

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE
CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN
DE POZOS DE GAS NATURAL**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Marín C., Flavio A.
para optar al Título
de Ingeniero Químico

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS DE GAS NATURAL

TUTOR ACADÉMICO:

Ing. Daniela Gálatro

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Marín C., Flavio A.
para optar al Título
de Ingeniero Químico


Caracas, 2007

Caracas, Noviembre de 2007.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Flavio Alejandro Marín Cordero, titulado:

“Modelo de Simulación para la Evaluación de Corrosión por CO₂ en Tuberías de Completación de Pozos de Gas Natural”

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



Ing. Gladys Navas
Jurado



Ing. Humberto Kum
Jurado



Ing. Daniela Gálatro
Tutor Académico



Facultad de Ingeniería



Universidad Central de Venezuela

ACTA MENCIÓN HONORÍFICA

Los abajo firmantes, miembros del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado de la Bachiller: **Flavio A. Marín C., CI: 16.671.550**, cuyo título es **“MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DE LA CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN DE POZOS DE GAS NATURAL”**. Queremos dejar constancia del nivel del trabajo realizado, ya que el mismo en cuanto a su ejecución, presentación y utilidad de los resultados ameritó que se le asignara la nota máxima obtenible en estos casos: **Veinte puntos (20)**. Así mismo, hemos decidido concederle **Mención Honorífica** como un reconocimiento a la excelencia del trabajo realizado y por el aporte dado por dicho modelo como una alternativa disponible, confiable y más rápida para evaluación de tasas de corrosión por CO₂ en tuberías de completación de pozos de gas natural en comparación a otras herramientas comerciales.

Dado en Caracas, a los siete días del mes de noviembre del año dos mil siete.

Prof. Humberto Kum
Jurado Principal

Prof. Gladys Navas
Jurado Principal

Prof. Daniela Gálatro
Coordinador del Jurado

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras, por ser fuente de inspiración, retos, superación y experiencias inolvidables durante mi estadía; por darme la oportunidad de formar una segunda familia, de hacer nuevos y queridos amigos.

A Daniela Gálatro, por poner este reto en mi camino y ser mucho más que una tutora, una compañera de trabajo, por ser una excelente amiga y fuente de un apoyo incondicional.

A Humberto Kum, por ser fuente de consejos, anécdotas y momentos invalorables.

A Gladys Navas, por brindarme la oportunidad de leerme, escucharme, objetarme y extenderme una mano amiga, consejos y sugerencias.

A mi querida madre Omaira Cordero, por su constancia, por brindarme todo lo que está a su alcance y más, para facilitarme esta tarea. Por su cariño, amor y todo su apoyo.

A Nelson Malavé, por ser como un padre, su constancia y su preocupación. Por brindarme siempre una mano amiga y su completo soporte.

A Tania Márquez, por ser una segunda madre, por brindarme su cariño, amor y apoyo incondicional.

A mi abuela Omaira de Cordero, por su constancia, su preocupación y brindarme apoyo, experiencias y consejos. Por su cariño, y amor.

A mi hermano Gabriel, por sus constantes preocupaciones, quejas y críticas que me ayudan a reflexionar y meditar sobre la vida. Por compartir momentos, pensamientos, gustos y experiencias, por tu cariño.

A mis muy queridos amigos, Norymar, Iliana, Carlos, Arnaldo, Claudia, Marielbis, Eduardo, Carina, Adriana y otros, por compartir conmigo mucho más que vida universitaria, por estar allí.

A todos los que de alguna u otra forma colaboraron para que alcanzara tan importante meta, familiares, maestros, compañeros.

A Dios sobre todas las cosas.

Gracias

Marín C., Flavio A.
**MODELO DE SIMULACIÓN PARA LA EVALUACIÓN DE
CORROSIÓN POR CO₂ EN TUBERÍAS DE COMPLETACIÓN
DE POZOS DE GAS NATURAL**

**Tutor Académico: Ing. Daniela Gálatro M. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad
de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2007, 124 p.**

Palabras Claves: Corrosión, Dióxido de carbono, CO₂, Tuberías, Pozos de Gas,
Gas Natural, Simulación, Simulador CORGAS.

Resumen. El proceso de corrosión por dióxido de carbono (CO₂) se lleva a cabo cuando los iones carbonato (CO₃²⁻) se combinan con los iones hierro (Fe²⁺) presentes en la solución para formar carbonato de hierro sólido (FeCO₃). Las reacciones involucradas en el proceso corrosivo, se llevan a cabo en la superficie del material y obedecen a dos mecanismos, el primero conocido como dilución del dióxido de carbono en agua para formar de ácido carbónico (H₂CO₃) y el segundo que comprende las sucesivas disociaciones del ácido hasta formar el ión carbonato (disociación del ácido carbónico y disociación del anión bicarbonato). El presente Trabajo Especial de Grado tuvo como finalidad desarrollar una herramienta computacional –modelo de simulación- soportada en Microsoft Excel, que permita determinar la velocidad de corrosión por dióxido de carbono en tuberías verticales de producción de gas natural. Se elaboraron tres módulos de cálculo, el primero, permite generar el perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería de completación a través de las ecuaciones de Ramey (citado por Kumar, 1987), Harrison (2007) y el factor de compresibilidad, calculado a través de la ecuación de estado de Yarbrough y Hall (1973); el segundo módulo, determina la presencia de condensado utilizando la ecuación cúbica de estado propuesta por Kabaddi y Danner (1985) y el régimen de flujo presente para el equilibrio líquido-vapor calculado a través del modelo presentado por Azis y colaboradores (citado por Carroll, 1990); finalmente, el tercer módulo, que permite predecir la velocidad de corrosión por CO₂ a lo largo de la tubería de completación, el cual usa como base el modelo de corrosión generado por NORSOK (2005) con modificaciones en las constantes de equilibrio químico presentadas por Nordsveen y colaboradores (2003). Para los módulos de perfil de presión y temperatura así como el de equilibrio y flujo bifásico, se obtuvo un error relativo con respecto a software comerciales menores a 5%. El módulo de corrosión presentó un máximo porcentaje de error relativo con respecto a NORSOK (2005) de 1.838%. La utilización de la herramienta desarrollada, CORGAS, presenta un opción viable económicamente, debido a que determina de una manera rápida y precisa la velocidad de corrosión, las propiedades del fluido, el equilibrio líquido-vapor, el régimen de flujo y el perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería de completación, minimizando el tiempo de simulación o corrida para cada pozo y el costo asociado a la adquisición de licencias de los distintos software comerciales.

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO	pp.
Índice de Tablas.....	x
Índice de Figuras.....	xii
Lista de Símbolos y Abreviaturas.....	xx
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I: FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
Planteamiento del Problema.....	3
Objetivos.....	5
Objetivo General.....	5
Objetivos Específicos.....	5
CAPÍTULO II: MARCO REFERENCIAL.....	7
Antecedentes.....	7
Revisión Bibliográfica.....	9
Gas Natural.....	9
Producción del Gas Natural.....	10
Corrosión por CO ₂	13
Reacciones Químicas.....	13
Variables que Afectan la Corrosión por CO ₂	15
Modelos Para la Predicción de la Corrosión.....	17
Cálculo del pH.....	21
Cálculo del esfuerzo cortante de pared.....	22
Equilibrio Líquido-Vapor.....	22

Ecuaciones Cúbicas de Estado.....	23
Estimación de las constantes de distribución de las especies que conforman la mezcla.....	28
Determinación de la Fracción Vaporizada.....	29
Perfil de Temperatura, Presión y Factor de Compresibilidad a lo largo de una Tubería Vertical de producción de Gas Natural.....	30
Perfil de temperatura.....	30
Perfil de presión.....	31
Factor de Compresibilidad.....	32
Flujo Bifásico en Tuberías.....	33
Regímenes de Flujo.....	33
Modelos de Flujo Bifásico en Tuberías.....	35
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	44
Modelo matemático para la determinación del perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería.....	44
Modelo matemático para la determinación de las velocidades hidrodinámicas a lo largo de la tubería de completación.....	46
Modelo matemático para la determinación de las velocidades de corrosión por CO ₂	50
Integración de los algoritmos de cálculo para la estimación del perfil de presión y temperatura, velocidades hidrodinámicas y velocidad de corrosión por CO ₂	51
Efecto del H ₂ S sobre la velocidad de corrosión.....	52
Validación del modelo generado.....	52
CAPÍTULO IV: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	54
Desarrollo del modelo matemático para la determinación del perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería de completación.....	54

Desarrollo del modelo matemático para la determinación de las velocidades hidrodinámicas a lo largo de la tubería de completación...	55
Desarrollo del modelo matemático para la determinación de la velocidad de corrosión por CO ₂	55
Integración de los algoritmos de cálculo.....	56
Influencia del H ₂ S sobre la velocidad de corrosión.....	56
Validación del modelo generado (integrado)	58
Perfil de Presión y Temperatura.....	58
Equilibrio líquido-vapor y propiedades de las fases.....	62
Régimen de Flujo.....	69
Velocidad de corrosión.....	70
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73
Conclusiones.....	73
Recomendaciones.....	75
REFERENCIAS.....	76
APÉNDICES.....	81
Apéndice A: Datos y Constantes.....	81
Apéndice B: Resultados.....	87
Apéndice C: Herramientas Computacionales.....	110
Apéndice D: Cálculo Tipo.....	115

INDICE DE TABLAS

CONTENIDO	pp.
Tabla 1. Composiciones Típicas del Gas Natural de Pozo.....	10
Tabla 2. Reacciones electroquímicas involucradas en el proceso corrosivo.....	14
Tabla 3. Comparación entre los Modelos de velocidad de Corrosión...	19
Tabla 4. Constante K_T en Función de la Temperatura.....	20
Tabla 5. Parámetros Para Ecuaciones cúbicas de Estado.....	24
Tabla 6. Grupos Constituyentes de Hidrocarburos y su Parámetro de Contribución.....	27
Tabla 7. Correlaciones Para Régimen de Flujo y Caída de Presión en Tuberías.....	35
Tabla 8. Relaciones para determinar los Regímenes de Flujo para $V_{MSL} > 4$	38
Tabla 9. Relaciones para determinar los Regímenes de Flujo para $V_{MSL} \leq 4$	38
Tabla 10. Determinación del Parámetro “m”.....	41
Tabla 11. Error Relativo Máximo para las relaciones de H_2S/CO_2 estudiadas con respecto a NORSOK.....	57
Tabla 12. Comparación del Módulo de Perfil de Presión y Temperatura Respecto al Modelo Propuesto por Harrison.....	59
Tabla 13. Error relativo máximo del Cálculo de Equilibrio Líquido-Vapor y las Propiedades de las Fases, con respecto al Software de Simulación Pro II 6.0.....	62
Tabla 14. Porcentaje de Error del Cálculo de la Fracción Vaporizada, con respecto al Software de Simulación Pro II 6.0.....	69
Tabla 15. Porcentaje de Error de la velocidad de Corrosión Calculada, con respecto a NORSOK.....	70

Tabla 16. Datos Correspondientes a los Pozos Suministrados.....	81
Tabla 17. Composiciones de los doce pozos suministrados.....	82
Tabla 18. Propiedades Características de los Compuestos.....	83
Tabla 19. Parámetros de Interacción Binaria.....	84
Tabla 20. Función de pH.....	85
Tabla 21. Constantes de Equilibrio Químico.....	86
Tabla 22. Constantes de Distribución o Constantes de Equilibrio.....	117
Tabla 23. Composiciones del líquido y del vapor.....	118
Tabla 24. Coeficientes de fugacidad.....	120
Tabla 25. Constante de Equilibrio Líquido-Vapor.....	121

ÍNDICE DE FIGURAS

CONTENIDO	pp.
Figura 1. Instalación de la Tubería de Completación Utilizando un Anillo de Completación.....	11
Figura 2. Instalación de una Tubería de Completación Utilizando el método de “Coiled Tubing”.....	12
Figura 3. Vista Transversal de un Sistema de Perforación.....	13
Figura 4. Regímenes de Flujo Bifásico en Tuberías.....	34
Figura 5. Diagrama de Flujo de Azis Govier y Fogarasi.....	37
Figura 6. Diagrama de Bloques Para la Determinación del Perfil de Presión y Temperatura a lo Largo de la Tubería de Completación.....	46
Figura 7. Diagrama de Bloques Para el Cálculo de vaporización Instantánea.....	48
Figura 8. Diagrama de Bloques para Determinar los Patrones de Flujo y Las Velocidades Hidrodinámicas a lo Largo de la Tubería de Completación.....	50
Figura 9. Velocidad de Corrosión generada para relaciones de H ₂ S/CO ₂ de 0.25, 0.5, 0.75 y 1 determinada a través del uso de la Herramienta Desarrollada y NORSOK.....	54
Figura 10. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 1.....	60
Figura 11. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 1.....	61
Figura 12. Peso Molecular de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.....	64

