up dependiendo de la relación gas petróleo	138
5.3 ANÁLISIS FLUIDOS MULTIFÁSICOS	138
5.3.1 Variación diámetro interno de la tubería	139
5.3.2 Variación diámetro hidráulico vs hold up	140
5.4 ANÁLISIS CPD	141
6. VALIDAR LA HERRAMIENTA CPD MEDIANTE LA COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS CON OTRO SOFTWARE UTILIZADO POR LA EMPRESA	144
6.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA	144
6.2 DETERMINACIÓN PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	146
6.3 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	148
6.3.1 Comparación de la velocidad de corrosión	148
7. CONCLUSIONES	152
8. RECOMENDACIONES	153
BIBLIOGRAFÍA	154
ANEXOS	157

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Área transversal	47
Ecuación 2. Hold Up adimensional	52
Ecuación 3. Esfuerzo cortante para gas-tubería	53
Ecuación 4. Esfuerzo cortante para líquido-tubería.	54
Ecuación 5. Esfuerzo cortante de la interfase.	54
Ecuación 6. Factor de fricción de Fanning.	55
Ecuación 7. Factor de fricción del líquido.	56
Ecuación 8. Factor de fricción del gas.	57
Ecuación 9. Diámetro hidráulico para el gas.	57
Ecuación 10. Diámetro hidráulico del líquido.	58
Ecuación 11. Número de Reynolds.	58
Ecuación 12. Cálculo de la densidad.	62
Ecuación 13. Viscosidad de la mezcla.	64
Ecuación 14. Densidad de la mezcla.	64
Ecuación 15. Navier-Stokes.	84
Ecuación 16. Balance de momentum del líquido	88
Ecuación 17. Balance de momentum del gas	89
Ecuación 18. Igualación de delta de presión.	89
Ecuación 19. Variables adimensionales.	90
Ecuación 20. Balance de momentum de manera adimensional.	91
Ecuación 21. Parámetro Lockhart y Martinelli (1949).	92
Ecuación 22. Parámetro de inclinación de la tubería.	93
Ecuación 23. Velocidad del gas para flujo estratificado ondulado	94
Ecuación 24. Velocidad del gas para transición estratificado slug a anular con líquido disperso.	95
Ecuación 25. Determinación del factor C2.	96
Ecuación 26. Parámetro transición de flujo Intermitente a Anular	97
Ecuación 27. Velocidad de corrosión.	99
Ecuación 28. Velocidad de corrosión (b).	100
Ecuación 29. Tasa de transferencia de masa.	100
Ecuación 30. Coeficiente transferencia de masa flujo turbulento.	101
Ecuación 31. Coeficiente transferencia de masa flujo turbulento (b)	101
Ecuación 32. Coeficiente transferencia de masa flujo turbulento (c).	102
Ecuación 33. Tasa de transferencia controlada.	102
Ecuación 34. pH para el CO ₂ .	103
Ecuación 35. pH para el CO ₂ ajustada.	103
Ecuación 36. Tasa de reacción	104

Ecuación 37. Coeficiente transferencia de masa flujo turbulento (d)	104
Ecuación 38. Efecto del pH sobre la corrosión.	106
Ecuación 39. Precipitación de FeCO ₃ .	107
Ecuación 40. Fescama.	107
Ecuación 41. Efecto presión parcial del CO ₂ en la corrosión.	108
Ecuación 42. Velocidad de corrosión debido a composición del metal.	109
Ecuación 43. Tasa de transferencia de masa debido a composición del metal.	109
Ecuación 44. Corrección por presencia de Cr.	110
Ecuación 45. Corrección por presencia de C.	110
Ecuación 46. Velocidad de corrosión con corrección por Cr.	111
Ecuación 47. Tasa de reacción.	111
Ecuación 48. Tasa de reacción para %Cr=0 y %C=0.	111
Ecuación 49. Tasa de transferencia de masa para %Cr=0 y %C=0.	112
Ecuación 50. Porcentaje de pérdida de material anual.	136

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Línea de producción Campo Barúa-Motatán, Venezuela	46
Figura 2. Diámetros en tuberías cilíndricas	47
Figura 3. Experimento de flujo de agua y petróleo a altas tasas	49
Figura 4. Esquema de la instrumentación usada para la prueba	50
Figura 5. Gráfica del comportamiento de líquidos Corte de agua VS Velocidad de la mezcla	51
Figura 6. Representación de Hold Up para un patrón de flujo estratificado	52
Figura 7. Diagrama de Moody	56
Figura 8. Cálculo de viscosidades mediante método gráfico y factores de corrección por componentes no hidrocarburos	61
Figura 9. Cálculo relación de viscosidad mediante el uso de presión pseudocrítica	62
Figura 10. Representación de flujo intermitente	65
Figura 11. Representación de flujo burbuja dispersa	66
Figura 12. Representación de flujo estratificado	67
Figura 13. Representación flujo anular	67
Figura 14. Criterios de velocidad de corrosión	69
Figura 15. Formación del ácido carbónico (H_2CO_3)	70
Figura 16. Formación del carbonato ferroso $FeCO_3$.	70
Figura 17. Formación del sulfuro de hidrógeno (FeS)	71
Figura 18. Rangos para el pH	72
Figura 19. Representación de la corrosión galvánica	74
Figura 20. Serie galvánica para ciertos metales	75
Figura 21. Representación de la corrosión tipo picadura.	76
Figura 22. Escenario de corrosión tipo picaduras en tuberías	77
Figura 23. Representación de la corrosión por sulfuro de hidrógeno (H_2S)	78
Figura 24. Equipo CHEMETRICS	80
Figura 25. Mapa de modelo de flujo	85
Figura 26. Generación de un flujo estratificado ondulado	85
Figura 27. Variables asociadas al Hold Up adimensional	91
Figura 28. Patrón de flujo estratificado ondulado	94
Figura 29. Representación adimensional de transición de flujo estratificado laminar a estratificado ondulado.	95
Figura 30. Representación adimensional transición estratificado slug a anular con líquido disperso.	96
Figura 31. Representación adimensional transición flujo intermitente a burbuja dispersa.	97
Figura 32. Correlaciones para la tasa de corrosión.	105
Figura 33. Diagrama de correlaciones para tasas de flujos.	106

Figura 34. Factor n	108
Figura 35. Datos del cliente	114
Figura 36. Algoritmo datos del cliente	115
Figura 37. Información del líquido	115
Figura 38. Algoritmo para información del líquido	116
Figura 39. Información del gas	117
Figura 40. Algoritmo para información del gas.	117
Figura 41. Información de la tubería	118
Figura 42. Algoritmo información de la tubería	119
Figura 43. Patrón de flujo resultante	120
Figura 44. Algoritmo para cálculo de Hold Up	120
Figura 45. Cálculo para el tipo de patrón de flujo	121
Figura 46. Corrosión	122
Figura 47. Algoritmo Corrosión	122
Figura 48. Pérdidas por corrosión	123
Figura 49. Algoritmo pérdidas por corrosión	123
Figura 50. Análisis CPD	124
Figura 51. Algoritmo de Análisis CPD	124
Figura 52. Mensaje de advertencia CPD	126
Figura 53. Velocidad de corrosión para distintos parámetros de entrada	130
Figura 54. Análisis CPD para un fluido monofásico	134
Figura 55. Resultados del estudio hidrodinámico para un fluido multifásico	135
Figura 56. Análisis CPD para un fluido multifásico	136
Figura 57. Relación gas-petróleo vs Velocidad de corrosión	137
Figura 58. Relación gas-petróleo vs Hold up	138
Figura 59. Variación de diámetros vs Velocidad de corrosión	140
Figura 60. Área de flujo vs Hold up	141
Figura 61. Resumen de análisis CPD en un block de notas para un fluido monofásico	142
Figura 62. Resumen de análisis CPD en un block de notas para un fluido multifásico	143

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tipos de Datos en Visual Basic	33
Tabla 2. Funciones para caracteres en Visual Basic	35
Tabla 3. Funciones matemáticas en Visual Basic	35
Tabla 4. Composición química tubería ASTM A537 CLASE 1.	48
Tabla 5. Propiedades mecánicas tubería ASTM A537 CLASE 1.	48
Tabla 6. Resumen ecuaciones de estado	59
Tabla 7. Ecuación de estado Peng-Robinson	60
Tabla 8. Interpretación dureza total	80
Tabla 9. Generalidad de los modelos que determinan patrones de flujo.	87
Tabla 10. Parámetros del estudio de corrosión	129
Tabla 11. Comparación método gráfico con ecuación	130
Tabla 12. Propiedades del líquido	133
Tabla 13. Parámetros de entrada	134
Tabla 14. Propiedades del gas	134
Tabla 15. Comparación entre fluidos monofásicos y multifásicos	137
Tabla 16. Cambio de diámetro interno en la tubería	139
Tabla 17. Condiciones operacionales	144
Tabla 18. Flujo al interior de la tubería	145
Tabla 19. Cromatografía del gas	146
Tabla 20. Salinidad del agua	146
Tabla 21. Determinación propiedades de los fluidos	147
Tabla 22. Propiedades resultantes de los fluidos	147
Tabla 23. Valores de corrosión Herramienta A	148
Tabla 24. Valores de corrosión Herramienta CPD	149
Tabla 25. Comparación velocidad de corrosión	150

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. FUNCIONES AUXILIARES VISUAL BASIC	156
Anexo B. FUNCIONES DE LAS BASES DE DATOS EN VISUAL BASIC	157
Anexo C. ALGORITMO CPD	158

ABREVIATURAS

ASTM	American Society Testing of Materials (Sociedad Americana de pruebas de materiales)
Bar	Bares (unidad de presión)
C	Carbono
CO2	Dióxido de carbono
Cr	Cromo
cS	centiStoke
Cu	Cobre
Dext	Diámetro externo de la tubería
Dh	Diámetro hidráulico
Dint	Diámetro interno de la tubería
FeCO3	Carbonato ferroso
H2CO3	Ácido carbónico
H2S	Ácido Sulfhídrico
HI	Hold up del líquido
ID	Diámetro interno
K	Kelvin (unidad de temperatura)
m	Metros
s	segundo
mm	Milímetros
mmpy	Milímetros por año
mol	Moles
MPa	MegaPascales
Ni	Niquel
Nre	Número de Reynolds
O2	Oxígeno

Ppb	Partes por billón
Ppm	Partes por millón
S	Azufre
Si	Silicio

GLOSARIO

ÁNODO: es el elemento que emite la corriente eléctrica y es el electrodo donde ocurre el fenómeno de la oxidación.

BASIC: siglas de Beginner's All-purpose Symbolic Instruction es una familia de lenguajes de programación de alto nivel.

CÁTODO: es el electrodo de una celda electroquímica en donde se llevan a cabo las reacciones electroquímicas de reducción, es el elemento que se debe proteger.

CAPEX: su acrónimo deriva de la expresión "Gastos de Capital" que hace referencia a todos los bienes comprados por una empresa.

CO₂: el dióxido de carbono es un gas incoloro y vital para la vida en la tierra. Este compuesto químico se encuentra en la naturaleza y está compuesto de un átomo de carbono unido con enlaces covalentes dobles a dos átomos de oxígeno.

CONTROL DE CORROSIÓN: son todas las medidas utilizadas para evitar o reducir considerablemente todos los efectos de la corrosión. La corrosión se puede producir en cualquier lugar del sistema de corrosión, ya sea en fondo del pozo o en las líneas de producción y el equipamiento de superficie.

CORROSIÓN: es un proceso de la naturaleza que a través de la electroquímica los metales refinados forman compuestos (óxidos, hidróxidos, etc) debido a la interacción con medio conocido como electrolito.

CORROSIÓN DULCE: es la corrosión que ocurre cuando el CO₂ que está disuelto en el agua forma picaduras profundas al interior de la tubería de producción.

Electrolito: es un medio sólido o líquido que tiene la capacidad de conducir la corriente eléctrica por el movimiento de los iones presentes en el mismo.

ENTORNO DE DESARROLLO INTEGRADO: es una aplicación informática que proporciona servicios integrales para facilitarle al desarrollador o programador el desarrollo de un software.

FLUIDO MULTIFÁSICO: un fluido generalmente líquido, que comprende más de una fase, tal como los líquidos a base de agua o a base de aceite, el material sólido o el gas. Los fluidos multifásicos y su comportamiento tienen importancia en dos áreas a saber, el flujo de fluidos multifásicos y la separación de las diversas fases en superficies.

FLUJO DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS: es el flujo mezclado de fluidos de diferentes fases como lo son el agua, petróleo y el gas. Es importante que sea comprendido

pues permite optimizar la hidráulica de la producción de pozos de petróleo y gas. Se reconocen cuatro regímenes de fluidos como los son: flujo de burbujas, flujo anular, flujo intermitente y flujo de transición.

FLUJO ANULAR: es un régimen de flujo de fluido multifásico caracterizado porque la fase gaseosa es continua y la mayor parte del líquido se introduce en ésta en forma de gotitas. La pared de la tubería está cubierta por una película de líquido y la fase gaseosa controla la caída de presión.

FLUJO DE BURBUJAS: es un régimen de flujo de fluido multifásico caracterizado por la distribución de la fase gaseosa como burbujas a través de la fase líquida. En un pozo productor en el que las burbujas se encuentran distribuidas en forma uniforme, existe poco movimiento relativo entre las fases.

FLUJO INTERMITENTE: es un régimen de flujo de fluidos caracterizado por una serie de tapones de fluidos separados por bolsones de gas relativamente grandes. En el flujo vertical, la burbuja tiene forma de bala axialmente simétrica que ocupa casi toda el área en sección transversal de la tubería de producción.

FLUJO DE TRANSICIÓN: es un régimen de fluido multifásico en tuberías casi verticales en el cual se mueven por el centro de la tubería bolsones de gas grandes e irregulares, llevando usualmente gotas de petróleo o de agua con ellos. La mayor parte del resto del petróleo o del agua fluye a lo largo de las paredes de la tubería hacia arriba, a diferencia del flujo intermitente, ninguna de la fase es continua.

HIDRODINÁMICA: es un área de la física que se encarga del estudio del movimiento de los fluidos en donde se tiene en cuenta factores como la velocidad y la presión y la composición del fluido.

Hidrodinamismo: es un fenómeno natural que ocurre en aquellos yacimientos petroleros que tienen un acuífero activo como mecanismo de producción principal.

INTEGRIDAD: se refiere a la verificación de las condiciones actuales con respecto a las condiciones iniciales de los equipos y de la tubería en la ingeniería de petróleos con el fin de que su uso sea seguro en las instalaciones en donde van a ser utilizadas.

LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN: es un lenguaje formal que especifica una serie de instrucciones para que una computadora produzca diversas clases de datos. Estos lenguajes pueden utilizarse para la creación de programas y herramientas que utilicen algoritmos específicos que permiten controlar la lógica de una computadora.

LÍNEA DE PRODUCCIÓN: es la tubería metálica de diámetro variable que conecta el yacimiento de petróleo con la superficie. Su función es transportar los fluidos

desde el yacimiento hasta las facilidades en donde finalmente es tratado el fluido producido.

MODELO MECANISTICO: asume que un sistema complejo puede comprenderse examinando el funcionamiento de sus partes y la manera en que se juntan. Suelen tener un aspecto físico, tangible, en el cual los componentes del sistema son reales, sólidos y visibles.

OPEX: su acrónimo deriva de la expresión “Operational Expenditures”, es un costo permanente dentro de la empresa para el funcionamiento de la misma.

PICADURAS: es una forma de ataque corrosivo localizado que produce el desgaste de la tubería en forma de agujeros en las paredes de la tubería.

PRESIÓN DE DISEÑO: es la presión máxima a la que puede operar un ducto asumiendo que no tiene ningún defecto. Es la presión que produciría un esfuerzo igual al esfuerzo de cadencia de fabricación, multiplicado por un factor de seguridad.

PRESIÓN DE OPERACIÓN: es la presión a la cual se opera un ducto en condiciones normales y estables.

PROTECCIÓN CATÓDICA: es una técnica utilizada para controlar la corrosión galvánica de una superficie metálica convirtiéndola en un cátodo de una celda electroquímica.

RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO: componente químico utilizado con el fin de proteger la superficie externa metálica ya que protege las áreas desnudas y evita la fuga de corriente.

VELOCIDAD DE CORROSIÓN: es una relación del desgaste de un material de naturaleza metálica con respecto a un tiempo transcurrido que generalmente es medido en años. Las unidades que maneja son milésimas de pulgada por año (MPY).

VISUAL BASIC: es un lenguaje de programación dirigido por una serie de eventos de Microsoft. Este lenguaje de programación es un dialecto BASIC con importantes agregados. La intención de este lenguaje es simplificar la programación utilizado un ambiente de desarrollo.

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS CRÍTICOS CAUSADOS POR LA HIDRODINAMICA DE LOS FLUIDOS Y LA CORROSIÓN POR CO₂ MEDIANTE EL SOFTWARE VISUAL BASIC.

Cuando se está llevando a cabo la etapa de producción de hidrocarburos en un pozo, cuya mezcla además de todos los componentes que tiene el hidrocarburo cuenta con la presencia de CO₂ (Dióxido de Carbono), se debe tener en cuenta el efecto que éste tiene sobre la tubería cuando entra en contacto con el agua que se está produciendo al mismo tiempo, ya que se lleva a cabo un proceso de corrosión dulce. Además de tener en cuenta la composición del fluido se debe considerar los cambios de la hidrodinámica del fluido a través de la tubería de producción pues este tiene efectos considerables para el fomento de la corrosión al interior de la tubería.

En este proyecto se realizará una herramienta informática que permitirá hacer una identificación de puntos críticos al interior de la tubería de producción, teniendo en cuenta los siguientes parámetros: composición del fluido, características de la tubería, diseño de la tubería de producción y tasas de producción del pozo.

Por medio de lo anteriormente mencionado se busca evaluar estrategias para mejorar la eficiencia del desplazamiento del fluido, generar campañas de mantenimiento y cambio de tubería con el fin de plantear los CAPEX y OPEX necesarios y acertados para el financiamiento del pozo y finalmente sugerir biotratamientos para el hidrocarburo producido contaminado por sedimentos de la corrosión generada por el CO₂ y por la hidrodinámica de los fluidos.

El software Visual Basic será la plataforma que permitirá llevar a cabo la herramienta pues su funcionamiento sencillo hace que sea una herramienta accesible para cualquier persona y será un servicio ofrecido por la empresa ATP INGENIERÍA S.A.S.

PALABRAS CLAVE:

- Corrosión.
- Hidrodinamismo.
- Lenguaje de programación.
- Línea de producción.
- Modelo mecanístico.

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos cuarenta y cinco años se han realizado estudios detallados acerca del flujo de fluidos multifásicos, estos estudios han arrojado resultados que muestran que el comportamiento de los fluidos varía con las características del tubo como lo son: diámetro, tipo de material, inclinación. De igual manera con condiciones operacionales como la presión y temperatura. Finalmente las características de los fluidos: densidad, relación gas aceite y solubilidad del gas en el petróleo. El conocimiento del comportamiento de la variación de los patrones de flujo al interior de una tubería horizontal desarrollado a través de una herramienta informática permite conocer problemas de flujo en la línea de producción, identificando problemas de desplazamiento y reducciones en la eficiencia del transporte de los fluidos (Efectos hidrodinámicos), así mismo conocer problemas asociados e incidencias sobre la generación de corrosión interna de la tubería.

El conocimiento de la durabilidad de la tubería es vital para garantizar la seguridad en la operación, de todo el personal y mitigación de riesgos ambientales, en ese orden de ideas, conocer el estado de la tubería es fundamental para el éxito de la producción en el sector de los hidrocarburos. La tubería es afectada por fenómenos electroquímicos como es la corrosión por dióxido de carbono, esta corrosión produce un desgaste en la tubería haciendo que sus condiciones actuales sean distintas a las condiciones para la cual se compraron, por lo tanto, el campo de estudio de este proyecto tiene el enfoque de diseñar y tener control a la hora de rediseñar líneas de producción.

Las herramientas informáticas han surgido como una solución para evaluar escenarios de producción de hidrocarburos, sin embargo estos no han tenido en cuenta gran cantidad de parámetros lo que lo hace que su veracidad y resultados obtenidos no sean lo más acertados pues están alejados de las condiciones reales a las que se están produciendo los hidrocarburos.

El desarrollo de la herramienta CPD (Critical Point Determination), para la identificación de puntos críticos en la tubería de producción surge a partir de la necesidad de determinar la vida útil de la tubería y aumentar la seguridad en las operaciones de explotación que se lleven a cabo y en la locación dónde trabaja todo el personal. Por medio de un modelo mecanístico para la determinación de los patrones y de flujo y un modelo semi-empírico para la estimación de la corrosión, la herramienta basará su funcionamiento en ecuaciones que tienen en cuenta parámetros de características de los fluidos, características la tubería de producción y diseños de la línea de producción.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una herramienta para la identificación de puntos críticos causados por la hidrodinámica de los fluidos y la corrosión por CO₂ mediante el software Visual Basic

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- 1.** Describir el uso general de la herramienta Visual Basic para el desarrollo de la herramienta CPD (Critical Point Determination)
- 2.** Explicar las principales características de los regímenes de flujo multifásicos en tuberías y de la corrosión por Dióxido de Carbono junto a sus problemas asociados
- 3.** Describir un modelo hidrodinámico para fluidos multifásicos y un modelo de velocidad de corrosión por CO₂
- 4.** Integrar el modelo hidrodinámico y el modelo de velocidad de corrosión por CO₂ mediante Visual Basic
- 5.** Determinar diferencias entre modelos para fluidos monofásicos y modelos multifásicos
- 6.** Validar la herramienta CPD mediante la comparación de resultados obtenidos con otro software utilizado por la empresa.

1. DESCRIBIR EL USO GENERAL DE LA HERRAMIENTA VISUAL BASIC PARA EL DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA CPD (CRITICAL POINT DETERMINATION)

Este capítulo describe el uso general de la herramienta Visual Basic y una descripción del Framework .Net, los cuales permiten entender los fundamentos básicos para llevar a cabo la programación de la herramienta CPD. Los apartados que serán explicados son: tipos de datos, uso de variables y funciones básicas. Adicionalmente se explica el Namespace, los controles y finalmente el funcionamiento de la base de datos.

1.1 INTRODUCCIÓN A LA PLATAFORMA¹

Visual Basic es una herramienta que está diseñada para construir de una manera productiva aplicaciones de tipo seguro y que está orientada a objetos. Esta herramienta a través de sus características permite ser utilizada en todos los lenguajes de su desarrollador que es Microsoft .Net y llegar hasta dispositivos móviles, los programas que son desarrollados a través de Visual Basic gozan de los beneficios de seguridad e interoperabilidad del idioma, características que le dan cierta superioridad sobre su directa competencia.

1.1.1 Reseña del lenguaje. Visual Basic es un lenguaje de programación dirigido por la conducción de eventos, esto quiere decir que es una secuencia de actividades que desarrolla el programa para alcanzar un resultado deseado. Fue desarrollado por Alan Cooper para Microsoft a través de un dialecto Basic que indica que es un código simbólico de instrucciones de propósito general para principiantes, sin embargo, está caracterizado por ser un lenguaje de alto nivel, lo que indica que expresa algoritmos de manera adecuada y dirigida a la capacidad cognitiva humana. La primera versión que fue presentada al público fue en el año de 1991 con el fin simplificar la programación utilizando un ambiente de desarrollo que permite al desarrollador o programador llevar a cabo la construcción de un software de una manera sencilla.

Antes de la aparición de Visual Basic desarrollada por Microsoft la acción de programar era un proceso largo y complicado caracterizado por ser una pantalla negra con un código y uso de consolas especializadas, sin embargo con la aparición de esta herramienta, el programador experimentó algo diferente pues construir una aplicación rica en gráficos no era un proceso trivial, sin embargo una de las desventajas que tuvo en su lanzamiento es que al ser una herramienta nueva y considerada moderna la hacía poco accesible al público pues no se conocía su programación.

¹ MICROSOFT. Introducción a Visual Basic. Página web de soporte de MICROSOFT [18/02/2018]. México 2010. DISPONIBLE EN: <https://docs.microsoft.com/es-es/dotnet/visual-basic/getting-started/>.

En su año de lanzamiento, tal fue su aceptación que revolucionó el mercado por la facilidad y rapidez con las que se crearon aplicaciones, pues su componente gráfico se hacía grandes procedimientos del programa simplemente arrastrando una serie de controles sobre un formulario. Al ser la versión 1.0 algunas de las características que la hacían única fueron cortadas para entregar un producto general al público, a cambio de esto el lenguaje incluyó ciertas características de QuickBasic quien fue su antecesor y una herramienta de diseño simple que tuvo una actualización llamada “Thunder” debido a los requerimientos del mercado en ese entonces.

Aunque contaba con características especiales que llamaban al éxito, su lanzamiento no tuvo la aceptación que Microsoft esperaba lo que llevó un impacto de la industria informática que generó un cambio radical en la forma en que se desarrollaban aplicaciones, pues después del inicio complicado que tuvo la herramienta, un grupo de seguidores llevó a cabo la transformación de las bibliotecas de códigos que tenían programación antigua y los llevaron a componentes de Visual Basic llamados VBXs o controles personalizados. Tal fue el éxito de estos controles personalizados que con el paso del tiempo hizo que la venta de estos, provocara la nueva categorización de Visual Basic de logro en desarrollo de software a un descubrimiento tecnológico.

Mediante el paso de los años el programa se perfecciono de la siguiente manera²:

En septiembre de 1992 se lanzó una actualización que no fue compatible con Microsoft y contaba con la plataforma ASCII que hacía correr la herramienta a una velocidad de 7 bits y utilizaba un código que caracteres alfa latino, proporcionando una apariencia de una interfaz gráfica. Fue en Noviembre de este mismo año que se lanzó oficialmente Visual Basic 2.0, que con dos versiones una estándar y una profesional, tenía como principales características un uso más fácil que la versión anterior, un aumento de la velocidad en la que se procesaba la información y el uso de formularios que la hicieron indispensable a la hora del requerimiento de ellos.

Para el verano de 1993, fue lanzada la actualización Visual Basic 3.0 que de igual manera venía en dos versiones la estándar y profesional, y permitía el acceso y utilización de bases de dato a través de Microsoft Jet Database Engine.

Para agosto de 1995 se lanzó Visual Basic 4.0 que permitía hacer aplicaciones que corrían a una velocidad de 16 y 32 bits, sin embargo tuvo bastantes inconvenientes pues los ordenadores no contaban con la misma velocidad y se generaban fallas en la instalación y problemas de operación de la herramienta.

² Ibid.

En febrero de 1997, salió al mercado Visual Basic 5.0 que solo permitía generar programas a una velocidad de 32 bits, y contaba con la posibilidad que el programador creara controles personalizados. Adicionalmente permitía que el código pudiera compilarse en un lenguaje nativo para Windows, permitiendo aumentar la velocidad de ejecución de los programas.

Para mediados de 1998 fue lanzada Visual Basic 6.0 cuya mayor innovación fue la posibilidad que creación de aplicaciones basadas en Web, ya en 2008 fue retirado el soporte técnico para esta última actualización, sin embargo esta corre en las últimas actualizaciones de Windows.

En 2008 aparece Visual Basic .Net, que no tuvo mayor aceptación ya que debido a cambios significativos en lenguaje que emplea no la hace retro compatible con su antecesor Visual Basic 6.0. Dentro de sus características es que su manejo de instrucciones es similar a la versión anterior, pero está dirigida al desarrollo de aplicaciones avanzadas con herramientas actualizadas. La sintaxis que maneja es prácticamente la misma que Visual Basic, solo que cuenta con adicionales que permiten soportar nuevas características como la estructuración de excepciones y la programación que está dirigida a objetos. Otra de las principales diferencias se encuentra en la metodología de la programación, aunque a grandes rasgos la similitud en general permite la migración del programador de Visual Basic a Visual Basic .Net.

En 2002 es lanzada al mercado la primera actualización para Visual Basic .Net que permite la programación de herramientas Windows y adicionalmente por primera vez la posibilidad de llevar la programación desde dispositivos móviles utilizando .Net a través del uso de Compact Framework.

Luego en 2005 a través del lanzamiento de Visual Studio por parte de Microsoft se lanza una edición llamada Visual Basic Express edition, caracterizada por ser una forma gratuita y dirigida para usos no profesionales y limita el tipo de proyectos que se van a desarrollar.

Para 2008 se lanza una actualización que permite trabajar contra tres Frameworks diferentes, se vuelve más fácil de utilizar debido al desarrollo de hardware y además integra Framework ASP.NET AJAX para el desarrollo de Ajax con el fin de construir páginas web dinámicas.

En 2010 lanza un Visual Studio con la versión 4 de Framework.Net, esta actualización cuenta con una interfaz rediseñada, simple y con la capacidad de generar aplicaciones para Windows 7.

1.1.2 Framework.net. Es un componente de software desarrollado por Microsoft para que sea utilizado en Windows, sus principales características es que posee una biblioteca de clases que permite el almacenamiento y el procesamiento de

datos e información ya generada anteriormente conocida como Framework Class Library (FCL), adicionalmente la utilización de la interoperabilidad indica que cada idioma puedes utilizar un código generado a partir de otros idiomas. Los programas que se generan para esta plataforma, se ejecutan dentro de un software, lo que se conoce como Common Language Runtime (CLR), caracterizado por dos pasos: el primero se refiere a la generación de un código que generará ciertas instrucciones, y el segundo paso es la ejecución del anterior código en la CPU de la computadora. A su vez también proporciona servicios adicionales dentro de los cuales se encuentran la recolección de basura, administración de memoria, seguridad de tipos, entre otros. De esta manera tanto el FCL y el CLR en conjunto constituyen el Framework .Net.

Este componente empezó como un software propietario, esto quiere decir que es un software informático no gratuito que se hace con el fin de proteger los derechos de propiedad intelectual y los derechos de patente. Desde el principio e incluso desde antes de su lanzamiento la firma trabajó para estandarizar, no obstante los desarrolladores que hacían parte las comunidades de código de software libre y abierto, mostraron inconformidad ya que éste código no era libre y contaba con ciertas patentes protegidas.

Desde entonces, el desarrollo de la plataforma cambió totalmente y Microsoft decidió generar un modelo contemporáneo desarrollado por la comunidad, que añade a su desarrollo la publicación de la patente con el fin de solucionar las inquietudes generadas a partir del desconocimiento del uso de la plataforma.

Esta plataforma empezó a desarrollarse a finales de la década de 1990, y se obtuvieron las primeras versionen en forma de Beta a comienzos del año 2000, para agosto de este mismo año tres empresas en conjunto Intel, Hewlett-Packard y Microsoft iniciaron la estandarización del código y en 2001 fueron ratificados por ECMA al alcanzar la globalización por sus actividades. En el momento de la certificación con la ISO tuvieron más problemas pues requerían que todas las patentes que tenía la plataforma estuviesen disponibles bajo los términos razonables y no discriminatorios con el fin de que fuera accesible por cualquier persona, y fue hasta 2003 que Framework .Net alcanzó la certificación de por parte de ISO.

Dentro de la arquitectura de esta plataforma se encuentran seis grandes ramas de las cuales son: Common Language Infrastructure (CLI) lo que indica que las funciones del Frimework .Net no están dirigidas al idioma en el cual fueron creadas, sino que son compatibles con cualquier idioma compatibles con el marco. El segundo que es el Common Language Runtime (CLR) que es el motor de ejecución y ofrece otros servicios adicionales. Los ensamblajes que cuentan con uno o más archivos y es el encargado de un manifiesto de metadatos caracterizado

por tener un nombre en forma de texto simple, un número de versión y un token de clase pública. La biblioteca de clases que consta de funciones comunes como lo son la lectura y escritura de archivos, representación gráfica, interacción de bases de datos y manipulación de otros archivos que cuentan con otros formatos de ejecución. Los modelos de aplicaciones son utilizados para la creación de aplicaciones para diferentes plataformas actuales, sin embargo también presenta una arquitectura retroactiva que permite la ejecución de plataformas anteriores o antiguas como Windows Forms. Finalmente se encuentra un el C++/CLI que es el medio que permite compilar los programas elaborados en C++ y corran dentro de la plataforma Framework .Net

Dentro del diseño de la plataforma cabe resaltar ciertas características que hacen a esta plataforma interesante, accesible y fácil de utilizar. La primera es la interoperabilidad, esto se debe a que los sistemas informáticos son una mezcla de sistemas antiguos y nuevos, proporcionando ciertas herramientas que permiten la vinculación de sistemas nuevos y antiguos, el acceso a este tipo de funciones está dado por el acceso del modelo de objetos (COM) y a Plataform Invocation Services (P/ Invoke). La tercera característica es la independencia del lenguaje que permite el intercambio de información que contengan las múltiples bibliotecas utilizadas a través del uso de cualquier lenguaje .NET. La tercera característica es el tipo de seguridad, el cual se refiere a la medida en el que un lenguaje de programación evita los errores de tipo que involucran la relación entre varias variables, lo anteriormente mencionado se hace con el fin de evitar la utilización de métodos incorrectos y problemas de tamaño de memoria. La cuarta característica corresponde a la portabilidad, es decir que ha sido diseñada en un marco multiplataforma, parámetro requerido por las certificaciones ECMA e ISO. La quinta característica es la seguridad, ya que tiene un mecanismo propio de seguridad que consta de dos partes: la primera en la que la seguridad de acceso al código (CAS) usa evidencia para verificar los permisos que fueron otorgados al código y la última parte que consta de validación y verificación. La quinta característica es la gestión de la memoria pues en este punto la memoria puede ser librada de una forma segura. Finalmente se encuentra el rendimiento, ya que su código se ejecuta con su compilador justo a tiempo a través del almacenamiento en la memoria caché, factor que favorece la rapidez con la cual se ejecutan los lanzamientos de la plataforma.

1.2 FUNDAMENTOS VISUAL BASIC³

Visual Basic es una herramienta que permite desarrollar aplicaciones generalmente de una forma gráfica diseñada para Windows, estas aplicaciones al estar basadas

³LUNA, Fernando. VISUAL BASIC guía definitiva del programador. RED USERS. 2011 1 ed. Capitulo 2 P.41

en objetos y eventos procedimentales, hace que la herramienta se de una forma secuencial. Un programa secuencial contempla dentro de su desarrollo un inicio, después una lectura de los datos que son requeridos para la ejecución del programa que se está llevando a cabo y finalmente la impresión o salvamento de la información o resultados obtenidos. Por lo anteriormente mencionado es necesario conocer cierta metodología para llevar a cabo la ejecución de un programa, cabe la pena resaltar que esta no es un estándar pues cada uno de ellos es diferente y varía de acuerdo a la dificultad y extensión.

1.2.1 Cómo programar en Visual Basic. El uso de Visual Basic es conocido como una forma de programación sencilla y rápida, a su vez esta categorización depende de la complejidad y extensión que tendrá cada aplicación que desarrolle el programador, es por esto que como tal no hay una metodología exacta a seguir pero si unos pasos que permitirán llevar a cabo un uso adecuado de la herramienta. A continuación se mencionan algunos de ellos que para el concepto de los autores tendrán mayor relevancia.

- Adquisición del programa.
- Conocer el método de apertura para iniciar la creación de la aplicación.
- Conocer lo tipos de objetos con los que se pueden trabajar.
- Aprender a poner un objeto con el que se va a trabajar.
- Depurar el programa.

Una vez se conocen las acciones básicas para la creación de un programa, se puede llevar a cabo la creación de uno. La complejidad de este depende directamente de los requerimientos del programador pues la funcionalidad del programa va desde una simple suma hasta la programación de métodos numéricos si se da un ejemplo de concepto matemático.

1.2.2 Tipos de datos. Visual Basic al ser un programa que recibe datos alfa numéricos posee cierta clasificación para la utilización adecuada de los mismos, a continuación, se presentarán la clasificación y rangos para los mismos mostrados en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Tipos de Datos en Visual Basic

TIPOS DE DATOS		
NOMBRE	CLASIFICACIÓN	RANGO
String	Numérico/Texto	Indefinido
Integer	Numérico entero	-32.768 a 32.767
Long integer	Numérico	-2.147.483.648 a 2.147.483.647
Single-precision	Numérico	Máximo seis lugares decimales
Double-precision	Numérico	Máximo catorce lugares decimales
Variant	Numérico/Texto	Disposición Visual Básic
Currency	Numérico	-922 trillones a 922 trillones
Bolean	Condicional	True/False
Byte	Numérico	0 a 255

Fuente. Elaboración propia con base en: GARCIA DE JALON, Javier, RODRÍGUEZ, José Ignacio, BRAZÁLEZ, Alfonso. Edición 2. San Sebastián: Escuela Superior de Ingenieros Industriales, 1999. *Aprenda Visual Basic 6.0 como si estuviera en primero*. P. 29.

1.2.3 Uso de variables. Un programa informático tiene dentro de su desarrollo elementos conocidos como variables, las cuales tienen como función contener los datos con los que se están trabajando. Además de las variables un programa está operado por algoritmos que son los encargados de ejecutar las variables.

Inicialmente los procesadores que son las características de diseño que posee un equipo fueron diseñados para trabajar con un lenguaje binario, sin embargo, este es difícil de entender y mucho más complejo de manejar. A partir de esto se empezaron a desarrollar lenguajes de alto nivel cuya funcionalidad se acerca al programador pues se asemeja al lenguaje natural, pero al momento de compilarse, el lenguaje debe traducirse al propio lenguaje de la máquina. Visual Basic es una herramienta denominada *interpretada y no compilada* pues no necesita de una traducción del lenguaje a código máquina, sino que al momento de ejecutarse el mismo programa interpreta el código desarrollado por el programador.

Para la elaboración de un proyecto en Visual Basic se necesita comprender que éste funciona debido al conjunto de ficheros o módulos necesarios y que son requeridos. Los módulos existentes son de tres tipos, los primeros son los que están vinculados a un formulario y están presentados por la expresión (**.frm*), los

segundos son aquellos que tienen líneas del código Basic programado, presentados como (*.bas) y los últimos conocidos como módulos de clase los cuales definen las agrupaciones de códigos y datos, y son expresado como (*.cls). Es necesario mencionar una breve descripción acerca de los módulos pues estos pueden contener variables, las cuales son clasificadas como públicas y privadas. Las variables privadas son aquellas a las que se tiene acceso en cualquier parte del proyecto y es necesario definirla como *Public*; por el contrario si la variable es privada no se tiene acceso a ella desde ninguna parte del proyecto y se da por entendido que está predeterminada por el programador. También se pueden encontrar una variable conocida como *local* y está definida dentro de un procedimiento o una función del proyecto y hace parte de las variables privadas pues es reinicializada cada vez que entra al procedimiento. En el caso en donde se requiera inicializar una variable se necesita denominarla como *Static* en lugar de *Dim*, debido a que la última es una palabra utilizada para crear variables.

En cuanto a los tipos de variables que se encuentran están los identificadores cuya función es nombrar de manera simbólica un dato o un programa determinado del proyecto, estos nombres poseen una relación estrecha entre la variable que representa, un ejemplo para esto sería *inclinación_tubería*. Del mismo modo también se encuentran las constantes, que de manera similar es un identificador pero su valor está asignado a la memoria y sólo puede ser asignado una vez.

Para los nombres de las variables hay ciertos parámetros que se deben cumplir para que haya un correcto funcionamiento de las mismas y se mencionarán a continuación:

- El nombre de la variable siempre debe empezar con una letra.
- Puede tener una extensión de hasta 255 caracteres
- No admite espacios ni caracteres en blanco y tampoco puntos.
- No puede ser una palabra del lenguaje Visual Basic, tales como *For, If, Loop, Next, entre otros*.

Otra característica que debe ser tomada en cuenta de Visual Basic, es que no identifica diferencias entre mayúsculas y minúsculas, es decir que para el lenguaje sería lo mismo expresar *TemperaturaFluido* que *temperaturafluido*.

1.2.4 Funciones matemáticas y para caracteres. Los programas informáticos que se usan cotidianamente tienen un código fuente con una gran cantidad de líneas, al usar la modularización se divide el programa en módulos más pequeños y manejables pues de no ser así, el sistema sería catalogado como inmanejable. Los módulos son comúnmente conocidos como subprogramas, procedimientos o funciones, encargados como se mencionó anteriormente de dividir y subdividir el

programa para proporcionar una utilización adecuada. Las ventajas que se tienen a partir de la división del programa son las siguientes:

- Modularización: Las funciones tienen un objetivo específico, así que su código de desarrollo tiene un tamaño adecuado para ser manejable.
- Ahorro de memoria y tiempo de desarrollo: Al dividirse el programa, este tiene menos líneas que correr, tendrá menos posibilidad de generar errores y usará las funciones una menor cantidad de veces.