Figura 13. Viscosidad de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.....	64
Figura 14. Factor de Compresibilidad de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.....	65
Figura 15. Peso Molecular de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.....	66
Figura 16. Viscosidad de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.....	66
Figura 17. Tensión Superficial de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.....	67
Figura 18. Fracción Vaporizada calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1...	68
Figura 19. Perfil de velocidad de Corrosión por CO ₂ generado a través del software NORSOK y la Herramienta Desarrollada para el pozo N° 1.....	71
Figura 20. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 2.....	87
Figura 21. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 2.....	87
Figura 22. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 3.....	88
Figura 23: Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 3.....	88

Figura 24. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 4.....	88
Figura 25. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 4.....	89
Figura 26. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 5.....	89
Figura 27. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 5.....	89
Figura 28. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 6.....	90
Figura 29. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 6.....	90
Figura 30. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 7.....	90
Figura 31. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 7.....	91
Figura 32. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 8.....	91
Figura 33. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 8.....	91
Figura 34. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el	

Pozo N° 9.....	92
Figura 35. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 9.....	92
Figura 36. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 10.....	92
Figura 37. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 10.....	93
Figura 38. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 11.....	93
Figura 39. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 11.....	93
Figura 40. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 12.....	94
Figura 41. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 12.....	94
Figura 42. Peso Molecular de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 2.....	95
Figura 43. Viscosidad de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 2.....	95
Figura 44. Factor de compresibilidad de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.....	95
Figura 45. Peso Molecular de la fase Líquida calculado utilizando el	

software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 2.....	96
Figura 46. Viscosidad de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 2.....	96
Figura 47. Tensión Superficial calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 2...	96
Figura 48. Fracción Vaporizada calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 2...	97
Figura 49. Peso Molecular de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 5.....	97
Figura 50. Viscosidad de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 5.....	97
Figura 51. Factor de Compresibilidad de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 5.....	98
Figura 52. Peso Molecular de la fase Líquida calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 5.....	98
Figura 53. Viscosidad de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 5.....	98
Figura 54. Tensión Superficial calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 5...	99
Figura 55. Fracción Vaporizada calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 5...	99
Figura 56. Peso Molecular de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 6.....	99
Figura 57. Viscosidad de la fase Vapor calculada utilizando el	

software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 6.....	100
Figura 58. Factor de Compresibilidad de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 6.....	100
Figura 59. Peso Molecular de la fase Líquida calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 6.....	100
Figura 60. Viscosidad de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 6.....	101
Figura 61. Tensión Superficial calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 6...	101
Figura 62. Fracción Vaporizada calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 6...	101
Figura 63. Peso Molecular de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N°.....	102
Figura 64. Viscosidad de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 7.....	102
Figura 65. Factor de Compresibilidad de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 7.....	102
Figura 66. Peso Molecular de la fase Líquida calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 7.....	103
Figura 67. Viscosidad de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 7.....	103
Figura 68. Tensión Superficial calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 7...	103

Figura 69. Fracción Vaporizada calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 7...	104
Figura 70. Peso Molecular de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 12.....	104
Figura 71. Viscosidad de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 12.....	104
Figura 72. Factor de Compresibilidad de la fase Vapor calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 12.....	105
Figura 73. Peso Molecular de la fase Líquida calculado utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 12.....	105
Figura 74. Viscosidad de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 12.....	105
Figura 75. Tensión Superficial calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 12.....	106
Figura 76. Fracción Vaporizada calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 12.....	106
Figura 77. Velocidad de Corrosión por CO ₂ generado a través del software NORSOK y la Herramienta Desarrollada para el pozo N° 2.....	107
Figura 78. Velocidad de Corrosión por CO ₂ generado a través del software NORSOK y la Herramienta Desarrollada para el pozo N° 5.....	107
Figura 79. Velocidad de Corrosión por CO ₂ generado a través del software NORSOK y la Herramienta Desarrollada para el pozo N° 6.....	108

Figura 80. Velocidad de Corrosión por CO ₂ generado a través del software NORSOK y la Herramienta Desarrollada para el pozo N° 7.....	109
Figura 81. Velocidad de Corrosión por CO ₂ generado a través del software NORSOK y la Herramienta Desarrollada para el pozo N° 12.....	110
Figura 82. Presentación del Software NORSOK.....	110
Figura 83. Módulo de Esfuerzo de Pared del Software NORSOK.....	110
Figura 84. Módulo de pH del Software NORSOK.....	111
Figura 85. Cálculo de Velocidad de Corrosión del Software NORSOK.....	111
Figura 86. Presentación del Software Predict 4.0.....	112
Figura 87. Modelo de Flujo del Software Predict 4.0.....	112
Figura 88. Modelo para el Perfil de Velocidad de Corrosión, Presión y Temperatura del Software Predict 4.0.....	113
Figura 89. Vista del Software Pro II 6.0.....	113
Figura 90. Vista de la Herramienta Desarrollada.....	114

LISTA DE SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS

Nomenclatura

b : Covolumen tipo van der Waals, $\text{pie}^3/\text{lbmol}$

C_p : Capacidad calorífica a presión constante, $\text{BTU}/(\text{lbm}^\circ\text{F})$

CR_T : Velocidad de corrosión, $\text{mm}/\text{año}$

d : diámetro interno de la tubería, plg

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_F$: Componente de fricción del gradiente de presión, psi/pie

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{HH}$: Componente de cabezal hidrostático del gradiente de presión, psi/pie

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{BUB}$: Gradiente de presión para el régimen de flujo en burbuja, psi/pie

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{ANULAR}$: Gradiente de presión para el régimen de flujo anular, psi/pie

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{TRANS}$: Gradiente de presión para el régimen de flujo de transición, psi/pie

$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{SLUG}$: Gradiente de presión para el régimen de flujo en slug, psi/pie

f : Factor de fricción

f^l_i : Fugacidad del compuesto i en el líquido, psia

f^v_i : Fugacidad del compuesto i en el vapor, psia

f_M : Factor de fricción de Moody

f_{CO_2} : Fugacidad del dióxido de carbono, psia

$f(pH)$: Función dependiente del pH

G : Densidad relativa (aire : 1)

g : Aceleración de gravedad, pie/s^2

G_T : Gradiente geotérmico, $^\circ\text{F}/\text{pie}$

h : Longitud de tubería, pie

- H_L : Interrupción de líquido
- k : Conductividad térmica, BTU/(lbm $^{\circ}$ F*pie*s)
- K_0 : Constante de equilibrio de hidratación del dióxido de carbono
- K_1 : Constante de equilibrio de disociación del ácido carbónico, molar
- K_2 : Constante de equilibrio de disociación del anión carbonato, molar
- K_H : Constante de equilibrio de disolución de dióxido de carbono, molar/bar
- K_i : Constante de distribución o de equilibrio líquido-vapor
- K_{SP} : Constante de equilibrio de precipitación del carbonato de calcio, molar²
- K_T : Constante de temperatura
- K_W : Constante de equilibrio de disociación del agua, molar²
- L_X : Distancia desde el fondo de pozo o punto de entrada del fluido, pie
- M_L : Peso molecular del líquido, lb/lbmol
- M_V : Peso molecular del vapor, lb/lbmol
- m : Flujo másico, lbm/s
- P : Presión del sistema, psia
- P_C : Presión crítica, psia
- P_R : Presión reducida
- P_S : Presión de fondo o entrada de fluido, psia
- P_w : Presión de cabezal de pozo, psia
- Q : Flujo de gas en la superficie, MPCDE
- q_G : Caudal de gas, pie³/s
- q_L : Caudal de líquido, pie³/s
- R : Constante universal de los gases, psia*pie³/(lbmol* $^{\circ}$ R)
- S : Esfuerzo de pared, Pa
- t : Temperatura reducida recíproca
- T_I : Temperatura en el punto de entrada del fluido, $^{\circ}$ F
- T_A : Temperatura promedio, $^{\circ}$ R
- T_C : Temperatura crítica, $^{\circ}$ R
- T_{CEL} : Temperatura, $^{\circ}$ C
- T_f : Temperatura, $^{\circ}$ F
- T_K : Temperatura, K
- T_{LX} : Temperatura a la distancia L_X , $^{\circ}$ F

- T_R : Temperatura reducida
- u : Velocidad del fluido, pie/s
- v : Volumen molar, pie³/lbmol
- V_{BF} : Velocidad absoluta de levantamiento de burbuja, pie/s
- V_{BS} : Velocidad de levantamiento de burbuja, pie/s
- V_M : Velocidad de la mezcla, pie/s
- V_{MSG} : Velocidad superficial del gas modificada, pie/s
- V_{MSL} : Velocidad superficial del líquido modificada, pie/s
- V_{SG} : Velocidad superficial del gas, pie/s
- V_{SL} : Velocidad superficial del líquido, pie/s
- $\frac{V}{F}$: Fracción vaporizada, lbmol/lbmol
- $\left(\frac{V}{F}\right)_{K+1}$: Fracción vaporizada del paso actual, lbmol/lbmol
- $\left(\frac{V}{F}\right)_K$: Fracción vaporizada del paso anterior, lbmol/lbmol
- x_i : Fracción molar del compuesto i en el líquido
- y_i : Fracción molar del compuesto i en el vapor
- Z : Factor de compresibilidad
- Z_A : Factor de compresibilidad promedio
- z_i : Composición del componente i en la alimentación

Letras griegas

- δ : Constante de la Ecuación Cúbica de Estado general, pie³/lbmol
- ε : Constante de la Ecuación Cúbica de Estado general, pie⁶/lbmol²
- η : Constante de la Ecuación Cúbica de Estado general, pie³/lbmol
- θ : Constante de la Ecuación Cúbica de Estado general.
- λ_L : Factor de “no-deslizamiento”
- μ_L : Viscosidad del líquido, cP

- μ_W : Viscosidad del agua, cP
 ρ : densidad molar, lbmol/pe³
 ρ_{AIRE} : Densidad del aire, lb/pe³
 ρ_G : Densidad del gas, lb/pe³
 ρ_L : Densidad del líquido, lb/pe³
 ρ_W : Densidad del agua, lb/pe³
 σ : Tensión superficial, dina/cm
 σ_W : Tensión superficial del agua, dina/cm
 Φ_i^l : Coeficiente de fugacidad del compuesto i en el líquido
 Φ_i^v : Coeficiente de fugacidad del compuesto i en el vapor
 ω_i : Factor Acéntrico

INTRODUCCIÓN

Los modelos de simulación son herramientas con las que cuenta el especialista para estimar el valor de una variable determinada. En el caso de la corrosión, son utilizados para predecir la velocidad de corrosión en un sistema ya sea en fase de diseño o en servicio, cuando no es posible colocar cupones de corrosión o cualquier tipo de sonda para la medición en sitio y en aquellos en los que se quiera validar un resultado obtenido con una muestra de campo. Así mismo, estos modelos son prácticos en aquellas situaciones en las que se inician operaciones en un sistema y se requiere predecir la velocidad de corrosión, a fin de tomar acciones preventivas y evitar así el posterior daño en dicho sistema, e inclusive permite validar o seleccionar materiales de construcción de líneas en las etapas de diseño.

El presente Trabajo Especial de Grado está orientado a la elaboración de un modelo de simulación para la estimación de la velocidad de corrosión por CO_2 en tuberías de completación de pozos de gas natural, que comprende el desarrollo de modelos matemáticos para la obtención del perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería, las propiedades y velocidades de las fases del equilibrio líquido-vapor presente en el sistema y la velocidad de corrosión por CO_2 ; así mismo, la integración de estas tareas bajo un solo algoritmo y la validación del modelo desarrollado.

Se elaboró un marco referencial donde se estudió la producción del gas natural, las propiedades y las composiciones típicas de las sustancias que lo forman. De igual manera, se estudió el mecanismo mediante el cual ocurre el proceso de corrosión por dióxido de carbono, las variables que influyen sobre la velocidad de corrosión y las ecuaciones o modelos que permiten estimar dicha velocidad; se realizó una revisión bibliográfica sobre las ecuaciones cúbicas de estado y la elección de la más conveniente para sistemas donde exista presencia de

mezcla de hidrocarburo-agua, así como también el modelo de flujo más adecuado para representar el régimen de las fases.

Posteriormente, se elaboró un marco metodológico, en el que se indican cada uno de los pasos requeridos para construir el modelo, los datos y ecuaciones requeridas, y la forma a realizar la estimación de velocidad de corrosión y las variables independientes involucradas en dicho cálculo; así mismo, se presentan los algoritmos o diagramas de bloques donde se muestra de forma lógica y secuencial dicho procedimiento.

Finalmente, se exponen los resultados obtenidos de la comparación de la herramienta desarrollada con software o paquetes de simulación comercial (Predict 4.0, Pro II 6.0) y disponibles en línea (NORSOK y Peteng); el análisis de dichos resultados, las conclusiones y recomendaciones que se derivan de estos.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se presenta el problema y los objetivos que contribuyen a describir y justificar el trabajo a realizar, así como también, permiten presentar de una manera organizada las acciones a tomar que conducen a dar respuesta al problema que se plantea.

Planteamiento del Problema:

Cada año la industria petrolera mundial invierte grandes sumas de dinero en gastos asociados a diseño, selección de materiales e inyección de químicos, entre otros elementos, para mitigar el daño de las instalaciones petroleras, producto de la corrosión (Cabrini, Lazzari y Luciano, 1998; Srinivasan y Kane, 1999).

La corrosión es un proceso de degradación de los metales y aleaciones, ocasionado por el medio que los rodea, y que provoca la pérdida de manera parcial o total de sus propiedades mecánicas y físicas originales, por lo que, este fenómeno es catalogado como destructivo e indeseable (Craig, 1996).

Por otro lado, el gas natural es una mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa con impurezas. Los compuestos no-hidrocarbonados del gas natural se dividen en dos grupos, los contaminantes que corresponden a todos los compuestos sulfurados y los diluentes, que son aquellos compuestos que reducen el poder calorífico del gas, entre los que encuentran el nitrógeno, el dióxido de carbono y el agua (Kumar, 1987).

El dióxido de carbono (CO₂) es un componente del gas natural y por lo tanto, es común encontrarlo en los pozos productores de crudo y gas. La presencia de CO₂ en el gas natural seco no está asociada a la ocurrencia de daños por corrosión,

sin embargo, en sistemas que contengan agua, la posibilidad de que se forme ácido carbónico y ocurra el proceso corrosivo, aumenta en forma significativa.

La mayoría de los pozos de gas tienen asociada la producción de agua ya sea por la formación (yacimiento) o por condensación; de allí la relevancia que tiene la corrosión por CO₂ en la industria petrolera (Rao, 1998). La severidad del daño o el efecto de la corrosión por CO₂ en la producción petrolera va a depender de muchos factores, tales como: concentración de CO₂, temperatura y presión del sistema, volumen y composición del agua, velocidad del fluido, presencia de partículas erosivas, entre otros (Cabrini, Lazzari y Luciano, 1998).

Desde el punto de vista experimental, para la evaluación de los mecanismos del proceso corrosivo, y por ende para la determinación de las velocidades de deterioro, se requiere disponer de circuitos especiales de pruebas, donde se simulen las condiciones de pozo considerando la metalurgia asociada. En este sentido, es importante resaltar que actualmente en Venezuela, no se dispone de laboratorios que permitan evaluar mecanismos de corrosión tales como el fenómeno de corrosión-erosión en sistemas de tuberías en condiciones dinámicas.

Desde el punto de vista analítico, las estimaciones de velocidades de deterioro se desarrollan por medio de programas computacionales predictivos, los cuales se soportan en datos experimentales y experiencias de campo, y permiten simular de manera satisfactoria los mecanismos de corrosión-erosión (Brown, Parakala y Nestic, 2004).

Los modelos predictivos son una herramienta con la que cuenta el especialista para estimar la velocidad de corrosión de un sistema, cuando no es posible ubicar cupones de corrosión o cualquier otro tipo de sensor para realizar la determinación de la velocidad de corrosión real y en aquellos casos en los que se quiera validar un resultado obtenido con una muestra de campo. También son prácticos estos modelos en aquellas situaciones cuando se inician operaciones en un sistema y se requiere predecir la velocidad de corrosión, a fin de tomar acciones preventivas y

evitar así el posterior daño en dicho sistema, e inclusive permiten validar o seleccionar materiales de construcción de líneas en las etapas de diseño (Rao, 1998; Norsk Søkkel Konkuranseposisjon [NORSOK], 2005).

Basado en lo expuesto anteriormente, en el presente Trabajo Especial de Grado, se pretende elaborar y validar un modelo integrado (proceso-corrosión) para determinar las velocidades de corrosión por CO₂ en tuberías de completación, la cual es una tubería de acero de producción, que se extiende desde el fondo al cabezal de pozo, a las condiciones de operación de los pozos de gas, que permitiría optimizar la producción de éstos con base a la completación actual; así mismo, asegurar la operación de una red de tuberías de superficie, sin comprometer la integridad de la misma, incrementando de esta forma la confiabilidad. Para la validación del modelo, se evaluaron pozos con un 60% completado con tuberías 13% Cr y un 40% con tubería de producción de acero al carbono.

Objetivos

A continuación se presentan el objetivo general del presente Trabajo Especial de Grado y los objetivos específicos.

Objetivo General:

Elaborar un modelo de simulación para la estimación de la velocidad de corrosión por CO₂ en tuberías de completación de pozos de gas natural.

Objetivos Específicos:

1. Desarrollar un modelo matemático que permita la determinación del perfil de presión, temperatura y propiedades del gas natural en una tubería de completación.

2. Desarrollar un modelo matemático que permita la determinación de las velocidades hidrodinámicas a lo largo de la tubería de completación.

3. Desarrollar un modelo matemático que permita la estimación de la velocidad de corrosión por CO₂ en tuberías de completación de pozos.

4. Integrar en un solo modelo los algoritmos que permiten la estimación del perfil de presión, temperatura y propiedades del gas natural, las velocidades hidrodinámicas y la velocidad de corrosión por CO₂.

5. Evaluar el efecto de la presencia del H₂S sobre la velocidad de corrosión por CO₂ a lo largo de la tubería.

6. Validar el modelo de simulación generado para la estimación de la velocidad de corrosión por CO₂.

CAPITULO II

MARCO REFERENCIAL

Éste capítulo comprende una revisión de los trabajos previos realizados en relación al tema objeto de este Trabajo Especial de Grado y se exponen además los conceptos, términos y aspectos teóricos que servirán de soporte a la solución del problema en estudio.

Antecedentes

A continuación se presentan algunas publicaciones que fueron consideradas como antecedentes para el presente Trabajo Especial de Grado.

Srinivasan, S. y Kane R. D. (1999): con la finalidad de describir y conocer la influencia de los distintos regímenes de flujo en tuberías verticales y horizontales, sobre los esfuerzo de pared y la velocidad de corrosión en sistemas con contenido de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, los autores realizaron experiencias de laboratorio, mediante las cuales modelaron el flujo multifásico para sistemas corrosivos conocidos, a través de datos obtenidos en experiencias de campo y laboratorio, a fin de obtener un procedimiento experimental que les permitió desarrollar un modelo computacional eficiente donde se incluyó el efecto del flujo multifásico sobre la velocidad de corrosión. Para la determinación del régimen de flujo los autores recomiendan una secuencia de cálculo que se deriva de la mezcla de algunas de las correlaciones disponibles en la literatura.

Nyborg, R. (2002): comparó distintos modelos para la predicción de corrosión por CO₂ más utilizados en la industria petrolera. Así, investigó los datos requeridos por cada uno de ellos, la manera en la cual se efectúa el cálculo de la velocidad de corrosión, cuáles módulos de proceso-corrosión incluyen los modelos y la forma en la que emplean correlaciones empíricas o descripciones

detalladas para explicar y simular la interacción de cada uno de los factores involucrados en el proceso corrosivo. Además, estudió y estableció diferencias entre los resultados con respecto a datos obtenidos en campo. Nyborg encontró que para valores de pH bajos y a temperaturas moderadas, la velocidad de corrosión calculada a través de los modelos estudiados, presentan diferencias despreciables, obteniéndose prácticamente el mismo resultado. Por el contrario, para valores elevados de temperatura y pH, se presentan diferencias significativas entre la velocidad de corrosión calculada a través de cada uno de los modelos.

Nordsveen, M., Nestic, S., Nyborg, R. y Stangeland, A. (2003): proponen un modelo de corrosión mecanístico (modelo matemático que parte de una base teórica biológica) para la evaluación y el cálculo de la corrosión por dióxido de carbono en tuberías de acero; para esto evaluaron la influencia de las variables involucradas en el proceso corrosivo, tales como temperatura, presión, pH, velocidad de flujo. Así mismo, estudiaron la influencia de las posibles reacciones químicas y electroquímicas que se podrían dar bajo ciertas condiciones durante el proceso corrosivo, haciendo énfasis en el efecto que tiene sobre la velocidad de corrosión, la película protectora de carbonato de hierro que pudiera formarse en el sistema. Según estos autores, el modelo desarrollado es capaz de predecir con alta precisión la velocidad de corrosión por CO₂ en presencia de películas de carbonato de hierro; sin embargo, explican, que se presentan desviaciones al realizar el cálculo de las velocidades de corrosión en presencia de carburo de hierro.

Brown, B. Lee, K. y Nestic, S. (2003): con la finalidad de establecer la influencia del sulfuro de hidrógeno sobre la corrosión por dióxido de carbono en tuberías de acero en sistemas multifásicos, realizaron experiencias de laboratorio en las que se varió el pH de la solución y la concentración del sulfuro de hidrógeno. De las experiencias en laboratorio se obtuvo que existe una clara influencia entre la concentración de sulfuro de hidrógeno sobre la velocidad de corrosión por dióxido de carbono. Para concentraciones superiores a los 10 ppm, se observó una fuerte disminución de la velocidad de corrosión.

Nesic, S., Wang, S., Cai, J. y Xiao, Y. (2004): plantean un modelo mecanístico integrado de corrosión por CO₂ y flujo multifásico. Para verificar los resultados, compararon los obtenidos por la herramienta con respecto a una base de datos disponible, tanto de laboratorio como de campo y los derivados por otros paquetes de simulación comercial, presentando pequeñas desviaciones.

Nesic, S., Cai, J. y Lee, K. (2005): introducen modificaciones a la herramienta de cálculo previamente desarrollada por Nesic y colaboradores (2004); consideraron otros factores, como la influencia de la relación sulfuro de hidrógeno/dióxido de carbono, formación de precipitados de carbonato de hierro y sulfato de hierro, retención de agua, entre otros. Para verificar los resultados obtenidos, compararon los mismos con respecto a los generados por otros paquetes de simulación comercial.

Revisión Bibliográfica

Los aspectos teóricos relacionados con el problema en estudio se muestran a continuación.

Gas Natural:

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos con impurezas. Los compuestos no-hidrocarbonados se dividen en dos grupos, los diluentes, que son aquellos compuestos que reducen el poder calorífico del gas, entre los que se encuentran el nitrógeno (N₂), el dióxido de carbono (CO₂) y el agua (H₂O) en fase vapor, y los contaminantes, como el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y otros compuestos sulfurados, los cuales pueden producir compuestos tóxicos y ocasionar daños en los equipos (Natural Gas Supply Association, s.f.; Kumar, 1987).

De acuerdo con Curley (citado por Kumar, 1987) "...el gas natural es un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad. Es inodoro; durante el procesamiento se le agregan aditivos odorizantes para permitir la detección de

fugas de gas.”¹, y es uno de los gases inflamables más estables y limpios. Sus compuestos principales son hidrocarburos livianos, como metano, etano y propano, y trazas de compuestos mas pesados. En la Tabla 1, se presentan las composiciones típicas del gas natural.

Tabla 1. Composiciones Típicas del Gas Natural de Pozo

Componente	Cantidad %
Metano (C ₁)	70 – 98
Etano (C ₂)	1 – 10
Propano (C ₃)	Trazas – 5
Butano (C ₄)	Trazas – 2
Pentano (C ₅)	Trazas – 1
Hexano (C ₆)	Trazas – 0.5
Heptano y pesados (C ₇ ⁺)	0 – Trazas
Nitrógeno (N ₂)	Trazas – 15
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Trazas – 1
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	Trazas
Helio (He)	Trazas – 5
Agua (H ₂ O)	Trazas – 5

Nota: Tabla elaborada con datos tomados de “Gas Production Engineering” por S. Kumar, 1987.