A continuación, en la **Tabla 2.** se presentarán tablas con funciones para caracteres y para aritmética.

Tabla 2. Funciones para caracteres en Visual Basic

FUNCIONES PARA CARACTERES	
FUNCIÓN	UTILIDAD
Len	Número de caracteres de una línea.
LCase(x), Lcase(u)	Conversión de mayúsculas a minúsculas.
Str(n), CStr(n), Val	Conversión de letras a números y de números a letras.
Mid, Right, Left	Extracción de una cantidad de letras en forma de rango.
Split	Extracción de sub-cadenas de caracteres.
Join	Union de sub-cadenas de caracteres.
strComp	Comparación de cadenas de caracteres.
InStr	Hallar si una cadena es parte de otra.
InstrRev	Hallar si una cadena es parte de otra a partir del final.
Replace	Hallar y reemplazar una cadena por otra.

Fuente. Elaboración propia con base en: GARCIA DE JALON, Javier, RODRÍGUEZ, Jose Ignacio, BRAZÁLEZ, Alfonso. Edición 2. San Sebastián: Escuela Superior de Ingenieros Industriales, 1999. Aprenda Visual Basic 6.0 como si estuviera en primero. P. 45.

Para valores numéricos se usan funciones matemáticas expuestas en la **Tabla 3.**

Tabla 3. Funciones matemáticas en Visual Basic

FUNCIONES MATEMÁTICAS	
NOMBRE FUNCIÓN	FUNCIÓN EN VB
Valor absoluto	Abs(x)
Arco tangente	Ant(x)
Exponencial	Exp(x)
Parte Entera	Int(x), Fix(x)
Logaritmo	Log(x)
Redondeo	Round(x,ndec)
# Aleatorio	Rnd
Seno y Coseno	Sin(x), Cos(x)
Tangente	Tan(x)
Raíz Cuadrada	Sqr(x)
Signo	Sgn(x)

Fuente. Elaboración propia con base en: GARCIA DE JALON, Javier, RODRÍGUEZ, Jose Ignacio, BRAZÁLEZ, Alfonso. Edición 2. San Sebastián: Escuela Superior de Ingenieros Industriales, 1999. Aprenda Visual Basic 6.0 como si estuviera en primero. P. 29.

Una vez se conocen las funciones matemáticas básicas, la persona que utilice la herramienta podrá, hacer uso de otras funciones trigonométricas derivadas de la Tabla 3 y se mostraran a través del **Anexo A**, cabe la pena resaltar que estas funciones no se encuentran disponibles para el Visual Basic 6.0.

Por orden de relevancia hay otros conjuntos de funciones en los que no se tendrán en cuenta los detalles, pues su funcionalidad para el desarrollo de la herramienta no es necesaria. Estos grupos son aquellos que permiten interactuar con variables como la hora y la fecha, del mismo modo hay funciones que permiten explorar informaciones de archivos y algunas de sus características, finalmente hay funciones que permiten llevar a cabo conversiones sobre los tipos de datos que se van manejar, como ejemplo, se podría pasar expresiones a tipo *Integer* o *String*.

1.3 NAMESPACE⁴

El namespace es una característica de Visual Basic que facilita el desarrollo de las aplicaciones, pues permite reducir los tiempos de desarrollo y mejora la productividad al momento de programar. Su principal función es que a través de ella se puede acceder a información que hace parte de todas las bibliotecas de clases del programa. A su vez es considerada como el nivel más superior de la herramienta ya que de él salen todos los objetos que son utilizados en Visual Basic.

El namespace conocido como My tiene varios usos para las aplicaciones dentro de Visual, a continuación se presentarán las aplicaciones que para los autores son consideradas como las más importantes.

1.3.1 My.Forms. Esta aplicación permite acceder a las características como las propiedades y objetos que componen el formulario que se está desarrollando.

1.3.2 My.Computer. De esta manera se puede acceder a todos los recursos que posee el equipo, dentro de los cuales están el hardware y el software en el cual se está trabajando, a través del sistema operativo de Visual Basic. Los recursos son los siguientes:

- Audio: acceso a sonidos de Windows.
- Clipboard: acceso al portapaples.
- Clock: acceso a la hora del equipo.
- Filesystem: acceso a archivos, carpetas, directorios y unidades de disco.
- Info: acceso a información del Hardware.
- Keyboard: acceso al teclado.
- Mouse: acceso al mouse.
- Name: acceso al nombre del equipo.
- Network: acceso a la red.
- Ports: acceso a información de los puertos.
- Registry: acceso al registro de Windows.
- Screen: acceso a las propiedades y métodos de la pantalla.

1.3.3 My.Application. A través de esta aplicación se agrupan las propiedades, métodos y eventos que se relacionan con la aplicación actual que se está desarrollando, sin embargo no permite llevar a cabo modificaciones de los datos agrupados, sólo observarlos. Los recursos a los que se tiene acceso son los siguientes:

- ChangeCulture: Manipular cadenas de caracteres que están en diferente idioma.
- ChangeUICulture: Recuperar recursos específicos a través de un subproceso.

⁴ Ibíd.P.86

- Culture: Obtener referencia cultural con la que se está trabajando actualmente.
- Development: Actualizar la aplicación que se está utilizando y descargar archivos requeridos por el programador.
- DoEvents: Procesar mensajes de Windows.
- GetEnvironmentVariable: Obtener el valor de cada variables que está involucrada en el desarrollo de la aplicación.
- Info: Obtener información característica de aplicación, tal como: versión, descripción del programa y copyright.
- MinimizeSplashScreenDisplay: Especificar el tiempo máximo que se mostrará una pantalla al iniciar la aplicación.
- SaveMySettingsOnExit: Cambiar la forma en la que se guarda la información al momento de salir de la aplicación.
- Shutdown: Controlar el cierre de la aplicación a través de otro programa.
- SplashScreen: Establecer o cambiar la pantalla de inicio que se muestra en la aplicación.
- Startup: En el momento en que se inicia la aplicación, se tiene acceso a parámetros adicionales que hacen parte del código.

1.3.4 My.User. Permite obtener información acerca del usuario en la sesión actual de Windows, esto con el fin de llevar a cabo un seguimiento de operaciones que se realizaron sobre la aplicación.

1.3.5 My.Settings. Se puede acceder a la configuración de la aplicación que se está desarrollando y además se puede guardar la información de una manera dinámica. A su vez se pueden asignar valores por defecto para la inicialización. Para poder utilizar esta herramienta se necesitan respetar los siguientes parámetros:

- Nombre: se refiere a la configuración de la aplicación.
- Tipo: Hace referencia al tipo de dato que se va a utilizar.
- Ámbito: Indica si el dato es de lectura o lectura-escritura.
- Valor: Indica la configuración del namespace del valor del dato que se va a utilizar.

1.4 CONTROLES⁵

Se entiende por control a la herramienta gráfica que pueden ser utilizadas para creación de la interfase gráfica con la que se está creando la aplicación. Estos controles se encuentran ubicados en el cuadro de herramientas y poseen una categorización superior denominada Categorías, lo que facilita encontrarlos y utilizarlos en los proyectos. La característica de los controles es que a través de su

⁵ MICROSOFT. Op. Cit. Disponible en : <https://docs.microsoft.com/es/office/vba/language/reference/user-interface-help/toolbox>.

utilización se pueden representar eventos, métodos y diversas propiedades con las que se están trabajando en el desarrollo de la aplicación, tan solo arrastrándolos al cuadro Form y posteriormente llevando a cabo su respectiva configuración.

1.4.1 Controles comunes. Los controles comunes son aquellos que se encuentran en cualquier aplicación Windows, y cada uno de ellos es diferente y por lo tanto no cumplen las mismas funciones visibles dentro del programa. Su adición se puede llevar a cabo a través del cuadro de herramientas o creados a partir del código que se esté programando.

La mayoría de los controles poseen eventos, estos eventos dentro de su composición tiene porciones de algoritmos o códigos que son ejecutados mediante la acción del programador que está realizando el programa o por una acción ejecutada por el sistema operativo.

1.4.1.1 Button. Representa los botones en la aplicación que se está desarrollando y sus funciones más utilizadas son las siguientes:

- Click, Enter, MouseUp, Mouse Down, MouseMove, MouseHover: son considerados los eventos más relevantes para este control y el nombre de cada uno ellos representa la acción que se está realizando o se realizará.
- KeyPress, KeyUp, KeyDown: Son eventos que permiten identificar la información que está siendo ingresada a través del teclado.

1.4.1.2 Label, LinkLabel. Estos controles son utilizados para mostrar texto dentro de la aplicación. La diferencia que existe entre el Label y el LinkLabel es que el último mencionado muestra el texto en forma de hipervínculo, permitiendo de esta manera acceder a otro formulario o a una página web. Sus eventos más comunes se mencionarán a continuación:

- Text: Se puede especificar el texto que se mostrará.
- TextAlign: Se puede alinear todo el texto.
- AutoSize: Se puede modificar el tamaño al texto que tiene contenido el control.
- Image: Se puede mostrar una imagen.
- Font: Se da un formato específico a la letra con la que se está trabajado.
- Evento: Se da una descripción del control.

1.4.1.3 Textbox. A través de este control se puede ingresar datos que se van a utilizar mediante el teclado del equipo en que se está trabajado, sus eventos están dirigidos a tener control sobre el contenido que tiene el control:

- Text: Se puede especificar el texto que se mostrará.
- TextAlign: Se puede alinear todo el texto.

- **MaxLenght:** Se indica la cantidad de caracteres que admite el control.
- **PasswordChar:** Se puede especificar la visualización de caracteres, está dirigido al uso de contraseñas.
- **Multiline:** Se puede escribir texto en varias líneas.
- **ScrollBars:** Si el control posee la propiedad *Multiline*, muestra si es Scroll vertical, horizontal o ambos.
- **ReadOnly:** El texto que se muestra no se puede modificar.
- **TextChanged:** Este evento se produce cuando el texto contenido dentro del control cambia.
- **KeyPress:** Propiedad que al presionar una tecla, realiza una acción determinada por el programaor.
- **KeyUp / KeyDown:** El primero indica que una tecla se soltó y el segundo que una tecla está siendo programada.

1.4.1.4 ListBox y ComboBox. Son controles similares que tienen propiedades y eventos similares. El combobox tiene un texto que se puede desplegar y que a su vez permite seleccionar uno o varios de los ítems ingresados. Por otra parte el ListBox es similar al ComboBox, sin embargo la principal diferencia es que los ítems ingresados se muestran de una manera consecutiva. Sus propiedades se presentarán a continuación:

- **DropDownStyle:** Se puede indicar que tipo de selección se mostrará en el control.
- **Items:** Se puede agrupar una cantidad de elementos que contiene el control.
- **SelectedIndex:** Se puede obtener o indicar que elemento de la colección se está seleccionando.
- **Sorted:** Se puede establecer un orden para los elementos del control.
- **SelectedItem:** Se refiere a un elemento seleccionado por defecto.
- **Items:** Cantidad de elementos que son mostrados al usuario y que este puede seleccionar dentro de la colección.
- **SelectionMode:** Acción que permite seleccionar uno o más elementos de la colección.
- **Multicolumn:** Acción que permite mostrar la colección de ítems en una o más columnas.
- **SelectedItems:** Muestra los elementos que seleccionó un usuario, condicionado a que el control debe tener la propiedad *Múltiple* definida anterior.

1.4.1.5 DateTimePicker y MonthCalendar. La función de estos controles es manipular datos a través de fechas. DateTimePicker funciona como un ComboBox mostrando un calendario, en el cual se puede indicar un valor para la fecha y la hora. Mientras que el control MonthCalendar proporciona fechas para que esta pueda ser seleccionada.

Las propiedades de DateTimePicker son las siguientes:

- Value: Se puede indicar u obtener un valor para las fechas del calendario.
- MinDate: Se puede mostrar cual es valor mínimo que recibe una fecha.
- MaxDate: Se puede mostrar cual es el valor máximo que recibe una fecha.
- Format: Se puede establecer cuál es el formato que se mostrará en el control.

Las propiedades de MonthCalendar son las siguientes:

- SelectionRange: Se puede obtener o indicar un valor de una fecha del calendario.
- MinDate: Se puede mostrar cual es el valor mínimo que recibe una fecha.
- MaxDate: Se puede mostrar cual es el valor máximo que recibe una fecha.
- CalendarDimensions: Se establece la cantidad de meses que mostrará el calendario.

1.4.1.6 RadioButton y CheckBox. Estos son los controles que permiten dar al usuario la capacidad de seleccionar una opción dentro del programa. El control CheckBox permite interactuar con controles con características similares y permite marcar varias opciones simultáneamente. El control RadioButton sólo permite seleccionar un elemento dentro de una colección de ítems.

De igual manera hay otros controles comunes que se mencionarán a continuación, sin embargo no se describen de una manera detallada pues su funcionamiento no es relevante dentro de este trabajo de grado, Los controles son: NotifyIcon, PictureBox, ProgressBar, ToolTip, ListView y TreeView.

1.4.2 Controles Contenedores. Son aquellos controles que permiten que la aplicación contenga varios de ellos dentro de sí misma, permitiendo que la pantalla se vea de una forma más organizada. Otra de las principales características que poseen estos controles es que permite dar el atributo de Visible o Enabled para los grupos de controles que se están desarrollando. Las propiedades de los controles contenedores se mencionarán a continuación:

- GroupBox: Es la propiedad que permite dividir la pantalla en varios sectores para presentar generalmente un grupo de RadioButton o CheckBox de una forma organizada.
- Panel: Es la propiedad que vuelve transparentes los bordes de los controles, característica que permite distribuir una serie de ellos mismos a través de diferentes regiones.
- TabControl: Es la propiedad que permite agrupar varios controles de una forma solapada, esto quiere decir que configurarse un formulario de un tamaño reducido para que contenga una gran cantidad de controles.

1.4.3 Controles de menú y barras de herramientas. Con la aparición de .NET, Visual Studio posee un mejor soporte para desarrollar barras de herramientas y menús, cuyos elementos que los componen sean independientes entre sí. Las propiedades de estos controles se mostrarán a continuación:

- **ToolStripContainer:** Es la propiedad que permite dividir el tres paneles horizontales el formulario en donde se está desarrollando el programa. El panel superior admite que en su posición sean dispuestos barras de herramientas o menús. El panel del medio permite administrar la información y elementos con los que el usuario va a interactuar. El panel inferior es utilizado para agrupar barras de tareas.
- **MenuStrip:** Es la propiedad que permite establecer la cantidad de menús con los que va a contar la aplicación.
- **ContextMenuStrip:** Cumple la misma función que el MenuStrip, sin embargo su funcionamiento se da a través del botón derecho del mouse.
- **ToolStrip:** Es la propiedad que permite crear barras de herramientas en la aplicación, a su vez podrá contener una gran cantidad de botones que pueden ser personalizados de tal manera que mejore la estética de la aplicación según la disposición del programador.

1.4.4 Control de acceso a datos. Son aquellos controles que permiten establecer una conexión entre el programa y una base de datos, para poder recuperar los registros pertenecientes a unas tablas con el fin de trabajar con este tipo de información. También se pueden llevar a cabo operaciones de adición, eliminación y modificación de registros.

1.5 BASE DE DATOS⁶

En este apartado se llevará a cabo una introducción correspondiente a la base de datos, factor principal que permite el desarrollo de sistemas, administración y manejo de bases de datos.

Una base de datos es un conjunto de datos, los cuales pueden ser utilizados en cualquier momento pues están almacenados de una forma sistematizada. Gracias al desarrollo de la tecnología informática, las bases de datos se encuentran de una manera digital y prestan soluciones para una gran cantidad de problemas. Sus características permiten no solo la información de datos escritos, adicionalmente permite el almacenamiento imágenes, videos, documentos e incluso software. Con el fin de administrar de una manera adecuada las bases de datos, se crearon sistemas de gestión conocidos como DBMS (*DataBase Management System*) con

⁶ LUNA. Op. Cit. P.164.

el fin de realizar operaciones especiales tales como creación, diseño de tablas, campos y registros, adición, eliminación y modificación para las bases de datos.

Dentro de los tipos de bases se encuentran cinco clasificaciones principales, las cuales son las bases de datos estáticas caracterizadas por ser utilizadas únicamente para lectura pues guardan una gran cantidad de información, además son utilizadas para consultar el comportamiento de un conjunto de datos, con el fin de analizar un comportamiento para la toma de futuras decisiones con respecto al análisis. Por otro lado se encuentran las bases de datos dinámicas con las cuales se pueden consultar, borrar y modificar la información almacenadas en ellas a través del tiempo. Las bases de datos bibliográficas contienen información que puede ser clasificada y posteriormente localizada a través del uso de fuentes primarias. Las bases de datos de texto completo cumplen con la función de almacenar una fuente primaria. Finalmente se encuentran las bases de datos de directorio que como su nombre lo indica son utilizados para generar directorios.

Una vez ya se conocen las clasificaciones de las bases de datos, se deber conocer que estas trabajan bajo ciertos modelos los cuales son: jerárquicas, de red, transaccionales, rotacionales, multidimensionales y orientadas a objetos. Por medio de estos modelos se identifica hacia qué objetivo está direccionada la base de datos creada. Las especificaciones de estos modelos serán presentados en el **Anexo B**.

1.5.1 Estructura de almacenamiento de datos. La estructura de las bases de datos debe estar dispuesta de tal manera que toda la información que está siendo almacenada, pueda ser revisada de una manera fácil y sencilla. Es por esto que la estructura está dividida en tablas, campos y registros.

- **Tablas:** A través de las tablas se concentra la información de los campos y de los registros de una manera lógica y complejidad depende de la cantidad de información que maneje pues cada base cuenta con una o miles de tablas.
- **Campos:** Los campos son almacenados dentro de las tablas y contienen información de varios tipos de datos como lo son numéricos, alfanuméricos y binarios. De igual manera hay consideraciones especiales como lo son los datos que representan fechas, memos, booleanos que posee dos estados; verdadero o falso, y los datos autoincrementables cuya característica es incrementar su valor por cada nuevo registro agregado.
- **Registros:** Se refiere a toda la información que está almacenada en una tabla, a través de cada dato que se encuentra en su campo correspondiente.

En este punto es importante mencionar como es que las bases de datos se relacionan con Visual Basic. El entorno en el cual se desarrolló Visual Basic permitió conectar y realizar bases de datos a través de herramientas de Microsoft

como SQL Server y Acces. Estos paquetes se encuentran en forma de paquetes adicionales que deben ser adquiridos, y su instalación pide ciertos requerimientos al equipo, con el fin de garantizar una instalación adecuada y una operación exitosa.

2. EXPLICAR LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS REGÍMENES DE FLUJOS MULTIFÁSICOS EN TUBERÍAS Y DE LA CORROSIÓN POR DIÓXIDO DE CARBONO JUNTO A SUS PROBLEMAS ASOCIADOS

En este capítulo se explicará los 5 regímenes de flujo en fluidos multifásicos establecidos por Taitel y Dukler⁷ los cuales son: Estratificado Plano, Estratificado Ondulado, Anular, Intermitente y Burbuja Dispersa, con sus respectivas características. A continuación de este, se explicará el fenómeno fisicoquímico de la corrosión de CO_2 (dióxido de carbono) junto a los problemas asociados en la línea de producción.

El capítulo se desarrollará explicando los parámetros y variables que el modelo hidrodinámico y el modelo de corrosión incorporan, y a continuación se describirá las características de los fluidos multifásicos y problemas asociados a la corrosión.

2.1 INTRODUCCIÓN

El flujo de dos fases (Gas y Líquido) o bien llamado el fluido multifásico es una situación común en la industria del petróleo y gas, ya que el petróleo es una mezcla de hidrocarburos que a condiciones de superficie los componentes más livianos se encuentran en fase gaseosa, esto sucede por fuerzas gravitacionales, presiones de vapor y la fugacidad de cada componente.

A mayor presión existirá mayor solubilidad del gas en el líquido, según esto, la relación de estas fases dependerá de la presión que sea sometido el fluido, por lo tanto, los fluidos extraídos del yacimiento se presentan a mayor presión que en superficie haciendo que el flujo de hidrocarburo sufra cambios de presión y por lo tanto cambios en la relación de gas-petróleo.

Por el mismo espacio fluyen dos fases distintas cada una con diferente velocidad superficial y propiedades, por lo tanto, los fenómenos electroquímicos no actúan de manera uniforme en toda la sección de la tubería ni el comportamiento de su hidrodinámica será igual que un fluido de una sola fase.

2.2 LÍNEA DE FLUJO

La línea de flujo es el conjunto de tuberías unidas desde la cabeza de pozo pasando por las facilidades de superficie hasta llegar a los tanques de almacenamiento de fluido.

⁷ DUKLER, Yehuda – TAITEL, Tel Aviv. A Model For Predicting Flow Regime Transitions In Horizontal And Near Horizontal Gas Liquid Flow. EE. UU. Texas. 1976. Pg. 2.

Figura 1. Línea de producción Campo Barúa-Motatán, Venezuela



Fuente. ARRIETA, Mario. Campo Barúa-Motatán, Venezuela. Presentación Estaciones de Flujo. UNEFA.

Este juego de tuberías está diseñada para el flujo de los hidrocarburos, donde dependiendo las necesidades de producción se diseñan mediante los siguientes parámetros.

2.2.1 Diámetro. Es la longitud de una línea recta que corta en dos puntos una sección transversal circular. Existen dos tipos de diámetros: El diámetro interior y el diámetro exterior, el diámetro exterior es la longitud de la recta tomando en cuenta el espesor de la pared que es atravesada dos veces en su medida, el diámetro interno es medido por el canal de flujo diseñado para el fluido, como se presenta en la **Figura 2**. En fines prácticos para el proyecto, la hidrodinámica será fundamental el diámetro interno, ya que es el canal de flujo y para la corrosión el diámetro externo será de gran importancia para conocer la integridad de la tubería.

Figura 2. Diámetros en tuberías cilíndricas



Fuente. MAYORCA, Lotus. 1998. Calculo de espesor nominal. [21/02/19] Disponible: [<http://www.lotusmallorca.com/aplicaciones2.htm>].

Este parámetro del diseño nos indica el área transversal o también llamado el área por donde fluye el flujo usando la ecuación:

Ecuación 1. Área transversal

$$\text{Area Transversal } (A) = \pi \frac{D^2}{4}$$

Dónde:

D= diámetro interno de la tubería

Por esta área transversal fluyen dos fases distintas, por lo tanto, existes dos áreas de flujo distintas, un área para el gas y otra para el área del líquido, Siempre y cuando el fluido no fluya a la misma velocidad de gas y petróleo dando un régimen de flujo de burbuja dispersa.

2.2.2 Perímetro. Es la medida del contorno de un área. Este valor tiene relación con el área transversal y el diámetro de la tubería.

2.2.3 Inclinación. Es la desviación de dirección de la tubería sobre la horizontal. Este parámetro influye en las fuerzas gravitacionales ejercidas entre las fases, es decir, a mayor pendiente positiva (dirigida al eje z) el fluido necesitará mayor energía para vencer estas fuerzas, en caso contrario, una pendiente negativa dará energía gravitacional ocasionando un aumento en la velocidad de los fluidos.

2.2.4 Tipo de tubería. El tipo de tubería es la composición química de la cual está hecha la tubería, de esta composición depende las aplicaciones y las propiedades mecánicas de esta.

La tubería calificada por las ASTM (American Society Testing of Materials) como la tubería ASTM A537 clase 1, es una de las tuberías más usadas para facilidades en superficie en un campo petrolero, esto se debe a su composición descrita a continuación mediante la **Tabla 4**.

Tabla 4. Composición química tubería ASTM A537 CLASE 1.

Grade	C	Si	Mn		P	S	Cr	Mo	Ni	Cu
			≤ 40 mm	> 40 mm						
A537 Class 1	0.24	0.15/0.50	0.70/1.35	1.00/1.60	0.035	0.035	0.025	0.080	0.25	0.35

Fuente. AZO materials. ASTM A537 class 1 carbon Steel plates for pressure vessels. Página web de soporte de AZO materials [18/02/2018]. UK 2012. Disponible [<https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID>]

Con esta composición la ASTM garantiza que cumpla estas características. El valor de cada compuesto químico está dado en un porcentaje, siendo este el porcentaje para el elemento Hierro (Fe) que será el principal factor de la corrosión. Es importante conocer estos valores, pues la herramienta está diseñada para hacer el estudio en éste tipo de tubería y en el caso en que el usuario desee utilizarla para diferentes tuberías, deberá conocer de antemano que los resultados obtenidos serán erróneos. Adicionalmente como información complementaria en la **Tabla 5.** se presentan las propiedades mecánicas de la tubería, ya que su conocimiento es fundamental para identificar los parámetros operacionales que puede llegar a tener bajo diferentes escenarios de utilización o empleo.

Tabla 5. Propiedades mecánicas tubería ASTM A537 CLASE 1.

Grade	Yield (MPa)	Tensile (MPa)	Elongation		Thickness
			A50mm	A200mm	
A537 Class 1	345	485/620	22%	18%	≤ 65
	310	450/585	22%	18%	> 65 ≤ 100

Fuente. AZO materials. ASTM A537 class 1 carbon Steel plates for pressure vessels. Página web de soporte de AZO materials [18/02/2018]. UK 2012. Disponible [<https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID>]

2.3 FASE LÍQUIDA

La fase líquida es comprendida por los líquidos: Petróleo y agua, en donde estos tienen propiedades distintas como densidades y viscosidades, basado en estas características se diseñan todas las facilidades de superficie para la separación de estos líquidos mediante el uso principal de la segregación gravitacional.

Según Laís Mujica⁸ la heterogeneidad entre estas fases es grande y no se han desarrollado modelos que ajuste el comportamiento verdadero del flujo de líquidos en totalidad, por otra parte, la empresa Schlumberger⁹ analizó las pérdidas de

⁸ MUJICA, Laís. Proyecto para optar maestría en Ingeniería Química. 2007- Desarrollo de un modelo matemático para la predicción de un patrón de flujo, caída de presiones y nivel de líquido en tuberías horizontales y casi horizontales. Universidad Industrial de Santander.

⁹ Schlumberger. Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos. Artículo suministrado por ATP INGENIERIA S.A.S

eficiencia de producción conjunta a la incertidumbre del caudal en producción en pozos horizontales, por tal motivo conociendo que comportamiento entre los líquidos se desconoce, se puede concluir que la fase gaseosa y la fase líquida son las encargadas de crear los patrones de flujo, haciendo que el flujo resultante sea afectado por la interacción de las fases líquidas que no fueron evaluadas de manera inicial. El comportamiento de fluido de líquidos tiene alto grado de dificultad para ser analizado para esto desarrollaron el siguiente experimento.

A un flujo de 1,500 barriles de fluido (petróleo y agua) por día se decidió inyectar tintas solubles de cada fase para observar su comportamiento, para el petróleo se inyectó una tinta color roja y para el agua una tinta color azul claro. Se pudo observar que las tintas están mezcladas de forma poco uniforme en una tubería horizontal y además un cambio de 2 grados provoca un cambio en su morfología de manera drástica como se presenta en la **Figura 3**.

Figura 3. Experimento de flujo de agua y petróleo a altas tasas



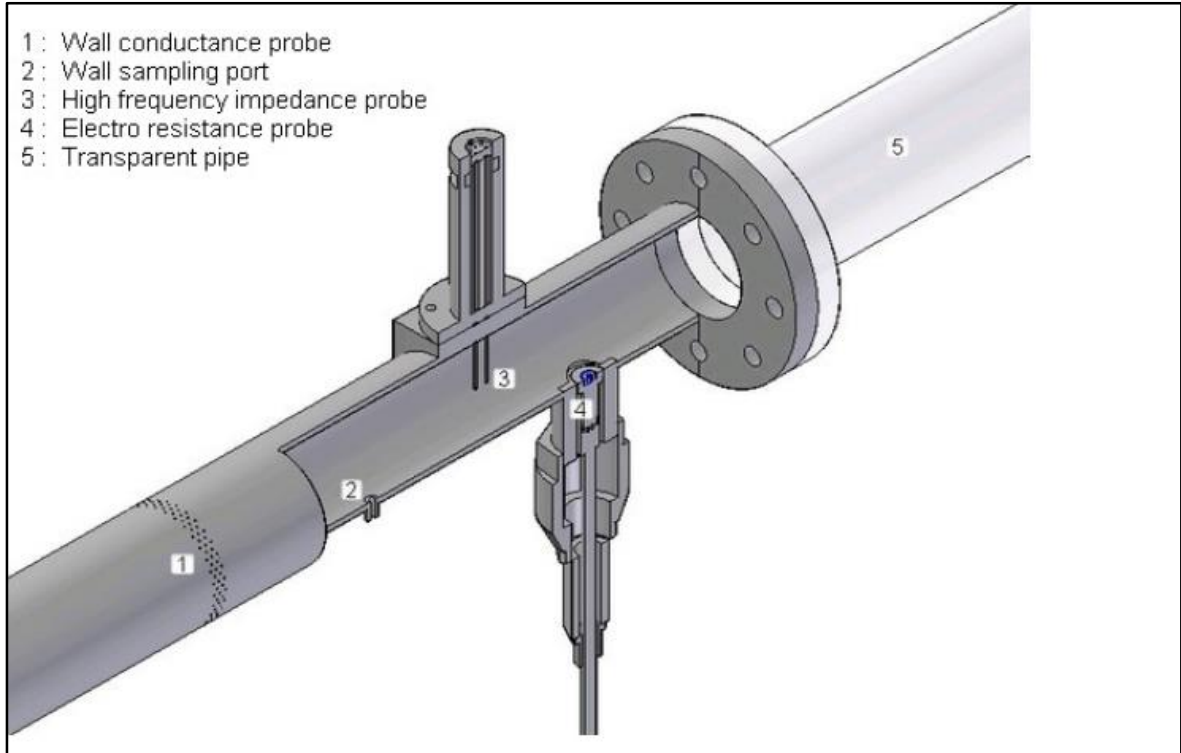
Fuente. Schlumberger. Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos. Artículo suministrado por ATP INGENIERIA S.A.S

La tinta roja fue aplicada a la parte superior y la tinta azul desde la parte inferior, haciendo que se vea una diferenciación de fluidos, la interpretación del fenómeno se debe dar en la interfase de los líquidos en el que se observa un color púrpura uniforme en el centro de esta tubería, dando como resultado que a altas tasas de producción del líquido se mueve de manera casi heterogénea, lo cual permite hacer una asunción en la que se considera la fase líquida como una mezcla agua-petróleo y no cada una por separadas.

Otra consideración que es pertinente citar es el experimento realizado por Ayello-Tang-Cai-Nesic¹⁰ el cual analizó el comportamiento de un flujo compuesto con petróleo y agua mediante una tubería de 4 pulgadas de diámetro interno, el fin de este experimento era determinar la fase mojante (petróleo, agua o mezcla) que estará en contacto con la superficie interna de la tubería. La fase mojante es de vital importancia para el entendimiento del fenómeno fisicoquímico de la corrosión, ya que, solo ocurrirá corrosión cuando el agua con componentes corrosivos como el dióxido de carbono o el ácido sulfúrico está disuelto en ella. Para conocer la fase mojante se usó el siguiente dispositivo.

¹⁰ AYELO, Francis- et al. Determination of phase wetting in oil-water pipe flows. 2008 NACE corrosion 8566.

Figura 4. Esquema de la instrumentación usada para la prueba

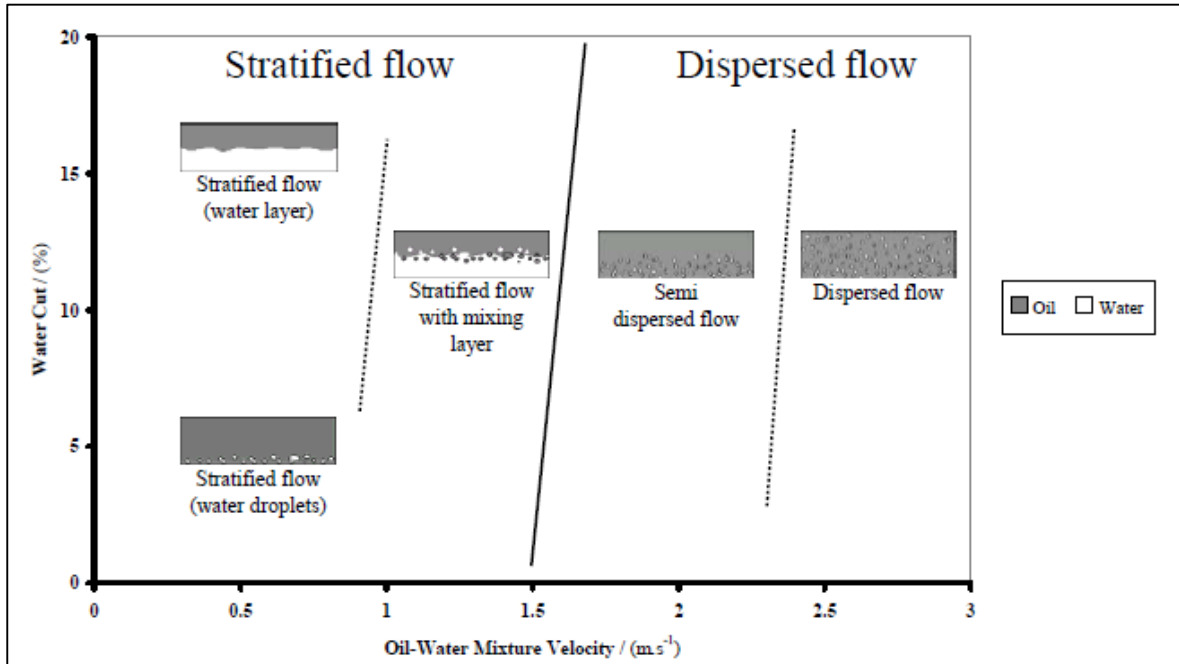


Fuente. AYELO, Fransic- et al. Determination of phase wetting in oil-water pipe flows. 2008 NACE corrosión 8566.

Mediante la diferencia de la propiedad de resistencia eléctrica de cada fluido, se pudo caracterizar el comportamiento de los fluidos a diferentes tasas de producción y diferentes cortes de agua, concluyendo que a una velocidad del fluido en tuberías horizontales menor a 2.5 metros sobre segundo el agua y el petróleo se separan por canales de flujo distintos, haciendo que el líquido este estratificado petróleo-agua. A velocidades mayor a 2.5 metros sobre segundo el petróleo tiene la suficiente energía para romper la interfase agua-petróleo y logra que el agua sea distribuida en forma de gotas uniformemente en todo el interior la tubería.

Para tuberías ligeramente inclinadas la estratificación entre petróleo y agua no es posible por fuerzas gravitacionales, por lo tanto, a menores velocidades de 2.5 metros sobre segundo el agua estará en contacto con la tubería y también el agua genera canales dentro del petróleo para fluir de una manera mixta. Como se puede observar en la **Figura 5.** en donde se relacionan el corte de agua con la velocidad a la que se están produciendo los hidrocarburos, a velocidades mayores a los 2.5 m/s se obtendrá un patrón de flujo burbuja dispersa condición ideal para el transporte de fluidos en tuberías horizontales.

Figura 5. Gráfica del comportamiento de líquidos Corte de agua VS Velocidad de la mezcla



Fuente. AYELO, Francisc- et al. Determination of phase wetting in oil-water pipe flows. 2008 NACE corrosión 8566.

En la industria petrolera se busca producir la mayor cantidad de petróleo posible para el aumento de ganancias, esto indica que se usan flujos mayores a 2.5 metros sobre segundo, dando así, que el líquido se encuentre en una mezcla petróleo-agua y las propiedades del líquido será una suma algebraica de las propiedades del agua y el petróleo teniendo en cuenta el corte de agua.

El líquido presenta las siguientes características necesarias para la determinación del patrón de flujo.

2.4 VARIABLES DE ESTUDIO PARA LÍQUIDOS Y GASES

Las variables son aquellas propiedades tanto para los líquidos como para los gases, las cuales son necesarias para poder realizar la identificación del patrón de flujo y un cálculo de hold up en tubería con el fin de determinar su velocidad de corrosión.

2.4.1 Hold Up. Es la altura que tiene el nivel del líquido dentro la tubería. Esta altura depende de la cantidad de líquido que fluye por la tubería.

Este valor es válido para patrones de flujo: Estratificado Plano, Estratificado Ondulado y Slug. Para el patrón de flujo Anular el hold up será un valor de la suma

de dos veces el espesor de la película y para el patrón burbuja dispersa el hold up será igual al diámetro interno de la tubería.

Para términos prácticos se usa un Hold Up adimensional, el cual es el nivel del líquido sobre el diámetro interno de la tubería.

Ecuación 2. Hold Up adimensional

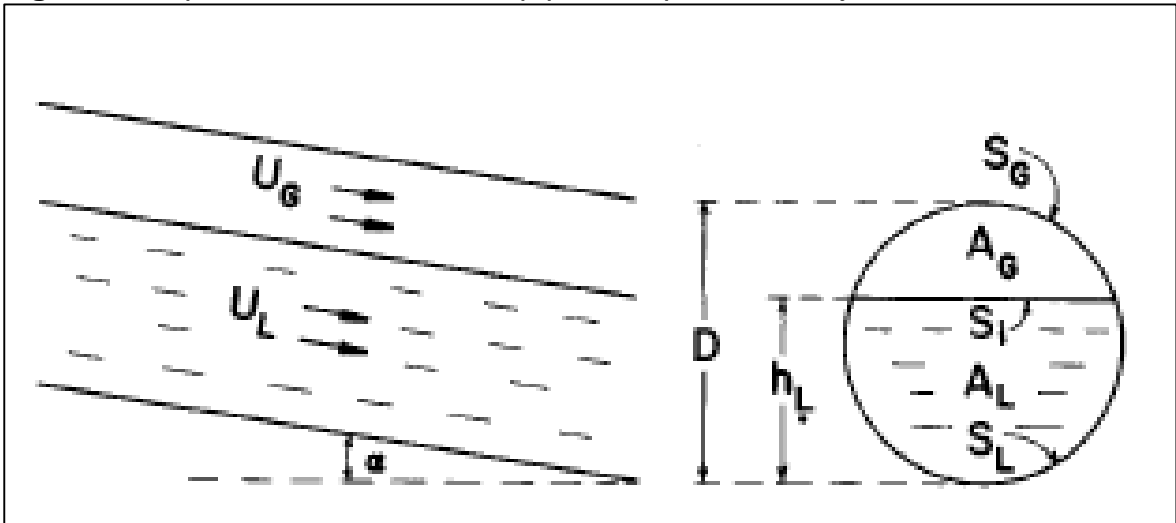
$$HL \sim = \frac{HL}{ID}$$

Fuente. MUJICA, Lais. Desarrollo de un modelo matemático en estado estacionario para la predicción de patrones de flujo, caída de presión y nivel del líquido de mezclas gas-agua- crudo en tuberías horizontales y casi horizontales. Universidad Industrial de Santander. 2007. [Proporcionado por el Director].
Dónde:

- HL = Hold Up
- ID = Diametro Interno
- $HL \sim$ = Hold Up adimensional

La representación del hold up se muestra en la **Figura 6.** en donde se puede observar la distribución de la fase gaseosa y de la fase líquida al interior de una tubería. Esta distribución se observa en forma de alturas y a través de ellas se puede determinar el área que ocupa cada fluido.

Figura 6. Representación de Hold Up para un patrón de flujo estratificado



Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

U_G = Velocidad del gas.

U_L = Velocidad del líquido

A_G = Área de flujo del gas

A_L = Área de flujo del líquido

La determinación de este valor se da por medio de un modelo hidrodinámico. Al tener dos fases delimitadas por su interfase, observamos que existe dos áreas de flujo (A_G, A_L).

2.4.2 Velocidad. Es una magnitud física vectorial que representa el cambio de posición respecto a un tiempo, existe dos tipos de velocidad de interés: velocidad superficial y velocidad de la fase.

La velocidad superficial viene dada por el cálculo de un caudal dividido por el área transversal de la tubería y la velocidad de fase corresponde al caudal dividido por el área de flujo dentro la tubería, es decir, el área calculada por el hold up [Ver **Figura 6**].

2.4.3 Esfuerzo cortante. La definición más apropiada es dada por los autores García-Lindarte, quienes lo definen como la fuerza requerida para mantener una velocidad específica sobre un área delimitada, en donde el área delimitada será el espacio en dos dimensiones que ocupan los contactos interfaciales.

Existen 3 tipos de contactos: Líquido-Gas, Gas-Tubería y Líquido-Tubería. Estos contactos generarán una pérdida de energía mediante el constante roce entre ellos. La constante fricción generada es evaluada por la ecuación de Fannig.

El esfuerzo cortante para Gas- tubería se evalúa de la siguiente manera:

Ecuación 3. Esfuerzo cortante para gas-tubería

$$\tau_{WG} = f_G \frac{\rho_G v_G^2}{2}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

τ_{WG} = Esfuerzo cortante para gas-tubería

f_G = Factor de fricción del gas

ρ_G = Densidad del gas

v_G = Velocidad del gas

El esfuerzo cortante para Líquido-tubería se evalúa de la siguiente manera:

Ecuación 4. Esfuerzo cortante para líquido-tubería.

$$\tau_{WL} = f_L \frac{\rho_L v_L^2}{2}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

τ_{WL} = Esfuerzo cortante para líquido-tubería

f_L = Factor de fricción del líquido

ρ_L = Densidad del líquido

v_L = Velocidad del líquido

El esfuerzo cortante de la interfase se evalúa de la siguiente manera.

Ecuación 5. Esfuerzo cortante de la interfase.

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_g (v_G - v_i)^2}{2}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

τ_i = Esfuerzo cortante de la interfase

f_i = Factor de fricción de la interfase

ρ_g = Densidad del gas

v_G = Velocidad del gas

v_i = Velocidad de la interfase

2.4.3.1 Factor de fricción Fanning¹¹. Para el diseño de tuberías es necesario conocer las pérdidas de energía producidas por la fricción, la ecuación de Fanning nos permite obtener un factor adimensional directa de dicha caída de presión.

¹¹ Universidad Tecnológica Nacional. Fenómenos del Transporte. Facultad Regional Rosario- Departamento de IQ.

Ecuación 6. Factor de fricción de Fanning.

$$f = \frac{D \Delta P}{2 l \rho u^2}$$

Fuente. UNIVERSIDAD TECNÓLOGA NACIONAL. Fenómenos del Transporte. Facultad Regional Rosario- Departamento de IQ.

Donde:

f = Factor de fricción

D = Diámetro

ΔP = Delta de presión

l = Longitud

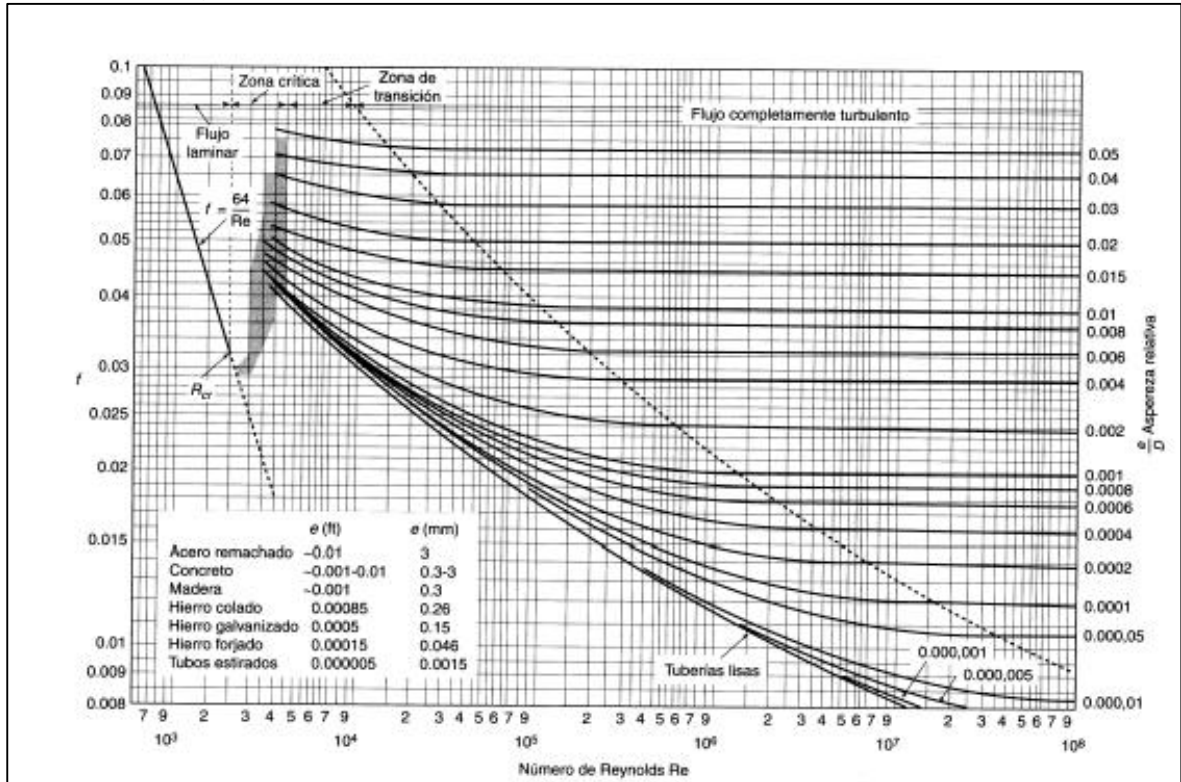
ρ = Densidad del fluido

u = Velocidad del fluido

Este valor depende del régimen de flujo al cual se encuentre, en donde existen dos principales: Laminar y Turbulento. Para fines prácticos el proyecto hablara de regímenes turbulentos en cada fase.

El cálculo del factor de fricción se puede hallar mediante el diagrama de Moody, el cual relaciona el número de Reynolds que posee el fluido y la aspereza relativa presente en el sistema. El diagrama utilizado se presenta a continuación en la **Figura 7**.

Figura 7. Diagrama de Moody



Fuente. BRUCE, Roy. Fundamentos de mecánica de fluidos. 1990. Editorial: LIMUSA WILEY. Apéndice D.

El factor de fricción depende de la velocidad del fluido, la resistencia a fluir que es proporcional a la viscosidad y la cantidad de líquido o gas que tiene contacto con la interface. El factor de fricción del líquido se evalúa así:

Ecuación 7. Factor de fricción del líquido.

$$f_L = C_L \left(\frac{D_L v_L}{\nu_L} \right)^{-n}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

f_L = Factor de fricción del líquido

C_L = Coeficiente dependiendo el disturbio del fluido (régimen de flujo)

D_L = Diámetro hidráulico del líquido

v_L = velocidad superficial del líquido

ν_L = velocidad del líquido

n = Factor dependiente el régimen de flujo

La viscosidad del gas es muy baja comparada con la de un líquido, es por eso que se desprecia muchas veces, para este caso el factor de fricción del gas se evalúa así:

Ecuación 8. Factor de fricción del gas.

$$f_G = C_G \left(\frac{D_G v_G}{\nu_G} \right)^{-m}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

C = Coeficiente dependiendo el disturbio del fluido (régimen de flujo)

$m = n$ = Factor dependiente del régimen de flujo

D_G = Diámetro hidráulico del gas

D_L = Diámetro hidráulico del líquido

Para el factor de fricción de la interfase será igual al factor del gas, ya que, según Gazley¹² asumir esto da errores muy pequeños, ya que la fricción producida por el gas sobre una superficie de líquido es similar a la fricción ejercida en una superficie plana.

2.4.4 Diámetro hidráulico¹³. El diámetro hidráulico es un parámetro del canal de flujo que permite estudiar el comportamiento de manera que el flujo fuera de manera circular. Es evaluado de la siguiente manera para el gas.

Ecuación 9. Diámetro hidráulico para el gas.

$$D_G = \frac{4A_G}{S_G + S_i}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

A_G = Área del gas

¹² GAZLEY, C. Interfacial Shear and Stability in Two-Phase Flow. PhD Theses. University of Newark (1949).

¹³ IAGUA. ¿Qué son diámetros y radios hidráulicos? España. [14/03/2019]. Disponible en [https://www.iagua.es/noticias/espana/tecnocnverting/16/08/25/que-son-diametro-y-radio-hidraulicos]

S_G = Perímetro del gas

S_i = Perímetro de la interfase

El diámetro hidráulico para el líquido es hallado de la siguiente forma:

Ecuación 10. Diámetro hidráulico del líquido.

$$D_L = \frac{4A_L}{S_L}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

A_L = Área del líquido

S_L = Perímetro del líquido

La suma de los valores de S_L y S_G suma el perímetro total de la tubería.

2.4.5 Numero de Reynolds. Es un valor adimensional que analiza la relación entre fuerzas inerciales y fuerzas viscosas, con el fin de caracterizar un flujo dentro de la tubería. El flujo se caracteriza según su régimen, Laminar o Estratificado y esto se depende a la forma de como el fluido se mueve a lo largo de la tubería.

El número de Reynolds es evaluado de la siguiente manera.

Ecuación 11. Número de Reynolds.

$$N_{re} = \frac{D v_L^S}{\nu_L}$$

Fuente. BRUCE, Roy. Fundamentos de mecánica de fluidos. 1990. Editorial: LIMUSA WILEY. P. 148.

Donde:

v_L^S = Velocidad del líquido superficial

N_{re} = Numero de Reynolds

Este factor normalmente se halla para el líquido en donde a un número mayor de 4000 significa que el fluido se encuentra en un régimen turbulento. Para gas no es común que se halle, ya que, tendera a dar muy por encima de 4000 por tener una viscosidad baja y su velocidad será mucho mayor que la de un líquido.

2.4.6 Viscosidad. La viscosidad es la resistencia que tiene un fluido a fluir, este parámetro nos indica la facilidad con la que un fluido va de un punto inicial a un

punto final. Hay dos tipos de viscosidad, viscosidad dinámica que es la resistencia interna entre las moléculas que da como resultante las fuerzas que lo mueven, es un valor que habla sobre las fuerzas de internas del fluido y viscosidad cinética dividida entre la densidad del fluido, haciendo un valor que representa la facilidad de moverse mediante un medio.

Los valores de viscosidad y densidad dependerán de las propiedades de los gases y líquidos.

2.4.6.1 Propiedades de los gases. La presión en superficie no tiende a ser tan alta ni la temperatura a ser tan baja, por lo tanto, sus condiciones son muy lejanas a las temperaturas y presiones críticas, haciendo que el gas no se comporte de manera ideal.

Para esto se representa el factor Z, que es también llamado el factor de compresibilidad con el fin de ajustar ecuaciones que permiten conocer variables de manera explícita.

En esta tabla se presentan las ecuaciones de estado más usadas.

Tabla 6. Resumen ecuaciones de estado

Ecuaciones de estado cúbicas	
Redlich-Kwong	Uso para bajas presiones
SRK Soave- Redlich-Kwong	Uso para sustancias apolares y polares
Peng-Robinson	Uso para hidrocarburos

Fuente. YEPES, Byron. Termodinámica química. Parte 1 - 18/03/14. Universidad Jorge Tadeo Lozano. P. 44.

La ecuación de Peng-Robinson es la que se utilizará pues está destinada para sistemas de hidrocarburos. A continuación, se muestra la tabla del desarrollo de la ecuación de Peng-Robinson.

Tabla 7. Ecuación de estado Peng-Robinson

Ecuación Peng-Robinson	
Ecuación de estado	$P = \frac{RT}{(v - b)} - \frac{a}{v(v + b) + b(v - b)}$
Factor de compresibilidad	$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0$
Covolumen	$b = \sum_i^N x_i b_i \quad b_i = 0.077796 \frac{RT_{ci}}{P_{ci}}$
Efectos de atracción molecular	$a = \sum_i^N \sum_j^N x_i x_j \frac{a_i a_j}{(a_i a_j)^{\frac{1}{2}} (1 - k_{ij})}$ $a_i = a_{ci} \alpha_i$ $a_{ci} = 0.457235 \frac{(RT_{ci})^2}{P_{ci}}$ $\alpha_i = [1 + m_i (1 - T_{ri}^{0.5})]^2$ $m_i = 0.37464 + 1.5422 w_i - 0.26992 w_i^2$
Parámetro efecto de atracción de la mezcla	$A = \frac{aP}{(RT)^2}$
Parámetro covolumen de la mezcla	$B = \frac{bP}{RT}$

Fuente. MUJICA, Lais. Desarrollo de un modelo matemático en estado estacionario para la predicción de patrones de flujo, caída de presión y nivel del líquido de mezclas gas-agua- crudo en tuberías horizontales y casi horizontales. Universidad Industrial de Santander. 2007. [Proporcionado por el Director].

Donde:

P = Presión

R = Constante universal de los gases a en el factor de covolumen ,

V =Volumen

X =Fraccion molar

W =Factor asentrico

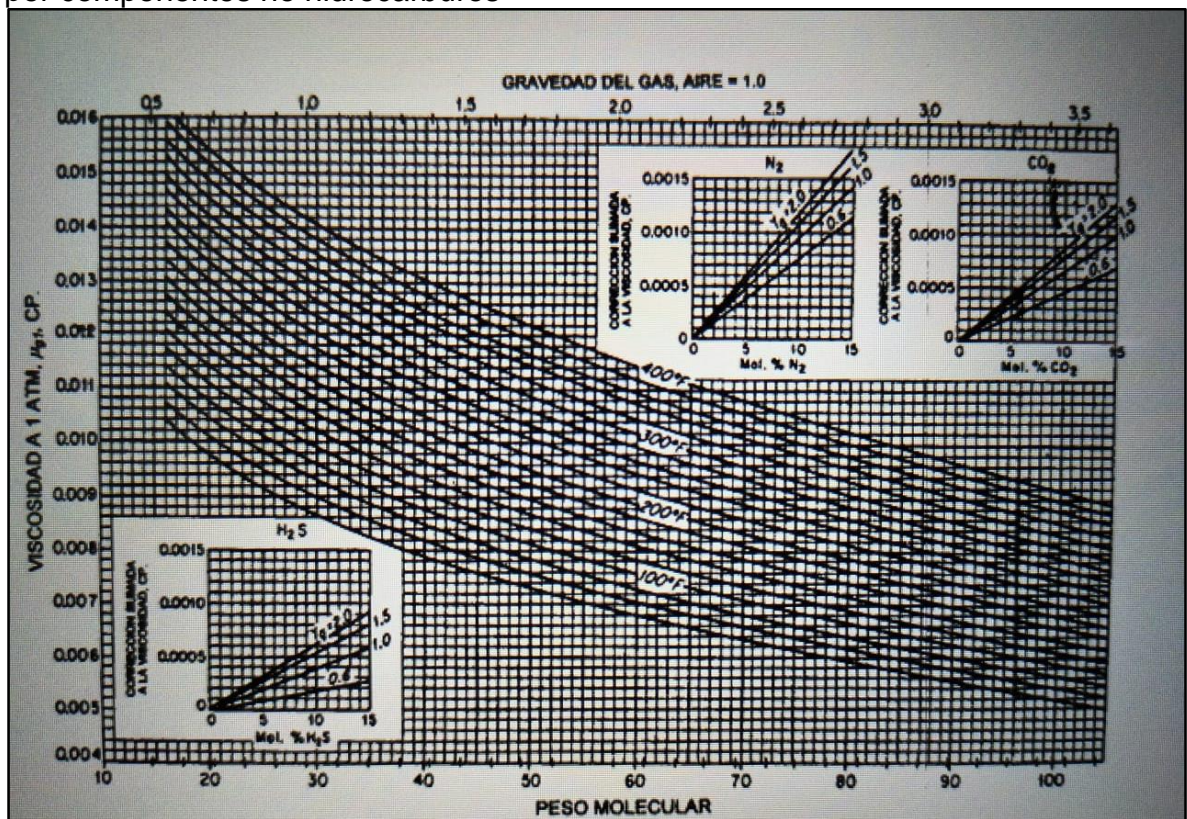
La viscosidad cinemática del gas se puede evaluar mediante el método de Carr-Kobayashi y Burrows, los cuales desarrollaron una correlación gráfica basada en el teorema de estados correspondientes para estimar la viscosidad del gas natural

con el fin de corregir su valor para un sistema con compuestos no hidrocarburos como lo es el dióxido de carbono¹⁴.

La metodología que se debe llevar a cabo es la siguiente: se debe calcular la presión pseudocrítica, temperatura pseudocrítica y el peso molecular aparente. Si el gas tiene concentraciones de componentes no hidrocarburos mayores al 5%, se deben realizar correcciones para hallar los valores ajustados para estas condiciones para finalmente obtener la viscosidad del gas natural a una atmósfera y la temperatura de interés.

Conociendo la presión y temperatura pseudocríticas corregidas se le da de la **Figura 9** la relación de viscosidad, en donde la relación es la división entre la viscosidad a una presión determinada sobre la viscosidad a una atmósfera de presión.

Figura 8. Cálculo de viscosidades mediante método gráfico y factores de corrección por componentes no hidrocarburos

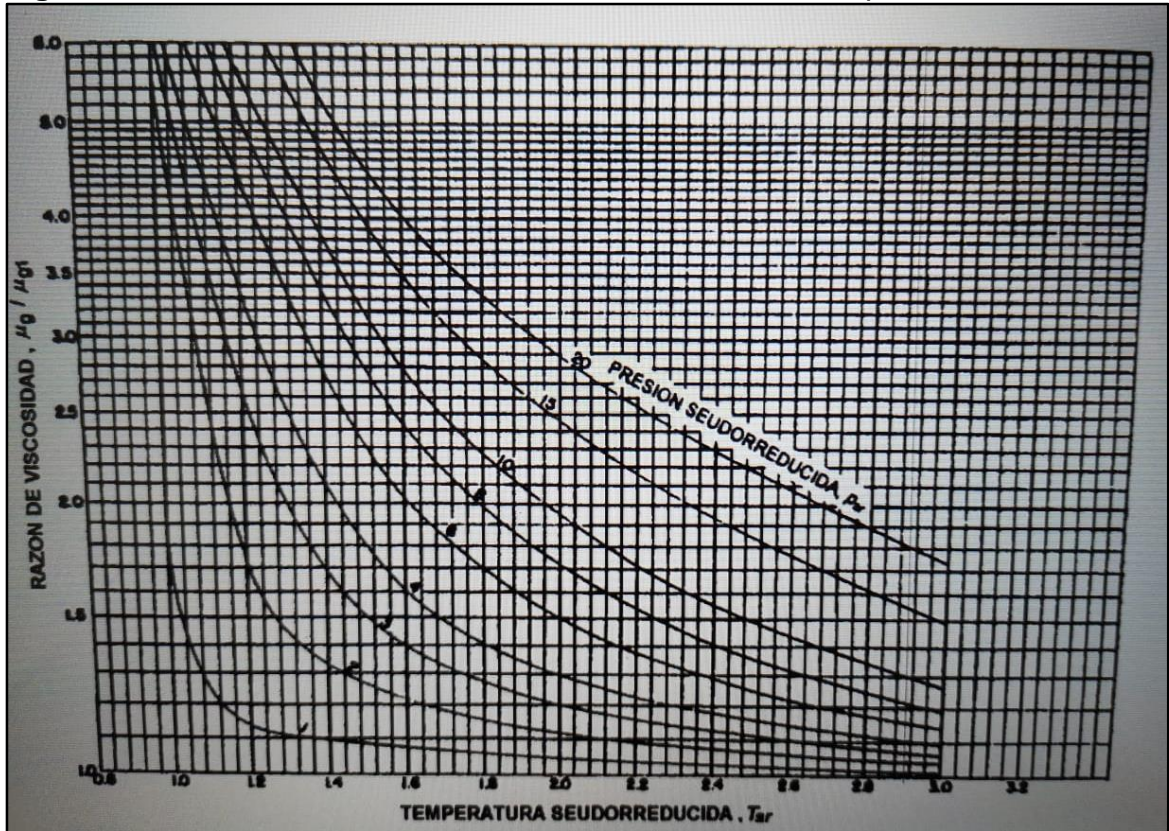


Fuente. BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Universidad de Zulia. Maracaibo, Enero de 1996. P.40.

¹⁴ PIRELA, Yatnielah. Propiedades del gas seco. Propiedades de fluidos de yacimiento. [24/03/2019]

En la parte superior se encuentran las gráficas para la corrección del valor de la viscosidad por componentes no hidrocarburos y en la parte inferior cálculo de viscosidad a una atmosfera con un peso molecular y temperatura específica.

Figura 9. Cálculo relación de viscosidad mediante el uso de presión seudocrítica



Fuente. BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Universidad de Zulia. Maracaibo, Enero de 1996. P.42.

Mientras que la densidad se medirá mediante la siguiente ecuación que integra el factor de compresibilidad.

Ecuación 12. Cálculo de la densidad.

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{PM P}{Z R T}$$

Fuente. AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. P 33.

Donde:

m = Masa

V = Volumen

PM = Peso Molecular

T = Temperatura

Cabe la pena resaltar que la primera igualación es usada para líquidos y para gases será la segunda igualdad.

2.4.6.2 Propiedades de los líquidos. En cuanto a la fase líquida está compuesta por agua y petróleo. El petróleo tiene una propiedad llamada fugacidad, la cual indica de intercambio de masa entre fase líquida y gaseosa, la fugacidad depende de su composición entre mayor sea su valor más componentes livianos tendrá la mezcla de hidrocarburos. Esta propiedad cambia las propiedades físicas del crudo haciendo necesario conocer su comportamiento mediante un sistema PVT (presión, volumen y temperatura), para esto se debe tener en cuenta tres tipos de crudos que tienen un sistema específico los cuales son: Dead Oil (crudo sin gas en solución), Live Oil crudo en equilibrio con el gas en solución y crudo saturado al punto de presión de burbuja.

Las líneas de producción conducidas a múltiples y luego a separadores no manejan normalmente presiones tan altas como presiones de burbuja, por lo tanto, la transferencia de masa entre la fase gaseosa y líquida será constante durante cada pérdida de presión. Como se explicó anteriormente, la pérdida por fricción ocurre mientras hay flujo de gas y petróleo es constante y la forma de conocer sus características solo se han modelado de manera estática, es decir, sin flujo, en un estado estacionario que no se asemeja su comportamiento a un modelo dinámico la incertidumbre es alta, por esta razón el caudal de petróleo y el caudal de gas que son un dato necesario para el modelo a usar son los indicadores más acertados de fugacidad de la mezcla.

El corte de agua será el porcentaje de agua presente en la mezcla de petróleo y agua y este es conocido mediante pruebas de laboratorio, donde la muestra se somete a fuerzas centrífugas y con ayuda de surfactantes se rompe la emulsión y se logra conocer la cantidad de agua en la mezcla.

La densidad será evaluada mediante pruebas PVT como lo es la prueba de liberación diferencial, en donde, una celda cerrada se ve el comportamiento del líquido a diferentes presiones logrando conocer factor de compresibilidad, gas en solución, factor volumétrico del gas y el petróleo, densidad, gravedad específica del gas y grados API del crudo.

2.4.6.3 Propiedades de la mezcla de líquido. Los valores de viscosidad y densidad serán la suma algebraica para cada una de las fases líquidas (Petróleo y agua), esto quiere decir que se deben relacionar las variables de petróleo entre ellas y de igual manera se debe hacer lo mismo con el agua.

La viscosidad de la mezcla se halla con la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Viscosidad de la mezcla.

$$V_L = V_o(1 - C_w) + V_w C_w$$

Fuente. AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. P 76.

Donde:

V_o = Viscosidad petróleo

V_w = Viscosidad del agua

C_w = Fracción volumétrica del agua presente en la mezcla

La densidad de la mezcla se halla con la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Densidad de la mezcla.

$$\rho_L = \rho_o(1 - C_w) + \rho_w C_w$$

Fuente. AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. P 76.

Donde:

ρ_L = Densidad de la mezcla

ρ_o = Densidad del petróleo

C_w = Fracción volumétrica del agua presente en la mezcla

2.5 PATRONES DE FLUJO

La velocidad del gas será mayor que la velocidad del líquido, esto se debe a que las restricciones de flujo conocidas como viscosidades son mucho mayores en líquidos que en los gases, también ocurre que el gas es capaz de crear canales de flujo mucho más fácil que los líquidos, haciendo que este llegue de manera más rápida a un punto de menor presión.

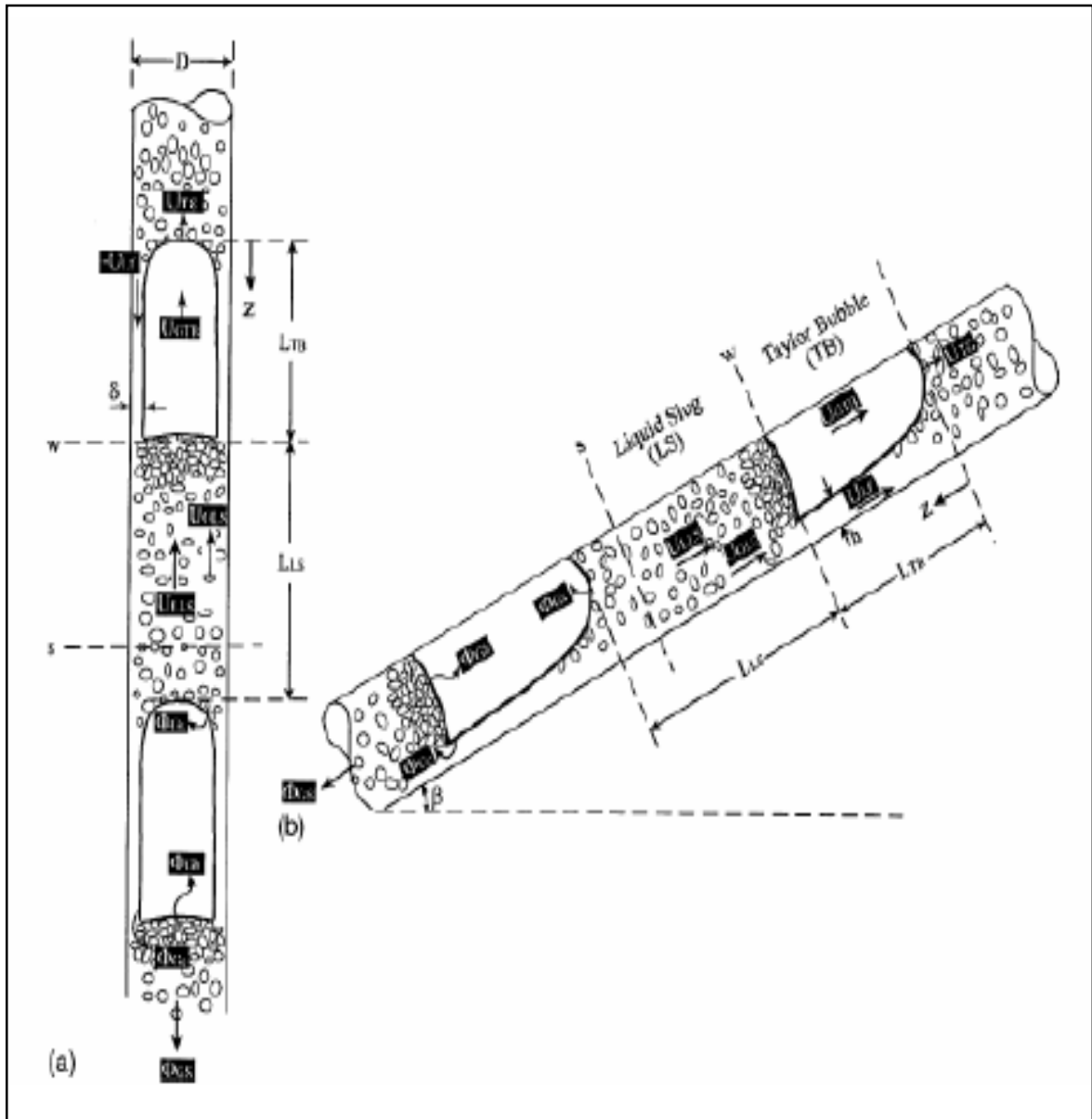
Esta lucha continúa generada por: esfuerzos entre las fases (Gas y Líquidos), esfuerzos cortantes entre las paredes del tubo y las fases, fuerzas gravitatorias y fuerzas de boyanza produce un cambio morfológico en la forma como fluye el fluido.

2.5.1 Patrones de flujo en tubería horizontal. Para estos tipos de sistemas en los que se encuentran las líneas de flujo y las líneas de recolección, se pueden clasificar los patrones en dos grandes grupos como lo son el distribuido y segregado. En el primero se encuentran los patrones de flujo intermitente y burbuja dispersa y están en función de la turbulencia generada en la producción del fluido; mientras que en el segundo se pueden encontrar los patrones de flujo anular y estratificado, dónde

su principal característica es que se puede apreciar la diferenciación de la fase gas y la fase líquida del fluido.

2.5.1.1 Flujo intermitente. Se caracteriza principalmente por presentar un flujo alterno de líquido y de gas, en forma de baches o como se conoce generalmente en paquetes que ocupan toda la sección transversal de la tubería y su forma se muestra en la **Figura 10**.

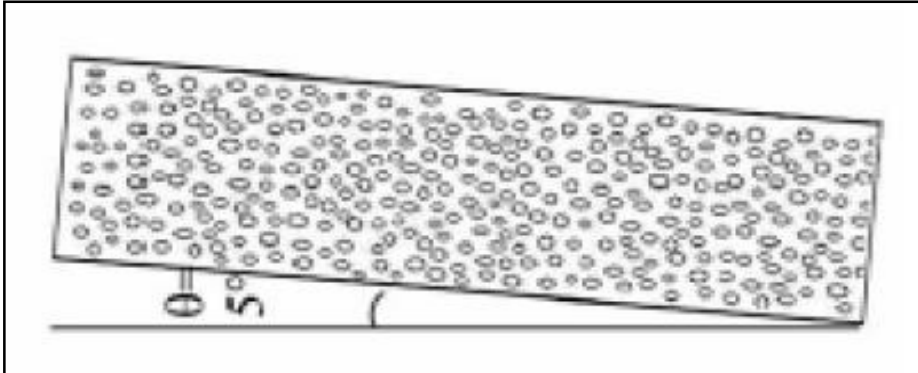
Figura 10. Representación de flujo intermitente



Fuente: SHOHAM, O. Fundamentals and applications of multiphase flow in production engineering. University of Tulsa. 1995

2.5.1.2 Flujo burbuja dispersa. Se presenta cuando el líquido tiene una alta velocidad, en el cual el gas se dispersa en forma de burbujas a lo largo de toda la columna del líquido, de mismo modo se considera que ambas fases se mueven a la misma velocidad. La **Figura 11** representa cómo se da este flujo.

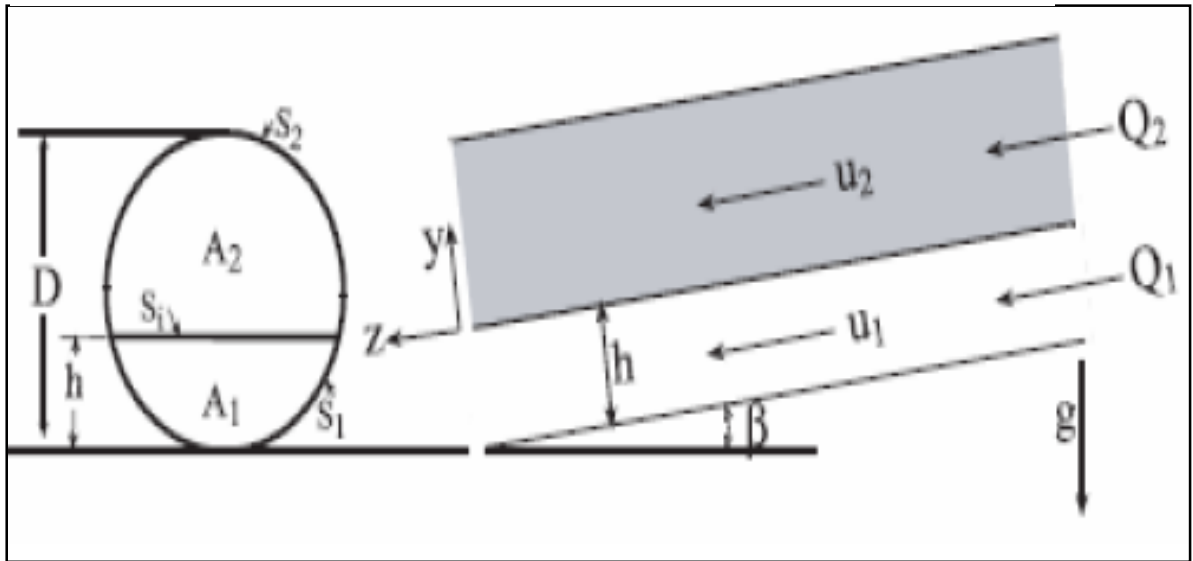
Figura 11. Representación de flujo burbuja dispersa



Fuente: SHOHAM, O. Fundamentals and applications of multiphase flow in production engineering. University of Tulsa. 1995.

2.5.1.3 Flujo estratificado. Este tipo de flujo se da en condiciones de velocidades muy bajas para el gas y el flujo. Dentro del flujo estratificado se encuentran dos clases: el primero es el plano y se define por la forma de la interfase entre el líquido y el gas, y el ondulado que se debe a velocidades de gas más altas con respecto al fluido. La **Figura 12** representa cómo se da este flujo.

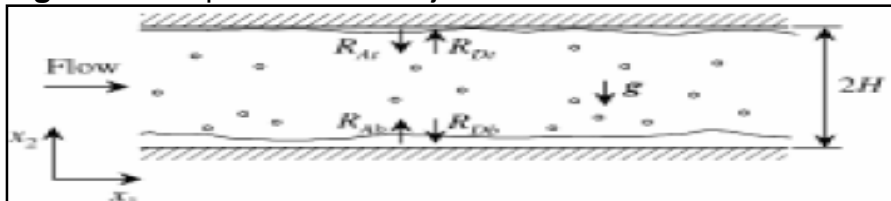
Figura 12. Representación de flujo estratificado



Fuente: SHOHAM, O. Fundamentals and applications of multiphase flow in production engineering. University of Tulsa. 1995.

2.5.1.4 Flujo anular. Se presenta cuando el gas tiene una alta velocidad con respecto al líquido, generando que el líquido se ubique en las paredes de la tubería y el gas en el centro de la misma. La **Figura 13** representa este tipo de flujo.

Figura 13. Representación flujo anular



Fuente. SHOHAM, O. Fundamentals and applications of multiphase flow in production engineering. University of Tulsa. 1995.

2.6 CORROSIÓN¹⁵

La corrosión se conoce como la pérdida de material debido a reacciones químicas y electroquímicas, la cual, a la larga, podría destruir la estructura. La corrosión puede producirse en cualquier lugar del sistema de producción, ya sea en el fondo del pozo o en las líneas y el equipamiento de superficie. El índice de corrosión varía con el tiempo según las condiciones particulares del campo de petróleo, tales como

¹⁵ GOMEZ DE LEON. Félix. Manual básico de corrosión para ingenieros. Universidad de Murcia. 2004.

la cantidad de agua producida, las operaciones de recuperación secundarias y las variaciones de presión.¹⁶

Como se mencionó anteriormente en la industria del petróleo y gas la corrosión ocurre en las líneas de flujo y en sistemas de almacenamiento debido a la acumulación de agua que está presente en los fluidos producidos en el pozo. Una vez ya se empiezan a tener en cuenta presencia de otros componentes como el CO₂, interacciones electroquímicas con otras sustancias o materiales, variaciones de temperatura y presión, entre otros, se puede caracterizar el tipo de corrosión que está ocurriendo en ese momento. Cabe la pena resaltar que los tipos más comunes de corrosión que encuentran en la industria son:





- Corrosión dulce: Causada por la exposición al CO₂.
- Corrosión ácida: Causada por la exposición al H₂S.
- Corrosión Microbiológica: Causada por los microbios.

Para que exista la corrosión en el metal se debe tener en cuenta que deben existir cuatro componentes, los cuales son: ánodo, cátodo, un conductor y un electrolito.

2.6.1 Agentes causantes. Son aquellos agentes o factores que influyen en la velocidad de la corrosión, entendiéndose como velocidad de corrosión a la pérdida de material en la tubería de acero al carbono con respecto a un tiempo determinado. Las unidades con las que se expresa la velocidad de corrosión usualmente son mmpy (milímetros por año), debido a la utilización del sistema inglés en el territorio colombiano. A través del estudio de la velocidad de corrosión se han permitido establecer valores para llevar a cabo una categorización cualitativa para la tubería de acero al carbono que se mostrará en la **Figura 14**. En donde, según los rangos de esta tabla el programa CPD cualifica la tasa media de corrosión.

¹⁶ <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/corrosion.aspx>

Figura 14. Criterios de velocidad de corrosión

		Tasa promedio de corrosión		Tasa máxima de picadura	
		mm/y ^(A)	mpy ^(B)	mm/y	mpy
Bajo		<0.025	<1.0	<0.13	<5.0
Moderado		0.025-0.12	1.0-4.9	0.13-0.20	5.0-7.9
Alto		0.13-0.25	5.0-10	0.21-0.38	8.0-15
Severo		>0.25	>10	>0.38	>15

mm/y= milímetros por año mpy= milipulgadas por año

Fuente. NACE International: Corrosion Basic and Introduction. Houston: 1984. Documento PDF. Capítulo 5. P.28. Modificada por los elaboradores.

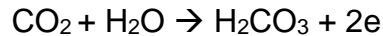
Según los rangos de esta tabla, el programa CPD cualifica la tasa media de corrosión.

Con el fin de relacionar los temas correspondientes a los tipos de flujos que se tienen en tuberías horizontales y la corrosión, se debe aclarar que estos dos temas están ligados íntimamente pues al tenerse un tipo de flujo caracterizado como turbulento, provoca corrosión al interior de la tubería, pues al fluido tener una gran velocidad genera un ambiente erosivo que junto con la presencia de ciertos componentes producidos como el CO₂, permite caracterizar la corrosión como dulce.

2.6.1.1 Gases disueltos. Son los gases que se encuentran disueltos en el agua los que generan la corrosión en las tuberías y sistemas de almacenamiento. Estos gases son el dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno que son producidos de manera simultánea junto al petróleo y el agua. En cuanto al oxígeno que no es producido simultáneamente se presenta debido a una contaminación atmosférica.

a. **Dióxido de carbono (CO₂):** El dióxido de carbono presente en el agua es aquel que se produce debido a la descomposición de materia orgánica que está ubicada en la parte superior de la formación. Cuando este compuesto se disuelve en el agua genera ácido carbónico (H₂CO₃) cuya incidencia directa es disminuir el pH, generando una tendencia en el agua a ser corrosiva. La reacción química que describe este proceso se presentará a continuación.

Figura 15. Formación del ácido carbónico (H₂CO₃)



Fuente. PDF [en línea]. Química de las aguas naturales. P 1. [Consultado en Marzo de 2019]. Disponible en: <http://www.ugr.es/~mota/Parte2-Tema06.pdf>

Donde:

CO₂ = Dióxido de carbono

H₂O = Agua

H₂CO₃ = Ácido carbónico

e = Electrones libres

En comparación con la corrosión generada por el O₂, la corrosión por CO₂ no es tan corrosiva teniendo en cuenta el parámetro de la concentración. Para saber el contenido total de dióxido de carbono presente en el agua, es necesario sumar el carbonato, el bicarbonato y el dióxido de carbono libre. Los iones de los compuestos anteriormente mencionados, se encuentran en equilibrio y dependen del pH del agua.

El CO₂ no es corrosivo como tal, sin embargo, cuando entra en contacto con el agua, genera corrosión tipo picadura. Debido a que este gas se encuentra disuelto en el agua su solubilidad está en función de la presión de su presión parcial, de tal manera que si su presión parcial es mayor a la solubilidad, como consecuencia aumentará la corrosión por CO₂.

En cuanto al hierro, este puede ser un ion ferroso que se encuentra en solución, sin embargo, también depende del pH ya que si reacciona con el CO₂ puede depositarse en el sistema en forma de carbonato ferroso (FeCO₃). La reacción química que describe este proceso se presentará a continuación.

Figura 16. Formación del carbonato ferroso FeCO₃.



Fuente. [en línea] Formulación química. [Consultado en Marzo de 2019]. Disponible en: [https://www.formulacionquimica.com/Fe2\(CO3\)3/](https://www.formulacionquimica.com/Fe2(CO3)3/)

Donde:

CO₂ = Dióxido de carbono

H₂O = Agua

Fe = Hierro

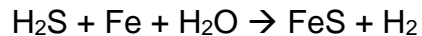
FeCO₃ = Carbonato ferroso

H₂ = Hidrógeno

e = Electrones libres

b. Sulfuro de hidrógeno (H₂S): El sulfuro de hidrógeno es un gas que tiene un olor característico y que se asemeja al huevo podrido, además de lo anterior como principal característica es que es tóxico. Este gas se puede disolver en el agua y tiene un comportamiento de ácido débil cuando se encuentra en este estado. El sulfuro de hidrógeno en presencia de agua forma el ion hidrógeno y sulfuro de hierro, como lo representa la siguiente reacción química.