Producción del Gas Natural:

Una vez que el pozo ha sido perforado y que se ha comprobado que la cantidad de gas contenida en él es suficiente para generar un beneficio económico, se procede a la completación del pozo (Natural Gas Supply Association, s.f.).

Realizar la completación de un pozo significa, adecuarlo una vez completada la perforación o las acciones de mantenimiento, con todos aquellos dispositivos

¹ Original en inglés: “... natural gas is a homogeneous fluid of low density and viscosity. It is odorless; odor-generating additives are added to it during processing to enable detection of gas leaks”

que permitan un funcionamiento óptimo del mismo. A continuación se muestran los procedimientos a seguir para completar el pozo (Baker, 1996)

1. Colocado del Casing de Producción: el “casing” es una tubería metálica la cual va recubierta con cemento y permite la estabilidad del pozo taladrado. El pozo está perforado y la estructura va desde el fondo hasta el horizonte de producción, también llamado cabezal de pozo. Una vez colocada la tubería y cubierta con cemento, se introduce vapor hasta casi el fondo, con la finalidad de garantizar que el cemento fluya fuera del casing, sellando el pozo.

2. Instalación de la Tubería de Completación: una tubería de completación (“tubing”) es una estructura metálica que se introduce dentro del “casing”, con la finalidad de protegerlo contra los efectos corrosivos y erosivos del fluido, tanto crudo como gas. Se pueden introducir como una serie de tuberías aisladas, unidas por juntas, utilizando un sistema de grúas y poleas, llamado anillo de completación (Ver Figura 1).

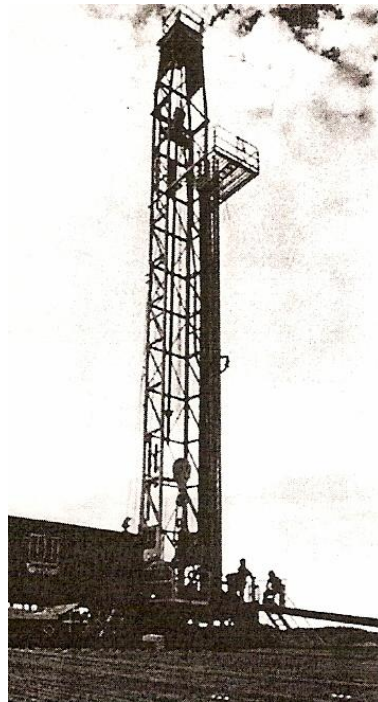


Figura 1. Instalación de la Tubería de Completación Utilizando un Anillo de Completación.

Tomado de “A Primer of Oilwell Drilling” por R. Baker, 1996.

Recientemente, algunas de las compañías manufactureras, como la empresa FineTubes, han desarrollado una tubería de completación que puede ser introducida en el pozo de manera continua sin necesidad de realizar juntas o uniones entre segmentos de tuberías, a este sistema se le ha llamado “coiled tubing”, y se introduce en el pozo como lo muestra la Figura 2:

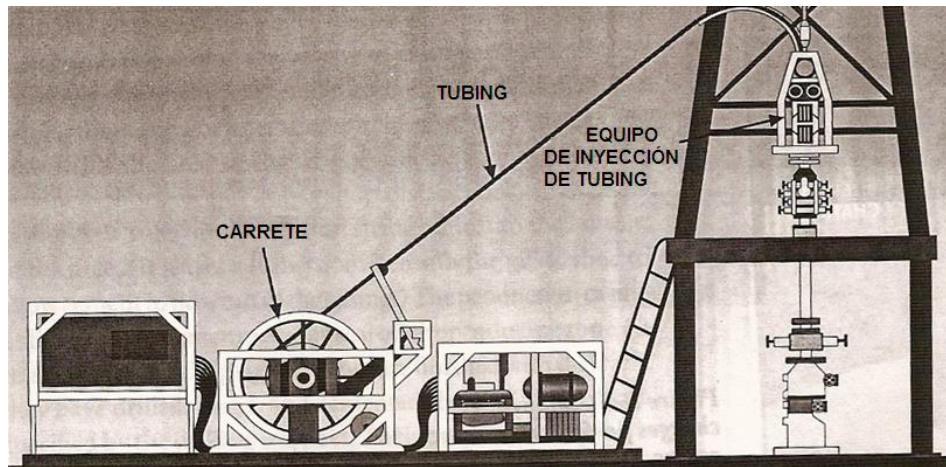


Figura 2. Instalación de una Tubería de Completación Utilizando el método de “Coiled Tubing”. Tomado de “A Primer of Oilwell Drilling” por R. Baker, 1996.

Una vez instalado el “tubing”, se procede a realizar la perforación del mismo.

3. Perforación: Una vez instalado el “casing” y el “tubing”, se procede a realizar la perforación, la cual va a permitir que el crudo o el gas fluya hacia el pozo conformado por la tubería de producción. Esto se realiza con una pistola de perforación, que es un cilindro desde el cual se disparan, varias veces, pequeñas cargas contra la pared del “tubing”. Las cargas perforan el “tubing”, el “casing” y la cubierta de cemento.

La pistola se baja hasta la profundidad deseada, con la ayuda de un cable. Cuando la pistola ya está en posición, se disparan las cargas, se perfora la estructura y se retira la herramienta. La disposición de este arreglo, es la mostrada en la Figura 3, la cual se presenta a continuación.

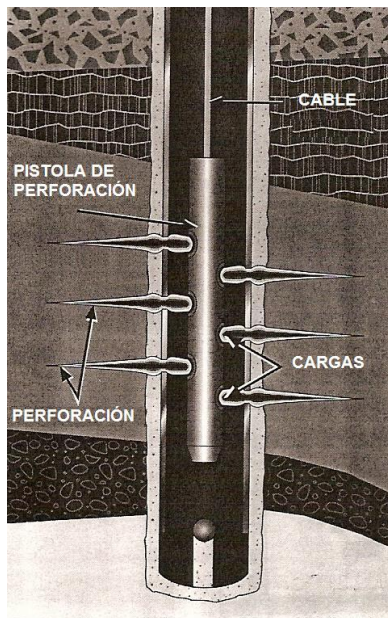


Figura 3. Vista Transversal de un Sistema de Perforación. Tomado de “A Primer of Oilwell Drilling” por R. Baker, 1996.

Corrosión por CO₂

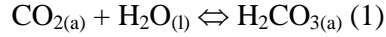
La corrosión por CO₂ es conocida como corrosión dulce, y representa uno de los mayores problemas técnicos en la industria del gas natural y petróleo (Parakala, 2005; Srinivasan y Kane, 1999). El proceso de corrosión por dióxido de carbono se lleva a cabo cuando los iones carbonato (CO₃²⁻) se combinan con los iones hierro (Fe²⁺) presentes en la solución para formar carbonato de hierro sólido (FeCO₃). Las reacciones involucradas en el proceso corrosivo, se llevan a cabo en la superficie del material (Craig, 1996, Nordsveen, et. al, 2003).

Reacciones Químicas:

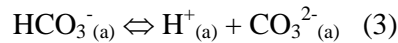
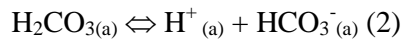
Durante el proceso corrosivo numerosas reacciones químicas y electroquímicas se llevan a cabo; la corrosión por dióxido de carbono, se puede explicar mediante los procesos que se muestran a continuación:

1. Dilución del dióxido de carbono en agua para formar el ácido carbónico: para que se lleve a cabo la formación de ácido carbónico, inicialmente el CO₂

gaseoso pasa a fase acuosa, luego, el dióxido de carbono acuoso reacciona con el agua líquida para formar ácido carbónico, según la reacción:



2. Disociación del ácido carbónico a ión carbonato, cuyo mecanismo se describe a través de dos etapas, la formación de bicarbonato y la subsiguiente formación del ión, según:



El resto de las reacciones electroquímicas que están presentes durante este proceso, se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Reacciones electroquímicas involucradas en el proceso corrosivo

	Reacción
Disolución de dióxido de carbono	$\text{CO}_{2(g)} \Leftrightarrow \text{CO}_{2(a)}$
Disociación del agua	$\text{H}_2\text{O}_{(l)} \Leftrightarrow \text{H}^+_{(a)} + \text{OH}^-_{(a)}$
Hidratación del dióxido de carbono	$\text{CO}_{2(a)} + \text{H}_2\text{O}_{(l)} \Leftrightarrow \text{H}_2\text{CO}_{3(a)}$
Disociación del ácido carbónico	$\text{H}_2\text{CO}_{3(a)} \Leftrightarrow \text{H}^+_{(a)} + \text{HCO}_3^-_{(a)}$
Disociación del anión bicarbonato	$\text{HCO}_3^-_{(a)} \Leftrightarrow \text{H}^+_{(a)} + \text{CO}_3^{2-}_{(a)}$
Dilución del sulfuro de hidrógeno	$\text{H}_2\text{S}_{(g)} \Leftrightarrow \text{H}_2\text{S}_{(a)}$
Disociación del sulfuro de hidrógeno	$\text{H}_2\text{S}_{(a)} \Leftrightarrow \text{H}^+_{(a)} + \text{HS}^-_{(a)}$
Disociación del anión sulfuro	$\text{HS}^-_{(a)} \Leftrightarrow \text{H}^+_{(a)} + \text{S}^{2-}_{(a)}$
Disociación del anión sulfato de hidrógeno	$\text{HSO}_4^-_{(a)} \Leftrightarrow \text{H}^+_{(a)} + \text{SO}_4^{2-}_{(a)}$
Precipitación del carbonato de hierro	$\text{Fe}^{2+}_{(a)} + \text{CO}_3^{2-}_{(a)} \Leftrightarrow \text{FeCO}_3_{(a)}$

Nota: Tabla elaborada con datos tomados de “A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate Films-Part 1: Theory and Verification” por M. Nordsveen, S. Netic, R. Nyborg y A. Stangeland, 2003, *Corrosion*, 59(5), 444

Independientemente de cómo ocurran las reacciones químicas, éstas alteran el equilibrio electroquímico de la solución en la superficie del material, modificando

la velocidad de corrosión. Cuando las concentraciones de iones carbonatos e iones hierro exceden el límite de solubilidad, éstos se combinan dando paso a la formación de una película sólida de carbonato de hierro (Nordsveen, et. al., 2003), la cual dependiendo de las condiciones del sistema, se puede convertir en una protección contra la corrosión.

Variables que afectan la corrosión por CO₂

1. Concentración de Protones (pH): para que se produzca el proceso corrosivo es necesario que el pH exceda un valor crítico, dicho valor depende de numerosos factores como la temperatura, la presión parcial del dióxido de carbono (Wang, 1999), la concentración de iones hierro, entre otros.

Estudios realizados (Nesic, Nordsveen, Nyborg, y Stangeland, 2003) muestran que para valores de pH menores a seis, a medida que éste decrece, se produce un incremento en la velocidad de corrosión. Para valores de pH mayores a seis, la velocidad de formación del carbonato de hierro se reduce, por lo que se requiere mayor tiempo de exposición para formar el compuesto.

2. Temperatura: según van Hunnik (citado por Nesic et. al., 2003) existe una relación directa entre la temperatura y la formación de carbonato de hierro. Está demostrado a través de experiencias de laboratorio, que un incremento en la temperatura trae como consecuencia un aumento en la velocidad de formación de FeCO₃, así como también la solubilidad del mismo. Por otra parte, entre la temperatura y la solubilidad del dióxido de carbono, la relación es inversa, ya que para un aumento en la temperatura del sistema, se produce una disminución de la solubilidad de CO₂.

Con respecto a la velocidad de corrosión, dependiendo de las características del sistema, se tiene que para un intervalo de temperatura se produce un máximo en el valor de la velocidad de corrosión, fuera de éste, se evidencia una disminución de la misma.

3. Concentración de iones hierro (Fe^{2+}): un incremento en la concentración de dichos iones, trae como consecuencia un incremento en la velocidad de producción de carbonato de hierro. Según Nesic, et. al. (2003), con un incremento de la concentración de iones Fe^{2+} , se presenta una disminución del pH de la mezcla.