Figura 17. Formación del sulfuro de hidrógeno (FeS)



Fuente. Ecured [en línea]. Sulfuro de hidrógeno. [Consultado en Marzo de 2019]. Disponible en: https://www.ecured.cu/Sulfuro_de_Hidr%C3%B3geno.

Donde:

H₂S = Sulfuro de hidrógeno

Fe = Hierro

H₂O = Agua

FeS = Sulfuro de hierro

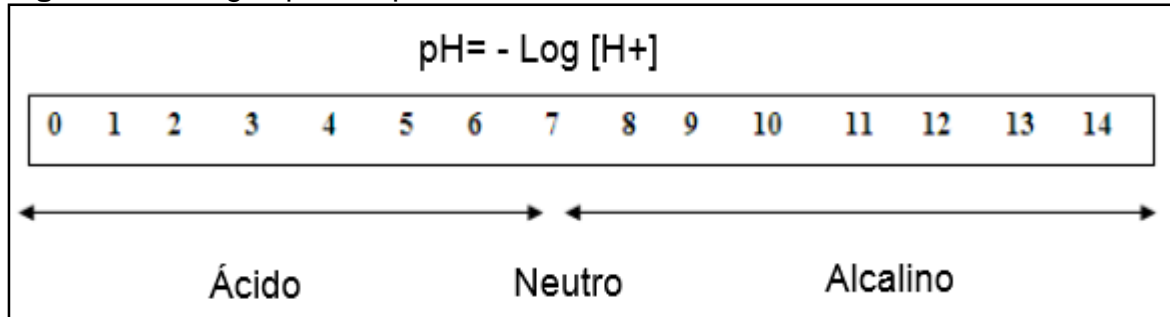
H₂ = Hidrógeno

Si se hace la comparación entre la corrosión dulce y la corrosión ácida, la primera mencionada es más agresiva que la segunda y se presenta con más frecuencia en producción de hidrocarburos. Los problemas principales que genera este tipo de corrosión es que si se encuentran trazas de O₂ la corrosión, toma un carácter más agresivo. Otro de los problemas que genera este tipo de corrosión si alguno de los átomos de hidrógeno entra en las áreas catódicas de la superficie del acero, genera un fenómeno llamado fragilidad por hidrógeno en el acero. Al igual que la corrosión dulce, la corrosión ácida genera corrosión tipo picadura, lo que resulta una penetración rápida sobre la superficie de la tubería de acero.

c. Oxígeno (O₂): Con respecto al dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno, la corrosión por oxígeno es la más agresiva que hay ya que es severa con concentraciones muy bajas, considerándose como un valor bajo una concentración menor a 1ppm. Aunque en la producción de hidrocarburos no está presente el oxígeno, este se encuentra presente en el agua dulce y en una situación donde se tenga presencia de CO₂ y H₂S, la corrosión se torna más agresiva. Dado el caso en donde el oxígeno reaccione con el hierro de la tubería, generará precipitados que provocará a futuro el taponamiento de la tubería, adicionalmente también fomenta el crecimiento de bacterias aeróbicas que contamina el hidrocarburo producido y daña su calidad.

2.6.1.2 pH. El pH es una unidad de medida que se emplea para determinar la acidez y/o alcalinidad de una sustancia. El rango está estipulado entre 0 y 14 donde la escala se divide en 2, la primera parte tiene un rango de 0 a 6.9 donde se identifica la acidez y un rango de 7.1 a 14 en donde se identifica la alcalinidad de la sustancia. Cuando una sustancia toma en valor de 7, se dice que tiene un valor neutro. La determinación de esta propiedad es a través del logaritmo negativo de la concentración de H⁺. La siguiente figura representa lo anteriormente descrito.

Figura 18. Rangos para el pH



Fuente. NACE International: Corrosion Basic and Introduction. Houston: 1984. Documento PDF. Capítulo 5. P.31. Modificada por los elaboradores.

2.6.1.3 Temperatura. La temperatura y la velocidad de corrosión están directamente relacionadas, pues un aumento del valor de las variables hace que de forma inmediata la otra aumente. En el caso en donde haya presencia de bicarbonatos y un aumento de temperatura se generarán escamas que puede retrasar la corrosión, sin embargo, genera descomposición de él mismo que trae como consecuencia producción adicional de CO₂.

2.6.1.4 Presión. La presión también es importante en las reacciones químicas de las sustancias, ya que tiene efecto directo sobre la solubilidad de los gases disueltos para los sistemas de agua, esto quiere decir que entre mayor sea la presión del sistema una mayor cantidad de gas se disolverá en la solución, provocando un aumento en la velocidad de corrosión.

2.6.1.5 Sólidos. Los sólidos o sedimentación provocan que ocurra corrosión debajo de la capa de sedimentos que ellos forman, también evitan que los métodos preventivos que son utilizados para la corrosión no actúen de forma efectiva. Además de la corrosión también pueden causar taponamientos que afectan directamente la eficiencia del flujo en las tuberías de producción.

2.6.1.6 Velocidad de flujo. Cuando se genera una disminución de la velocidad de flujo o un estancamiento del flujo, se genera una corrosión generalizada que aunque es lenta es más probable que la aparición de picaduras. Así mismo cuando hay un aumento de la velocidad del flujo el ambiente se torna erosivo, pues la unión de los

sólidos junto con las burbujas de los gases disueltos hace que las paredes internas de la tubería se raspen, propiciando las condiciones ideales para generar algún tipo de corrosión.

2.7 FENÓMENOS OCASIONADOS POR CORROSIÓN EN TUBERÍAS DE ACERO AL CARBONO¹⁷

Como se ha venido mencionando en la explicación de lo que es la corrosión generada por los diferentes agentes, cada uno de ellos genera un tipo particular de corrosión. Debido a que se considera la naturaleza de la tubería que es el acero al carbón, se deben evaluar estos tipos de corrosión pues su desarrollo es totalmente diferente y así mismo su método de control y corrosión.

2.7.1 Corrosión galvánica. La corrosión galvánica o bimetálica es generada cuando dos metales de diferente naturaleza entran en contacto y se localiza sobre la superficie de ellos. La reactividad del metal es la propiedad que produce este tipo de corrosión pues, el que sea más reactivo de los dos aumenta la corrosión y a su vez el que sea menos reactivo disminuye el impacto de la corrosión. Esta corrosión se produce a partir de un diferencial de potencial existente entre los dos metales que están en contacto, ya que se genera un flujo de corriente que al estar relacionada con la intensidad, favorece un aumento de la velocidad de corrosión en el sistema. Como característica principal de esta corrosión es que uno de los metales recibe el impacto de la corrosión y se conoce como metal activo, y aquel que no sufre daño se conoce como metal noble. Como parámetro clave se considera el área superficial de estos metales, pues dada la situación en la que el área del metal activo sea mucho menor con respecto al área del metal noble, la velocidad de corrosión aumentará; en contraste con la situación anterior donde se tenga un área superficial de metal activo mucho mayor que el área superficial del metal noble, la velocidad de corrosión disminuye. Con el fin de relacionar conceptos, se debe interpretar que el metal activo recibe el nombre de ánodo y el metal noble recibe el nombre de cátodo. En la **Figura 19.** se presenta un ejemplo visual de lo que es la corrosión galvánica.

¹⁷ UNIVERSIDAD DE LAS AMÉRICAS DE PUEBLA. Estudio de la corrosión en tuberías de acero al carbono. [en línea]. Disponible en: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lqi/coatl_p_m/capitulo2.pdf

Figura 19. Representación de la corrosión galvánica




Fuente. GIL RODRIGUEZ, Linda. Corrosión en la industria petrolera. Diplomado de producción. Documento PDF. P. 53. Modificado por los elaboradores.

Si bien en este apartado aún no se está hablando de los métodos de prevención y control, como una solución a este problema es que se debe priorizar que la cantidad de metal noble que está en contacto con el metal activo sea la más pequeña posible.

Para definir la corrosión total, se entiende que esta es proporcional al área de contacto que ha sido expuesta al electrolito y si la relación entre las áreas de los metales aumenta, la corrosión se lleva a cabo con una mayor velocidad. Como método de prevención para que ocurra este tipo de corrosión, se utiliza la tabla de la serie galvánica, en donde su uso consiste en emplear dos metales que se encuentren lo más cerca posible, de esta manera se evita un gran daño debido a la corrosión. En la **Figura 20**, se muestra disposiciones de los metales en la tabla de serie galvánica.

Figura 20. Serie galvánica para ciertos metales

METALES PASIVOS O CATÓDICOS	
	Grafito
	Platino
	Oro
	Plata
	Titanio
	Aleación (Ni, Cu)
	Aleación (Ni, Cr, Fe) Pasivo
	Níquel
	Soldadura de Plata
	Bronce
	Cuproníquel
	Cobre
	Latón rojo
	Latón aluminio
	Latón almirante
	latón amarillo
	Aleación (Cr, Ni, FE) Activo
	Latón naval
	Magnesio bronce
	Estaño
	Plomo
	Soldadura de plomo -Estaño
	Acero Inoxidable
	Acero Inoxidable - Cromo
	Hierro Fundido
	Hierro Dulce
Acero templado	
Aluminio	
Cadmio	
Acero galvanizado	
Zinc	
Aleación de magnesio	
METALES ACTIVOS O ANÓDICOS	
	Magnesio

Fuente. GALLEGOS, Ruíz Rafael. Fundamentos básicos sobre corrosión. Diplomado de producción. Documento PDF. P. 14. Modificada por los elaboradores.

2.7.2 Corrosión tipo picadura (Pitting). Esta corrosión se produce debido a la sedimentación de ciertos sólidos, que para el caso de estudio de este trabajo de grado corresponde al CO₂, se puede identificar de manera visual que esta corrosión se está llevando a cabo a través de agujeros u orificios que se crean en la superficie del metal, de igual manera si está llevando a cabo una operación de producción, la única manera de identificarla es cuando se presenta una fuga, pérdida de presión y pruebas hidrostáticas. En el caso en donde se trabaja con tubería de acero al

carbono que es el tipo de tubería usado comúnmente en la industria del petróleo, ésta es resistente a la corrosión uniforme ya que posee una película de óxido. Cuando la película de óxido se acaba después de un determinado tiempo, se presenta corrosión tipo picadura, generada a partir de la decantación de unos sedimentos como lo es el FeCO_3 dentro de un sistema con presencia de H_2S , CO_2 y altas concentraciones de cloruros presentes en el agua de producción, siendo así una corrosión localizada. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de lo que es la corrosión por picadura al interior de una tubería metálica.

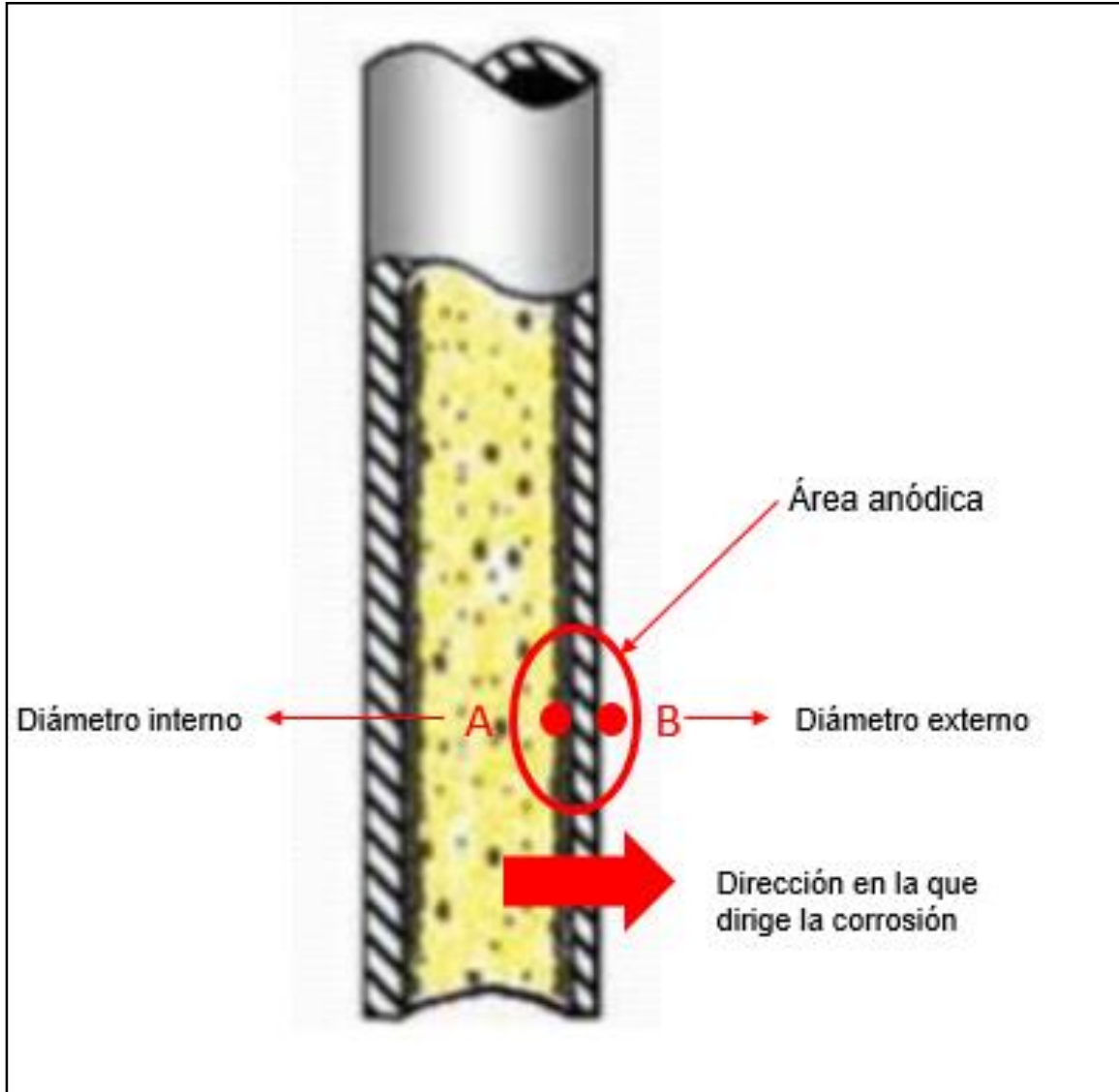
Figura 21. Representación de la corrosión tipo picadura.



Fuente. GIL RODRIGUEZ, Linda. Corrosión en la industria petrolera. Diplomado de producción. Documento PDF. P. 62. Modificado por los elaboradores.

Aunque este tipo de corrosión se lleva a cabo de una manera lenta, es una de las más delicadas pues es aquella que más altera las propiedades de diseño de la tubería como lo es su presión de operación y su presión de estallido o colapso, generando escenarios peligrosos en donde la integridad de la tubería es una incertidumbre. Como una solución a este tipo de corrosión, durante los últimos años se ha aconsejado tener un control químico de los fluidos que se están produciendo, de tal forma que, al conocerse ciertas propiedades de ellos, de alguna manera se puede prevenir incidentes con la tubería y planear estratégicamente campañas de restauración y cambio de tubería. Al ser un tipo de corrosión tan complicado es necesario entender que el área anódica es donde está ocurriendo la corrosión y es hacia el interior de la tubería la dirección en la que va, entendiéndose que va desde el diámetro interno de la tubería hacia el diámetro exterior. Esto se explica a través de un corte transversal de una tubería en la **Figura 22** a continuación.

Figura 22. Escenario de corrosión tipo picaduras en tuberías

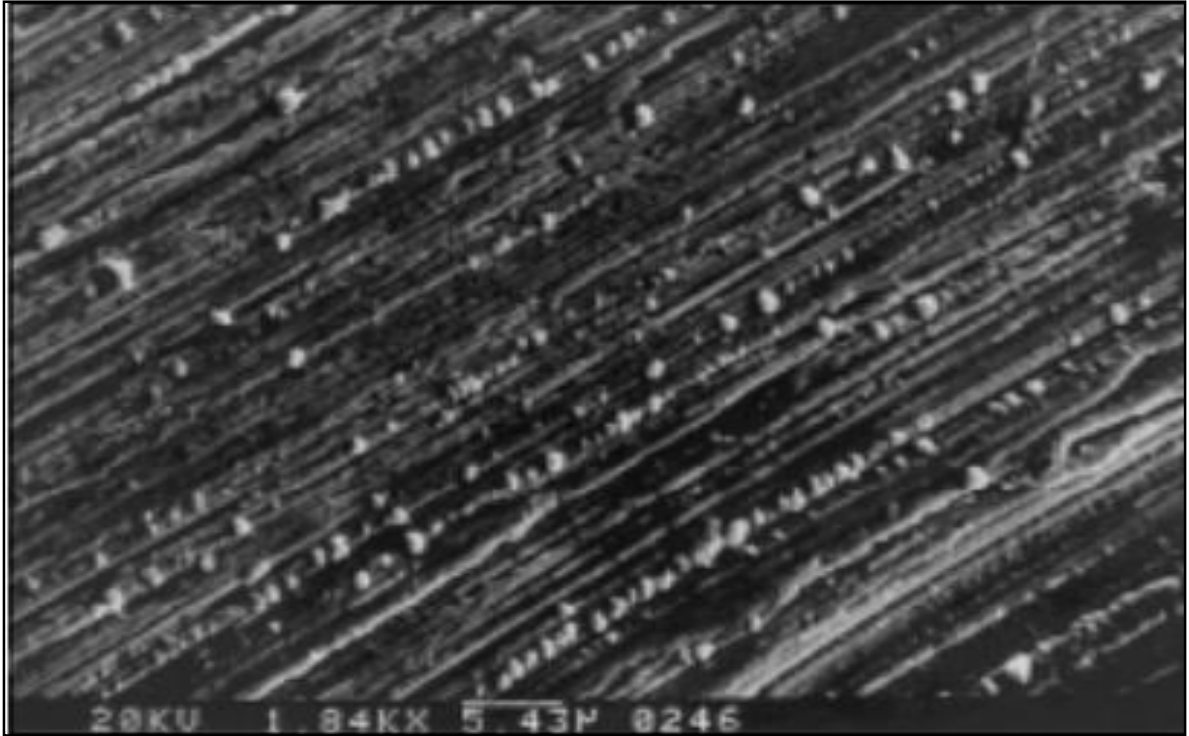


Fuente. Elaboración propia.

2.7.3 Corrosión daños por Sulfuro de Hidrógeno. Este tipo de corrosión se genera cuando el hidrógeno aparece como el producto de reacciones químicas, y debido a la interacción molecular se juntan para formar gas hidrógeno. A su vez esta corrosión se conoce con dos nombres adicionales como lo son ampollamiento del metal y friabilidad del metal, ya que de acuerdo al tamaño de sus moléculas que está en el orden de 1×10^{-13} cm encuentran un espacio mínimo en las microfracturas que tienen el metal. Al aglomerarse los átomos en estos espacios, generan un aumento de presión que pueden alcanzar valores de un millón de psi o en algunas ocasiones valores mayores, situación que provoca ampollas en dentro de la estructura del acero y como consecuencia trae pérdidas de las propiedades

mecánicas, que en cuanto a conceptos técnicos se conoce como el fenómeno de fragilidad por hidrógeno. En la **Figura. 23** se presenta como es la forma en la que se deposita el hidrógeno en las microfracturas del metal.

Figura 23. Representación de la corrosión por sulfuro de hidrógeno (H_2S)



Fuente. GARCIA-ANTON, J. Effect of elemental Sulfur and Mercaptans on Cooper Strip Corrosion and Use of the ASTM D 130 Test Method. Documento PDF. P. 561

2.8 MEDICIÓN DE LA CORROSIÓN

Para llevar a cabo la medición de la corrosión en la industria de la explotación de hidrocarburos, se llevan a cabo varios métodos con el fin de realizar un análisis de severidad y afectación de la corrosión sobre la tubería de acero al carbono utilizada en las líneas de producción. Los dos métodos son los procedimientos de pruebas de campos y las pruebas de laboratorio, los cuales serán explicados a continuación.

2.8.1 Pruebas de campo. Este tipo de pruebas se llevan a cabo directamente en localizaciones del campo en donde se están produciendo hidrocarburos, pues la disposición de la tubería y la forma en la que está organizada, permite llevar a cabo una inspección visual en la tubería y de alguna manera llevar a cabo mediciones en diferentes partes de ellas, con el fin de evaluar la pérdida de material que está sufriendo el material.

2.8.1.1 Inspección visual. Este procedimiento toma gran relevancia y es beneficioso, ya que permite la medición de características de la tubería con el fin de evaluar una pérdida de material debido a algún tipo de corrosión. Si se da lugar la identificación de picaduras se puede llevar a cabo un análisis rápido en el cual se afirma la presencia de algún agente que ocasiona la corrosión como el CO_2 , por otro lado si se observa el ampollamiento de la tubería se podría realizar la afirmación que la tubería está siendo afectada por la corrosión ácida.

2.8.2 Pruebas de laboratorio. Las pruebas de laboratorio o pruebas fisicoquímicas son aquellas que se hacen con el fin de determinar las propiedades y características que tienen los fluidos que se están produciendo a través de las líneas. Para la obtención de la muestra, esta puede ser tomada a lo largo de la línea de producción, pues a través de la variación de factores como la presión y la temperatura pueden presentarse de igual manera variaciones en las velocidades de corrosión.

2.8.2.1 Prueba de temperatura. Esta medida es una de las más relevantes y que debe ser tenida en cuenta ya que tiene gran incidencia en la tendencia de formación de carbonatos y sulfatos, componentes químicos que genera la corrosión ácida y dulce, la gravedad específica del fluido que está produciendo, alteraciones del pH y la solubilidad de los gases en el agua.

2.8.2.2 Prueba de pH. Esta medida es necesaria pues el valor arrojado es necesario para los cálculos de H_2S , CO_2 ya que la presencia de estos componentes hace que se forme un ambiente ácido. Por otro lado cuando se tienen medidas que indican alcalinidad, se entiende que el agua presente en el fluido producido tiene la capacidad de neutralizar los ácidos presentes.

2.8.2.3 Prueba de alcalinidad. Es una propiedad que indica la capacidad que tiene el agua de neutralizar ácidos, esto se logra a través de la medición de todos los iones de carbonato (CO_3), bicarbonato (HCO_3) e hidróxido (OH).

2.8.2.4 Prueba de gases disueltos. Los gases disueltos que se encuentran presentes en el agua son aquellos que tienden a generar corrosión en la línea de producción, es por estos que la medición que la medición de estos componentes es tan importante. Tanto para la medición del oxígeno, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno se utiliza usualmente un equipo conocido como CHEMETRICS, el cual contiene unas ampollas que al entrar en contacto con el fluido que se está produciendo indica la cantidad de estos componentes en una escala que va desde 0 a 1 ppm y de 0.4 ppb. Cuando el equipo hace una lectura, entendiéndose como lectura a la indicación de un color. Posteriormente se hace una comparación con el CHEMet que al tener una escala de colores permite al usuario de la herramienta hacer una equivalencia con el fin de determinar el valor para cada componente. La **Figura 24.** muestra el equipo CHEMETRICS que es utilizado en estas pruebas.

Figura 24. Equipo CHEMETRICS



Fuente. Equipo CHEMETRICS. Página web de soporte Norquimicos [25/03/2019]. Colombia 2019. Disponible [<https://www.norquimicos.com.co/novedades.html>]

2.8.2.5 Prueba de dureza total. Esta es una propiedad que está en los fluidos de formación y permite determinar la cantidad de iones de magnesio y calcio que están presentes en el sistema, sin embargo, también puede medir las pequeñas cantidades de elementos como el hierro. La **Tabla 8.** muestra los rangos de interpretación para los valores de la dureza.

Tabla 8. Interpretación dureza total

Dureza (ppm)	Interpretación
0-75	Suave
75-150	Poco dura
150-300	Dura
>300	Muy dura

Fuente. RIOS, Alejandra. Diplomado de monitoreo en las facilidades de producción. Documento PDF. p. 28. Modificado por los elaboradores.

2.8.2.6 Cloruros. Los iones de cloruro se encuentran en el agua que se está produciendo y debido a esto se debe saber su cantidad con exactitud. Su presencia afecta directamente los sistemas de líneas son de acero inoxidable y a las calderas

de alta presión y al cuantificar su valor se busca prevenir el daño de equipos y tubería.

2.9 MÉTODOS PREVENTIVOS PARA LA CORROSIÓN

El control y monitoreo se debe implementar en conjunto con una serie de métodos con los que busca prevenir y evitar generar costos adicionales a las empresas debido a paradas de producción no planeadas, reemplazo de tubería y reparación de equipos. El éxito de una campaña de control de la corrosión, depende únicamente del control y monitoreo del mismo, pues de no hacerse de una manera eficiente, conduce a toma equivocadas de decisiones sobre las medidas de control. Dentro de las estrategias de control de corrosión se mencionaran las que para los elaboradores son las relevantes, estas son:

- Identificar los riesgos de la corrosión al interior de la tubería.
- Realizar el control más adecuado para la corrosión que se está presentando.
- Maximizar la vida útil de la tubería.
- Garantizar la seguridad de la operación de la tubería.
- Reducir costos operacionales.

Los métodos preventivos surgen a partir de la necesidad de estipular unos métodos preventivos para el control de la corrosión y se explicarán a continuación.

2.9.1 Protección galvánica. La protección galvánica es un método empleado para evitar la corrosión de este tipo, se lleva a cabo de la utilización de metales de las mismas características, esto quiere decir que su electronegatividad debe acercarse teniendo como referencia la serie galvánica de la Figura 18, sin embargo a diferencia de la protección catódica, no se genera una corriente que evita la corrosión, su funcionamiento se basa en que el diferencial de potencial presente entre los metales que están en contacto, sea el menor posible, con el fin de evitar una corrosión y disminuir la velocidad con la que ataca los metales.

2.9.2 Tratamiento químico. Se utilizan sustancias sintéticas o naturales que permiten controlar los agentes que generan la corrosión ácida (H_2S), la corrosión dulce (CO_2) y la corrosión bacteriana. Dentro de estas sustancias se emplean usualmente los inhibidores que cuando se emplean en concentraciones mínimas hacen que retarden la corrosión. Estos inhibidores actúan como una interfase en la solución a través de una película protectora que trabaja a través de diferentes mecanismos como lo son la adsorción, la precipitación y formación de capas pasivantes. Dentro de los inhibidores hay diferentes tipos los cuales serán mencionados a continuación:

- Inhibidores catódicos.
- Inhibidores anódicos.

- Inhibidores orgánicos.

2.9.3 Revestimientos y recubrimientos. Es la aplicación de cualquier material que se aplica en la tubería en forma de líquido o polvo, el cual se adhiere firmemente a la estructura con el fin de aislar la tubería de las condiciones ambientales. A su vez, estos materiales tienen como finalidad aumentar la resistencia de la tubería, mejorar su apariencia, evitar productos contaminantes y prevenir las depositaciones. Estos productos son empleados para formar una capa que evita el contacto entre la tubería, con el ambiente en el que se encuentra, bien sea la tierra o sumergida en agua y ayuda a disminuir la corrosión con el fluido que la tubería transporta.

Dentro de las características que deben tener estos revestimientos y recubrimientos es que deben ser flexibles, poseer una resistencia mecánica, resistencia química contra el ambiente, resistencia a la temperatura de operación, correcta adhesión y resistencia a la penetración de la humedad.

2.9.4 Protección catódica. Es una técnica electroquímica que trata de reducir y en ciertos casos eliminar la corrosión, haciendo que la tubería actúe únicamente como un cátodo. Esta técnica se desarrolla de dos maneras. La primera en la cual se une un material con una electronegatividad mayor según la escala que se presentó en la Figura 18, que es el que se busca proteger y se conoce como los ánodos de sacrificio, esto quiere decir, el este es el material que se daña en lugar de la tubería. La segunda técnica es conocida como protección catódica con corriente impresa, en donde a la tubería se le inyecta una corriente eléctrica directa con el fin de protegerla.

La protección catódica sin lugar a duda es una de los métodos preventivos más importantes que se emplea con el fin de prevenir la corrosión, pues sus ánodos están hechos de un material que es más electronegativo que el acero de la tubería, cuya funcionalidad es generar una corriente que convierte la estructura en un cátodo protegiéndola de la corrosión. Los materiales que se utilizan en estos métodos son el magnesio, el aluminio y el zinc, que son utilizados a través de aleaciones y manejan eficiencias del 50%, 90% y 99% respectivamente.

3. DESCRIBIR UN MODELO HIDRODINÁMICO PARA FLUIDOS MULTIFÁSICOS Y UN MODELO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR CO₂

En este capítulo se mostrará el algoritmo a usar en la herramienta CPD, este algoritmo se basa en el modelo desarrollado por Taitel y Dukler¹⁸ para la explicación de fenómenos hidrodinámicos y el modelo empírico de Waard¹⁹ quien describe la velocidad de corrosión basado en la velocidad del fluido a la cual se somete.

Se comenzará dando una introducción a las herramientas matemáticas usadas en la ingeniería y mostrando que alguna de ellas tiene más incertidumbre, por lo tanto, algunos resultados no son más que estimaciones y se deben manejar con cautela. Después se explicará el modelo hidrodinámico creado por Taitel el cual es la mejora de modelos anteriores, estos modelos fueron probados experimentalmente lo cual presenta el suficiente argumento para ser incorporado en la herramienta CPD y finalmente se describirá el modelo de Waard el cual estima la velocidad con la cual el fenómeno fisicoquímico de la corrosión toma para corroer un milímetro de espesor de la tubería.

3.1 DEFINICIÓN DE HERRAMIENTAS MATEMÁTICAS USADAS EN LA INGENIERÍA

Las herramientas matemáticas siempre han estado ligadas a la ingeniería, pues sus fundamentos están sustentados en ellas, a su vez permiten la simplificación de procesos y optimización de los mismos con el fin de llevar a cabo estudios, investigaciones y análisis de una manera efectiva, reduciendo la incertidumbre y errores de los resultados obtenidos. Es por esto que el uso de las aproximaciones exactas, el modelamiento de casos de los cuales derivan los modelos mecanístico y las correlaciones empíricas.

3.1.1 Aproximación exacta. Para la mecánica de fluidos la aproximación exacta para dar una solución a la ecuación de Navier – Stokes, en donde la ecuación está dada en forma de vector en una dirección x como se muestra a continuación:

¹⁸ TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

¹⁹ C, de Waard. Prediction of CO₂ corrosion of carbon steel. [Suministrado por el director]. NACE 69 (1993); pag 2-5. [citado 17 de Octubre de 2018].

Ecuación 15. Navier-Stokes.

$$\begin{aligned} & \rho \left(\frac{dU}{dt} + U \frac{dU}{dx} + V \frac{dU}{dy} + W \frac{dU}{dz} \right) \\ & = X - \frac{dP}{dx} + \frac{d}{dx} \left\{ \mu \left[2 \frac{dU}{dx} - \frac{2}{3} \left(\frac{dU}{dx} + \frac{dV}{dy} + \frac{dW}{dz} \right) \right] \right\} \\ & + \frac{d}{dy} \left[\mu \left(\frac{dU}{dy} + \frac{dV}{dx} \right) \right] + \frac{d}{dz} \left[\mu \left(\frac{dW}{dx} + \frac{dU}{dz} \right) \right] \end{aligned}$$

Fuente.Taitel, Advances in two phase flow modelling. SPE 27959

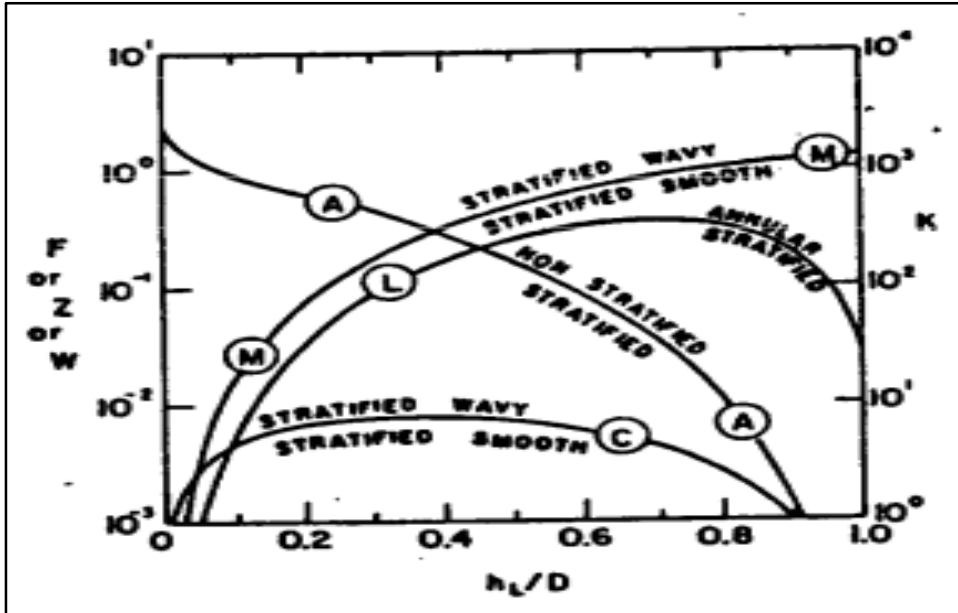
En donde se asume una relación lineal entre la tasa de tensión y el estrés y que la materia tiene un comportamiento isotrópico. En cuanto a la solución de Navier – Stokes, se da a través de la ecuación de Euler en donde la solución se considera exacta cuando la viscosidad toma un valor de cero; sin embargo, cabe la pena resaltar que las soluciones exactas para esta ecuación son muy raras y están diseñadas para solucionar pequeños problemas para fluidos no newtonianos.

3.1.2 Modelamiento. El modelamiento es una técnica en la que el cálculo numérico es utilizado para dar soluciones a diferentes escenarios en donde se hace un planteamiento de una hipótesis en varios campos de estudio. Surge a partir de observaciones y son las ecuaciones propuestas, las que permiten ajustar el modelo a las observaciones lo cual representa consistencia. Para poder realizar un modelamiento, se deben llevar a cabo estas etapas:

- Definir las observaciones que el modelo representará.
- Escoger el modelo conceptual junto a las hipótesis, aproximaciones y limitaciones.
- c. Escoger el conjunto de ecuaciones que represente el modelo conceptual.
- Escoger el modelo numérico que dará solución a las ecuaciones que fueron propuestas.
- Definir los parámetros y los rangos de validez del modelo.
- Analizar e interpretar los resultados obtenidos.

El modelamiento de flujos es un fenómeno hidrodinámico complejo debido a la distribución de la fase líquida y de la fase gaseosa al interior de la tubería, sin embargo, los modelos más relevantes son los que existen para flujo estratificado (ondulado y plano), flujo intermitente, flujo burbuja dispersa y flujo anular. Dentro de la información del modelo se presentan los límites a través de un “mapa de un modelo de flujo” y está basado en el modelamiento mecánico de Taitel & Dukler para tubería horizontal y levemente inclinada (no mayor a 15°). Estos límites son presentados en la **Figura 25**.

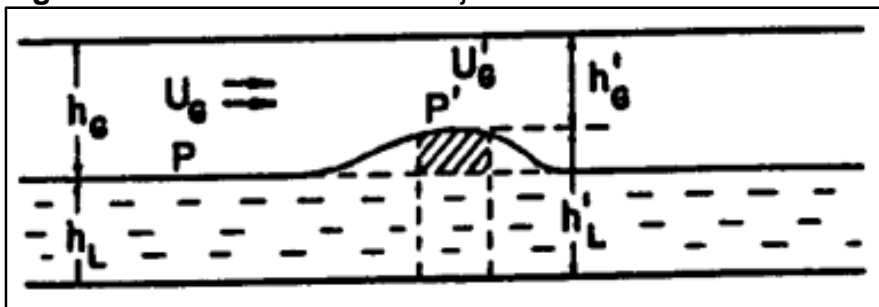
Figura 25. Mapa de modelo de flujo



Fuente. TAITEL, Yehuda. Advances In Two Phase Flow Mechanistic Modeling. Tel-Aviv University. 1996. P.16.

Para este modelo Taitel y Duckler asumen que el primer patrón de flujo es el estratificado plano el cual si no es alterado por la velocidad interfacial del gas mantendrá su patrón a lo largo de la tubería. Caso contrario en donde la superficie del líquido es alterada dando como resultado el primer cambio de patrón de flujo a estratificado ondulado el cual se representa en la **Figura 26**.

Figura 26. Generación de un flujo estratificado ondulado



Fuente. TAITEL, Yehuda. Advances In Two Phase Flow Mechanistic Modeling. Tel-Aviv University. 1996. P.16

3.1.3 Modelo mecanístico. Los modelos mecanístico son una serie de modelos basados en la realidad, los cuales parten de un comportamiento determinado o un sistema natural; que consiste en hacer un planteamiento físico al cual se le aplica un análisis matemático, en donde los principios como la conservación de la masa,

la cantidad de movimiento lineal y la conservación de la energía, son sus fundamentos.

Para la creación de un modelo mecánico se deben tener en cuenta las siguientes etapas:

- Estructura del modelo: se hace la identificación de la situación a tratar, tipo de información que es requerida, ecuaciones matemáticas que serán utilizadas, limitaciones y el resultado que se desea obtener.
- Ecuaciones matemáticas: se hace la identificación de las ecuaciones con las que se van a trabajar en donde se tienen en cuenta los símbolos que se van a utilizar, las unidades con las que se trabajarán, verificación de la consistencia matemática y revisión de las ecuaciones,
- Creación del modelo: se hace la identificación de la herramienta en la que se va a realizar el modelo, evaluar la consistencia del modelo, localizar errores y llevar a cabo una estrategia para mitigarlos.
- Calibración del modelo: esta etapa consiste en comparar los resultados del modelo propuesto y los datos observados, con el fin de realizar ciertos ajustes en algunos parámetros para poder acercar los datos obtenidos del modelo a los datos observados.
- Análisis de sensibilidad: permite hacer una evaluación del modelo, para simplificar su estructura sin alterar su exactitud. Así mismo se deben especificar los rangos en los cuales el modelo tiene validez.
- Validación del modelo: se comprueba que el modelo es eficiente y cumple la funcionalidad para el que fue diseñado, mediante la prueba con valores que se encuentran tanto fuera como dentro de los rangos de validez.
- Optimización del modelo: se hace una evaluación del modelo y mediante las limitaciones que éste presenta, se plantean estrategias o metodologías que permitan aumentar la eficacia del modelo.

3.1.4 Correlación empírica. La correlación empírica es el resultado de una experimentación que como resultado permite hacer una correlación que matemáticamente es la relación entre dos o más variables, razón por la cual se mide la dependencia entre las variables relacionadas y así llevar a cabo la identificación de la variable dependiente y de la variable independiente. De igual manera la correlación se puede expresar como la pendiente de la recta estimada entre las variables y que el coeficiente de determinación debe ser lo más cercano a 1.

3.2 MODELOS HIDRODINÁMICOS

Para poder llevar a cabo la predicción de los patrones de flujo, deben ser empleados los criterios proporcionados por Taitel-Duckler, sabiendo que estos son los fundamentos utilizados para la realización de los trabajos de autores como Shoham

y Barnea, donde un valor de inclinación no proporciona una alteración significativa. Para este estudio no se usan correlaciones empíricas pues estas al tener una limitación en valores y sus correspondientes rangos no permiten hacer estudios detallados sobre el tema. A continuación, se presenta la **Tabla 9.** que explica de manera general una serie de diferentes modelos para la determinación de patrones de flujo.

Tabla 9. Generalidad de los modelos que determinan patrones de flujo.

TIPO DE MODELO	AUTOR	GENERALIDADES
Modelo mecanístico	Shoham	Sistema gas-líquido para cualquier inclinación de la tubería
	Barnea	Sistema gas-líquido para cualquier inclinación de la tubería
	Lockhart- Martinelli	Sistema gas-líquido en tubería horizontal
	Beggs-Brill	Sistema gas-líquido en tubería horizontal
Correlaciones empíricas	Hagedorn-Brown	Sistema gas-líquido en tubería vertical
	Taitel-Duckler	Sistema gas-líquido en tubería casi horizontal (ángulo <math><15^\circ</math>)
	Taitel-Duckler-Barnea	Sistema gas-líquido en tubería vertical en ascenso
	Duckler-Eaton-Flanigan-Beggs-Brill	Sistema gas-líquido en tubería horizontal

Fuente. MUJICA, Lais. Desarrollo de un modelo matemático en estado estacionario para la predicción de patrones de flujo, caídas de presión y nivel de líquido de mezclas gas-agua-crudo en tuberías horizontales y casi horizontales. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007. P.41. Modificado por los elaboradores

3.3. MODELO PARA PREDICCIÓN DE TRANSICIONES DE REGÍMENES DE FLUJO EN TUBERÍA HORIZONTAL Y CASI HORIZONTAL EN FLUJOS GAS LÍQUIDO²⁰

En el año 1979 la Universidad de Houston, Texas realizo estudios sobre el comportamiento de fluidos multifásico moviéndose por la misma área de flujo, aunque, ya existían trabajos que informaban sobre este fenómeno como por ejemplo el propuesto por Baker en 1954 para sistemas agua-aire. Estos estudios

²⁰ TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 Universidad de Houston (1976).

fueron experimentales en donde inicialmente el fluido multifásico compuesto por agua y aire era sometido a flujo en diferentes secciones de tubería con diferente diámetro y distintos caudales, en donde, un parte de la tubería presentaba una ventana de observación, es decir, un tubo transparente donde se podía observar la morfología del fluido multifásico. Una vez desarrollado la primera fase del experimento se procedió a cambiar las propiedades físicas del fluido multifásico, en donde se usó un hidrocarburo a 38 grados Celsius y sometido a 68 atm de presión, esto con el fin de relacionar el comportamiento hidrodinámico con variables como viscosidad del líquido y del gas, densidad del líquido y del gas, caudal del líquido y del gas, hold up, inclinación de la tubería y diámetro interno de la tubería.

El análisis dio como resultado la determinación de 5 regímenes de flujo: Estratificado plano, estratificado ondulado, slug o también llamado intermitente, anular con líquido disperso y burbuja dispersa, en donde se logró desarrollar un modelo de predicción el cual indica cual es el patrón de flujo a unas condiciones dadas.

3.3.1 Balance de momentum. Una partícula de líquido que se mueve con una partícula de gas sobre un área establecida causa pérdidas de fricción entre el área establecida y su interfase, esta pérdida de presión dependerá del área de la tubería. Por lo siguiente la ecuación de momentum fue planteada así.

Ecuación 16. Balance de momentum del líquido

$$-A_L - \left(\frac{dP}{dx}\right) - \tau_{WL}S_L + \tau_i S_i + \rho_L A_L g \text{ sen } \alpha = 0$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

- A_L = Área del líquido
- τ_{WL} = Esfuerzo cortante líquido-tubería
- S_L = Perímetro del líquido
- τ_i = Esfuerzo cortante de la interfase
- S_i = Perímetro de la interfase
- ρ_L = Densidad del líquido
- g = Gravedad
- α = Ángulo de inclinación

Ecuación 17. Balance de momentum del gas

$$-A_G - \left(\frac{dP}{dx}\right) - \tau_{WG}S_G - \tau_i S_i + \rho_G A_G g \text{ sen } \alpha = 0$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

A_G = Área del gas

τ_{WG} = Esfuerzo cortante gas-tubería

S_G = Perímetro del gas

τ_i = Esfuerzo cortante de la interfase

S_i = Perímetro de la interfase

ρ_G = Densidad del gas

g = Gravedad

α = Ángulo de inclinación

En donde las variables que involucran estas ecuaciones fueron explicadas en el capítulo 2. El primer análisis pertinente a hacer, es el signo del esfuerzo cortante en la interfase para el líquido y para el gas, observamos que para el líquido es un valor positivo y para el gas es un valor negativo. Este signo indica que el gas por naturaleza tiene mayor facilidad para fluir de un punto de mayor presión a un punto de menor presión y por lo tanto, la velocidad del gas es mayor a la velocidad del líquido, este principio es el fundamento de la mayoría de patrones de flujo ya que dependiendo la velocidad del gas este tendrá el suficiente valor para alterar la parte superficial del líquido generando fenómenos hidrodinámicos. Por la parte del líquido, el signo es positivo porque se realiza una fuerza que impulsa al líquido a fluir con mayor velocidad.

Igualando las pérdidas de presión para la fase líquida y la fase gaseosa da como resultado la siguiente ecuación.

Ecuación 18. Igualación de delta de presión.

$$\tau_{WG} \frac{S_G}{A_G} - \tau_{WL} \frac{S_L}{A_L} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_L} + \frac{1}{A_G} \right) + (\rho_L - \rho_G) g \text{ sen } \alpha = 0$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

τ_{WG} = Esfuerzo cortante gas-tubería

S_G = Perímetro del gas

A_G = Área del gas

τ_{WL} = Esfuerzo cortante gas-líquido

S_L = Perímetro del líquido

A_L = Área del líquido

τ_i = Esfuerzo cortante de la interfase

S_i = Perímetro de la interfase

ρ_L = Densidad del líquido

ρ_G = Densidad del gas

g = Gravedad

α = Ángulo de inclinación

El valor del nivel del líquido, también llamado hold up determina las variables como S, A, τ las cuales son necesarias en la **Ecuación 18**. Por lo tanto Taitel hace uso de variables adimensionales para facilitar cálculos.

Ecuación 19. Variables adimensionales.

$$\widetilde{A}_L = \frac{A_L}{ID^2}; \widetilde{A}_G = \frac{A_G}{ID^2}; \widetilde{H}_L = \frac{H_L}{ID}; \widetilde{S}_L = \frac{S_L}{ID}; \widetilde{S}_G = \frac{S_G}{ID}; \widetilde{u}_L = \frac{A}{A_L} \frac{\widetilde{A}}{\widetilde{A}_L}; \widetilde{u}_G = \frac{A}{A_G} \frac{\widetilde{A}}{\widetilde{A}_G}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

\widetilde{A}_L = Área del líquido adimensional

A_L = Área del líquido

ID = Diámetro interno de la tubería

\widetilde{A}_G = Área del gas adimensional

A_G = Área del gas

\widetilde{H}_L = Hold up adimensional

H_L = Hold up

\widetilde{S}_L = Perímetro del líquido adimensional

S_L = Perímetro del líquido

\widetilde{S}_G = Perímetro del gas adimensional

S_G = Perímetro del gas

\widetilde{u}_L = Velocidad del líquido

\widetilde{u}_G = Velocidad del gas

A = Área

\widetilde{A} = Área adimensional

Donde estas variables también son posibles conocer de la siguiente manera la cual fue desarrollada de manera matemática, en donde todas las variables involucradas son despejadas en términos de h_L , con el fin de que el modelo matemático esté dirigido a encontrar el valor de esta variable, permitiendo de este modo conocer los valores para otras variables de una forma eficaz.

Figura 27. Variables asociadas al Hold Up adimensional

$$\begin{aligned}\widetilde{A}_L &= 0.25 \left[\pi - \cos^{-1} (2\widetilde{h}_L - 1) + (2\widetilde{h}_L - 1) \sqrt{1 - (2\widetilde{h}_L - 1)^2} \right] \\ \widetilde{A}_G &= 0.25 \left[\cos^{-1} (2\widetilde{h}_L - 1) - (2\widetilde{h}_L - 1) \sqrt{1 - (2\widetilde{h}_L - 1)^2} \right] \\ \widetilde{S}_L &= \pi - \cos^{-1} (2\widetilde{h}_L - 1) \\ \widetilde{S}_G &= \cos^{-1} (2\widetilde{h}_L - 1) \\ \widetilde{S}_i &= \sqrt{1 - (2\widetilde{h}_L - 1)^2}\end{aligned}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

\widetilde{A}_L = Área del líquido adimensional

\widetilde{A}_G = Área del gas adimensional

\widetilde{h}_L = Hold up adimensional

Usando así las variables adimensionales en la **Ecuación 19.** da como resultado la ecuación de balance de momentum de manera adimensional.

Ecuación 20. Balance de momentum de manera adimensional.

$$X^2 \left[(\widetilde{v}_L \widetilde{D}_L)^{-n} \widetilde{v}_L^2 \frac{\widetilde{S}_L}{\widetilde{A}_L} \right] - \left[(\widetilde{u}_G \widetilde{D}_G)^{-m} \widetilde{v}_G^2 \left(\frac{\widetilde{S}_G}{\widetilde{A}_G} + \frac{\widetilde{S}_l}{\widetilde{A}_L} + \frac{\widetilde{S}_i}{\widetilde{A}_G} \right) \right] - 4Y = 0$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

X = Parámetro de transferencia de masa

\tilde{v}_L = Velocidad del líquido adimensional
 \tilde{D}_L = Diámetro hidráulico del líquido adimensional
 \tilde{S}_L = Perímetro del líquido adimensional
 \tilde{A}_L = Área del líquido adimensional
 \tilde{u}_G = Velocidad del gas adimensional
 \tilde{D}_G = Diámetro hidráulico del gas adimensional
 \tilde{S}_g = Perímetro del gas adimensional
 \tilde{A}_G = Área del gas adimensional
 \tilde{S}_i = Perímetro de la interfase adimensional
 Y = Parámetro de corrección por inclinación de la tubería

En donde X es el parámetro establecido por Lockhart y Martinelli en 1949 que es usado para la transferencia de calor en fluidos multifásicos y está dado por la **Ecuación 21**.

Ecuación 21. Parámetro Lockhart y Martinelli (1949).

$$X^2 = \frac{\frac{4C_L}{D} \left(\frac{v_L^s D}{v_L}\right)^{-n} \frac{\rho_L (v_L^s)^2}{2}}{\frac{4C_G}{D} \left(\frac{v_G^s D}{v_G}\right)^{-m} \frac{\rho_G (v_G^s)^2}{2}} = \frac{|(dP/dx)_L^s|}{|(dP/dx)_G^s|}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

C_L = Coeficiente de disturbio del líquido
 C_G = Coeficiente de disturbio del gas
 D = Diámetro interno de la tubería
 v_L = Velocidad del líquido
 v_G = Velocidad del gas
 ρ_L = Densidad del líquido
 ρ_G = Densidad del gas
 s = Velocidad de flujo superficial

El parámetro Y es el parámetro que describe la inclinación de la tubería con un máximo de 15 grados.

Ecuación 22. Parámetro de inclinación de la tubería.

$$Y = \frac{(\rho_L - \rho_G)}{\frac{4C_G}{D} \left(\frac{v_G s D}{v_G}\right)^{-m} \frac{\rho_G (v_G s)^2}{2}} = \frac{(\rho_L - \rho_G) g \operatorname{sen} \alpha}{|(dP/dx)_G^s|}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

ρ_L = Densidad del líquido

ρ_G = Densidad del gas

C_G = Coeficiente de disturbio del gas

v_G = Velocidad del gas

s = Velocidad de flujo superficial

D = Diámetro interno de la tubería

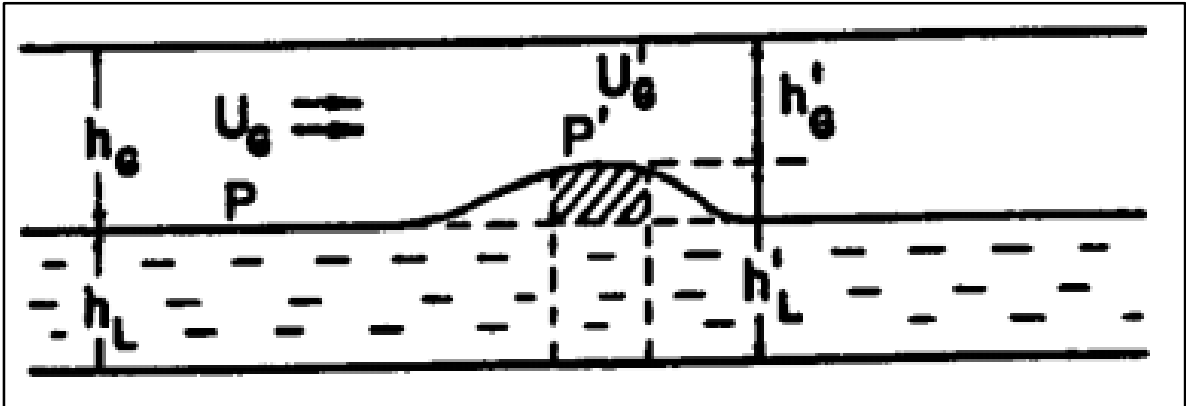
α = Ángulo de inclinación de la tubería

Donde s es velocidad de flujo superficial, la cual es definida en capítulo 2. $n=m=0.02$ y $C_G=C_L=0.046$. Estos son parámetros de corrección dependiendo la velocidad de flujo.

3.3.2 Transición de estratificado laminar a estratificado ondulado. El modelo se basa en que el fluido se encuentra de manera inicial en un patrón de flujo estratificado laminar, en donde la velocidad del gas cerca a la velocidad del líquido.

Las ondas en la superficie del líquido son producidas cuando el gas tiene la suficiente velocidad para que la fricción en la interfase cree unas pequeñas ondas sin alterar el patrón de flujo de manera drástica, la **Figura 26** muestra lo que es el patrón de flujo estratificado ondulado.

Figura 28. Patrón de flujo estratificado ondulado



Fuente. TAITEL, Yehuda. Advances In Two Phase Flow Mechanistic Modeling. Tel-Aviv University. 1996. P.16

Para que este fenómeno ocurra debe cumplirse que:

Ecuación 23. Velocidad del gas para flujo estratificado ondulado

$$v_G \geq \left[\frac{4v_L(\rho_L - \rho_G) g \cos \alpha}{s \rho_G v_L} \right]^{1/2}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

ρ_L = Densidad del líquido

ρ_G = Densidad del gas

s = Periodo de creación de ondas

g = Gravedad

α = Ángulo de inclinación de la tubería

En donde s es el periodo en el cual se crean las ondas establecido por un valor de 0.01 y de forma adimensional Taitel da la siguiente solución.

Figura 29. Representación adimensional de transición de flujo estratificado laminar a estratificado ondulado.

$$K \geq \left[\frac{2}{\tilde{U}_G \sqrt{s} \tilde{U}_L} \right]$$

$$K^2 = F^2 Re_L^s = \left[\frac{\rho_G (v_G^s)^2}{(\rho_L - \rho_G) D g \cos \alpha} \right] \left[\frac{D v_L^s}{\nu_L} \right]$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976)

3.3.3 Transición estratificado Slug a Anular con líquido disperso. Si la ecuación 24 se cumple es porque el gas va a una velocidad con la capacidad de crear ondas en la superficie del líquido, aunque, estas ondas pueden ser el primer paso para hacer un cambio más brusco de patrón de flujo.

Para que ocurra un cambio a slug o anular se debe cumplir que:

Ecuación 24. Velocidad del gas para transición estratificado slug a anular con líquido disperso.

$$v_G > C_2 \left[\frac{(\rho_L - \rho_G) g \cos \alpha A_G}{\rho_G dA_L/dh_L} \right]^{1/2}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

ρ_L = Densidad del líquido

ρ_G = Densidad del gas

g = Gravedad

α = Ángulo de inclinación de la tubería

A_G = Área del gas

A_L = Área del líquido

h_L = Hold up

Y C_2 es establecido por:

Ecuación 25. Determinación del factor C2.

$$C_2 = [1 - \widetilde{H}_L]$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

\widetilde{H}_L = Hold up adimensional

De manera adimensional se representa.

Figura 30. Representación adimensional transición estratificado slug a anular con líquido disperso.

$$F^2 \left[\frac{1}{C^2} \frac{\widetilde{v}_G d\widetilde{A}_L/d\widetilde{h}_L}{\widetilde{A}_G} \right] \geq 1$$

$$F = \sqrt{\frac{\rho_G}{(\rho_L - \rho_G)}} \frac{v_G^S}{\sqrt{Dg \cos \alpha}}$$

$$\frac{d\widetilde{A}_L}{\widetilde{h}_L} = \sqrt{1 - (2\widetilde{h}_L - 1)^2}$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

3.3.4 Transición intermitente – anular. La formación de slugs o baches de líquido o gas, son dependientes del nivel de líquido al interior de la tubería, pues si este no tiene una cantidad suficiente en el momento justo en el cual la onda crece, la cantidad de líquido no tiene la capacidad de cubrir toda el área de la sección transversal de la tubería y se forma un bache de gas. En términos matemáticos, para que este fenómeno sea posible, la relación h_L/D debe ser mayor a 0.5, suponiendo que la onda del gas tiene un comportamiento sinusoidal.

Ecuación 26. Parámetro transición de flujo Intermitente a Anular

$$\frac{h_L}{D} \geq 0.5$$

Fuente. TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

Donde:

h_L = Hold up

D = Diámetro hidráulico

3.3.5 Transición flujo intermitente – burbuja dispersa. Para que este fenómeno ocurra las fuerzas de flote que tiene el gas, deben ser vencidas por la turbulencia generada por el líquido, esto quiere decir que el gas ya no está dispuesto en la parte superior de la tubería y se inmerge en el líquido. A partir de lo anterior, surge un coeficiente adimensional denominado T que está en función de la densidad del líquido, viscosidad del líquido, caudal del líquido, densidad del gas, ángulo y diámetro interno de la tubería; los parámetros anteriores junto con h_L , determina la curva de transición.

Figura 31. Representación adimensional transición flujo intermitente a burbuja dispersa.

$$U_L \geq \left[\frac{4A_G}{S_i} \frac{g \cos \beta}{f_L} \frac{(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L} \right]^{1/2}$$
$$T^2 \geq \left[\frac{8\tilde{A}_G}{\tilde{S}_i \tilde{U}_L^2 (\tilde{U}_L^2 \tilde{d}_L)^{-n}} \right]$$
$$T = \frac{\frac{4C_L}{D} \left(\frac{\rho_i U_{SL} D}{\mu_L} \right)^{-n} \frac{\mu_i U_{SL}^2}{2}}{(\rho_L - \rho_G) g \cos \beta}$$

Fuente: TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 universidad de Houston (1976).

3.3.6 Selección del modelo hidrodinámico. La selección del modelo hidrodinámico se realiza mediante el análisis de los 5 modelos hidrodinámicos mas usados en la industria.

Para esto se desarrolla la **Tabla 1**.

Tabla 1. Comparación de los modelos hidrodinámicos.

Autor	Diseñado para	Limitaciones
Shoham	Todo tipo de inclinación de la tubería	Es tan experimental que no es posible conocer con certeza el hold up para tuberías verticales
Lockhart-Martinelli	Flujos sin interacción gas liquido	La morfología de flujo es conocida mediante la distribución de masa dentro la tubería
Taitel-Duckler-Barnea	Tubería vertical	El valor de Hold up no es claro y la unificación con modelo de corrosión es pobre
Taitel-Duckler	Tubería horizontal	Máximo +/- 15° respecto a la horizontal
Beggs-Brill	Tubería horizontal	Falta de experimentos con hidrocarburos.

Fuente. Elaboración propia.

Mediante la selección al modelo a usar se vio la necesidad de diferenciar la cantidad de líquido y la cantidad de gas en la tubería de la manera más exacta posible, ya que, se va a usar un modelo de corrosión en donde la variable velocidad de la fase líquida será fundamental para unir los efectos hidrodinámicos y de corrosión. Por lo tanto, el único modelo que permite conocer un valor claro de hold up y que ha sido experimentada con hidrocarburos es el modelo de Taitel y Duckler.

3.4 VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR UN MODELO SEMI – EMPÍRICO ²¹

La tasa de corrosión en la tubería de acero al carbono ha sido determinada a través de una cantidad de experimentos, los cuales cuentan con pruebas a altas presiones con variaciones de los escenarios donde estas variaciones dependen de la presencia de diferentes patrones de flujo al interior de la tubería, dando como resultado un modelo semi-empírico para la velocidad de corrosión. El modelo presentado dentro de una metodología tiene en cuenta la cinética generada por el

²¹ Waard & Lotz. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995)

fluido que está siendo transportado y la transferencia de masa que se genera entre el material de la tubería y el CO₂ que se encuentra disuelto en el sistema.

Este modelo fue presentado inicialmente desde el año de 1988 por el Institut For Energiteknikk, Noruega. En donde el fluido que es utilizado mantiene constante un pH predeterminado y una concentración del ion Fe⁺⁺. La prueba fue hecha con una selección trozos de tubería de acero al carbono que se asemeja a la tubería ASTM A537 Gr 1, los cuales eran apilados en una fila y la tasa de corrosión se determinó en el exterior de la tubería por medio del monitoreo de la radioactividad y correspondiente disminución. Estas pruebas tomaron un tiempo entre dos y tres días con variaciones de temperatura que oscilan entre los 20 y 30°C, junto a presiones cuyo valor mínimo fue de 0.3 bar y valor máximo de 20 bar.

Cabe ser resaltado que este experimento obtiene resultados importantes sobre la velocidad de corrosión en condiciones de flujos turbulentos al interior de la tubería, mientras que las características del ambiente se mantenían constantes sin tener en cuenta la acumulación de productos o sustancias que favorecen la presencia de corrosión. Como resultado se obtienen unas ecuaciones que describen la velocidad de corrosión en función de la velocidad del fluido que circula en la tubería.

3.4.1 Fundamento teórico del modelo semi-empírico. Cuando la tasa de transferencia de masa de las sustancias que generar la corrosión entra a relacionarse con la cinética de la reacción de corrosión, se genera una reacción de equilibrio conocida como tasa de corrosión V_{cor} y se aproxima a través de la siguiente ecuación.

Ecuación 27. Velocidad de corrosión.

$$\frac{1}{V_{cor}} = \frac{1}{V_r} + \frac{1}{V_m}$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995). Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

V_{cor} = Velocidad de corrosión

V_r = Velocidad de la reacción

V_m = Velocidad de transferencia de masa

Donde [CO₂] es la concentración de dióxido de carbono presente en la sustancia, k_r y k_m son constantes asociadas a la cinética de la velocidad de corrosión y la

transferencia de masa del CO₂ que se encuentra disuelto en toda la superficie del acero. De igual manera la **Ecuación 27.** puede escribirse de la siguiente manera:

Ecuación 28. Velocidad de corrosión (b).

$$V_{cor} = \frac{[CO_2]}{\frac{1}{k_r} + \frac{1}{k_m}}$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995). Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

V_{cor} = Velocidad de corrosión

k_r = Coeficiente de velocidad de corrosión

k_m = Coeficiente de transferencia de masa

$[CO_2]$ = Concentración de Dióxido de carbono

Donde V_r es la tasa de reacción más alta que puede tomar, cuando la transferencia de masa infinitamente rápida, V_m es la tasa de transferencia de masa más alta de las sustancias corrosivas.

Ecuación 29. Tasa de transferencia de masa.

$$V_m = k_m[CO_2]$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995). Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

k_m = Coeficiente de transferencia de masa

$[CO_2]$ = Concentración de Dióxido de carbono

Donde k_m es el coeficiente de transferencia de masa que depende del espesor de la capa límite de concentración que a su vez depende de la geometría del fluido que está al interior de la tubería. En este punto se involucra una variable como lo es la viscosidad cinemática, la cual es un cociente obtenido a partir de un cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad, dado como resultado una unidad de medida conocida como el Stoke o como es utilizado generalmente el centiStoke (cS). Además aparece dentro de las variables involucradas el diámetro hidráulico de la tubería, el cual es empleado cuando se está estudiando el flujo de fluidos en canales, cabe aclarar que la tubería al considerarse uniforme al interior el valor del

diámetro hidráulico es el mismo valor del diámetro interno. Para un flujo turbulento el coeficiente de transferencia de masa, está dado por la siguiente ecuación:

Ecuación 30. Coeficiente transferencia de masa flujo turbulento.

$$k_m = c_m \frac{D_{CO_2}^{0.7} U^{0.8}}{\nu^{0.5} d^{0.2}}$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995). Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

c_m = Constante

D_{CO_2} = Coeficiente de difusión del dióxido de carbono

U = Velocidad del fluido

ν = Viscosidad cinemática del agua

d = Diámetro hidráulico de la tubería

Para poder escribir la ecuación anteriormente descrita de una manera diferente, se debe involucrar en ella la ley de Henry que enuncia que si un sistema tiene una temperatura constante, la presión parcial que ejerce el gas que en este caso es el CO₂ es directamente proporcional a la cantidad de gas disuelto en el líquido, es por esto que la **Ecuación 30.** también puede ser escrita de la siguiente manera:

Ecuación 31. Coeficiente transferencia de masa flujo turbulento (b)

$$V_m = c_m \frac{D_{CO_2}^{0.7} U^{0.8}}{\nu^{0.5} a^{0.2}} H pCO_2$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995). Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

c_m = Constante

D_{CO_2} = Coeficiente de difusión del dióxido de carbono

U = Velocidad del fluido

ν = Viscosidad cinemática del agua

d = Diámetro hidráulico de la tubería

H = Constante de Henry para la solubilidad del CO₂

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

V_m al estar dentro de valores entre 20 y 80° C se considera una variable independiente, debido a que la temperatura actúa sobre el coeficiente de difusión. Debido a las unidades que maneja H , las cuales son mol/m³/bar y las de D_{CO_2} y v son m²/s, la **Ecuación 31.** puede ser expresada en función de la presión parcial.

Ecuación 32. Coeficiente transferencia de masa flujo turbulento (c).

$$V_m = c'_m \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} pCO_2$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

c'_m = Constante independiente de la temperatura

U = Velocidad del fluido

d = Diámetro hidráulico de la tubería

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

Para la tasa de transferencia controlada se utiliza la siguiente ecuación:

Ecuación 33. Tasa de transferencia controlada.

$$\log(V_r) = c_1 + \frac{c_2}{T} + c_3 \log(pCO_2) + c_4 (pH_{actual} - pH_{CO_2})$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

T = Temperatura absoluta

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

pH_{actual} = Valor del pH del agua

pH_{CO_2} = Valor del pH actual del sistema

Para la temperatura que se encuentra en un rango de 10 a 80°C, se determinó que las constantes dependen de la temperatura como la solubilidad y la disociación del H₂CO₃. En cuanto al pH para el CO₂ que será utilizado en la **Ecuación 33.** se puede expresar a través de la siguiente ecuación empírica:

Ecuación 34. pH para el CO₂.

$$pH_{CO_2} = 3.82 + 0.00384 t - 0.5 \log(pCO_2)$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

t = Temperatura absoluta

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

A través de la experimentación el ajuste del primer y del segundo término de la **Ecuación 34.** fueron ajustados dando como resultado la **Ecuación 35.** que se presenta a continuación:

Ecuación 35. pH para el CO₂ ajustada.

$$pH_{CO_2} = 3.71 + 0.00417 t - 0.5 \log(pCO_2)$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

t = Temperatura absoluta

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

Para poder llegar al modelo que describe las diferentes tendencias de una manera clara, inicialmente se debe aclarar que para temperaturas que están cercanas a los 90°C las medidas arrojadas son excluidas debido a que tienen un comportamiento de escalas, razón por la cual no son tenidas en cuenta. Adicionalmente, se logró observar que en los puntos donde había un mayor valor para la presión ejercida por el CO₂, favorece la formación de escamas en la superficie de las paredes internas de la tubería.

Como resultado se obtiene que el mayor coeficiente de correlación para el uso de la **Ecuación 31** y la **Ecuación 32**, la data obtenida que excluye valores para la presión superiores a 6.5 bar y temperaturas de 90°C, de igual manera la velocidad de corrosión que se presenta en condiciones en las cuales se tiene una velocidad de flujo de 13 m/s en contraste con una velocidad de 8.5 m/s es mayor, resultado que indica que la velocidad de flujo está directamente proporcional a la velocidad de corrosión. De acuerdo a los resultados obtenidos se tienen la ecuación para la

tasa de reacción y una nueva ecuación para el coeficiente de transferencia de masa que se muestra a continuación:

Ecuación 36. Tasa de reacción

$$\log(V_r) = 4.93 - \frac{1119}{T} + 0.58 \log(pCO_2) - 0.34 (pH_{actual} - pH_{CO_2})$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

V_r = Velocidad de reacción

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

pH_{actual} = Valor del pH del agua

pH_{CO_2} = Valor del pH actual del sistema

Ecuación 37. Coeficiente transferencia de masa flujo turbulento (d)

$$V_m = 2.45 \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} pCO_2$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

V_m = Velocidad de transferencia de masa

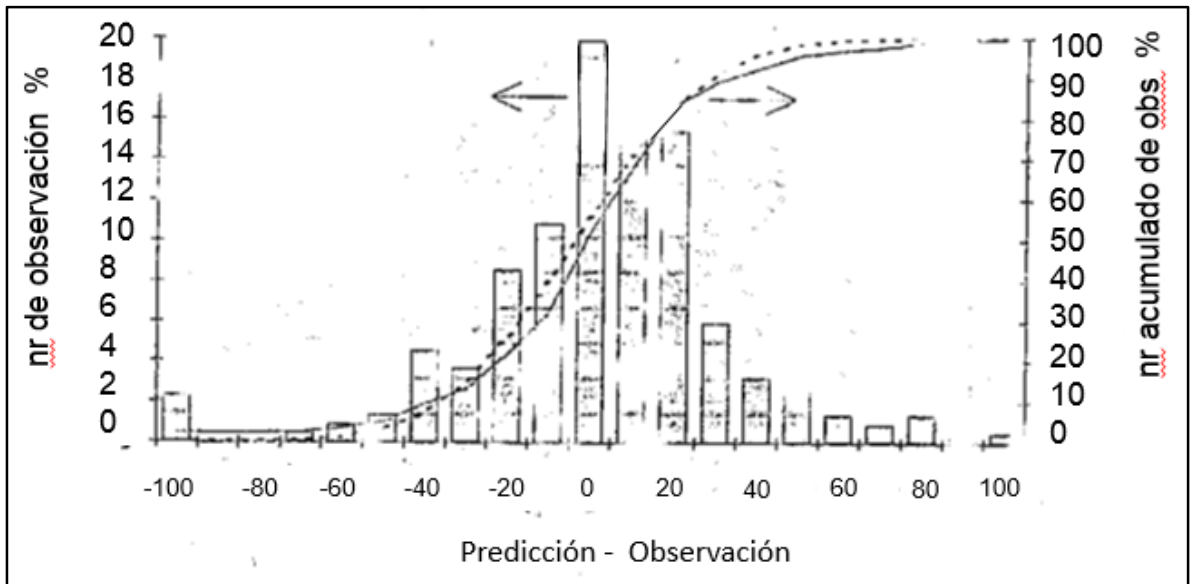
U = Velocidad del fluido

d = Diámetro hidráulico de la tubería

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

Donde las unidades que se manejan para V_r y V_m son mm/y, T en °K, pCO_2 en bar, U en m/s y d en m. La **Figura 33.** representa la calidad de la correlación obtenida, con un coeficiente de determinación R^2 con un valor de 0.91.

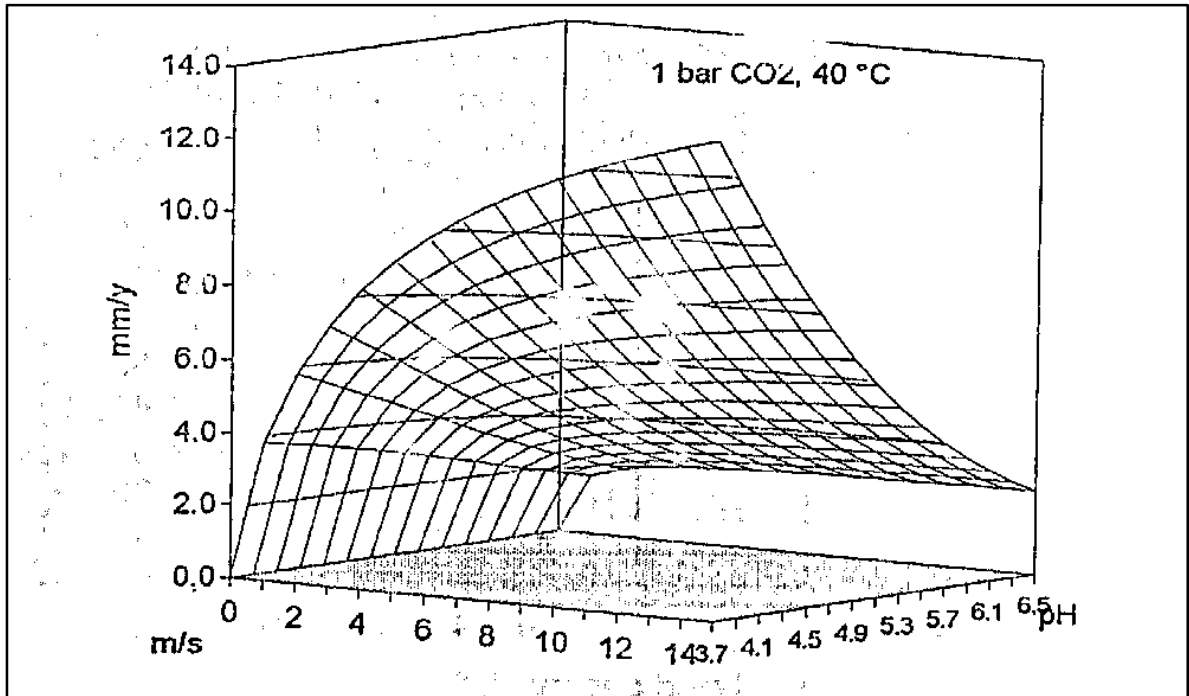
Figura 32. Correlaciones para la tasa de corrosión



Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), P.11. Modificada por los elaboradores. Marzo 2019.

El efecto de la velocidad del fluido, es un factor que debe ser tenido en cuenta pues junto al efecto de la transferencia de masa permite realizar una mejor interpretación de los resultados. Cuando se relacionan los parámetros de la velocidad de fluido, con el pH de la sustancia a través de un diagrama como el que se presenta en la **Figura 34.** se puede obtener una representación de un diagrama de correlaciones para diferentes velocidades en donde se observa que entre mayor sea la velocidad del fluido junto a un valor de pH bajo, así mismo será la pérdida de material en la tubería a través del tiempo.

Figura 33. Diagrama de correlaciones para tasas de flujos



Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), P.12. Modificado por los elaboradores Marzo, 2019.

Una vez ya se ha tenido en cuenta el efecto de la velocidad del líquido sobre la corrosión, debe ser evaluado el efecto del pH sobre la misma corrosión debido a que reducción de protones es considerada como una reacción catódica en el sistema, lo cual tiene incidencia directa sobre la tasa de reacción. Por tal razón al combinar la **Ecuación 35.** y la **Ecuación 36.** da como resultado la **Ecuación 37.** que está expresada en términos de pH_{actual}.

Ecuación 38. Efecto del pH sobre la corrosión

$$\log(V_r) = 6.23 - \frac{1119}{t + 273} + 0.0013t + 0.41 \log(pCO_2) - 0.34 pH_{actual}$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

t = Temperatura absoluta

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

pH_{actual} = Valor del pH del agua

Donde se sugiere una relación lineal entre tasa de corrosión con la concentración de H^+ en un sistema de altas tasas de transporte de masa, en la cual V_r controla la tasa de corrosión. De igual manera otra influencia del pH en la tasa de corrosión es que controla la presencia del $FeCO_3$ que se encuentra disuelto en el sistema, dado el caso en donde se llegase a tener una sobresaturación de este componente debido a una lenta precipitación cinética, el pH llegará a tener los valores más altos posibles. Es por esto que es necesario describir una ecuación que modele la precipitación de este componente y se muestra a continuación.

Ecuación 39. Precipitación de $FeCO_3$.

$$FeCO_3 \text{ prec. tasa } \left(\frac{mol}{s} \right) = \text{área} \times K_{prec} \left\{ \sqrt{[Fe^{++}][CO_3^{--}]} - \sqrt{K_{sp}} \right\}$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO_2 corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

K_{prec} = Constante de precipitación

$[Fe^{++}]$ = Concentración de los iones de hierro

$[CO_3^{--}]$ = Concentración de los iones de carbonatos

K_{sp} = Solubilidad del carbonato de hierro

Ahora bien la temperatura de igual manera influye en las tasas de corrosión, ya que cuando se presentan altas temperaturas y presiones parciales generadas por el CO_2 , favorece la formación de carbonatos y óxidos, que al pasar el tiempo generar corrosión en el sistema. Es por esto aparece el factor conocido como F_{escama} que es visto como una expresión de grado cobertura debido a unas escamas protectoras y está determinada por la siguiente ecuación:

Ecuación 40. Fescama.

$$\log(F_{escama}) = \frac{2400}{T} - 0.44 \log(pCO_2) - 6.7$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO_2 corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

T = Temperatura absoluta

pCO_2 = Presión parcial del CO_2

Para representar el efecto que ejerce la presión parcial del CO₂ en la tasa de corrosión se hace a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 41. Efecto presión parcial del CO₂ en la corrosión.

$$\log(V_{cor}) = n \log(pCO_2) + constante$$

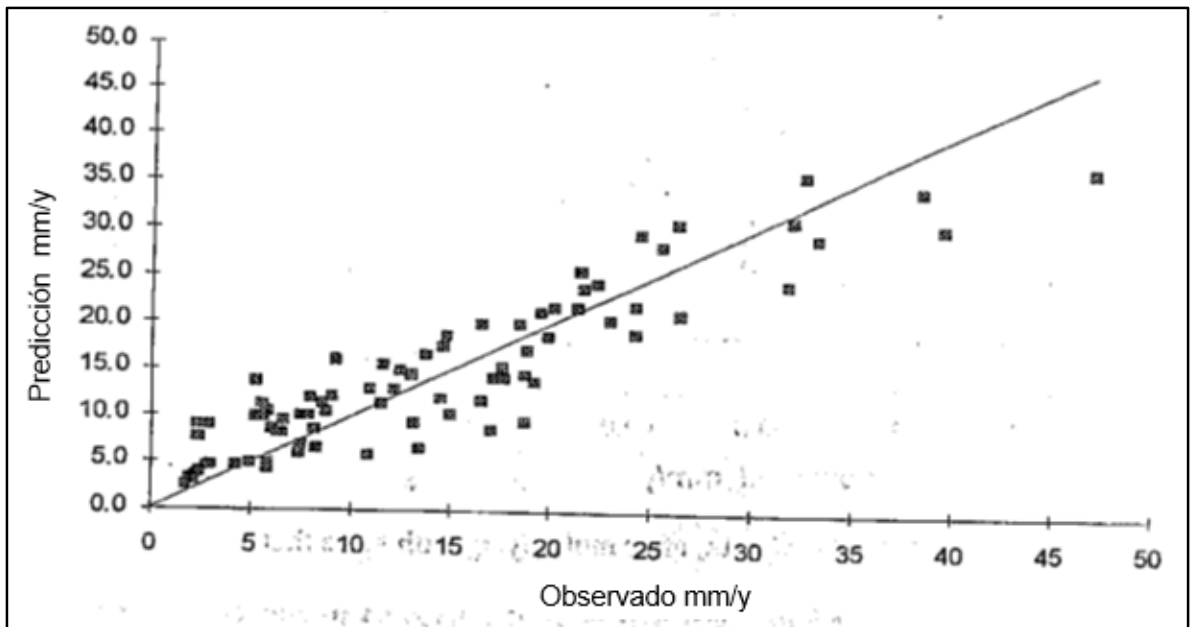
Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

Donde $n \cong 0.7$ valor que depende directamente de tasa de flujo del fluido y de la temperatura y es la pendiente de la recta de la línea tendencia de los casos estudiados y puede tomar como valor máximo 1, como se muestra en la **Figura 35.**, adicionalmente se crearon unas condiciones en donde el valor del pH es obtenido del agua saturada con FeCO₃ y con un diámetro hidráulico con valor de 0.05 m como muestra representativa.

Figura 34. Factor n



Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), P.14. Modificado por los elaboradores Marzo, 2019.

Conocer la composición de la tubería es importante, pues de acuerdo a la misma se deben hacer ciertas correcciones debido a los componentes presentes, ya que estos inciden en el comportamiento de la corrosión. En este caso de estudio donde la presencia de C y de Cr, junto a condiciones establecidas como una temperatura de exposición como era 60°C, un pH ácido con un valor de 4.5, una presión parcial ejercida por el CO₂ que se acercaba a los 2 bar y una variación de velocidades de flujo que tienen como valor inicial 3.1 m/s hasta alcanzar valores de 13 m/s. Debido a las condiciones anteriormente mencionadas, se debe considerar la tubería empleada en el experimento, como un metal normalizado, el cual en su modelo explicado a través de las siguientes ecuaciones, se tienen en cuenta la influencia de la composición de la tubería a través de factores como lo son el F_{Cr} y el F_C, que respectivamente tienen incidencia en la velocidad de corrosión y en la tasa de velocidad de reacción como se muestran en las siguientes ecuaciones.