4. Presión Parcial del CO_2 : la corrosión por dióxido de carbono aumenta a mayor presión parcial; así mismo, se incrementa la precipitación de carbonato de hierro y decrece el valor del pH (Vedapuri, Kang, Dhanabalan, y Gopal, 2000).

5. Velocidad de flujo: según Wang (1999) un incremento en la velocidad de flujo, produce un aumento en la velocidad de corrosión, debido a la remoción de la película de carbonato de hierro formado.

En el caso que existan dos fases (líquido-gas) en la tubería, es necesario determinar el patrón de flujo existente en el sistema, ya que cada uno de ellos influye de manera distinta sobre la velocidad de corrosión (Srinivasan y Kane, 1999). De acuerdo con Vedapuri et. al. (2000) para altas velocidades superficiales de gas donde se produce esparcimiento de la fase líquida sobre las paredes del sistema, se obtiene un incremento considerable sobre la velocidad de corrosión en sistemas donde hay presencia de flujo bifásico. Adicionalmente, reporta que la velocidad de la fase líquida no influye de manera considerable sobre la corrosión.

6. Concentración de sulfuro de hidrógeno (H_2S): de acuerdo con Nesic, Wang, Cai y Xiao (2004), la presencia de H_2S en un sistema puede llevar a la formación de una película de sulfuro de hierro, la cual actúa como una protección contra el fenómeno corrosivo.

Para bajas concentraciones de sulfuro de hidrógeno (10 ppm), se produce un aumento de la velocidad de corrosión por CO_2 , incluso en sistemas bifásicos (Brown, Lee y Nesic, 2003; Brown, Parakala y Nesic, 2004). Smith y de Waard

(2005) explican que la relación crítica entre la presión parcial del dióxido de carbono y del sulfuro de hidrógeno, podría indicar qué tipo de corrosión se produce en el sistema. Para valores en los que la relación es mayor a 200, se dice que el proceso dominante es el de corrosión por CO₂, en el caso contrario, para valores menores a 200 el proceso corrosivo será el asociado al H₂S.

7. Inhibidores de corrosión: la inyección de inhibidores de corrosión a los pozos de crudo y gas, es la técnica mayormente usada para minimizar los daños producidos por los procesos corrosivos. Existen diferentes tipos de inhibidores en el mercado y el uso de cada uno de ellos depende exclusivamente de las características del pozo, así como también, se han adecuado cada uno de ellos para cumplir con ciertas regulaciones ambientales (Nyborg, 2005; Smith y de Waard, 2005).

Modelos Para la Predicción de la Corrosión:

Existe una gran variedad de modelos de corrosión, muchos de ellos son semi-empíricos o empíricos en su totalidad, los cuales reproducen con determinadas limitaciones el proceso corrosivo (Nesic, Cai y Lee, 2005; Nesic, Wang, Cai y Xiao, 2004). La mayoría de estos modelos, son utilizados en la industria petrolera y del gas natural, así como también son usados para describir experiencias de laboratorio (Nesic, et. al., 2003). A continuación, se presentan los modelos de corrosión por CO₂, empleados con mayor frecuencia en la industria (Nyborg, 2002).

1. Modelo De Waard, desarrollado por De Waard y colaboradores en 1975 para sistema de tuberías que transportan gas húmedo. Ha sido uno de los más utilizados; fue desarrollado inicialmente para la aplicación en pozos de gas húmedo y únicamente dependía de la temperatura del sistema. Actualmente, después de una serie de mejoras, incluye la influencia de variables como el pH, la presión, la velocidad de flujo, entre otras.

2. **Modelo Norsok**, es un modelo empírico desarrollado a través de experiencias realizadas en laboratorio con datos de laboratorio y de campo. Utiliza el balance electroquímico de las ecuaciones químicas involucradas, y las condiciones de presión y temperatura, para realizar el cálculo de la velocidad de corrosión. El modelo es desarrollado por las compañías petroleras noruegas Statoil, Norsok Hydro y Saga Petroleum; es utilizado por la industria gasífera como un estándar.

3. **Modelo Corned**, desarrollado por la compañía Elf para aplicación en pozos de crudo y gas, predice la corrosividad de cada pozo, así como también el riesgo de ataque para cada uno de ellos. El modelo ha sido desarrollado a partir de experiencias de campo.

4. **Modelo Lipucor**, es desarrollado por la compañía Total basado en experiencias de laboratorio y validado con más de noventa casos de campo. Existen dos versiones del modelo, una que calcula el régimen de flujo y la velocidad de corrosión en un punto de la tubería y una versión que calcula el flujo a través de una correlación desarrollada por la petrolera en conjunto con la compañía Elf y el Instituto Francés de Petróleo.

5. **Modelo Hydrocor**, utilizado y desarrollado por la compañía Shell, basado en experiencias de campo, combina el cálculo de velocidad de corrosión con un módulo de cálculo de régimen de flujo. A diferencia de los modelos anteriores, éste realiza el cálculo de velocidad de corrosión para un tramo de tubería y no para un punto de la misma.

6. **Modelo Tulsa**, propuesto por la Universidad de Tulsa, utiliza un detallado desarrollo de la cinética electroquímica y la transferencia de masa involucrada en el proceso corrosivo.

7. **Modelo Predict**, desarrollado por la compañía InterCorr International, realiza el cálculo de la velocidad de corrosión a través del balance electroquímico

de las ecuaciones químicas involucradas en el proceso de corrosión, la presión parcial del dióxido de carbono, el pH y el patrón de flujo.

En la Tabla 3 se presenta una comparación entre los modelos de corrosión mostrados con anterioridad, en cuanto a disponibilidad del modelo, rango de aplicación, simplicidad, entre otros aspectos, se obtiene lo siguiente:

Tabla 3. Comparación entre los Modelos de velocidad de Corrosión

Modelos	Disponibilidad	Rango	Simplicidad	Estandarizado
De Waard	Si	80-90°F	No	No
Norsok	Si	Hasta 150°C	Si	Si
Cormed	X	X	X	X
Lipucor	Si	X	Si	No
Hydrocor	No	X	No	No
Tulsa	Si	X	No	No
Predict	No	X	X	X

Nota: tabla elaborada con datos tomados de: "Overview of CO₂ Corrosion Model for Wells and Pipelines" por R. Nyborg, 2002, Corrosion, 02233
X= Información no Disponible

De la información suministrada en la tabla, se puede ver que uno de los modelos más versátiles es el de Norsok, el cual según Norsk Sokkels Konkuransesposisjon (2005) "...es un modelo empírico de tasa de corrosión para acero al carbono en agua con contenido de dióxido de carbono a diferentes temperaturas, pHs, fugacidades de CO₂ y esfuerzos de corte²,"

El modelo de corrosión consiste en una ecuación dependiente de una constante de temperatura, del pH, la fugacidad del dióxido de carbono y el esfuerzo de pared, desarrollada para determinados valores de temperatura. Para temperaturas que se encuentran dentro del intervalo dado por el modelo, es decir temperaturas intermedias, se debe interpolar entre los valores extremos.

² Original en inglés: "...is an empirical corrosion rate model for carbon steel in water containing CO₂ at different temperatures, pHs, CO₂ fugacities and wall shear stresses"

Para los valores de temperatura de 20°C, 40°C, 60°C, 80°C, 90°C, 120°C y 150°C se utiliza la siguiente expresión:

$$CR_T = K_T fCO_2^{0.62} \left(\frac{S}{19} \right)^{0.146+0.0324 \log(fCO_2)} f(pH) \quad (4)$$

Para 15°C, la expresión anterior se modifica y queda de la siguiente forma:

$$CR_T = K_T fCO_2^{0.36} \left(\frac{S}{19} \right)^{0.146+0.0324 \log(fCO_2)} f(pH) \quad (5)$$

Finalmente para el valor de temperatura de 5°C, la expresión es la que sigue:

$$CR_T = K_T fCO_2^{0.36} f(pH) \quad (6)$$

En la Tabla 4 se presenta el valor de la constante dependiente de la temperatura (K_T):

Tabla 4. Constante K_T en Función de la Temperatura

Temperatura [°C]	K_T
5	0.42
15	1.59
20	4.762
40	8.927
60	10.695
80	9.949
90	6.250
120	7.770
150	5.203

Nota: tabla elaborada con datos tomados de “Norsok Standard M-506: CO₂ Corrosion rate model” por Norsk Sökkels Konkuransesposisjon, 2005.

Con respecto al término relacionado a la función dependiente del pH, en la Tabla 20 de la sección de anexos, se indica la estructura de la ecuación para determinados valores de temperatura e intervalos de pH. En caso que no se cuente con el valor del pH de la mezcla, el modelo de NORSOK incluye un módulo que permite calcularlo, a las condiciones del sistema. Así mismo, el modelo de corrosión incluye un módulo adicional que permite calcular el esfuerzo de corte que ejerce el fluido sobre la tubería.

Cálculo del pH

Por lo general el valor de pH reportado en las evaluaciones de velocidad de corrosión es medido a condiciones atmosféricas. Este valor de pH no da información acertada de las condiciones reales en el punto en donde podría producirse un proceso corrosivo.

Para calcular el pH en cualquier punto de la tubería de completación, es necesario realizar un balance electroquímico de cada una de las ecuaciones involucradas en el proceso corrosivo, el cual implica el cálculo de las constantes de equilibrio de cada reacción. Este balance generará una ecuación que es electroneutra, y la única variable a despejar es la concentración de protones. El balance electroquímico y la ecuación dependiente de las constantes de equilibrio de cada una de las reacciones, se muestran a continuación:

$$C_{NA^+} + C_{H^+} = C_{HCO_3^-} + 2C_{CO_3^{2-}} + C_{OH^-} + C_{Cl^-} \quad (7)$$

$$\left(\frac{2K_{SP}}{K_H K_0 K_1 K_2 pCO_2} \right) C_{H^+}^4 + C_{H^+}^3 + C_{BICARB} C_{H^+}^2 - (K_H K_0 K_1 pCO_2 + K_W) C_{H^+} - 2K_H K_0 K_1 K_2 pCO_2 = 0 \quad (8)$$

El modelo de NORSOK dispone de ecuaciones que modelan las constantes de equilibrio de las reacciones incluidas en el balance, sin embargo, se ha comprobado que estas ecuaciones conducen a resultados errados y que carecen de lógica química, por tal razón, se optó por utilizar las ecuaciones recomendadas por

Nordsveen y colaboradores (2003), las cuales se encuentran en la Tabla 21 de la sección de anexos

Cálculo del esfuerzo cortante de pared

De acuerdo con Riveros (2004) “El esfuerzo es la fuerza que se desarrolla en un cuerpo por unidad de área. Dicho esfuerzo puede ser perpendicular a la superficie sometida a la fuerza (esfuerzo normal), paralelo a la misma (esfuerzo cortante o *shear stress*)”. Al igual que con el pH, el modelo de corrosión de NORSOK incluye un módulo que permite calcular el esfuerzo de pared a altas velocidades superficiales de gas y líquido. El esfuerzo tiene influencia directa sobre la velocidad de corrosión, debido a que un incremento en el valor de este parámetro traerá como consecuencia un aumento en la velocidad del proceso corrosivo (Illson y Mescal, 2007). A continuación se muestra la ecuación que permite modelar el esfuerzo de corte:

$$S = 0.5(\rho_L \lambda_L + \rho_G (1 - \lambda_L)) f_M V_M^2 \quad (9)$$

Con

$$f_M = 0.001375 \left[1 + \left(2000 \frac{\varepsilon}{d} + 10^6 \frac{\mu_M}{(\rho_L \lambda_L + \rho_G (1 - \lambda_L)) d V_M} \right) \right] \quad (10)$$

Equilibrio Líquido-Vapor:

En un sistema compuesto por dos fases, líquido y vapor, se dice que las mismas están en equilibrio, cuando son iguales los potenciales químicos de ambas fases que conforman el sistema en estudio, es decir, que la fugacidad de cada una de las especies, es la misma tanto para el líquido como para el vapor. Esta relación depende de la temperatura, la presión del sistema y la composición de la mezcla (Himmelblau, 1997; Smith, Van Ness y Abbott, 2000).

De acuerdo con Wankat (1988), las condiciones de equilibrio se pueden subdividir en equilibrio térmico, mecánico y de potencial químico. Cuando se alcanza el equilibrio térmico, se detiene el proceso de transferencia de calor entre las fases y se igualan las temperaturas de cada una de ellas; se alcanza el equilibrio mecánico cuando las fuerzas entre el vapor y el líquido quedan balanceadas, es decir, se encuentran a la misma presión. El equilibrio de potencial químico se alcanza cuando la energía de Gibbs del sistema completo es mínima.

En los procesos en los cuales están involucradas dos fases, es necesario modelar cada una de ellas, determinar sus propiedades y las composiciones de las especies que conforman las mismas, a través de una ecuación, correlación o modelo matemático (Sandler, 1999).

Ecuaciones Cúbicas de Estado:

Una ecuación de estado es una representación analítica del comportamiento volumétrico (PVT) sobre intervalos amplios de presión y temperatura. Debe poseer generalidad para modelar la fase líquida, vapor y gas, así como también debe ser una expresión que no genere dificultades de cálculo a nivel numérico o analítico al aplicarla. (Smith, Van Ness y Abbott, 2000; Sonntag y van Wylen, 1971).

Las ecuaciones polinomiales que son cúbicas en el volumen molar, son las expresiones más sencillas capaces de representar el comportamiento de las sustancias, tanto en fase líquida como en fase vapor y gas.

La ecuación cúbica de estado (ECE) más antigua es la introducida por J. D. van der Waals en 1873 como un mejoramiento teórico de la ecuación de gas ideal. Esta ecuación de van der Waals, se muestra a continuación:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v^2} \quad (11)$$

Donde a y b son constantes positivas, que cuando son igualadas a cero, la expresión se reduce a la del gas ideal. Según Sonntag y van Wylen (1971), la constante b intenta corregir el volumen ocupado por las moléculas, mientras que el término a/v^2 , corrige las fuerzas de atracción intermoleculares. A partir de la ecuación de van der Waals, se puede escribir una ecuación cúbica de estado genérica, la cual se muestra a continuación:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{(v-\eta)\theta}{(v-b)(v^2 + \delta v + \varepsilon)} \quad (12)$$

Donde para cada ecuación de estado, se tiene un valor o expresión para calcular los parámetros θ , ε , η y δ . En la Tabla 5, se encuentran listadas las ecuaciones de estado comúnmente usadas en sistemas de hidrocarburos, tanto para crudo como para gas natural, en función de los parámetros de la ECE general.

Tabla 5. Parámetros Para Ecuaciones cúbicas de Estado.

Autor	Fecha	θ	H	Δ	ε
van der Waals	1873	a	b	0	0
Redlich-Kwong	1949	a/\sqrt{T}	b	b	0
Soave	1972	$\theta_S(T)$	b	b	0
Peng-Robinson	1976	$\theta_{P-R}(T)$	b	$2b$	$-b^2$
Kabadi-Danner	1985	$\theta_{K-D}(T)$	b	b	0

Nota: Tabla elaborada con datos tomados de “Chemical and Engineering Thermodynamics” por S. Sandler, 1999 y “A Modified Soave-Redlich-Kwong Equation of State for Water-Hydrocarbon Phase Equilibria” por V. Kabadi, R. Danner, 1985, *Ind. Eng. Chem. Process Des. and Dev.*, 24(3), 538.

$$\text{Para } \eta = b; P = \frac{RT}{v-b} - \frac{\theta}{(v^2 + \delta v + \varepsilon)}$$

Seguidamente se presentan las principales modificaciones realizadas a las ecuaciones cúbicas de estado, presentadas en la Tabla 5 (Chapoy, 2004).

1. Ecuación de Redlich-Kwong (RK): presenta una modificación al término relacionado a la interacción molecular de la ecuación de van der Waals, a/v^2 , haciéndolo dependiente de la temperatura del sistema, aunque genera resultados mejores a los obtenidos por su predecesora, tiene un desempeño pobre con respecto al cálculo de la fase líquida.

2. Ecuación de Soave o Soave-Redlich-Kwong (SRK): introduce una modificación al término relacionado a las interacciones intermoleculares de la ecuación de RK, haciéndola dependiente de la temperatura del sistema y del factor acéntrico. Esta nueva dependencia, se realizó con la finalidad de ajustar la presión de la fase vapor para hidrocarburos.

3. Ecuación de Peng-Robinson (PR): modificó la ecuación propuesta por SRK en el término de interacción molecular, y el relacionado al volumen de las moléculas, posee un desempeño similar al de la ecuación propuesta por Soave, aunque es más precisa en el cálculo de la fase líquida.

4. Ecuación de Kabadi-Danner (KD): modificó las reglas de mezclado para el término de interacción molecular de la ecuación propuesta por Soave, para representar mejor las interacciones hidrofóbicas de las mezclas agua-hidrocarburo (Kabadi y Danner, 1985)

De acuerdo con lo descrito anteriormente, la ecuación cúbica de estado que más se ajusta a las necesidades de esta investigación, es aquella que incluye la modificación de Kabadi-Danner a la expresión de Soave (SRK), ya que es la única ECE que se basa en interacciones hidrofóbicas entre mezclas hidrocarburo-agua. La ecuación es la que se muestra a continuación

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a(T)}{v(v + b)} \quad (13)$$

Donde los parámetros que la conforman se muestran seguidamente:

$$a(T) = a_c \alpha(T) \quad (14)$$

$$a_c = \frac{0.42747 R^2 T_C^2}{P_C} \quad (15)$$

$$b = \frac{0.08664 R T_C}{P_C} \quad (16)$$

$$\alpha(T) = \left[1 + (0.48508 + 1.55171\omega - 0.15613\omega^2) (1 - T_R^{0.5}) \right]^2 \quad (17)$$

$$\alpha_w(T) = \left[1 + 0.662(1 - T_R^{0.8}) \right]^2 \quad (\text{Para agua}) \quad (18)$$

Donde para mezclas se tiene la siguiente regla de mezclado para el término relacionado con la interacción molecular:

$$a_{MX} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n a_{ij} x_i x_j + \sum_{i=1}^n a'_{wi} x_w^2 x_i \quad (19)$$

Los autores resaltan que si la interacción binaria se da hidrocarburo/hidrocarburo, entonces $a_{ij} = (a_i a_j)^{1/2} (1 - k_{ij})$. Por el contrario, si el par corresponde a hidrocarburo/agua, $a_{ij} = 0.5 a'_{wi}$. En el caso de otras sustancias contenidas en el gas natural como dióxido de carbono, nitrógeno, y sulfuro de hidrógeno, la interacción de éstas con el agua o hidrocarburos, se describirá de la forma dada para el par hidrocarburo-hidrocarburo (Kabadi y Danner, 1985). Los términos adicionales utilizados en la regla de mezclado se muestran a continuación

$$a'_{wi} = 2(a_w a_i)^{1/2} (1 - k_{wi}) \quad (20)$$

$$a''_{wi} = G_i \left[1 - \left(\frac{T}{T_{CW}} \right)^{0.8} \right] \quad (21)$$

$$G_i = \sum_{j=1}^n g_j \quad (22)$$

El valor para el parámetro de contribución de grupo hidrocarburo, se encuentra en la Tabla 6.

Tabla 6. Grupos Constituyentes de Hidrocarburos y su Parámetro de Contribución

Grupo	g_j [atm m⁶x10⁵]
CH_4	1.3580
$-CH_3$	0.9822
$-CH_2-$	1.0780
$>CH-$	0.9728
Carbono Cuaternario	0.8687
$-CH_2-$ (Cíclico)	0.7488
$>CH-$ (Cíclico)	0.7352
$-CH=CH-$	0.6180
$CH_2=CH_2$	1.7940
$CH_2=CH-$	1.3450
$CH_2=C<$	0.9066
$CH \equiv CH$	1.6870
$CH \equiv C-$	1.1811
$-CH=$ (Aromático)	0.5117
$>C=$ (Aromático)	0.3902

Nota: Tabla elaborada con datos tomados de "A Modified Soave-Redlich-Kwong Equation of State for Water-Hydrocarbon Phase Equilibria" por V. Kabadi y R. Danner, 1985, Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. (24), 540.

Debido al cambio en la regla de mezclado de la ecuación cúbica de SRK, la expresión para determinar la fugacidad de cada una de las especies que conforman la mezcla se modifica a:

$$\ln \Phi_i = \frac{b_i}{b_{MIX}}(Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{A}{B} \left[\frac{2 \sum x_j a_{ij} + Ei}{a_{MIX}} - \frac{b_i}{b_{MIX}} \right] \ln \left(1 + \frac{B}{Z} \right) \quad (23)$$

Con:

$$A = \frac{Pa_{MIX}}{R^2 T^2} \quad (24)$$

$$B = \frac{Pb_{MIX}}{RT} \quad (25)$$

$$Ei = \sum_{j=1}^n (2x_w x_j - x_w^2 x_j) a''_{wj} \quad (\text{Cuando } i \text{ se refiere a agua}) \quad (26)$$

$$Ei = x_w^2 a''_{wi} - \sum_{j=1}^n x_w^2 x_j a''_{wj} \quad (27)$$

Estimación de las constantes de distribución de las especies que conforman la mezcla

Al realizar los cálculos de vaporización instantánea, se requiere la estimación de un número de variables entre las cuales resaltan, la constante de distribución o constante de equilibrio líquido-vapor. La constante de distribución de las especies que conforman la mezcla, es función de la temperatura, la presión del sistema, y las composiciones de la fase líquida y la fase vapor. Para determinar su valor se utilizan métodos gráficos, diagramas y gráficos, o métodos analíticos, como la ecuación de Raoult u otros modelos matemáticos (Al-Saygh, Moshfeghian y Maddox, 2004).

Debido a las complicaciones asociadas a la estimación de los valores de la constante de distribución a partir de un método gráfico en un programa computacional, se optará por utilizar un modelo matemático, en este caso, la ecuación Wilson (Al-Saygh y et. al, 2004), la cual es una aproximación analítica de la constante de equilibrio líquido gas a partir de la ecuación de Raoult. La forma de la ecuación desarrollada por Wilson es la que se muestra a continuación:

$$K_i = \frac{EXP[5.37(1 + \omega_i)(1 - t)]}{P_{Ri}} \quad (28)$$

Posteriormente, para afinar el valor de la constante de equilibrio líquido/vapor, se utilizará la ecuación que define la constante de distribución de una especie, a través del modelo termodinámico seleccionado. Esta ecuación es:

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{\Phi_i^l}{\Phi_i^v} \quad (29)$$

$$\Phi_i^l = \frac{f_i^l}{x_i P} \quad (30)$$

$$\Phi_i^v = \frac{f_i^v}{y_i P} \quad (31)$$

Determinación de la Fracción Vaporizada

Para estimar y calcular la proporción en la cual se repartirán los compuestos en cada una de la fases, así como también el porcentaje o cantidad de vapor con respecto a la masa total, se utiliza un sistema de ecuaciones que involucran balances de masas, que desarrollados y tras hacer sustituciones sucesivas de unas en otras, llevan a la ecuación de Rachford-Rice (Wankat, 1988), la cual queda definida por:

$$f\left(\frac{V}{F}\right) = \sum_{i=1}^n \frac{(K_i - 1)z_i}{1 + (K_i - 1)\frac{V}{F}} = 0 \quad (32)$$

Teniendo definidas las composiciones de la alimentación y las condiciones de temperatura y presión del sistema, la única variable por definir es la fracción vaporizada, lo que implica una ecuación trascendente, por lo que no hay manera analítica de resolverla, por consiguiente se requiere de la aplicación de un método numérico. De acuerdo con Wankat (1988), Carroll (1990) y Palke (1996), la convergencia del método newtoniano (Método de Newton) para la ecuación de Rachford-Rice, es relativamente rápida y la ecuación se hace más estable, aunque recomiendan verificar que el resultado de la ecuación esté acotado entre 0 y 1.

Al aplicar el método de Newton, la expresión Rachford-Rice se transforma de la manera siguiente:

$$\left(\frac{V}{F}\right)_{K+1} = \left(\frac{V}{F}\right)_K + \frac{\sum_{i=1}^n \frac{(K_i - 1)z_i}{1 + (K_i - 1)\frac{V}{F}}}{\sum_{i=1}^n \frac{(K_i - 1)^2 z_i}{\left[1 + (K_i - 1)\frac{V}{F}\right]^2}} \quad (33)$$

Perfil de Temperatura, Presión y Factor de Compresibilidad a lo largo de una Tubería Vertical de producción de Gas Natural

Perfil de temperatura

Es fundamental conocer el valor de la temperatura a lo largo de la tubería para estimar la caída de presión, así como las propiedades del fluido tales como viscosidad, densidad del gas, capacidad calorífica, entre otras. De acuerdo con Kumar (1987), una de las maneras de simplificar este cálculo, es asumir que el perfil de temperatura es lineal a lo largo de la tubería. Sin embargo, indica que

para sistemas en donde se presenta o se sospeche de un equilibrio de fases, es necesario realizar una estimación más precisa del perfil de temperatura.