Ecuación 42. Velocidad de corrosión debido a composición del metal.

$$\log(V_r) = 4.84 - \frac{1119}{T} + 0.58 \log(pCO_2) - 0.34 (pH_{actual} - pH_{CO_2})$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

T = Temperatura absoluta

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

pH_{actual} = Valor del pH del agua

pH_{CO_2} = Valor del pH actual del sistema

En donde se presenta la incidencia del Cr y del C, motivo por el cual se hacen correcciones a ciertos factores que han venido siendo utilizados en ecuaciones anteriores, que a su vez afectan al mismo tiempo la tasa de transferencia de masa como se muestra en la **Ecuación 43**.

Ecuación 43. Tasa de transferencia de masa debido a composición del metal.

$$V_m = 2.8 \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} pCO_2$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

U = Velocidad del fluido

d = Diámetro hidráulico de la tubería

pCO_2 = Presión parcial del CO_2

Con el fin de hallar la velocidad de corrosión y la tasa de reacción, se muestra como los factores F_{Cr} y el F_c deben ser empleados como factores, para que de esta manera sea posible realizar una aproximación más acertadas, como se evidencia en la **Ecuación 44.** y en la **Ecuación 45.**

Ecuación 44. Corrección por presencia de Cr.

$$V'_{cor} = V_{cor} F_{cr} \quad F_{cr} = \frac{1}{1+(2.3 \pm 0.4).Cr\%}$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO_2 corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

V_{cor} = Velocidad de corrosión

F_{cr} = Factor de corrección por presencia de cromo

Ecuación 45. Corrección por presencia de C.

$$V'_r = V_r F_c \quad F_c = 1 + (4.5 \pm 1.9).C\%$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO_2 corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

V_r = Velocidad de reacción

F_c = Factor de corrección por presencia de carbono

A través de la experimentación y el uso de las anteriores ecuaciones (**Ecuación 44** y la **Ecuación 45**), se evidenció que los factores para el componente Cr presentes en las tuberías tienden a tomar un valor muy cercano a uno con una probabilidad de un 56%, es por tal motivo, que decidieron cambiar la ecuación y agregar de cierta manera el 44% de probabilidad que se estos valores tomen un valor diferente a uno a través del uso de este valor en forma fracción. En cuanto al C, su factor toma un valor de 1 siempre. Lo anteriormente descrito se presenta en las siguientes ecuaciones.

Ecuación 46. Velocidad de corrosión con corrección por Cr.

$$V'_{cor} = V_{cor} F_{cr} \quad F_{cr} = \frac{1}{1+(2.3 \pm 0.3).Cr\%}$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

V_{cor} = Velocidad de corrosión

F_{cr} = Factor de corrección por presencia de cromo

Ecuación 47. Tasa de reacción.

$$V'_r = V_r F_c \quad F_c = 1$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

V_r = Velocidad de reacción

F_c = Factor de corrección por presencia de carbono

Sin embargo como consideración, los autores tienen en cuenta una situación en donde los porcentajes para Cr y para el C toman valores de cero, tanto para la tasa de reacción y la tasa de transferencia de masa cambia, sus expresiones matemáticas (ecuaciones) cambian de acuerdo a la situación, y se presentan en las siguientes ecuaciones.

Ecuación 48. Tasa de reacción para %Cr=0 y %C=0.

$$\log(V_r) = 5.07 - \frac{1119}{T} + 0.58 \log(pCO_2) - 0.34 (pH_{actual} - pH_{CO_2})$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995),. Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

T = Temperatura absoluta

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

pH_{actual} = Valor del pH del agua

pH_{CO_2} = Valor del pH actual del sistema

Ecuación 49. Tasa de transferencia de masa para %Cr=0 y %C=0.

$$V_m = 2.7 \frac{U^{0.8}}{d^{0.2}} pCO_2$$

Fuente. WAARD & LOTZ. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995), Modificado por los elaboradores Abril, 2019.

Donde:

U = Velocidad del fluido

d = Diámetro hidráulico de la tubería

pCO_2 = Presión parcial del CO₂

Es así que por medio del conocimiento del modelo mecanístico para la determinación de los patrones de flujo y del modelo semi-empírico para la estimación de la velocidad de corrosión a través de todas las ecuaciones que lo representan, se pueden integrar dichos modelos por medio de la relación de variables que se encuentran presentadas en ambas.

4. INTEGRAR EL MODELO HIDRODINÁMICO Y EL MODELO DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN POR CO₂ MEDIANTE VISUAL BASIC

En este capítulo se explicará cómo se hace la unión del modelo hidrodinámico y el modelo de velocidad de corrosión, así mismo se llevará a cabo la explicación del funcionamiento de la herramienta que se realizó y el planteamiento de los puntos críticos que se obtienen como resultado del funcionamiento de la herramienta.

4.1 UNIÓN MATEMÁTICA DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN PARA EL MODELO HIDRODINÁMICO

Esta unión se basa en dos variables relacionadas entre sí, la velocidad de flujo dependiendo su canal de flujo donde esta fue definida como velocidad de fase y el diámetro hidráulico para el líquido definido en el capítulo 2. Estos dos valores son dependientes del nivel de líquido dentro la tubería en donde se ha descrito un sistema implícito que dará solución la herramienta mientras iteración por punto fijo.

El desarrollo de esta unificación da el algoritmo matemático del programa CPD, en donde el programa será enriquecido con un interfaz dinámico y útil para el manejo de la industria petrolera, además, CPD da la opción de llevar un control por cliente, fecha, pozo y datos a analizar, unido, con un análisis CPD para cada patrón de flujo y un análisis CPD su tasa media de corrosión.

Sin lugar a duda hay que tener la consideración de que el programa se desarrolla basándose en una ecuación empírica para la corrosión y un modelo matemático para los efectos hidrodinámicos, dando resultados que pueden ser ligeramente desviados a los reales y haciéndose indispensable la validación en laboratorio de estos. En investigaciones pasadas se había intentado usar una herramienta digital, la cual era una hoja de Excel que planteaba el análisis de la velocidad de corrosión para el mismo tipo de tubería, dando resultados irreales y poco confiables a simple vista, ya que la velocidad de corrosión no tenía relación con la vida útil de la tubería, es decir, que en algunos casos explicaba que el tubo se perdía completamente en un año y la tubería tenía 10 años de ser usada.

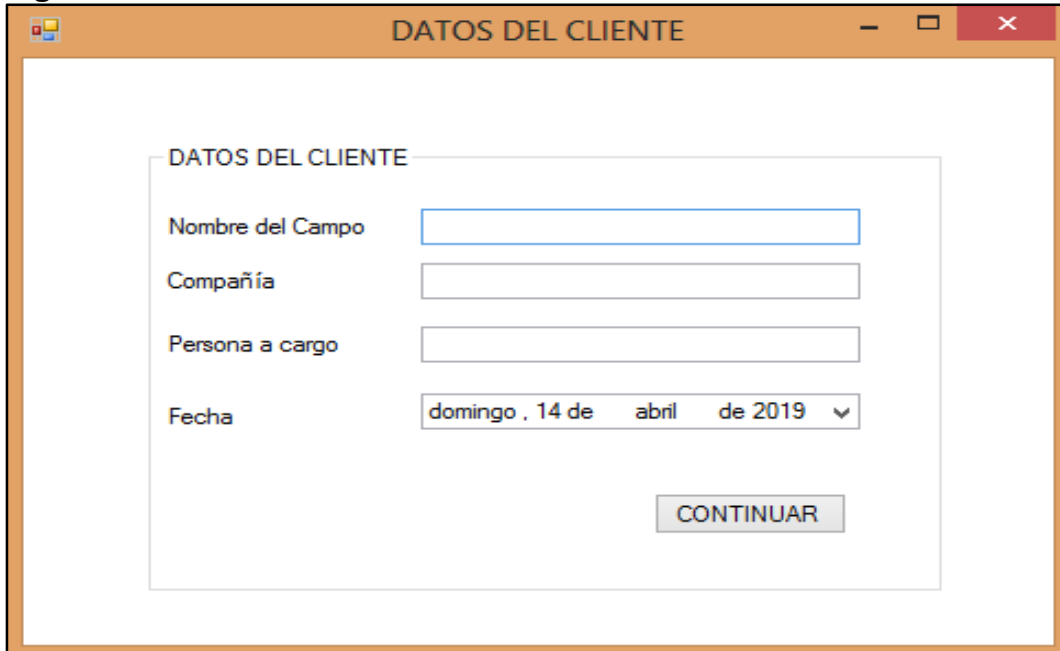
CPD se diseña como solución a la inconsistencia que tiene herramienta A, donde se incluye un modelo hidrodinámico, un nuevo modelo de corrosión y la flexibilidad de la herramienta capaz de desarrollar análisis de forma más confiable basada en su literatura.

4.2 MODO DE USO DE LA HERRAMIENTA

La herramienta contará con ocho ventanas de accionamiento consecutivo, esto quiere decir, que para pasar de una ventana a otra se deben llenar todos los campos dispuestos para garantizar un funcionamiento efectivo de la herramienta.

Inicialmente se tiene una ventana llamada “DATOS DEL CLIENTE” en los cuales se pide información del nombre del campo en donde se va realizar el estudio del fluido y sus predicciones a través de la herramienta. Al ser un servicio que se prestará a través de la empresa, se requiere conocer el nombre de la compañía a la cual se destina el uso de la herramienta, también se pide el nombre de la persona que está a cargo de la realización del estudio. Toda esta información se presentará en la **Figura 35.**

Figura 35. Datos del cliente



The image shows a screenshot of a Windows application window titled "DATOS DEL CLIENTE". The window has a standard Windows title bar with minimize, maximize, and close buttons. Inside the window, there is a form titled "DATOS DEL CLIENTE" with the following fields:

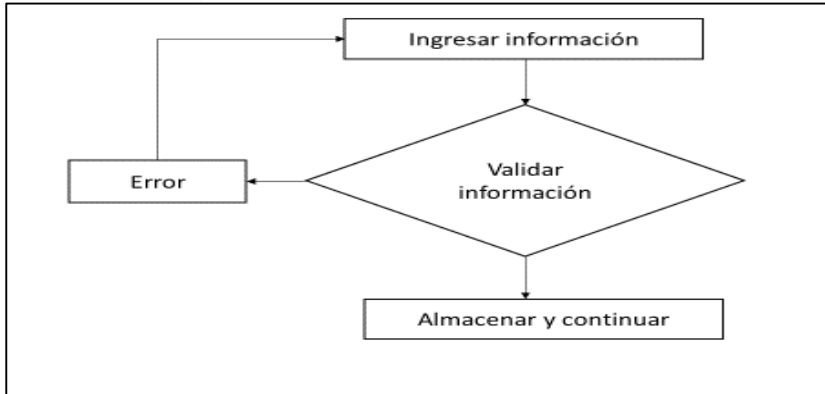
- Nombre del Campo: A text input field.
- Compañía: A text input field.
- Persona a cargo: A text input field.
- Fecha: A date picker showing "domingo, 14 de abril de 2019" with a dropdown arrow.

At the bottom right of the form, there is a button labeled "CONTINUAR".

Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

En la siguiente figura se muestra el algoritmo para datos del cliente.

Figura 36. Algoritmo datos del cliente



Fuente: Elaboración propia.

Una vez se da click en el botón de continuar aparecerá la ventana llamada “INFORMACIÓN DEL LÍQUIDO”, en la cual se requiere la información de caudal de agua, densidad del agua, viscosidad del agua, caudal de petróleo, densidad del petróleo, y viscosidad del petróleo. Esta información es necesaria y debe ser completada pues de no ser la herramienta no permitirá continuar, y del mismo modo las variables de proceso que deben ser halladas no podrán ser determinadas.

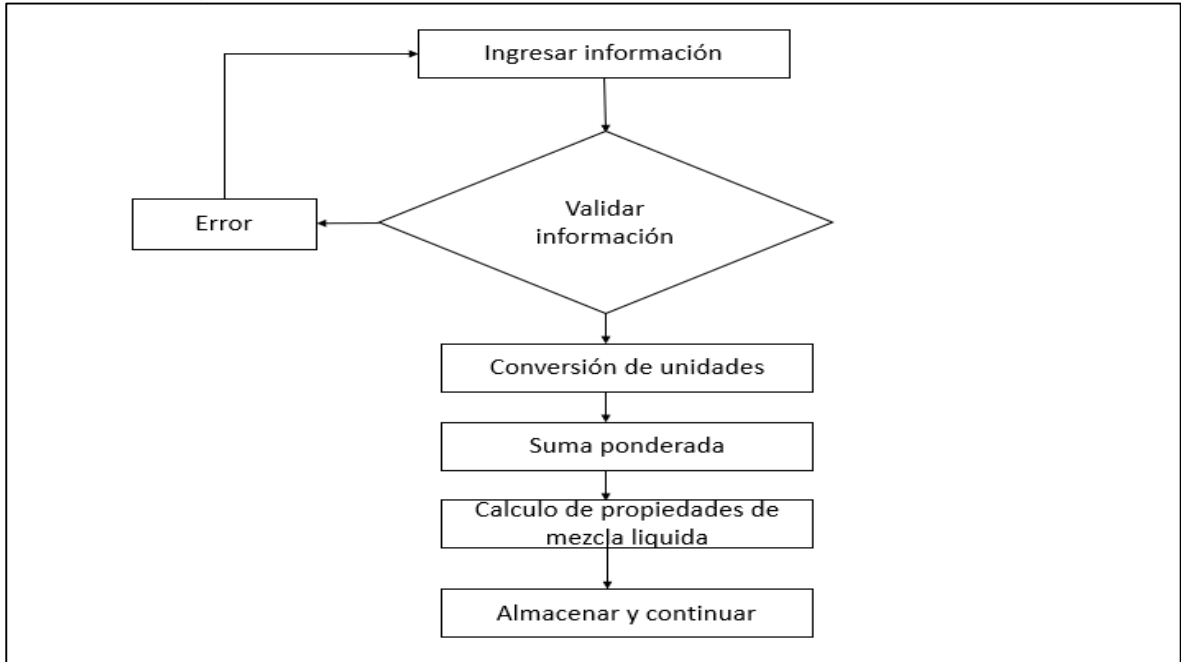
Figura 37. Información del líquido

AGUA		PETRÓLEO	
Caudal de agua	<input type="text"/> Bbl/D	Caudal de petróleo	<input type="text"/> Bbl/D
Densidad del agua	<input type="text"/> gr/cm3	Densidad del petróleo	<input type="text"/> API
Viscosidad del agua	<input type="text"/> cP	Viscosidad del petróleo	<input type="text"/> cP

Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

A continuación se muestra el algoritmo para la información del líquido

Figura 38. Algoritmo para información del líquido



Fuente: Elaboración propia.

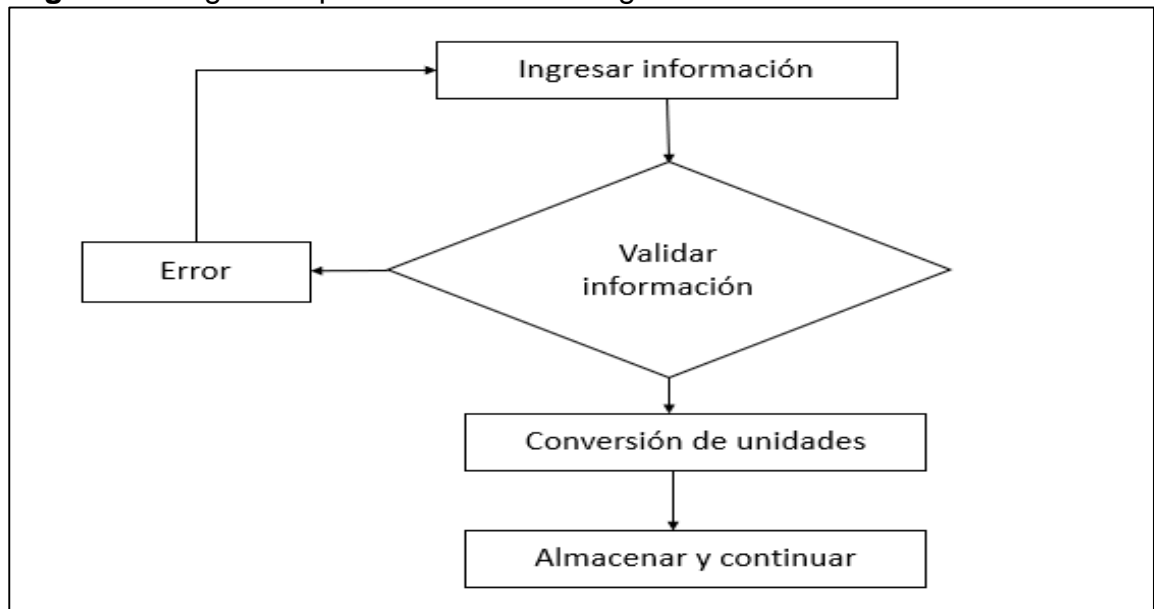
Una vez los campos son completados con la información requerida, se da click en el botón continuar para seguir llenando la información correspondiente a la ventana llamada "INFORMACIÓN DEL GAS", en la cual deben ser ingresados los valores de caudal de gas, densidad del gas y la viscosidad del gas, como se muestra en la **Figura 39**. A continuación se describe el algoritmo para información del gas en la **Figura 40**.

Figura 39. Información del gas

The screenshot shows a window titled "INFORMACIÓN DEL GAS" with a standard Windows-style title bar. Inside the window, there is a sub-form with the same title. It contains three input fields: "Caudal de gas" with a unit of "SCF/D", "Densidad del gas" with a unit of "gr/cm3", and "Viscosidad del gas" with a unit of "cP". A "CONTINUAR" button is located below the input fields.

Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

Figura 40. Algoritmo para información del gas.



Fuente: Elaboración propia.

En el momento en el que se ingresan los valores de las propiedades de los fluidos que están involucrados en el sistema, se pueden determinar las variables de proceso que permiten hasta ese punto el flujo en el que se encuentra el fluido si este se encontrara en un estado estacionario o contenido en un recipiente, sin embargo al saberse que el fluido se encuentra en movimiento en una tubería, se deben conocer el tipo de tubería que se está utilizando, delimitando su uso a la tubería ASTM A537 CLASE 1 que es la más común y utilizada en la industria del petróleo. También se deben ingresar los valores para el diámetro interno y diámetro externo de la tubería. En cuanto al grado de inclinación que tiene la tubería se sabe que de acuerdo a lo explicado en el modelo mecanistico de Taitel & Duckler, el valor máximo que puede tomar esta variable es de 15 °. La **Figura 41.** representa la adquisición de la información anteriormente descrito.

El botón en la parte inferior derecha en la **Figura 41**, es un breve análisis del funcionamiento futuro de la herramienta, en donde dando click se puede determinar si los caudales de líquido y gas son óptimos para ser considerado flujo multifásico, de no ser así, el software informará y dará la opción de cambio de caudales. Si no se cambian los valores de igual manera se podrá determinar la velocidad de corrosión solamente la fase liquida.

Figura 41. Información de la tubería

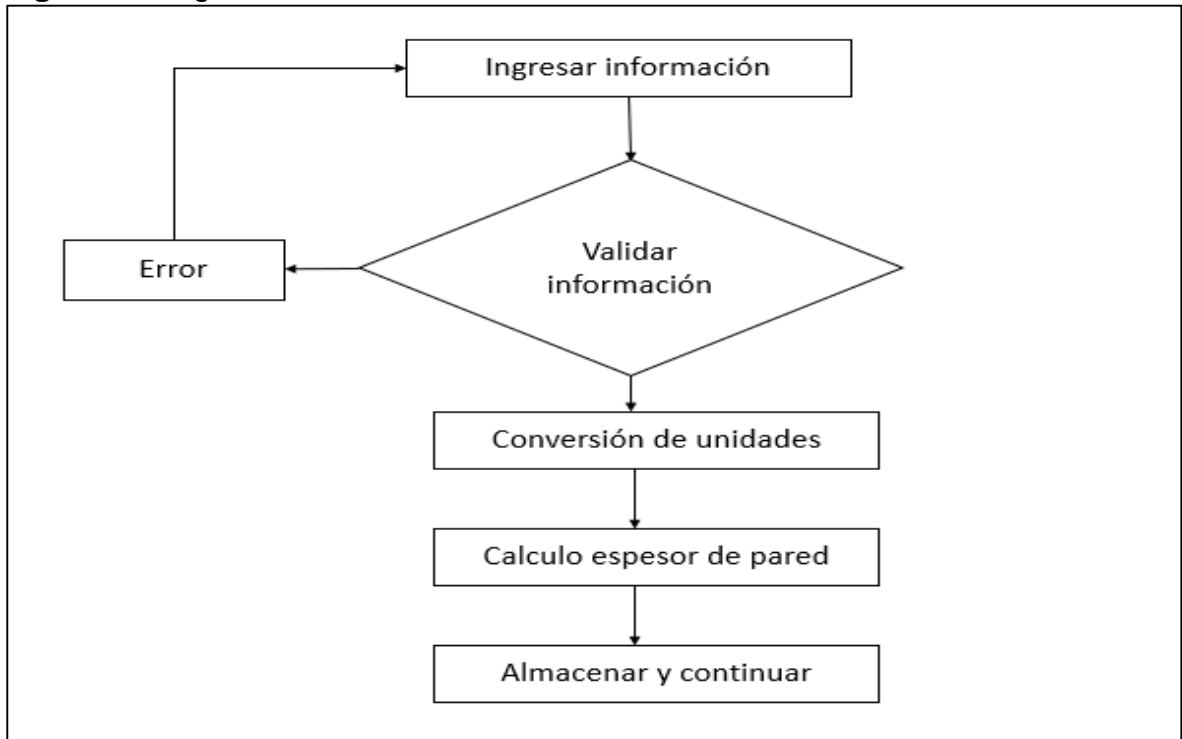
The screenshot shows a software window titled "INFORMACIÓN DE LA TUBERÍA". Inside the window, there is a form with the following fields and controls:

- INFORMACIÓN DE LA TUBERÍA** (Section Header)
- Tipo:** ASTM A537 CLASE 1
- Diámetro externo:** [Text Input] in
- Diámetro interno:** [Text Input] in
- Inclinación:** [Text Input] °
- DETERMINAR FLUJO** (Button)
- Líquido:** [Text Input]
- gas:** [Text Input]
- Verificar funcionamiento** (Button)

Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

La siguiente figura describe el algoritmo para información de la tubería.

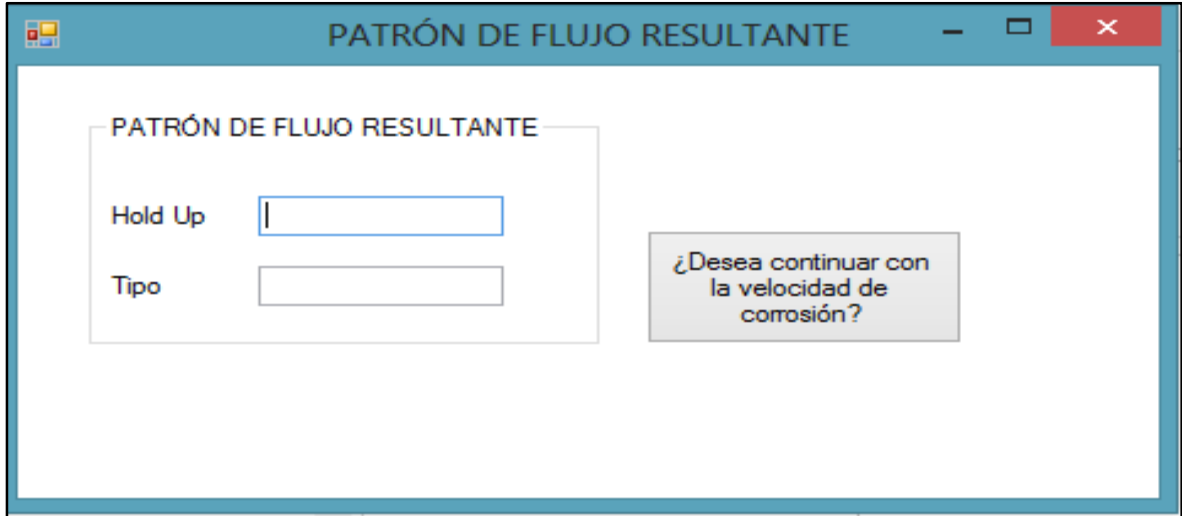
Figura 42. Algoritmo información de la tubería



Fuente: Elaboración propia.

Después de conocer los valores de las propiedades y condiciones de la tubería, se puede conocer el Hold Up y su correspondiente distribución en el interior de la tubería, razón por la cual hasta este punto se puede conocer el tipo de flujo de acuerdo a las condiciones presentadas. Los cuadros de texto que se tiene la ventana llamada "PATRÓN DE FLUJO RESULTANTE", arrojan el resultado del algoritmo utilizado en la herramienta, motivo por el cual no hay que ingresar ningún tipo de datos, y es representada por la **Figura 43**.

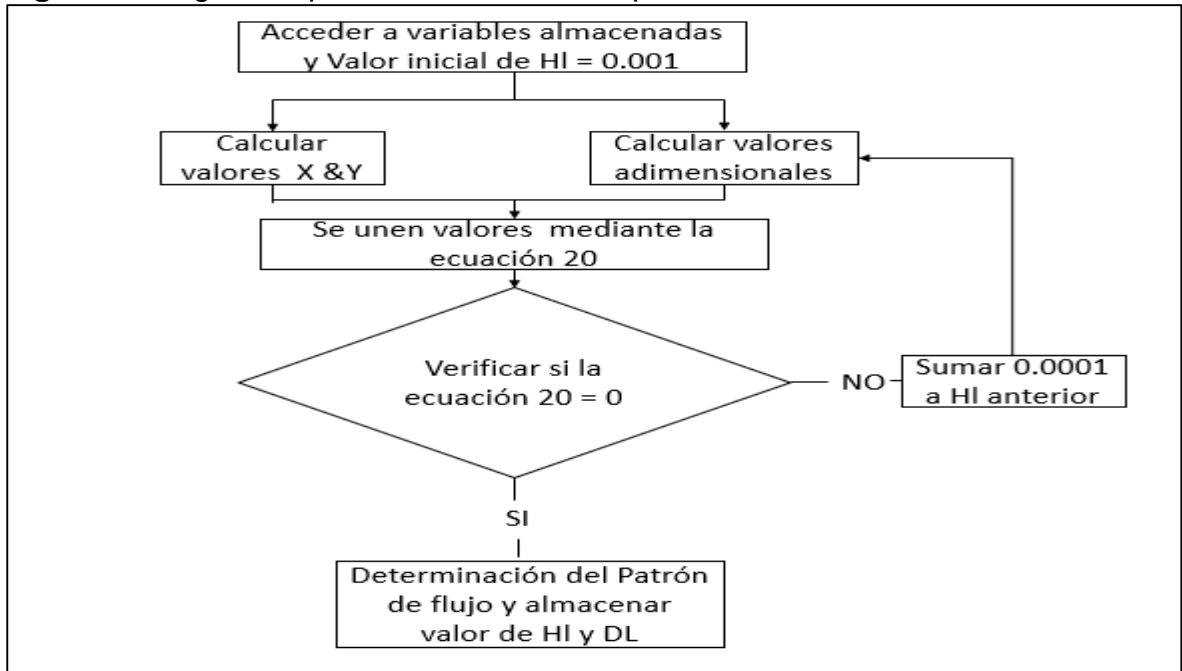
Figura 43. Patrón de flujo resultante



Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

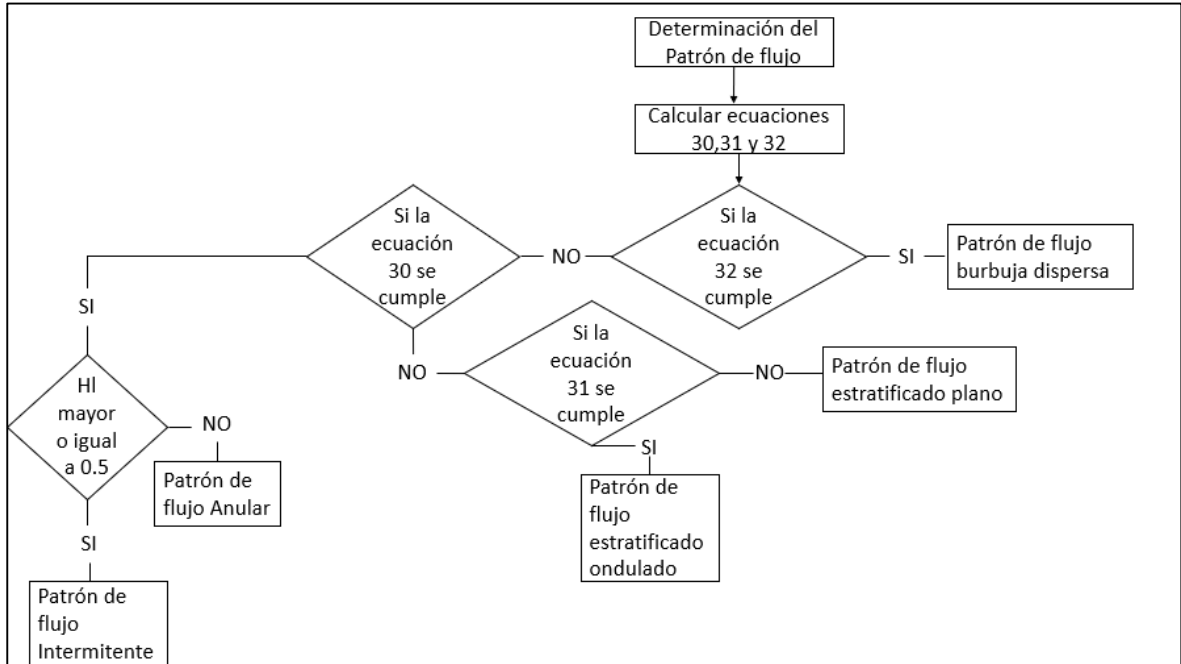
El algoritmo para esta ventana se divide en dos, el cálculo del Hold Up (**Figura 44**) y el algoritmo para el cálculo del patrón de flujo (**Figura 45**).

Figura 44. Algoritmo para cálculo de Hold Up



Fuente: Elaboración propia.

Figura 45. Cálculo para el tipo de patrón de flujo



Fuente: Elaboración propia.

Hasta este punto se puede considerar que se ha llevado a cabo la primera etapa del uso del programa, pues aún falta la determinación de la pérdida de material debido a la velocidad de corrosión. Para continuar con el estudio se debe dar click en el botón que tiene como nombre “¿Desea continuar con la velocidad de corrosión?”. A partir de este momento toda información que se ingresa es para determinar la velocidad de corrosión, donde se empieza con la temperatura a la que se encuentra el fluido, la presión parcial que está ejerciendo el CO₂ y el valor del pH del fluido; esta disposición se presenta en la **Figura 46**. El algoritmo para corrosión se presenta en la **Figura 47**.

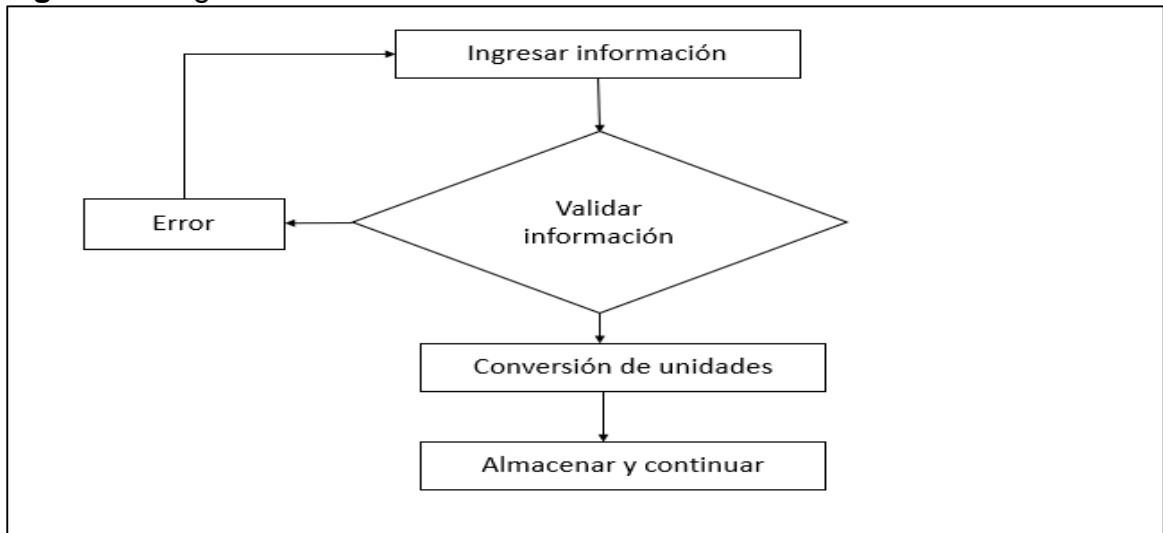
Figura 46. Corrosión

The image shows a software window titled "CORROSIÓN" with a standard Windows-style title bar. Inside the window, there is a form with the following elements:

- A label "CORROSIÓN" at the top left of the form area.
- An input field for "Temperatura" followed by the unit "K".
- An input field for "Presión parcial del CO2" followed by the unit "bar".
- An input field for "pH".
- A button labeled "CONTINUAR" at the bottom right of the form area.

Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

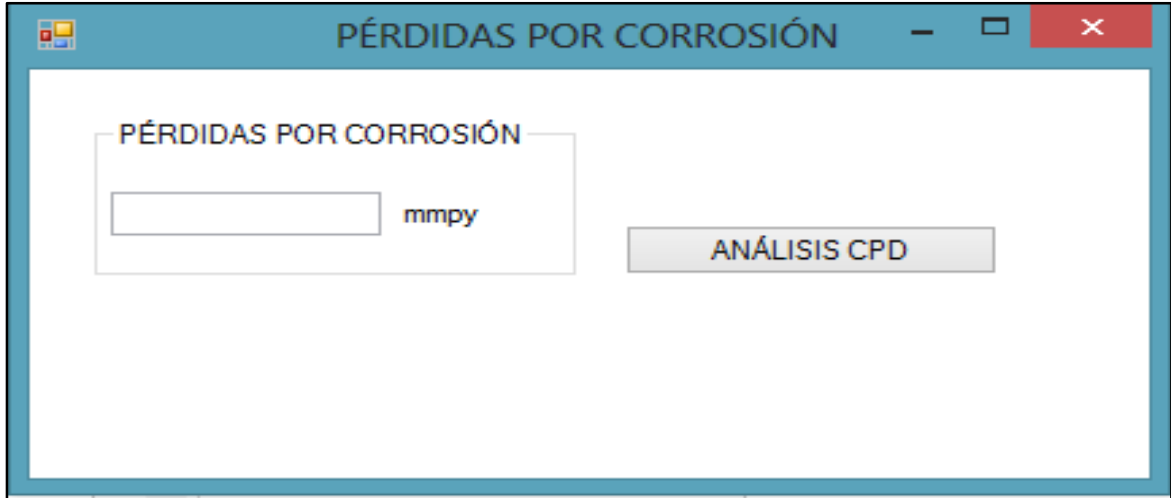
Figura 47. Algoritmo Corrosión



Fuente: Elaboración propia.

Haciendo click en el botón "CONTINUAR", la herramienta efectúa todos sus algoritmos y determina cual va a ser la pérdida de material en unidades de mmpy, si se siguen manejando las condiciones operacionales ingresadas desde el comienzo de la adquisición de datos. Este resultado se presenta en la ventana que tiene como nombre "PÉRDIDAS POR CORROSIÓN", y es visualizada a través de la **Figura 48**.

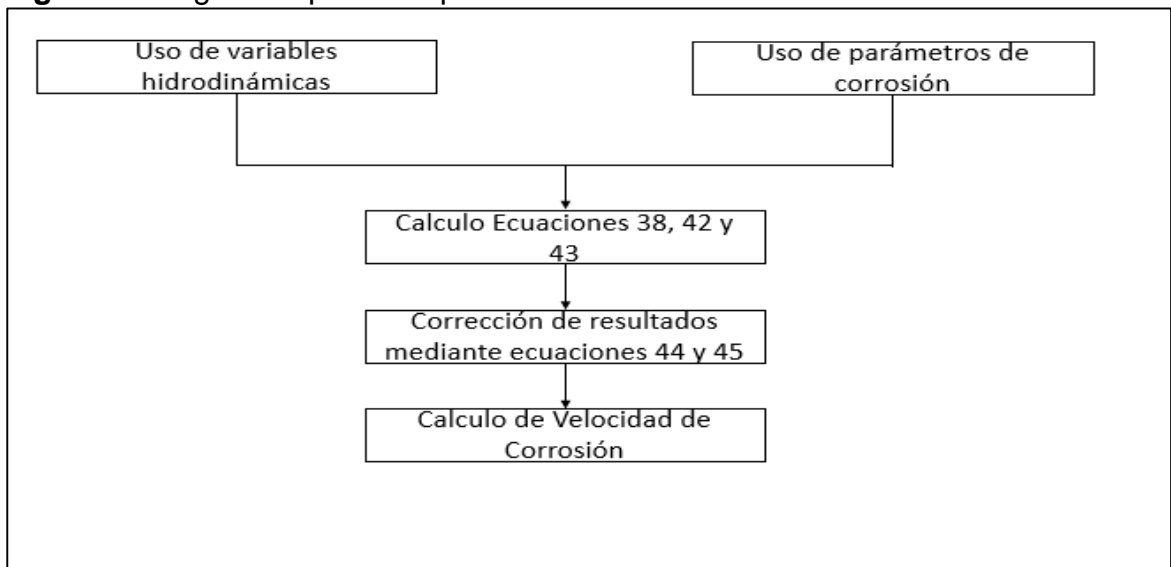
Figura 48. Pérdidas por corrosión



Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

El algoritmo de pérdidas por corrosión será el siguiente.

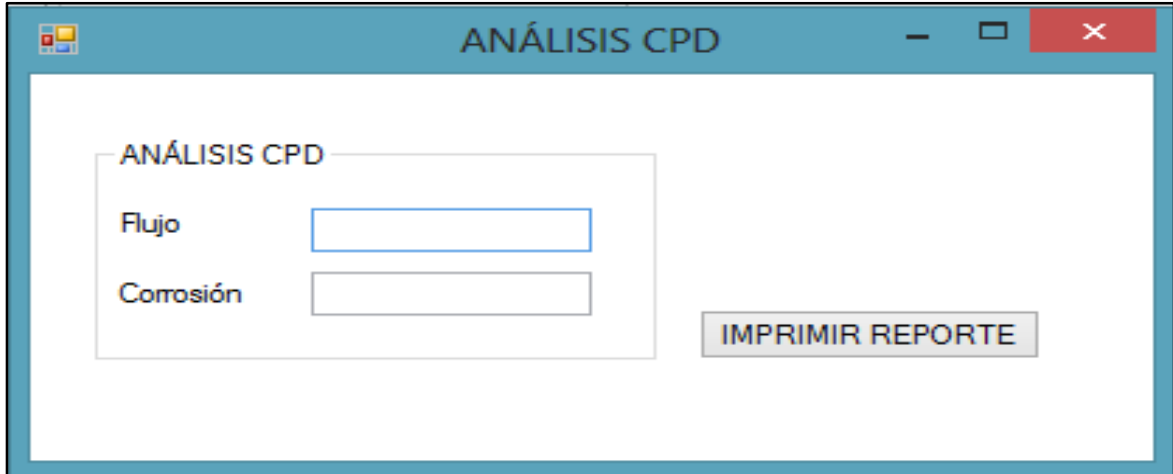
Figura 49. Algoritmo pérdidas por corrosión



Fuente: Elaboración propia.

El botón “ANÁLISIS CPD”, cumple con la función que ya al conocerse el tipo de flujo que presenta el fluido y el valor de la velocidad de corrosión, llevará a cabo una breve interpretación y presentará la misma en forma de un cuadro de resumen que se puede observar en la **Figura 50**. que a su vez tiene una opción de imprimir un reporte.