En tuberías verticales de producción de gas, la temperatura de los alrededores y del fluido varía a lo largo del sistema, debido a la influencia del gradiente geotérmico de la zona en la que se encuentra la tubería. Ramey (citado por Kumar, 1987), desarrolló una expresión sencilla, ampliamente usada, en estimación de perfiles de temperatura en sistemas dinámicos de tuberías de pozo, la cual se muestra a continuación:

$$T_{LX} = T_1 - G_T \left\{ L_X - K^{-1} [1 - \text{EXP}(-KL_X)] \right\} \quad (34)$$

$$K = \frac{k}{mC_{pu}} \quad (35)$$

Perfil de presión

Para la estimación del perfil preliminar de presión a lo largo de la tubería, se debe suponer inicialmente que no se produce cambio de fase en la extensión de la misma. Posteriormente, se debe corregir el valor de presión calculado, comprobando si hay o no presencia de equilibrio líquido-vapor en el segmento; en caso de que ocurra condensación en la línea, se debe determinar el régimen de flujo y corregir la caída de presión, a través de un modelo de flujo bifásico.

Harrison (2007) propone un balance hidrodinámico ampliamente utilizado en la industria gasífera a nivel mundial, para flujo en tuberías verticales de producción de gas natural. La ecuación considera únicamente las pérdidas por fricción y depende principalmente de la temperatura, el diámetro de la tubería, el caudal y el factor de compresibilidad del gas, así como también de la presión del cabezal de pozo. El factor de fricción se calcula a través de correlaciones empíricas que dependen del tamaño del diámetro interno de la tubería. La expresión de la misma, es la que se muestra a continuación:

$$P_s^2 - e^s P_w^2 = 6.67 \times 10^{-4} \frac{(Q T_A Z_A)^2 (e^s - 1) f}{d^5} \quad (36)$$

$$s = 0.0375 \frac{Gh}{T_A Z_A} \quad (37)$$

$$f = \frac{0.0175}{d^{0.224}} \quad d \leq 4.27 \quad (38)$$

$$f = \frac{0.01603}{d^{0.164}} \quad d > 4.27 \quad (39)$$

Factor de Compresibilidad

De acuerdo con las ecuaciones matemáticas a utilizar para el cálculo del perfil de presión y temperatura, se requiere estimar el valor del factor de compresibilidad preliminar de la mezcla gaseosa. Una de las expresiones ampliamente utilizadas en el cálculo de factor de compresibilidad de mezclas de gas natural y condensado es la ecuación de estado de Yarbrough y Hall, la cual parte de un desarrollo matemático basado en los diagramas de factor de compresibilidad de Standing-Katz (Yarbrough y Hall, 1973). Dicha expresión es la que a continuación se muestra

$$Z = \frac{1 + y + y^2 - y^3}{(1 - y^3)} - (14.76t - 9.76t^2 + 4.58t^3)y + (90.7t - 242.2t^2 + 42.4t^3)y^{(1.18+2.82t)} \quad (40)$$

$$y = \frac{b\rho}{4} \quad (41)$$

$$b = 0.245 \text{EXP}[-1.2(1-t)^2] \frac{RT_C}{P_C} \quad (42)$$

Flujo Bifásico en Tuberías:

En un sistema de producción, el flujo bifásico puede ocurrir en cualquier punto de la tubería, desde el pozo de crudo o gas hasta las instalaciones en la superficie. El flujo multifásico en sistemas de producción de la industria petrolera, está formado por una mezcla de gas natural, hidrocarburos en fase líquida y agua tanto en fase vapor como fase líquida.

Entre los problemas asociados con este tipo de fluidos, está el modelado de las fases involucradas en el proceso de flujo bifásico, ya que son mezclas multicomponentes complejas con condiciones de presión que van desde los 15000 psia hasta valores cercanos a la atmosférica, y condiciones de temperatura que varían entre 400°F y la temperatura de congelación del agua (Brill, 1987).

En el flujo vertical bifásico, la fuerza de gravedad se opone a las fuerzas dinámicas del sistema. Es común considerar que el gradiente de presión tiene asociado dos términos, un primer término asociado a las pérdidas por cabezal hidrostático y un segundo término asociado a las pérdidas por fricción (Campbell, 1984; Palke, 1996). El factor de fricción es una medida de los cambios de energía que ocurren en la tubería, representa las pérdidas entre el fluido y la pared de la tubería, y está correlacionado como una función de propiedades del fluido, velocidad de flujo, diámetro de la tubería y la rugosidad de la misma (Campbell, 1984).

Regímenes de Flujo

En tuberías verticales se ha aceptado la existencia de cuatro regímenes de flujo, los cuales pueden coexistir en una tubería o darse de manera independiente en un sistema determinado (Orkiszewski, 1967). En la Figura 4 se muestran cada uno de ellos

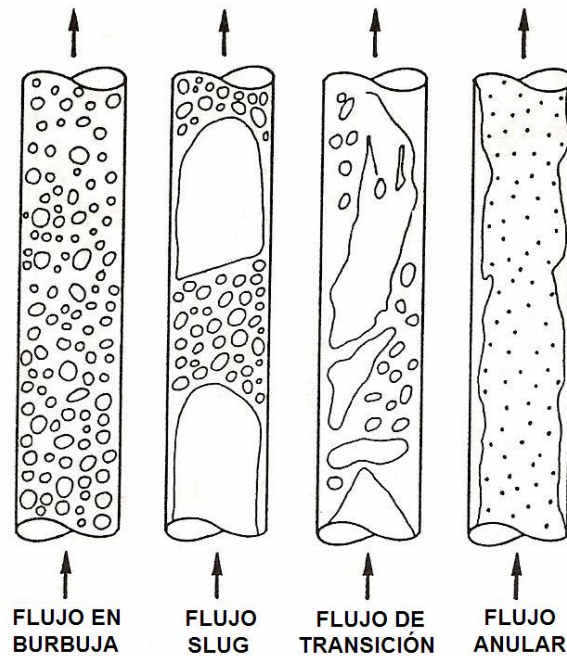


Figura 4. Regímenes de Flujo Bifásico en Tuberías. Tomado de “Multiphase Flow in Wells” por J. Brill, 1987, *Journal of Petroleum Technology*, January, 16.

1. Flujo en burbuja, se produce cuando la tubería está completamente llena de líquido y la fase gaseosa está presente como pequeñas burbujas distribuidas al azar, donde cada una de ellas se mueve a una velocidad la cual depende del tamaño del diámetro de cada una. La fase gaseosa no interviene en la pérdida de presión y la fase líquida se mueve a velocidad constante.

2. Flujo Slug, en este caso, la fase gaseosa se encuentra en mayor proporción que en el flujo en burbuja, formando burbujas uniformes de gran tamaño de diámetro aproximado al de la tubería del sistema y se mueven a velocidades mayores a las del líquido. Las burbujas están separadas por un “slug” de líquido que se mueven a la misma velocidad del gas en el sentido de flujo. La fase líquida se encuentra en la tubería de manera continua y su velocidad no es uniforme. Ambas tienen efectos significativos en el gradiente de presión.

3. Flujo de Transición, se produce un cambio de fase líquida continua a fase gaseosa continua, desapareciendo virtualmente el “slug” de líquido. La fase

líquida continúa teniendo un efecto significativo sobre el gradiente de presión al igual que la fase gaseosa.

4. Flujo Anular, se tiene una fase gaseosa continua la cual controla los efectos sobre el gradiente de presión. La fase líquida moja las paredes de la tubería y tiene un efecto secundario.

Modelos de Flujo Bifásico en Tuberías

Para la descripción del flujo bifásico no existe una única correlación, por lo que para utilizar un modelo de flujo es necesario analizar el tipo del sistema al cual se va a aplicar. La gran mayoría de ellos están basados en un análisis similar de las variables involucradas en el proceso, tales como el tamaño de la tubería, geometría, características del fluido, condiciones de flujo y ángulo de inclinación de la tubería (Beggs y Brill, 1973; Campbell, 1984; Carroll, 1990). A continuación se muestra la Tabla 7 donde se presentan algunos de los modelos para determinar regímenes de flujo y caída de presión en tuberías verticales mas utilizados en la industria del gas y petróleo.

Tabla 7. Correlaciones Para Régimen de Flujo y Caída de Presión en Tuberías

Correlación	Fecha	Base	Diámetro de Tubería	Fluido
Duns y Ross	1961	Datos de campo y laboratorio	Rango amplio	Crudo, gas y agua
Angel-Welchon-Ross	1964	Datos de campo	Diámetros largos	Gas y agua
Hagedorn y Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	1 a 4 plg.	Crudo, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión de modelos previos	Rango amplio	Crudo, gas y agua
Azis, Govier y Fogarasi	1972	Datos de campo y laboratorio	Rango amplio	Crudo, gas y agua
Beggs y Brill	1973	Datos de laboratorio	1 y 1.5 plg.	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	< 3.5 plg.	Condesados de gas

Nota. Tabla elaborada con datos tomados de “Gas Conditioning and Processing Volume 2: The Equipment Modules” por J. M. Campbell, 1984.

Comparando la información disponible de la Tabla 7 de cada uno de los modelos, los más versátiles y que más se ajustan al marco del estudio, son los propuestos por Duns y Ross, Orkiszewski y el de Azis, Govier y Fogarasi, ya que son modelos de un rango amplio de aplicación, diseñados para gas, crudo y agua, elaborados a partir de experiencias de campo y laboratorio.

Una de las dificultades que se presenta con el modelo de Duns y Ross, es la disponibilidad del mismo, y el modelo planteado por Orkiszewski fue validado con crudos pesados venezolanos de la faja petrolífera del Orinoco (Orkiszewski, 1967). Por consiguiente, el modelo de flujo a aplicar en este trabajo, es el desarrollado por Azis y colaboradores, el cual presenta correlaciones originales para flujo en burbuja, slug y de transición, y para el caso de flujo anular, se apoya en el desarrollo previo de Duns y Ross (Carroll, 1990; Palke, 1996).

Para estimar la caída de presión en el tramo de la tubería de completación es necesario determinar el régimen de flujo presente en el sistema. Inicialmente, se calculan las velocidades de cada fase y la velocidad de la mezcla, de acuerdo con:

$$V_{SL} = \frac{q_L}{A} \quad (43)$$

$$V_{SG} = \frac{q_G}{A} \quad (44)$$

$$V_M = V_{SL} + V_{SG} \quad (45)$$

Una vez calculadas cada una de las velocidades de las fases, se estiman las velocidades superficiales modificadas, las cuales permiten determinar el régimen de flujo presente y representan los ejes de coordenadas del diagrama de flujo propuesto por los autores.

$$V_{MSL} = V_{SL} \left(\frac{\rho_L \sigma_{WA}}{\rho_W \sigma} \right)^{1/4} \quad (46)$$

$$V_{MSG} = V_{SG} \left(\frac{\rho_G}{\rho_{AIRE}} \right)^{1/3} \left(\frac{\rho_L \sigma_{WA}}{\rho_W \sigma} \right)^{1/4} \quad (47)$$

A continuación se presenta la Figura 5 donde se exhibe el diagrama de flujo propuesto por Azis, Govier y Fogarasi (citado por Carroll, 1990), en el que se muestran las distintas zonas o regímenes de flujo que se producen para determinadas velocidades de las fases gas y líquida que conforman el sistema.