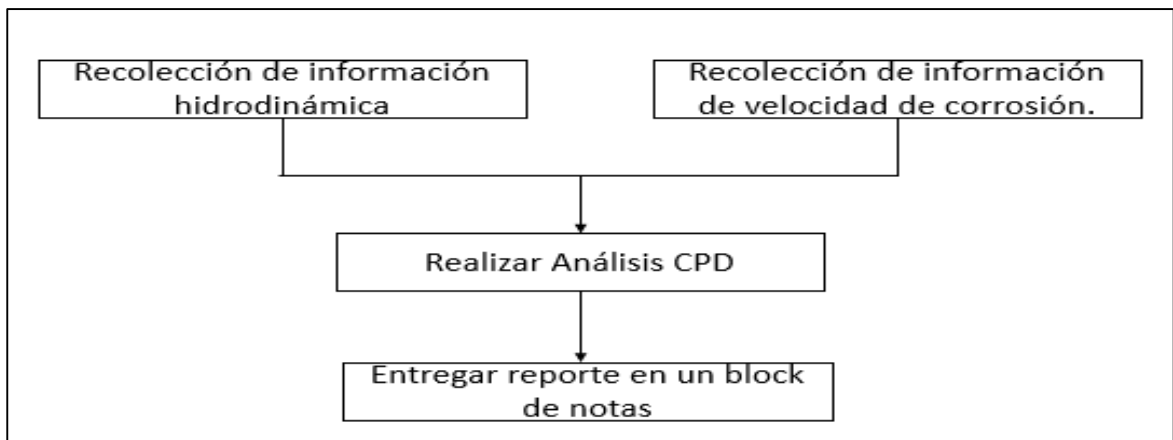
Figura 50. Análisis CPD



Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

La opción de imprimir reporte, hace una recopilación de información cuya función es presentar de una manera ordenada y completa el resultado del estudio que se realizó en cierto tramo de la tubería, donde incluye los datos del cliente y el sumario de la información que incluye el análisis CPD, realizado por la herramienta. Este algoritmo se presenta en la **Figura 51**.

Figura 51. Algoritmo de Análisis CPD



Fuente: Elaboración propia.

El reporte será adjuntado a un block de notas, al cual se podrá ingresar desde la pantalla de inicio (Escritorio). Este block de notas será el resumen de todas las corridas realizadas en el programa CPD, donde su información indicara problemas operacionales por patrones de flujo e indicará el estado de la velocidad de corrosión según la **Figura 14**.

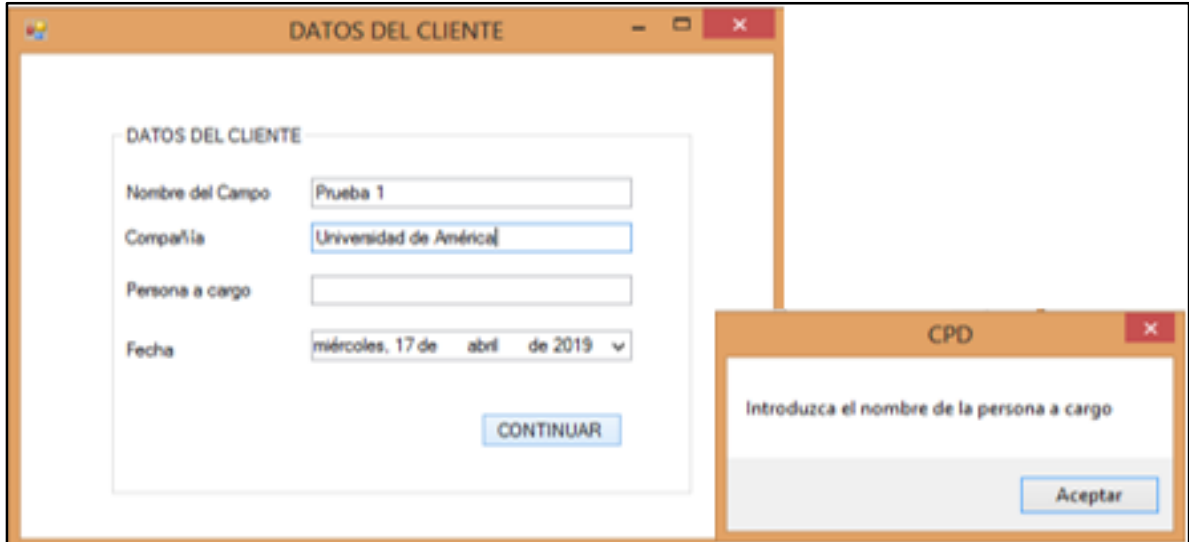
4.3 TIPOS DE ERRORES

Dentro del uso de la herramienta se pueden presentar ciertos tipos de errores, los cuales pueden ocasionar que los resultados obtenidos sean desviados de la realidad o en ciertos estudios totalmente incorrectos. Dentro de esta clasificación, se encuentran aquellos que son provocados por mediciones o datos incorrectos de las propiedades de los fluidos, errores generados por un uso inadecuado de la herramienta y errores o desviaciones generadas por el software.

4.3.1 Mediciones incorrectas o datos erróneos. CPD al ser una herramienta cuyo funcionamiento está dado por el procesamiento de una información que está representada en forma de datos de entrada, la medición de éstos parámetros en campo se debe llevar a cabo con rigurosidad y exactitud, sabiendo de antemano que los instrumentos que realizan ciertas mediciones como el pH, temperatura y otras propiedades, deben estar calibrados y sin presencia de algún tipo de desgaste. Así mismo en cuanto a procedimientos de laboratorio, cerciorarse que los equipos utilizados sean los correctos y que la metodología para determinar algunos de los valores para ciertas propiedades sea la correcta.

4.3.2 Uso inadecuado de la herramienta. La herramienta CPD está desarrollada en un lenguaje de programación accesible para todo tipo de público, sin embargo dentro de los errores más comunes se encuentran la mala digitación de la información solicitada y uso de los datos en unidades diferentes a las que maneja el software, es por esto que en las pantallas que despliega la herramienta, se especifican las unidades que son requeridas para cada datos y en caso de que un campo no esté completo, la herramienta dará aviso en forma de un cuadro de advertencia que alguno de los campos requeridos no está diligenciado como se muestra en **Figura 52**.

Figura 52. Mensaje de advertencia CPD



Fuente. Herramienta CPD. Visual Studio 2017.

De esta manera se explica que cualquier campo que no sea diligenciado, en el momento en el que la persona decida continuar con la siguiente ventana, se desplegará de forma inmediata la ventana con el mensaje de advertencia.

4.3.3 Errores generados por la herramienta. CPD al ser una herramienta que maneja fluidos multifásicos en comparación con otras que asumen que el fluido es monofásico, tiene un comportamiento que permite a los resultados obtenidos que se asemejan a las condiciones reales que se están presentando en el interior de la tubería, esto debido al modelo mecánico en el cual está basada cuyo fundamento matemático es sólido y ha sido estudiado a profundidad durante los últimos años. Es por esto que, en cuanto al tipo de flujo determinado por la herramienta, si los valores aportados por la compañía son correctos, la incertidumbre en el error es baja. El punto más contundente para hacer un buen análisis mediante la herramienta son las propiedades del líquido y el gas en el punto a evaluar, como se explicó los modelos hidrodinámicos estudian un momentum, ese momentum tiene condiciones de presión y temperatura que influyen en las propiedades fisicoquímicas de gases y líquidos y estas a su vez, son parámetros de entrada necesarios para su evaluación. Por lo tanto, los datos de entrada deben ser pre procesados para su correcto uso.

En cuanto al apartado de la velocidad de corrosión, se pueden presentar un error cercano al 6.5%, ya que al manejarse un modelo semi-empírico, su determinación está basada en la experimentación a unas condiciones establecidas y al presentarse variaciones de éstas, los resultados presentan desviación.

4.4 PUNTOS CRÍTICOS

Los puntos críticos son todas aquellas condiciones al interior de la tubería, las cuales provocan una dificultad o un estudio necesario para planear estrategias de contingencias si se está hablando de integridad de tubería o cambios de los esquemas de producción si se tienen en cuenta la eficiencia de desplazamiento de petróleo.

4.4.1 Puntos críticos asociados a la corrosión por CO₂. La corrosión por CO₂ como se ha venido explicando a lo largo de todo el documento, es un problema grave que se presenta al interior de la tubería, es por esto que a través del uso de la herramienta, el objetivo es cuantificar este proceso químico que altera de cierto modo las propiedades del petróleo que se está produciendo y las condiciones de seguridad que son diseñadas para cada tipo de tubería. Debido a que CPD es una herramienta que evalúa por sectores la tubería de producción en superficie, se puede identificar en cuáles de ellos la corrosión está afectando de una manera más agresiva y denotarlo como un punto crítico en la tubería de producción.

4.4.2 Integridad de la tubería. La tubería está diseñada para ciertas condiciones operacionales, en donde entra en juego las presiones, bien sea su presión de operación o su presión colapso. Es por esto que al tener una pérdida de material en cierta parte de la tubería, las propiedades para las que esta tubería fue diseñada ya no son las mismas, entendiéndose que las presiones las cuales soporta son menores y al no tenerse en cuenta esta disminución se pueden generar problemas operacionales como estallidos y colapsos. Con la identificación de los sectores en los cuales se está presentando la corrosión, se pueden planear a tiempo campañas de restauración de la tubería en los casos en los que se pueda llevar a cabo cierto proceso que permita disminuir la pérdida de material en el punto identificado, y de no poderse restaurar hacer un cambio de esta sección de tubería en el momento adecuado.

4.4.3 Pérdida de eficiencia de desplazamiento. La pérdida de eficiencia en el desplazamiento en la tubería se da generalmente cuando se presentan variaciones muy recurrentes del tipo de flujo a lo largo de la línea de producción. Para el flujo estratificado su punto crítico es que al tenerse una sección de la tubería con un valor constante para el canal de gas, generando que la cantidad de líquido que se está produciendo sea menor. En el flujo estratificado ondulado, su punto crítico es que al tener una variación del volumen que ocupa el gas al interior de la tubería debido a la formación de la ondas en la interfase del líquido y del gas, no se puede conocer el tamaño de ellas, cuya incertidumbre es que puede favorecer a la generación de un patrón de flujo anular o un patrón de flujo intermitente. Como se mencionó anteriormente el flujo anular cuya procedencia se da a partir del patrón de flujo estratificado ondulado presenta de igual manera un punto crítico en el cual no se

puede conocer un valor preciso para el espesor del canal de gas que se está generando, pues este además de estar condicionado por las condiciones de producción, su valor está determinado en mayor parte por efectos gravitacionales que se encuentran en la zona de estudio. Con respecto al patrón de flujo slug o intermitente, el punto crítico que presenta es que al darse una producción alternada de gas y líquido, tanto equipos de superficie y elementos que hacen parte de la línea de producción, presentarán fallas las cuales a corto plazo generan problemas operacionales. Finalmente cuando hay presencia de un patrón de flujo tipo burbuja dispersa, se debe hacer la aclaración que es el tipo deseado que se presente en la línea de producción, pues el gas que se encuentra en forma de burbujas dispersas, fácilmente puede ser tratado en las facilidades; sin embargo el punto crítico que este patrón de flujo presenta es que al manejarse velocidades de producción tan altas, favorece la generación de un ambiente erosivo al interior de la tubería, provocando a corto plazo que la corrosión ataque de una manera más rápida y acelere el deterioro del interior de la tubería.

4.5 LIMITACIONES DE LA HERRAMIENTA

Como se ha venido mencionando en todo el documento, los modelos presentan ciertas restricciones las cuales también restringen el funcionamiento de la herramienta y de su aplicación a la industria. Estas son las limitaciones de la herramienta CPD:

- El ángulo de inclinación debe oscilar entre -15 y 15 grados con respecto a la horizontal.
- La relación entre líquidos y gases debe ser mayor al 0.2% para ser considerado un fluido multifásico.
- El balance de momentum se realiza en un proceso ideal (Isotérmico) y en un proceso isobárico.
- Debe haber presencia de agua para un correcto análisis de corrosión.
- La velocidad de corrosión será evaluada para toda la sección de la tubería evaluada.
- No admite contenido de sólidos en la tubería ni la precipitación de asfáltenos o parafinas.
- El análisis de la herramienta es para petróleos con alta relación de gas. Por lo tanto, la herramienta no es válida para petróleos extra pesados.
- No se pueden utilizar valores iguales a cero para caudales de gas, petróleo o agua, dado el caso se debe tomar como el valor de 1 y sus viscosidades y densidades deben ser asumidas.

4.6 VALIDACIÓN DE DATOS DE SALIDA

La validación de estos datos se basa en verificar el valor de salida del algoritmo digitado en la plataforma, el cual es la velocidad de corrosión en milímetros cada año, con resultados obtenidos por el modelo de corrosión en el estudio realizado por Waard²².

Tabla 10. Parámetros del estudio de corrosión

PARÁMETROS DE ENTRADA		UNIDADES
Diámetro hidráulico	0.1016	Metros
Velocidad del liquido	8.5	Metros sobre segundo
pH	7	N/A

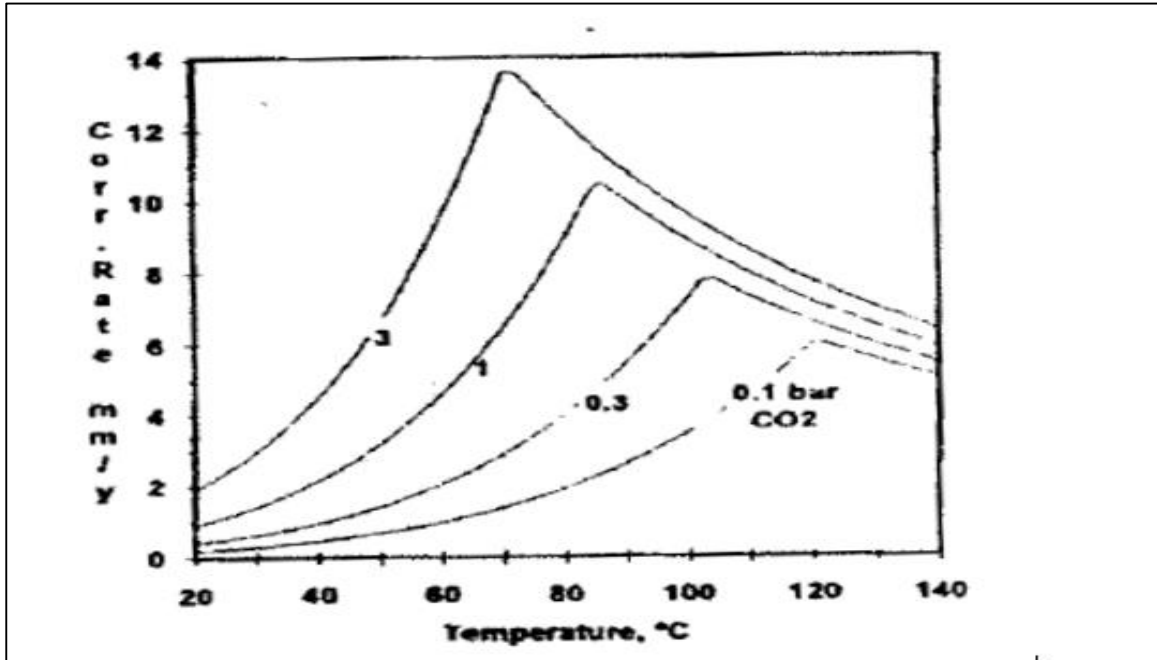
Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 10.** Muestra los parámetros básicos del experimento de Waard²³, en donde su análisis se basó en cambiar presión del sistema, fracción molar del dióxido de carbono y temperatura, con el fin de obtener la **Ecuación 27**. Con esta ecuación se imprimió una gráfica la cual muestra cambios de velocidad de corrosión al cambiar la presión parcial y la temperatura.

²² Waard & Lotz. Influence of liquid flow velocity on CO₂ corrosion: a semi-empirical model. En: Corrosion 95. Noruega (1995).

²³ Imbd.

Figura 53. Velocidad de corrosión para distintos parámetros de entrada



Fuente. Waard & Lotz. Prediction of CO₂ corrosion of carbon steel. En: Corrosion 93. Noruega (1993).

Por lo tanto, se realizará una verificación del código digitado mediante sus resultados en velocidad de corrosión.

Tabla 11. Comparación método gráfico con ecuación

Temperatura °C	Presión parcial CO ₂ Bar	Resultado por gráfica	Resultado obtenido por el algoritmo de CPD	Error %
40	0.1	0.25	0.23	8
60	0.1	0.66	0.59	10.6
80	0.1	1.1	0.99	10
40	0.3	0.5	0.45	10
60	0.3	1.9	1.75	7.9
80	0.3	3.2	3.16	1.2
40	1	1.9	1.56	17.9
60	1	4.1	4	2.4
80	1	8.8	8.45	3.9
40	3	4.5	4.45	1.1
60	3	9.2	9.33	1.4
80	3	13.3	13.2	0.7

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 11.** muestra el cambio de propiedades del sistema como son la presión, temperatura y fracción molar del dióxido de carbono en la mezcla y también se puede observar la diferencia de valores entre el método gráfico y el cálculo de velocidad de corrosión, en donde, con el fin de comparar sus valores se calculó el error entre ellas.

El error se presenta de manera esperada, ya que se compara un dato obtenido por un gráfico sin referencias con un dato obtenido por una ecuación, por lo tanto, al no observar cambios drásticos en el valor de velocidad de corrosión se toma que el resultado del algoritmo es representativo a el experimento. Es por esto que como se mencionaba en los errores generados por la herramienta, el resultado obtenido por la herramienta puede tener una variación del 6.5%, resultado obtenido a través de la ponderación del porcentaje de los errores y su validación correspondiente es llevada a cabo por el ingeniero que está realizando el estudio sobre una línea de producción por medio de la comparación de valores de corrosión obtenidos a través de pruebas de campo en donde se emplean tapones de sacrificio.

5. DETERMINAR DIFERENCIAS ENTRE MODELOS PARA FLUIDOS MONOFÁSICOS Y MODELOS MULTIFÁSICOS

La herramienta CPD basa su funcionamiento en un modelo mecánico hidrodinámico para la determinación de los patrones de flujo multifásicos en tuberías horizontales o casi horizontales, este modelo presenta la distribución de las fases presentes en la tubería con el fin de asociar sus resultados con un modelo de cálculo de velocidad de corrosión.

Al no realizar un estudio hidrodinámico previo a la unión del modelo de corrosión se supone que el caso de estudio es para un fluido monofásico, dicho de otra manera, un fluido que se encuentra en contacto con toda la superficie de la tubería y esta suposición a su vez influye en el valor de hold up será igual a uno y por lo tanto la velocidad superficial del líquido será la misma la velocidad de la fase líquida o también llamada velocidad en el canal de flujo, el diámetro hidráulico será el mismo diámetro interno de la tubería y estos dos factores son principales para el estudio de la velocidad de corrosión. A nivel de eficiencia de desplazamiento un valor de hold up alto significa que el fluido tiene mayor capacidad de desplazamiento que el gas lo cual es un parámetro que se implementa para diseño de tuberías en superficie.

5.1 TIPOS DE FLUIDOS SEGÚN SU FASE

Se presentará una diferenciación entre un fluido monofásico y un fluido multifásico, resultados que se obtienen a partir del uso de la herramienta CPD de acuerdo a una información validación de información que realiza CPD.

5.1.1 Fluido monofásico. Un fluido monofásico es un fluido que se encuentra en una sola fase y su flujo no será afectado por otro tipo de fase. Su régimen de flujo dependerá de su velocidad, así como lo define la ecuación de Reynolds **Ecuación 11**. Esta fase puede ser en estado líquido o gaseoso el cual depende de su composición y las condiciones a la cual sea expuesto.

Normalmente los fluidos que representan a los monofásicos son aquellos fluidos que a las condiciones expuestas no tienen forma de evaporarse o condensarse respectivamente, esto implica que contienen componentes con cercana presión de vapor.

Su flujo dentro su tubería solo está restringido por las características de la tubería, por lo tanto, la velocidad superficial será igual que la velocidad de fase.

Cuando la relación gas sobre petróleo no es la suficiente, CPD calculara la velocidad de corrosión para un fluido monofásico

5.1.2 Fluido multifásico. El fluido multifásico comparte el mismo canal de flujo con otra fase distinta, es decir, este fluido está comprendido por el flujo de gas y de agua en la misma tubería. La cantidad de gas libre depende de solubilidad que tenga el líquido a ese gas y, por lo tanto, las condiciones de presión y temperatura del sistema.

5.2 ANÁLISIS ENTRE FLUIDOS MULTIFÁSICOS Y MONOFÁSICOS

La diferenciación entre el comportamiento de los fluidos monofásicos y los fluidos multifásicos es necesaria, pues en una situación en donde algunas veces se hacen asunciones con respecto al tipo de patrón de flujo que se tiene al interior de la tubería pueden ser erróneas, las cuales conllevan a estimaciones incorrectas de la velocidad de corrosión al interior de la tubería. Por medio de una simulación se llevará a cabo un escenario el cual permite obtener los dos tipos de fluido y como resultado se obtendrán gráficas que permite la relación entre ciertas variables como lo son el hold up, velocidad de corrosión, relación gas petróleo, diámetro hidráulico y diámetro interno de la tubería. Lo anteriormente mencionado con el fin de representar de una manera gráfica la diferencia entre el comportamiento de los dos tipos de fluido.

5.2.1 Aplicación de la herramienta. Los datos empleados para llevar a cabo la simulación con el fin de poder establecer la comparación entre fluidos monofásicos y multifásicos, fueron proporcionados por la empresa ATP, en donde se pueden encontrar los valores correspondientes a las tasas de flujo de petróleo y agua, junto a sus respectivas propiedades como lo son la viscosidad y la densidad, los cuales son presentados en la **Tabla 12**. En cuanto a los parámetros operacionales se encuentra la temperatura a la que está siendo transportado el hidrocarburo, la presión, el pH del fluido y la fracción molar del CO₂ presente en el gas que se está produciendo, siendo sus valores presentados en la **Tabla 13**. Finalmente, en cuanto a la tubería que está siendo empleada, se sabe que el diseño de la herramienta CPD está destinada al tipo ASTM A537 CLASE 1 y por tal motivo los parámetros que son cambiantes son los valores correspondientes al diámetro interno, el diámetro externo y la inclinación que tiene el tramo de la tubería a ser evaluado.

Tabla 12. Propiedades del líquido

Petróleo		Agua	
Caudal	500 Barriles/Día	Caudal	500 Barriles/Día
viscosidad	0.5 cP	viscosidad	1 cP
Densidad	30 API	Densidad	1 g/cm ³

Fuente. Elaboración propia.

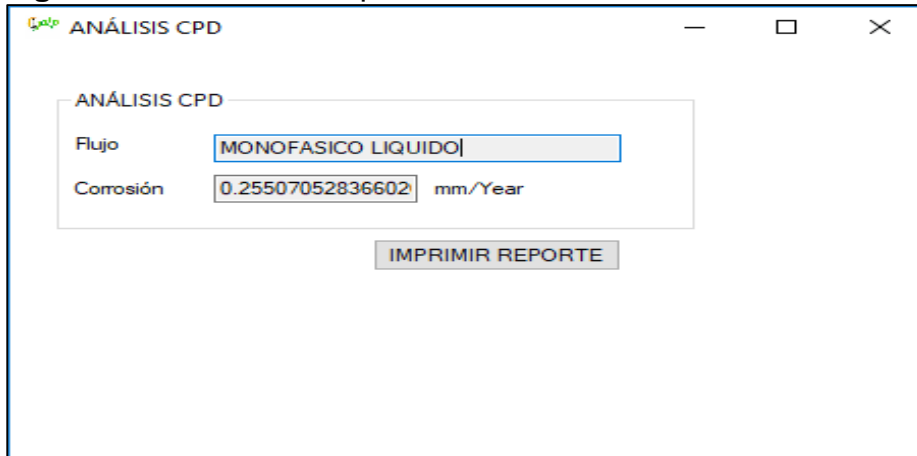
Tabla 13. Parámetros de entrada

Temperatura °C	40
Presión PSI	120
Fracción molar de CO2	0.053
pH	8

Fuente. Elaboración propia.

Al no tener información sobre el gas se procede a calcular la velocidad de corrosión con la herramienta CPD.

Figura 54. Análisis CPD para un fluido monofásico



Fuente. Programa CPD, mayo 2019.

Con la información suministrada se halla la velocidad de corrosión para un flujo monofásico. El petróleo que fluye junto al agua es un petróleo liviano y su composición está basada en un gran número de componentes livianos los cuales son propensos a estar en fase gaseosa en superficie, mediante un estudio y una cromatografía de gases se permite conocer las propiedades y flujo de gas (**Tabla 14**), el cual viaja en la misma tubería que el flujo descrito en **la Tabla 12**.

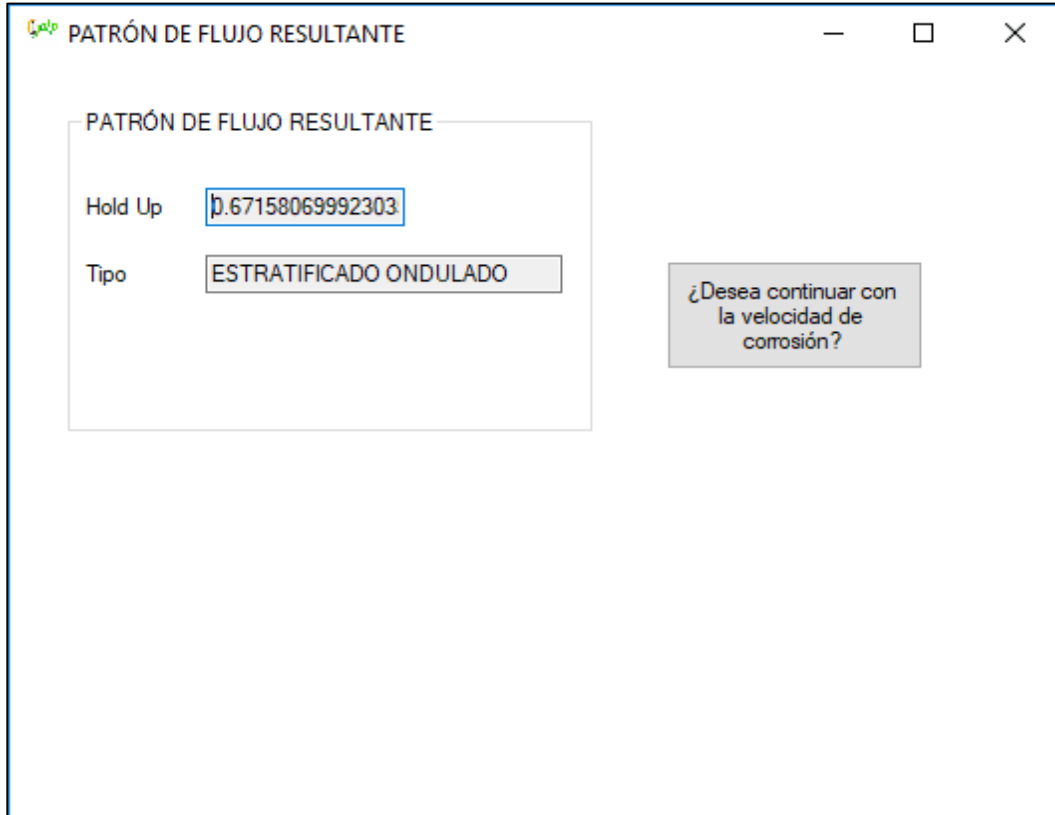
Tabla 14. Propiedades del gas

Gas	
Caudal	12800 cf/D
Viscosidad	0.02 cP
Densidad	0.017 g/cm3

Fuente. Elaboración propia.

Se procede a realizar el análisis de velocidad de corrosión mediante la herramienta CPD.

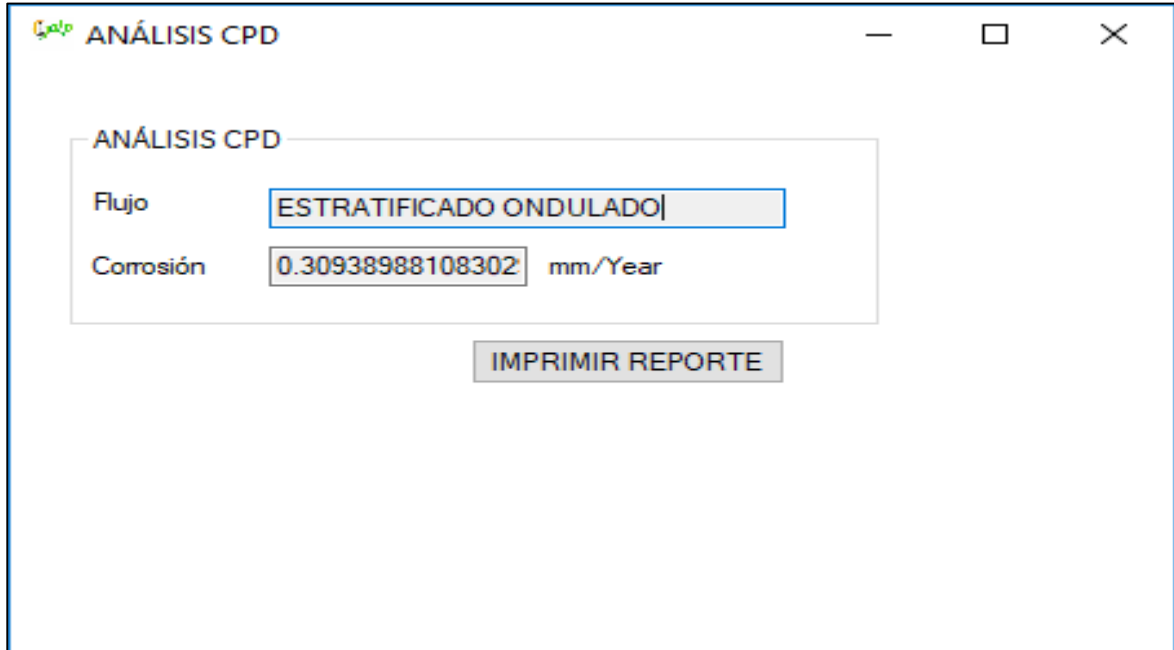
Figura 55. Resultados del estudio hidrodinámico para un fluido multifásico



Fuente. Programa CPD, mayo 2019.

La **Figura 55** muestra la altura del líquido a manera adimensional y el tipo de patrón de flujo, conociendo estos valores, se procede a introducir la información de la **Tabla 13** para el cálculo de la velocidad de corrosión.

Figura 56. Análisis CPD para un fluido multifásico



Fuente. Programa CPD, mayo 2019.

La **Figura 56.** muestra el patrón de flujo y la velocidad de corrosión para las fases descritas previamente.

Se puede observar las diferencias entre las **Figuras 54.** y **56,** ya que en la **Figura 54.** se analizó como un flujo de solo líquido y la **56** como un flujo con dos fases distintas.

La primera diferencia es que el modelo hidrodinámico logra establecer un patrón de flujo, el cual es explicado en el capítulo 2 y 3. Este patrón de flujo involucra una altura verdadera del líquido en la distribución de fases dentro la tubería, en donde esta altura será un valor fundamental para conocer la velocidad de fase y con esta calcular la velocidad de corrosión. Las diferencias entre los dos análisis serán mostradas en la **Tabla 15.**

Tabla 15. Comparación entre fluidos monofásicos y multifásicos

Tipo de fluido	Velocidad de corrosión	
	mm/y	Hold Up
Monofásicos	0.255	1
Multifásicos	0.309	0.671
Error %	17.554	48.920

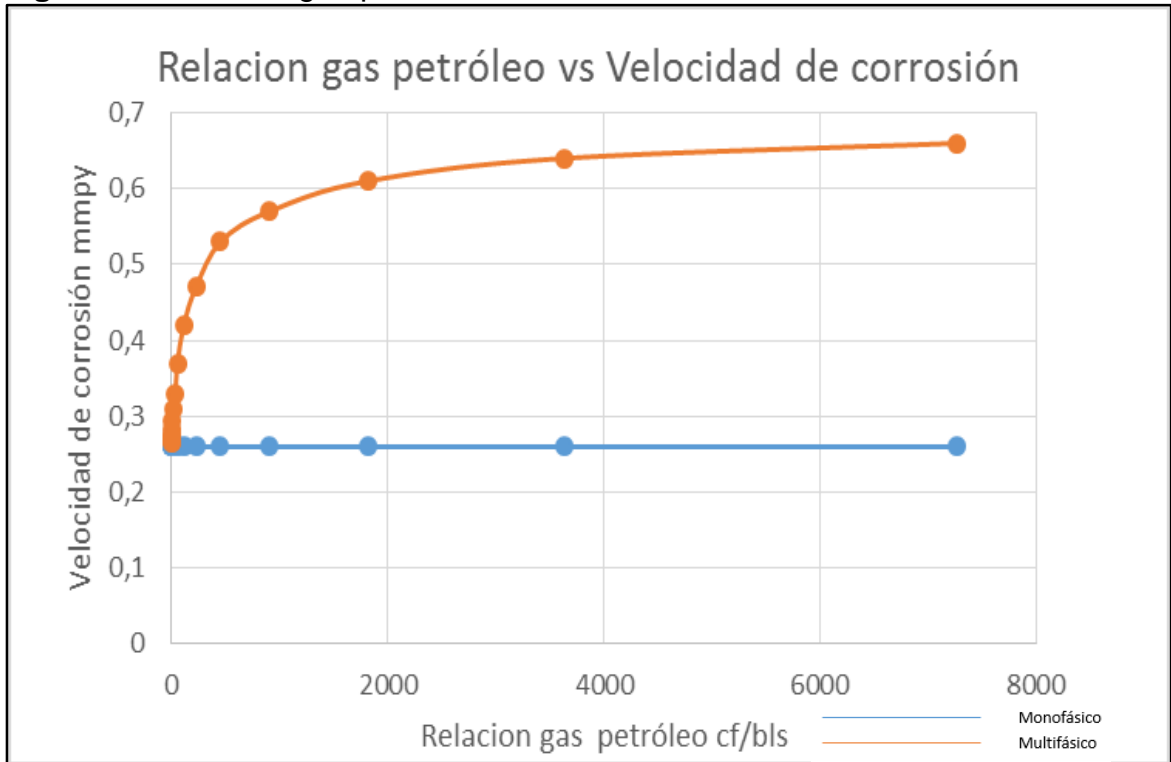
Fuente. Elaboración propia.

Se cuantifica un error en la velocidad de corrosión del 17.5% con respecto al análisis de un fluido monofásico, esto representa riesgos operacionales, ambientales y de seguridad ya que subestimamos la vida útil de una tubería expuesta en superficie.

El valor de hold up será bastante inferior en los fluidos multifásicos, ya que tiene en cuenta la interacción de una fase gaseosa ocupando espacio en su canal de flujo y por lo tanto delimita su altura al interior de la tubería.

5.2.2 Cambio de relación gas petróleo. Para el flujo con propiedades descritas en las tablas 12 y 13 se plantea cambiar el flujo de gas manteniendo las propiedades de la tabla 14, por lo tanto, existirá un cambio en el hold up y en la velocidad de corrosión como se demostró en la **Tabla 15**.

Figura 57. Relación gas-petróleo vs Velocidad de corrosión

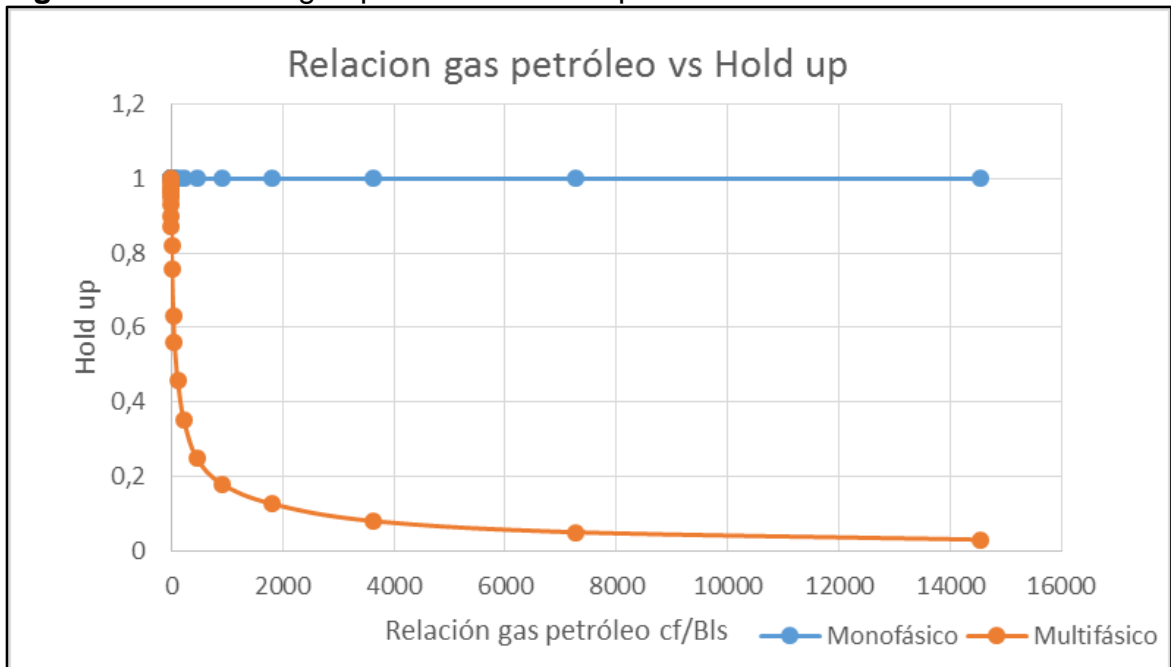


Fuente. Elaboración propia.

Un aumento en la relación gas petróleo en tubería, aumenta de forma exponencial la velocidad de corrosión, aunque, este comportamiento depende de las propiedades del petróleo, agua y del gas, también teniendo en cuenta diámetro interior de la tubería, inclinación y los parámetros de entrada establecidos en la **Tabla 13**. Estos cambios en parámetros de entrada de la herramienta se pueden observar en la **Tabla 16**. Por lo tanto, los métodos gráficos (**Figura 57** y **Figura 60**) son limitados y quedan obsoletos para un análisis rápido dando como ejemplo la importancia y facilidad del uso de la herramienta CPD.

5.2.3 Cambio del hold up dependiendo de la relación gas petróleo. La relación gas petróleo es inversamente proporcional a el valor del hold up, ya que al aumentar la cantidad de gas el líquido obtiene restricciones de flujo

Figura 58. Relación gas-petróleo vs Hold up



Fuente. Elaboración propia, mayo 2019

5.3 ANÁLISIS FLUIDOS MULTIFÁSICOS

Una vez ya se puede comprender la diferencia entre los fluidos monofásicos con los fluidos multifásicos, se debe explicar como tal el comportamiento de un fluido multifásico al interior de la tubería cuando éste se encuentra bajo la variación de ciertos parámetros operacionales como lo son el diámetro interno de la tubería que tiene incidencia en la velocidad de corrosión, variación del área de flujo y la distribución del hold up al interior de la tubería.

5.3.1 Variación diámetro interno de la tubería. El diámetro interno de la tubería es diseñado con la necesidad o capacidad que se tenga de producir petróleo, este diámetro interno es un valor operacional de suma importancia en el análisis hidrodinámico, ya que a menor área y manteniendo caudales constantes hace que el fluido fluya a mayor velocidad ocasionando cambio en patrones de flujo y a su vez, cambio en la velocidad de corrosión.

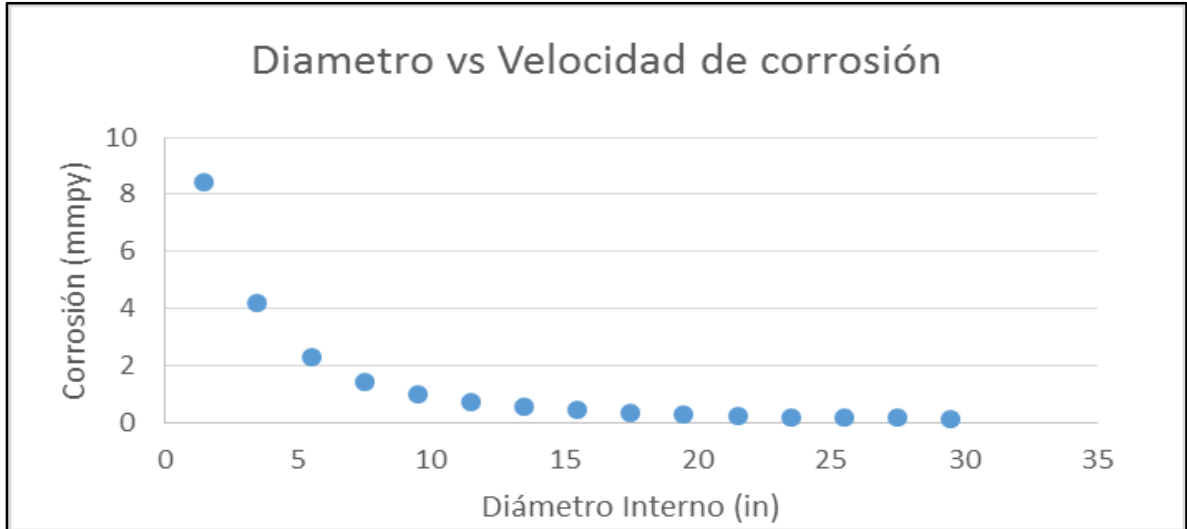
Tabla 16. Cambio de diámetro interno en la tubería

Diámetro Interno (in)	Corrosión (mmpy)	Patrón de flujo
1.5	8.410	INTERMITENTE
3.5	4.190	INTERMITENTE
5.5	2.321	INTERMITENTE
7.5	1.451	ESTRATIFICADO ONDULADO
9.5	0.991	ESTRATIFICADO ONDULADO
11.5	0.720	ESTRATIFICADO ONDULADO
13.5	0.548	ESTRATIFICADO ONDULADO
15.5	0.432	ESTRATIFICADO ONDULADO
17.5	0.349	ESTRATIFICADO PLANO
19.5	0.289	ESTRATIFICADO PLANO
21.5	0.243	ESTRATIFICADO PLANO
23.5	0.208	ESTRATIFICADO PLANO
25.5	0.180	ESTRATIFICADO PLANO
27.5	0.157	ESTRATIFICADO PLANO
29.5	0.139	ESTRATIFICADO PLANO

Fuente. Elaboración propia.

Al disminuir el diámetro interno la velocidad de la fase líquida y fase gaseosa aumentara, en donde la fase gaseosa afectara el comportamiento del fluido de manera hidrodinámica y la velocidad del líquido aumentara la velocidad de corrosión por fenómenos de erosión dentro la tubería.

Figura 59. Variación de diámetros vs Velocidad de corrosión

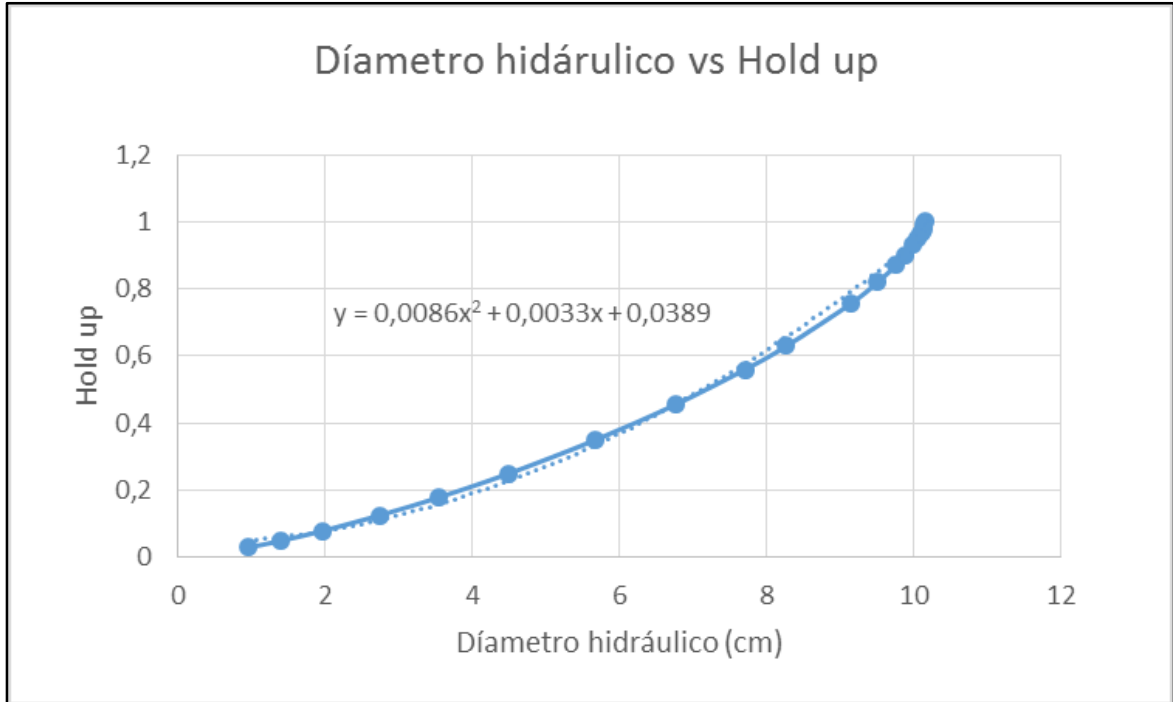


Fuente. Elaboración propia. Mayo 2019.

La disminución de diámetro de una tubería presenta un cambio en la morfología dentro de la tubería, cuando el valor de la velocidad de líquido es suficiente para llevar el flujo de gas dentro de él se produce el patrón de flujo burbuja dispersa, donde facilita el flujo de las dos fases al no existir restricciones entre ellas haciendo que la eficiencia de desplazamiento sea mayor que en cualquier tipo de flujo.

5.3.2 Variación diámetro hidráulico vs hold up. El valor del hold up y diámetro hidráulico tienen un comportamiento de una ecuación de segundo grado, donde su desviación a esta depende de los parámetros de los valores de entrada a la herramienta CPD.

Figura 60. Área de flujo vs Hold up



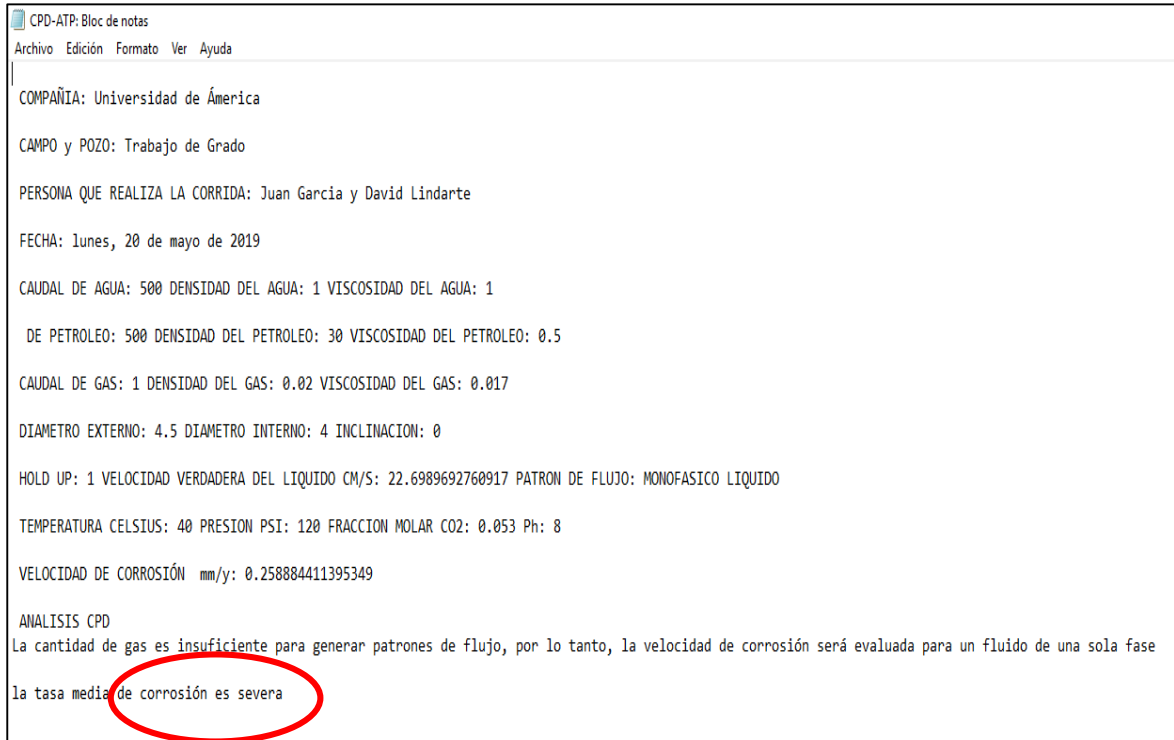
Fuente. Elaboración propia.

5.4 ANÁLISIS CPD

Cuando se completa un análisis de velocidad de corrosión y tipo de patrón de flujo en CPD, la herramienta da la opción de realizar un informe con el fin de llevar un control y guardar la información de las corridas realizadas. En las **Figuras 54 y 56** se puede observar el botón en la parte inferior con nombre “Imprimir reporte”, el cual al darle click creara un block de notas con destino al escritorio llamado “CPD-ATP”.

A continuación, se muestra un ejemplo del análisis CPD.

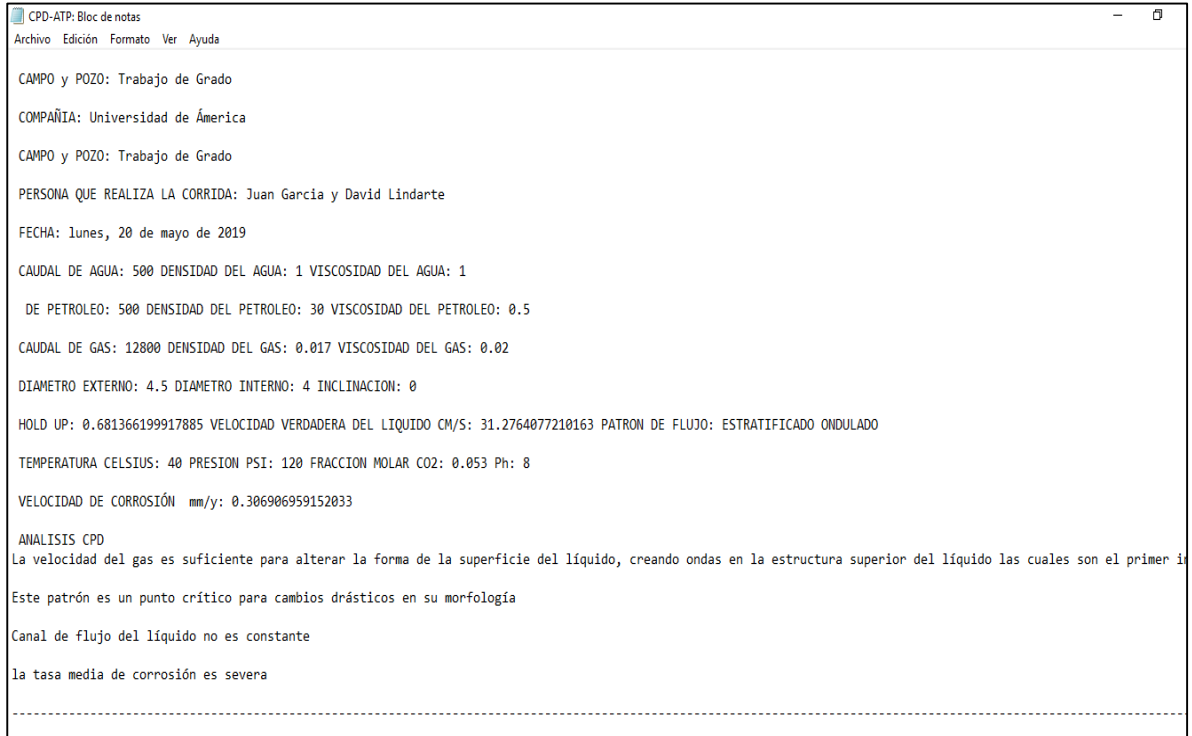
Figura 61. Resumen de análisis CPD en un block de notas para un fluido monofásico



Fuente. Programa CPD, mayo 2019

La Figura 61. Muestra la información sobre a la compañía que adquirió los servicios de la herramienta, el resumen de los datos de entrada, el valor calculado de hold up, la velocidad de fase, el patrón de flujo, las condiciones en donde ocurre la corrosión, la velocidad de corrosión y un análisis CPD el cual se compone con una descripción del patrón de flujo, consideraciones que se deben tener en cuenta y una evaluación de la tasa media de corrosión según la NACE de manera cuantitativa y cualitativa en la **Figura 14.** para un fluido monofásico.

Figura 62. Resumen de análisis CPD en un block de notas para un fluido multifásico



Fuente. Programa CPD. Mayo 2019

La **Figura 62.** Muestra la información sobre a la compañía que adquirió los servicios de la herramienta, el resumen de los datos de entrada, el valor calculado de hold up, la velocidad de fase, el patrón de flujo, las condiciones en donde ocurre la corrosión, la velocidad de corrosión y un análisis CPD el cual se compone con una descripción del patrón de flujo, consideraciones que se deben tener en cuenta y una evaluación de la tasa media de corrosión según la NACE en la **Figura 14.** para un fluido multifásico

6. VALIDAR LA HERRAMIENTA CPD MEDIANTE LA COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS CON OTRO SOFTWARE UTILIZADO POR LA EMPRESA

Después de haberse desarrollado la herramienta CPD, se debe llevar a cabo una validación del funcionamiento a través de una comparación entre resultados obtenidos por una herramienta A utilizada inicialmente utilizada por la compañía ATP INGENIERÍA S.A.S, con la herramienta CPD. Dentro de la información proporcionada para llevarse a cabo este proceso, se encuentra la información del fluido con la mayoría de las propiedades y con cierta información para determinar aquellas que no están descritas de una manera explícita.

6.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN PROPORCIONADA

La información que es proporcionada por la empresa se debe analizar con el fin de evaluar los escenarios futuros que se pueden dar al interior de la tubería. Inicialmente se miran las condiciones operacionales como lo son la temperatura que tiene el fluido y la presión a la que está siendo bombeado en la línea.

Tabla 17. Condiciones operacionales

Nombre Corriente	Temperatura (°F)	Presión (psia)	Diámetro externo (in)	Diámetro interno (in)
1	225.59	268.68	4.5	4.26300
2	225.59	268.68	5.563	5.30500
3	225.59	268.68	8.625	8.30300
4	225.59	268.68	10.75	10.38500
5	225.59	268.68	34	33.62500
6	192.65	56.94	4.5	4.26300
7	196.34	45.66	22	21.62500
8	197.62	57.53	20	19.50000

Fuente. Elaboración propia, con base en la empresa ATP INGENIERIA SAS.

Las corrientes son fluidos en una línea de producción que fue evaluada mediante la herramienta A, en donde mayor sea el número de su corriente más cerca se encuentra al llegar a las facilidades de producción. Cada corriente es alimentada por la producción de agua, petróleo y gas de más de un pozo.

Estas corrientes fueron seleccionadas en donde existían espacios críticos donde la exposición al personal, a la comunidad y sus condiciones operacionales como cambios de diámetro, altas presiones y alto contenido de agua crea una incertidumbre de la integridad de la tubería con alto grado de importancia su disminución

Al igual que las condiciones operacionales se deben conocer como está compuesto el fluido, inicialmente conociendo la cantidad de agua, crudo y gas que se está transportando al interior de la tubería. La siguiente tabla muestra la información.

Tabla 18. Flujo al interior de la tubería

Nombre Corriente	Flujo Gas (MMSCFD)	Flujo Crudo (BPD)	Flujo Agua (BPD)
1	0.000080	321.60	7719.10
2	0.000080	321.60	7719.10
3	0.000080	321.60	7719.10
4	0.000080	321.60	7719.10
5	0.000080	321.60	7719.10
6	0.000079	992.90	8364.00
7	3.108622	14012.90	98391.30
8	1.778297	5117.40	14554.80

Fuente. Elaboración propia, con base en la empresa ATP INGENIERIA SAS.

Para las primeras seis corrientes se puede observar que la cantidad de gas que está transportando es muy baja en comparación con la cantidad de líquido que de igual manera se transporta, lo que da una idea que en cuanto al patrón de flujo resultante para estos casos posiblemente sea un monofásico líquido o bien un patrón de burbuja dispersa.

Después de identificar la cantidad de flujo de cada fase al interior de la tubería se deben conocer los valores de las propiedades para ellos, pues estos datos son variables de entrada en la herramienta CPD. Es por esto que inicialmente se debe conocer la cromatografía del gas pues dependiendo de ella se determina las propiedades de él como lo son la densidad y la viscosidad. La cromatografía se presenta en la **Tabla 19**, en donde el signo numeral significa el número de la corriente.

Tabla 19. Cromatografía del gas

#	CO2 (Fracción Molar)	H2S (Fracción Molar)	Metano (Fracción Molar)	Etano (Fracción Molar)	Propano (Fracción Molar)	Butano (Fracción Molar)	Pentano (Fracción Molar)	Hexano (Fracción Molar)
1	0.1294	1.2E-07	0.7172	0.0321	0.0111	0.0133	0.0132	0.0121
2	0.1294	1.2E-07	0.7172	0.0321	0.0111	0.0133	0.0132	0.0121
3	0.1294	1.2E-07	0.7172	0.0321	0.0111	0.0133	0.0132	0.0121
4	0.1294	1.2E-07	0.7172	0.0321	0.0111	0.0133	0.0132	0.0121
5	0.1294	1.2E-07	0.7172	0.0321	0.0111	0.0133	0.0132	0.0121
6	0.126161	1.14E-07	0.6903	0.038461	0.023177	0.0232	0.0166	0.0127
7	0.13718	1.78E-07	0.56536	0.056871	0.051758	0.0471	0.0305	0.0247
8	0.042052	5.72E-08	0.38444	0.121345	0.156341	0.1398	0.0678	0.033

Fuente. Elaboración propia, con base en la empresa ATP INGENIERIA SAS.

Una vez se conoce la cromatografía del gas, se debe conocer la salinidad del agua pues la densidad de ella depende de la cantidad de sales disueltas, es por eso que a continuación se presenta una tabla que presenta estos valores.

Tabla 20. Salinidad del agua

Nombre Corriente	Ba (mg/L)	HCO3 (mg/L)	Cl (mg/L)	Sr (mg/L)	Fe (mg/L)	Mg (mg/L)	Na (mg/L)	SO4 (mg/L)	Ca (mg/L)	Alcalinidad (carbonatos)	SST ppm	SDT ppm
1	12.1	189	4020	23.88	0.097	62.06	1274	8.4	526	302	67	4603
2	12.1	189	4020	23.88	0.097	62.06	1274	8.4	526	302	67	4603
3	12.1	189	4020	23.88	0.097	62.06	1274	8.4	526	302	67	4603
4	12.1	189	4020	23.88	0.097	62.06	1274	8.4	526	302	67	4603
5	12.1	189	4020	23.88	0.097	62.06	1274	8.4	526	302	67	4603
6	10.9	195.256	3643.54	21.5613	0.2684	58.9027	1159.404	12.789	476.718	312.72	71.1707	4220.98
7	8.65559	192.48	3145.81	20.796	1.06299	44.3387	1122.361	15.148	386.446	303.57	119.725	4181.87
8	8.2	232.269	2768.48	14.6311	1.45728	59.7367	1128.749	21.369	358.725	356.9	121.065	3936.11

Fuente. Información proporcionada por el orientador. Mayo 2019.

6.2 DETERMINACIÓN PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Una vez ya se tiene toda la información de los fluidos, se deben hallar las propiedades faltantes que son parte de las variables de entrada, entre ellas están: densidad del gas, viscosidad del gas, salinidad del agua y densidad del agua.

Tabla 21. Determinación propiedades de los fluidos

Componente	Fracción molar normalizada	Densidad (Kg/m ³)	Densidad equivalente (Kg/m ³)	Viscosidad (cP)	Viscosidad Equivalente (cP)
CO ₂	0.13938	1.976	0.27541	0.07	0.0097566
H ₂ S	1.29E-07	1.36	0	0.01179	1.52E-09
METANO	0.772512	0.424	0.32754	0.012	0.0092701
ETANO	0.034576	0.546	0.01889	0.877	0.0303228
PROPANO	0.011956	0.5824	0.00696	0.2	0.0023912
BUTANO	0.014326	0.579	0.00829	0.0074	0.000106
PENTANO	0.014218	0.6264	0.00891	0.24	0.0034123
HEXANO	0.013033	0.659	0.00859	0.294	0.000112

Fuente. Elaboración propia, con base en la empresa ATP INGENIERIA SAS.

Dando como resultado una salinidad de 11.08 ppm y una gravedad específica del agua de 1.007. Para poder hallar estas propiedades, primero se debe verificar si la sumatoria de las fracciones molares del gas suma uno, de no ser así, se debe normalizar cada una de aquellas fracciones para saber la fracción verdadera que ocupa cada componente en el gas. Una vez se tiene este valor se debe multiplicar dicha fracción normalizada por cada una de las densidades y viscosidades de los componentes, para así poder finalmente hacer una suma de dichas cantidades y obtener los valores de densidad y viscosidad verdaderos. Luego de esto, se presenta una tabla que reúne la información de densidad y viscosidad para las diferentes corrientes. En cuanto a la densidad del agua que se presenta en esta tabla, se determina a través de la suma de cada uno de los componentes presentes en la **Tabla 20**. para cada corriente, luego se debe convertir aquella cantidad en gramos y sumársele la densidad del agua (1 g/cm³). Como resultado se presentan las propiedades halladas para cada corriente.

Tabla 22. Propiedades resultantes de los fluidos

Nombre Corriente	Densidad equivalente (Kg/m3)	Viscosidad Equivalente (cP)	Salinidad (gr)	Densidad agua (kg/m3)
1	0.654	0.0553	11.087	1.007
2	0.654	0.0553	11.087	1.007
3	0.651	0.0553	11.087	1.007
4	0.654	0.0553	11.087	1.007
5	0.654	0.0553	11.087	1.007
6	0.654	0.0681	10.184	1.006
7	0.694	0.1	9.542	1.006
8	0.580	0.182	9.007	1.005

Fuente. Elaboración propia, con base en la empresa ATP INGENIERIA SAS.

6.3 COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Una vez se tienen todos los valores de entrada que requiere la herramienta se debe hallar la velocidad de corrosión para cada una de las corrientes y el patrón de flujo resultante, para que de esta manera se puedan obtener los valores de estos parámetros y de esta manera ser comparados.

6.3.1 Comparación de la velocidad de corrosión. Inicialmente se deben tener los valores de velocidad de corrosión que fueron arrojados por la Herramienta utilizada inicialmente por la empresa y se presentan a continuación.

Tabla 23. Valores de corrosión Herramienta A

Nombre Corriente	Corrosión (mmpy)
1	879.3
2	151.5
3	67.9
4	45.6
5	5.3
6	259.5
7	331.8
8	72.5

Fuente. Elaboración propia, con base en la empresa ATP INGENIERIA SAS.

Una vez se conocen los valores de la herramienta usada por la empresa, se hace el estudio de cada una de las ocho corrientes utilizando la herramienta CPD con el objetivo de plantear un parámetro de comparación que será mencionado posteriormente.

Tabla 24. Valores de corrosión Herramienta CPD

Nombre Corriente	Velocidad de corrosión (mmpy)
1	8.1476
2	6.101
3	3.4492
4	2.1154
5	0.2662
6	1.5279
7	96.2
8	44.729

Fuente. Elaboración propia.

Para los primeros cinco casos de estudio los parámetros que están cambiando de valor son los diámetros de la tubería, los cuales empiezan con 4.5 in llegando hasta las 34 in y las demás variables permanecen constantes. Como se presentó la información el capítulo 5, se evidencia que a medida que el aumenta el diámetro de la tubería y el resto de condiciones permanecen constantes, la velocidad a la que viaja el fluido disminuye generando una disminución de la velocidad de corrosión al interior de la tubería. En cuanto a la **corriente 6** y la **corriente 7** se puede observar que se tienen valores de corrosión bastantes grandes, esto se debe a que la producción de gas y de agua en estas corrientes son cantidades considerablemente altas y con fracciones molares que indican la presencia de CO₂, los valores de pérdida de material no serían consideradas como inconsistentes.

El parámetro que se mencionó anteriormente el cual iba a ser utilizado para comparar las dos herramientas es el porcentaje de pérdida de material el cual es definido en la **Ecuación 50**.

Ecuación 50. Porcentaje de pérdida de material anual.

$$\text{porcentaje de perdida \%} = \frac{\text{Espesor (mm)}}{\text{Velocidad de corrosión(mmpy)}}$$

Fuente. Elaboración propia, con base en la empresa ATP INGENIERIA SAS.

Tabla 25. Comparación velocidad de corrosión

Herramienta A				Herramienta CPD			
Corrosión (mmpy)	Corrosión (ipy)	Espesor nominal tubería (in)	Porcentaje pérdida de material (%)	Corrosión (mmpy)	Corrosión (ipy)	Espesor nominal tubería (in)	Porcentaje pérdida de material (%)
879.31	34.618	0.237	14606.9	8.1476	0.3208	0.237	135.35
151.51	5.9651	0.258	2312.05	6.101	0.2402	0.258	93.1
67.924	2.6742	0.322	830.493	3.4492	0.1358	0.322	42.172
45.602	1.7954	0.365	491.883	2.1154	0.0833	0.365	22.817
5.3689	0.2114	0.375	56.3662	0.2662	0.0105	0.375	2.7948
259.51	10.217	0.237	4311.02	1.5279	0.0602	0.237	25.381
331.88	13.066	0.375	3484.28	96	3.7874	0.375	1010
72.512	2.8548	0.5	570.961	45	1.761	0.5	352.2

Fuente. Elaboración propia.

El primer análisis que se puede realizar es la diferencia en el porcentaje de pérdida para ambos casos, donde la herramienta usada por la empresa da valores extremadamente altos y la herramienta CPD disminuye hasta en un 1% el valor del porcentaje en la corriente 1. Esto se debe a la deficiencia en la realización de la herramienta, donde, los efectos hidrodinámicos para la herramienta A fueron mal calculados al no tener en cuenta 7 decimales en el valor de hold up, un rango de convergencia, un método numérico que solucione un sistema de ecuaciones implícitas y la falta de conversión de unidades para unir modelos.

Aunque el valor sigue siendo alto para la herramienta CPD, indica que los valores de entrada a la herramienta carecen de veracidad y fueron evaluados a condiciones de superficie, por lo tanto, la expansión del gas, liberación de gas, cambios en densidades y viscosidades no se tuvieron en cuenta para realizar un correcto análisis. Las cantidades de dióxido de carbono disuelto en el agua eran exageradas y esto se debe a una mala medición en la prueba del cromatógrafo, ya que se debe tener en cuenta el gas disuelto en el dióxido de carbono.

Las zonas críticas de riesgo es cuando una tubería está expuesta a el ambiente, a el grupo de trabajo y a una comunidad, pero también existen zonas críticas para la operación las cuales son cambios de diámetro, cambio en las propiedades de fluido e inclinación. Estas zonas deben ser evaluadas en un punto mediante nuestro

programa para conocer su riesgo y disminuir la incertidumbre de la integridad de la tubería.

7. CONCLUSIONES

- La herramienta CPD da a conocer los patrones de flujo en tuberías horizontales y de igual manera calcular la corrosión al interior de la tubería generada por la presencia del CO₂. Mediante el uso de una herramienta informática que puede ser utilizada como un recurso académico y como una herramienta laboral.
- Las variables dependientes del comportamiento hidrodinámico como velocidad de fase, diámetro hidráulico y hold up intervienen en la determinación de la velocidad de corrosión como se explicó en la ecuación 43.
- La velocidad de la fase (líquida o gaseosa) al ser mayor que la velocidad superficial afecta directamente la velocidad de corrosión al interior de la tubería. En el capítulo 5 se muestra la diferencia donde al incluir efectos hidrodinámicos se estima un 0.05 milímetros de pérdida de material cada año más que no evaluar estos efectos, por lo tanto, se obtiene un valor sobreestimados.
- En la tabla 16 se observa que al disminuir el diámetro la diferencia entre la fase gaseosa y la fase líquida es menos definida, esto se debe al aumento en la velocidad de las fases, realizando cambios en su estructura hasta que la velocidad del líquido sea lo suficiente para evitar las fuerzas boyantes que son producidas por la densidad del gas, haciendo así, un patrón de flujo de burbuja dispersa.
- El reporte final realizado por la herramienta CPD proporciona beneficio a la persona que realice la corrida, ya que se obtienen los resultados de una manera cronológica y organizada.
- A través de la comparación entre la Herramienta A y la Herramienta CPD por medio de un parámetro conocido como porcentaje de pérdida de material, se logró determinar que los resultados obtenidos por CPD son 100 veces menores para la mayoría de los casos evaluados por la herramienta A, con esto, permite que se realice pruebas de laboratorio para validar los resultados, ya que la herramienta A no era técnicamente posible probar su validez.
- Con el desarrollo de la herramienta se lograron identificar las limitaciones que esta posee las cuales restringen su funcionamiento. Estas limitaciones son:
 - a. Ángulo de inclinación preferiblemente de 0° respecto a la horizontal
 - b. Relación entre el líquido y el gas considerable
 - c. Balance de momentum que es generalizado a una sección de la tubería
 - d. No es válida para hidrocarburos extra pesados
 - e. Debe haber presencia de agua para un estudio adecuado de la corrosión
 - f. No se pueden utilizar valores de cero en la herramienta
 - g. No admite contenido de sólidos en la tubería ni la precipitación de asfáltenos o parafinas.

8 . RECOMENDACIONES

- Se recomienda robustecer la herramienta, con un el uso de un modelo mecánico que permita utilizar valores para la inclinación superiores a los 15°, con el fin de que la herramienta sea empleada para la determinación de los parámetros desde el fondo del pozo hasta superficie.
- La herramienta CPD está diseñada para llevar a cabo simulaciones en tubería ASTM A537 CLASE 1, su uso en tuberías de diferentes clases o características, genera inconsistencias en la estimación de la corrosión al interior de la tubería.
- Para cada clase de tubería se debe hacer pruebas de laboratorio para validar el modelo de corrosión.
- Se recomienda usar más de un modelo de corrosión para la determinación de un valor más exacto de pérdida de material medido en mmpy.
- Se recomienda crear un programa preprocesador de parámetros para llevar las mediciones hechas en tanques y separadores al punto que se desee evaluar con la herramienta CPD.
- Se recomienda realizar un estudio técnico-financiero de la disminución de diámetro para tuberías de despacho de hidrocarburos y aumento de diámetro a la llegada de las facilidades de superficie.
- Se recomienda evaluar la presencia de inhibidores, por medio de un complemento a la herramienta que evalúe la corrosión con base en estos productos y su correspondiente concentración.

BIBLIOGRAFÍA

- ARRIETA, Mario. Venezuela. Presentación Estaciones de Flujo. UNEFA.
- AYELO, Francis- et al. Determination of phase wetting in oil-water pipe flows.2008 NACE corrosion 8566.
- AZO materials. ASTM A537 class 1 carbon Steel plates for pressure vessels. Página web de soporte de AZO materials [18/02/2018]. UK 2012. Disponible [<https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID>]
- BRUCE, Roy. Fundamentos de mecánica de fluidos. 1990. Editorial: LIMUSA WILEY. Apéndice D.
- BRUCE, Roy. Fundamentos de mecánica de fluidos. 1990. Editorial: LIMUSA WILEY. P 148.
- WAARD. C. Prediction of CO2 corrosion of carbon steel. [Suministrado por el director]. NACE 69 (1993); P.2-5
- DUKLER, Yehuda – TAITEL, Tel Aviv. A Model For Predicting Flow Regime Transitions In Horizontal And Near Horizontal Gas Liquid Flow. EE. UU. Texas. 1976. Pg. 2.
- GALLEGOS, Ruíz Rafael. Fundamentos básicos sobre corrosión. Diplomado de producción. Documento PDF. p. 14
- GARCIA DE JALON, Javier, RODRÍGUEZ, José Ignacio, BRAZÁLEZ, Alfonso. Edición 2. San Sebastián: Escuela Superior de Ingenieros Industriales, 1999. Aprenda Visual Basic 6.0 como si estuviera en primero. P. 9.
- GARCIA DE JALON, Javier, RODRÍGUEZ, Jose Ignacio, BRAZÁLEZ, Alfonso. Edición 2. San Sebastián: Escuela Superior de Ingenieros Industriales, 1999. Aprenda Visual Basic 6.0 como si estuviera en primero. P.45.
- GARCIA-ANTON, J. Effect of elemental Sulfur and Mercaptans on Cooper Strip Corrosion and Use of the ASTM D 130 Test Method. Documento PDF. p. 561
- GAZLEY, C. Interfacial Shear and Stability in Two-Phase Flow. PhD Theses. University of Newark (1949).
- GIL RODRIGUEZ, Linda. Corrosión en la industria petrolera. Diplomado de producción. Documento PDF. p. 53.
- IAGUA. ¿Qué son diámetros y radios hidráulicos? España. [14/03/2019]. Disponible en [<https://www.iagua.es/noticias/espana/tecnoconverting/16/08/25/que-son-diametro-y-radio-hidraulicos>]

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LUNA, Fernando. VISUAL BASIC guía definitiva del programador. RED USERS. 2011 1 ed. Capitulo 2 P.41

LUNA, Fernando. VISUAL BASIC guía definitiva del programador. RED USERS. 2011 1 ed. Capitulo 2 P.164

MAYORCA, Lotus. 1998. Calculo de espesor nominal. [21/02/19] Disponible: [<http://www.lotusmallorca.com/aplicaciones2.htm>].

MICROSOFT. Introducción a Visual Basic. Página web de soporte de MICROSOFT [18/02/2018]. México 2010. DISPONIBLE EN: <https://docs.microsoft.com/es-es/dotnet/visual-basic/getting-started/>.

MICROSOFT. Op. Cit. Disponible en: <https://docs.microsoft.com/es/office/vba/language/reference/user-interface-help/toolbox>.

MUJICA, Laís. Desarrollo de un modelo matemático en estado estacionario para la predicción de patrones de flujo, caídas de presión y nivel de líquido de mezclas gas-agua-crudo en tuberías horizontales y casi horizontales. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2007. P.41

MUJICA, Laís. Proyecto para optar maestría en Ingeniería Química. 2007- Desarrollo de un modelo matemático para la predicción de un patrón de flujo, caída de presiones y nivel de líquido en tuberías horizontales y casi horizontales. Universidad Industrial de Santander.

NACE International: Corrosion Basic and Introduction. Houston: 1984. Documento PDF. Capítulo 5. p.28.

PIRELA, Yatnielah. Propiedades del gas seco. Propiedades de fluidos de yacimiento. [24/03/2019]

RIOS, Alejandra. Diplomado de monitoreo en las facilidades de producción. Documento PDF. p. 28.

SCHLUMBERGER. Perfilaje y cuantificación de flujos multifásicos complejos. Artículo suministrado por ATP INGENIERIA S.A.S

SHOHAM, O. Fundamentals and applications or multiphase flow in production engineering. University of Toulusa. 1995

TAITEL, Advances in two phase flow modelling. SPE 27959

TAITEL, Yehuda. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. [Suministrado por el director]. 77004 Universidad de Houston (1976).

TAITEL, Yehuda. Advances In Two Phase Flow Mechanistic Modeling. Tel-Aviv University. 1996. P.16.

ANEXOS

ANEXO A

FUNCIONES AUXILIARES EN VISUAL BASIC

En la **Tabla A1**, se presentan las funciones matemáticas auxiliares que pueden ser utilizadas en Visual Basic.

Tabla A1. Funciones matemáticas auxiliares en Visual Basic.

Función matemática	Expresión equivalente
Secante	$\text{Sec}(X) = 1 / \text{Cos}(X)$
Cosecante	$\text{Cosec}(X) = 1 / \text{Sin}(X)$
Cotangente	$\text{Cotan}(X) = 1 / \text{Tan}(X)$
Arcoseno	$\text{Arcsin}(X) = \text{Atn}(X / \text{Sqr}(-X * X + 1))$
Arcocoseno	$\text{Arccos}(X) = \text{Atn}(-X / \text{Sqr}(-X * X + 1)) + 2 * \text{Atn}(1)$
Arcosecante	$\text{Arcsec}(X) = \text{Atn}(X / \text{Sqr}(X * X - 1)) + \text{Sgn}(X - 1) * (2 * \text{Atn}(1))$
Arcocosecante	$\text{Arccosec}(X) = \text{Atn}(X / \text{Sqr}(X * X - 1)) + (\text{Sgn}(X) - 1) * (2 * \text{Atn}(1))$
Arcocotangente	$\text{Arccotan}(X) = \text{Atn}(X) + 2 * \text{Atn}(1)$
Seno Hiperbólico	$\text{HSin}(X) = (\text{Exp}(X) - \text{Exp}(-X)) / 2$
Coseno Hiperbólico	$\text{Hcos}(X) = (\text{Exp}(X) + \text{Exp}(-X)) / 2$
Tangente Hiperbólica	$\text{Htan}(X) = (\text{Exp}(X) - \text{Exp}(-X)) / (\text{Exp}(X) + \text{Exp}(-X))$
Secante Hiperbólica	$\text{HSec}(X) = 2 / (\text{Exp}(X) + \text{Exp}(-X))$
Cosecante Hiperbólica	$\text{Hcosec}(X) = 2 / (\text{Exp}(X) - \text{Exp}(-X))$
Cotangente Hiperbólica	$\text{Hcotan}(X) = (\text{Exp}(X) + \text{Exp}(-X)) / (\text{Exp}(X) - \text{Exp}(-X))$
Arcoseno Hiperbólico	$\text{Harcsin}(X) = \text{Log}(X + \text{Sqr}(X * X + 1))$
Arcocoseno Hiperbólico	$\text{Harcos}(X) = \text{Log}(X + \text{Sqr}(X * X - 1))$
Arcotangente Hiperbólica	$\text{Harctan}(X) = \text{Log}((1 + X) / (1 - X)) / 2$
Arcosecante Hiperbólica	$\text{Harcsec}(X) = \text{Log}((\text{Sqr}(-X * X + 1) + 1) / X)$
Arcocosecante Hiperbólica	$\text{Harcosec}(X) = \text{Log}((\text{Sgn}(X) * \text{Sqr}(X * X + 1) + 1) / X)$
Arcocotangente Hiperbólica	$\text{Harcotan}(X) = \text{Log}(X + 1) / (X - 1) / 2$
Logaritmo en base N	$\text{LogN}(X) = \text{Log}(X) / \text{Log}(N)$

Fuente.: GARCIA DE JALON, Javier, RODRÍGUEZ, Jose Ignacio, BRAZÁLEZ, Alfonso. Edición 2. San Sebastián: Escuela Superior de Ingenieros Industriales, 1999. Aprenda Visual Basic 6.0 como si estuviera en primero. Pág 47.

ANEXO B

FUNCIONES DE LAS BASES DE DATOS EN VISUAL BASIC

En la **Tabla B1**, se presentan los diferentes modelos de bases de datos que se pueden emplear en Visual Basic.

Tabla B1. Especificaciones modelos de base de datos en Visual Basic.

MODELO DE BASE DE DATOS	APLICACIONES MÁS COMUNES
Jerárquicas	Almacenan la Información en una estructura Jerárquica o de árbol, donde un nodo denominado padre puede tener varios nodos hijos. Son útiles para aplicaciones que deben manejar un gran volumen de Información y datos compartidos.
De red	Difieren muy poco del modelo Jerárquico, dado que cambia su concepto de nodo: un mismo nodo puede tener varios nodos padres. Este modelo mejoró la posibilidad de redundancia de datos, que el Jerárquico no podía manejar de manera óptima.
Transaccionales	Permiten enviar y recibir datos a altas velocidades. No son muy comunes, y se utilizan más en el ámbito del análisis de la calidad y para datos de producción Industrial.
Relacionales	Este modelo es el más utilizado en la actualidad para administrar los datos de forma dinámica. Se creó en 1970 en los laboratorios de IBM y se consolidó con un nuevo paradigma de los modelos de base de datos Ideal para relacionar la Información contenida. Fue el primer modelo en utilizar lo que se conoce como normalización de datos. En la década del 80, Dbase fue la primera base de datos en utilizar este modelo.
Multidimensionales	Este modelo fue Ideado para desarrollar aplicaciones que permiten, por ejemplo, la creación de cubos OLAP. No son muy distintas de las bases de datos relacionales.
Orientadas a objetos	Este modelo es muy reciente, y se aplica mucho en los tiempos que corren. Almacenan los objetos completos, con su estado y comportamiento. Utilizan encapsulación, herencia y polimorfismo.

Fuente. LUNA, Fernando, O. Edición 1. Buenos Aires: Fox Andina; Dalaga, 2011. VISUAL BASIC Guía definitiva del programador. Pág 167.

ANEXO C

ALGORITMO CPD

En el **Diagrama C1**, se presenta el algoritmo de funcionamiento de la herramienta desarrollada CPD.

Diagrama C1. Algoritmo de funcionamiento CPD