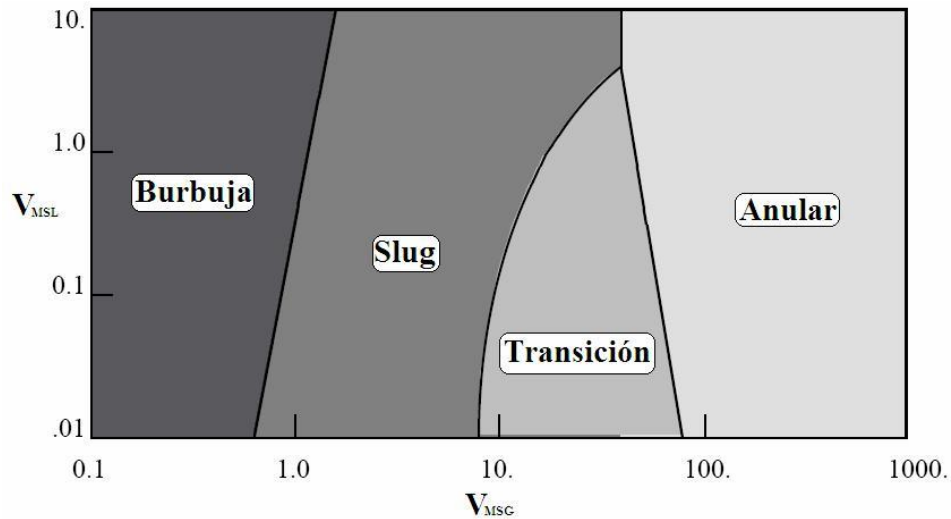


Figura 5. Diagrama de Flujo de Azis Govier y Fogarasi. Tomado de “Multivariate Production Systems Optimization” por J. Carroll, 1990.

Debido a la complejidad que implica la inclusión de un gráfico o diagrama en un modelo computacional, existen una serie de ecuaciones que describen cada una de las zonas presentadas en la figura anterior, las cuales permiten determinar eficientemente el régimen de flujo presente en el sistema.

Como se aprecia en la Figura 5, existe un valor crítico de velocidad superficial modificada del líquido, para el cual, por encima de él solo se producen tres regímenes de flujo y por debajo del mismo, los cuatro regímenes descritos con

anterioridad. A continuación, se presenta la Tabla 8 donde se muestran las ecuaciones que describen las zonas cuando la velocidad superficial modificada del líquido es mayor a dicho valor crítico.

Tabla 8. Relaciones para determinar los Regímenes de Flujo para $V_{MSL} > 4$

Régimen	Relación
Burbuja	$V_{MSG} < \frac{(100V_{MSL})^{0.17211}}{1.96}$
Slug	$\frac{(100V_{MSL})^{0.17211}}{1.96} \leq V_{MSG} < 26.5$
Anular	$26.5 \leq V_{MSG}$

Nota. Tabla elaborada con datos tomados de: “Nonlinear Optimization of Well Production Considering Gas Lift and Phase Behavior” por M. Palke, 1996.

En la Tabla 9, se muestran cada una de las ecuaciones que describen las zonas de regímenes de flujo, cuando la velocidad superficial modificada del líquido es menor o igual al valor crítico.

Tabla 9. Relaciones para determinar los Regímenes de Flujo para $V_{MSL} \leq 4$

Régimen	Relación
Burbuja	$V_{MSG} < \frac{(100V_{MSL})^{0.17211}}{1.96}$
Slug	$\frac{(100V_{MSL})^{0.17211}}{1.96} \leq V_{MSG} < \frac{V_{MSL}}{0.263} + 8.6$
Transición	$\frac{V_{MSL}}{0.263} + 8.6 \leq V_{MSG} < 70[(100V_{MSL})^{-0.152}]$
Anular	$70[(100V_{MSL})^{-0.152}] \leq V_{MSG}$

Nota. Tabla elaborada con datos tomados de: “Nonlinear Optimization of Well Production Considering Gas Lift and Phase Behavior” por M. Palke, 1996

Una vez determinado el régimen de flujo presente en el sistema, se calcula la caída de presión en el tramo. Cada régimen tiene una forma específica de estimar dicho valor, esto es debido a la influencia de las fases involucradas sobre las

pérdidas por fricción y las pérdidas hidrostáticas. La caída de presión total en el tramo es igual a la sumatoria de estos dos términos.

Régimen en Burbuja

Inicialmente se calcula la velocidad de elevación de las burbujas, la cual representa la velocidad de las burbujas que conforman la fase gas, la velocidad absoluta de elevación de burbuja, que indica la velocidad de las burbujas en la mezcla y el retraso o interrupción de líquido, que se define como la fracción volumétrica de líquido residente en el conducto.

$$V_{BS} = 1.41 \left(\frac{\sigma g (\rho_L - \rho_G)}{\rho_L^2} \right)^{1/4} \quad (48)$$

$$V_{BF} = 1.2V_M + V_{BS} \quad (49)$$

$$H_L = 1 - \frac{V_{SG}}{V_{BF}} \quad (50)$$

Como la fase líquida se encuentra en abundancia, la caída de presión se ve influenciada por esta fase, por lo cual, el número de Reynolds y las pérdidas por fricción e hidrostáticas se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Re} = \frac{\rho_L V_M d}{\mu_L} \quad (51)$$

$$\left(\frac{dP}{dZ} \right)_{HH} = \frac{g}{g_C} (\rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L)) \quad (52)$$

$$\left(\frac{dP}{dZ} \right)_F = \frac{f_M (\rho_L H_L + \rho_G (1 - H_L)) V_M^2}{2g_C d} \quad (53)$$

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{BUB} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{HH} + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_F \quad (54)$$

El factor de fricción de Moody se calculará a través de la ecuación de Colebrook. Para flujo bifásico, el número de Reynolds se encuentra en la zona de transición o de turbulencia desarrollada; la ecuación de Colebrook es una aproximación matemática del factor de fricción representado en el diagrama de Moody en las zonas de transición y de turbulencia desarrollada (Mott, 1996). La expresión de la ecuación es la que se muestra a continuación:

$$\frac{1}{\sqrt{f_M}} = -2 \log_{10} \left(\frac{1}{3.7 \left(\frac{d}{\epsilon}\right)} + \frac{2.51}{\text{Re} \sqrt{f_M}} \right) \quad (55)$$

Régimen en "Slug"

Los términos asociados a la velocidad absoluta de elevación de burbuja y de interrupción de líquido mantienen la estructura presentada en el régimen de flujo de burbuja. La velocidad de elevación de burbuja se define como

$$V_{BS} = C \left(\frac{gd(\rho_L - \rho_G)}{\rho_L} \right)^{1/2} \quad (56)$$

Con

$$C = 0.345 \left[1 - \text{EXP}(-0.029 N_v) \right] \left[1 - \text{EXP}\left(\frac{3.37 - N_E}{m}\right) \right] \quad (57)$$

$$N_E = \frac{gd(\rho_L - \rho_G)}{\sigma} \quad (58)$$

$$N_V = \frac{(gd^3(\rho_L - \rho_G))^{1/2}}{\mu_L} \quad (59)$$

Para obtener el parámetro “m” se utiliza la Tabla 10.

Tabla 10. Determinación del Parámetro “m”

m	
$N_V \leq 18$	25
$18 < N_V < 250$	$69N_V^{-0.35}$
$250 \leq N_V$	10

Nota: Tabla elaborada con datos tomados de “Multivariable Production Systems Optimization. Tesis de Maestría Stanford University” por J. Carroll, 1990.

Una vez calculadas la interrupción de líquido y las velocidades de elevación de burbuja, se calculan los términos asociados al gradiente de presión

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{HH} = \frac{g}{g_C}(\rho_L H_L + \rho_G(1 - H_L)) \quad (60)$$

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_F = \frac{f_M \rho_L H_L V_M^2}{2g_C d} \quad (61)$$

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{SLUG} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{HH} + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_F \quad (62)$$

Con respecto al número de Reynolds, como la proporción de líquido para este régimen es mayor con respecto al gas, mantiene la forma indicada para el flujo en burbuja. El factor de fricción de Moody, se calcula a través de la ecuación de Colebrook.

Régimen de Transición

Según Duns y Ross (citado por Carroll, 1990), para determinar el gradiente de presión en este régimen, se debe realizar una interpolación lineal entre las regiones “slug” y anular:

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{TRANS} = \left\{\frac{N_3 - V_{MSG}}{N_3 - N_2}\right\} \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{SLUG} + \left\{\frac{V_{MSG} - N_2}{N_3 - N_2}\right\} \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{ANULAR} \quad (63)$$

$$N_2 = \frac{V_{MSL}}{0.263} + 8.6 \quad (64)$$

$$N_3 = 70 \left[(100V_{MSL})^{-0.152} \right] \quad (65)$$

Los términos N_2 y N_3 representan los límites entre las zonas “slug”-transición y transición-anular respectivamente.

Régimen Anular

Debido a la gran cantidad de gas presente en el sistema en relación a la fase líquida, las ecuaciones de cálculo del gradiente de presión para este régimen dependerán prácticamente en forma exclusiva de la fase gaseosa. A diferencia de los otros regimenes de flujo, el cálculo del término relacionado a las pérdidas hidrostáticas del gradiente de presión, no utiliza el factor de interrupción de líquido. En este caso se introduce un nuevo factor conocido como factor de no-deslizamiento o “no-slip”.

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{HH} = \frac{g}{g_C} (\rho_L \lambda_L + \rho_G (1 - \lambda_L)) \quad (66)$$

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_G} \quad (67)$$

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_F = \frac{f_M \rho_G V_{SG}^2}{2g_c d} \quad (68)$$

$$\left(\frac{dP}{dZ}\right)_{ANULAR} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{HH} + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_F \quad (69)$$

Para este régimen el número de Reynolds es calculado a partir de las propiedades de la fase gaseosa ($Re = \frac{\rho_G V_{SG} d}{\mu_G}$), y el factor de fricción a partir de la ecuación de Colebrook.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo, se presentan cada uno de los pasos y procedimientos que se llevaron a cabo para realizar el presente estudio.

Modelo matemático para la determinación del perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería.

Para desarrollar el perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería de completación, se requiere hacer un balance de energía para determinar cómo varía la temperatura a lo largo del “tubing”, y un balance hidrodinámico para determinar las pérdidas por fricción en la tubería. Es de interés hacer notar que a medida que cambian estas dos variables, las propiedades asociadas a ellas, densidad, capacidad calorífica, entre otras, varían de igual manera.

Por tratarse de un perfil, es necesaria una sucesión de puntos que lo generen, por tal razón se optó por dividir la tubería en 30 de segmentos de igual longitud, y para cada uno de ellos se realizaron los análisis anteriormente mencionados.

Como se puede observar en las ecuaciones Yarbourough-Hall (1973), Harrison (2007) y Ramey (citado por Kumar, 1987) mostrados en la sección anterior, el factor de compresibilidad al igual que las propiedades del fluido, dependen de la temperatura y de la presión del sistema; la presión por su parte, depende de la temperatura y del factor de compresibilidad de la mezcla gaseosa, motivo por el cual el sistema compuesto por estas tres ecuaciones, se resuelve a partir de sustituciones sucesivas, es decir, a través de un proceso iterativo.

En función de lo expresado hasta ahora, se planteó el siguiente algoritmo de cálculo:

1. Dividir la tubería en segmentos y calcular además, el factor de compresibilidad a las condiciones de temperatura y presión del cabezal utilizando la ecuación de estado de Yarbourough-Hall (1973).

2. Estimar la temperatura del punto de entrada para cada segmento, como la temperatura de cabezal de pozo, más el gradiente de temperatura. El gradiente de temperatura se calcula como la razón entre la diferencia de los valores de temperatura de fondo y cabezal de pozo y el número de divisiones de la tubería.

3. Calcular la temperatura promedio logarítmica del segmento y asumir que el factor de compresibilidad promedio del gas para ese tramo es igual al del cabezal o punto de salida del mismo. Utilizando estos valores en el balance hidrodinámico propuesto por Harrison (2007), calcular la presión de fondo de cada segmento.

4. Una vez estimada la presión de fondo, recalculer el factor de compresibilidad del gas a través de la ecuación de estado antes mencionada en ese punto y actualizar el valor promedio del mismo.

5. Los pasos 3 y 4 se repiten hasta que la desviación entre el valor obtenido mediante un nuevo cálculo del factor de compresibilidad comparado con el precedente sea menor a la tolerancia escogida.

6. Con la diferencia de temperatura reportada entre el fondo y el cabezal de pozo, y la altura total del mismo, se procede a calcular el gradiente geotérmico, el cual se asume constante. Usando este valor y las propiedades del fluido calculadas para el promedio de la temperatura en el segmento de tubería, determinar la temperatura en ese punto utilizando la ecuación de Ramey, y el valor obtenido es comparado con el supuesto en el paso 2. Si la diferencia entre estos valores es mayor a la tolerancia escogida, se repiten los pasos de cálculo del 3 al 5.

El procedimiento de cálculo enunciado anteriormente se resume en el siguiente diagrama de bloques.

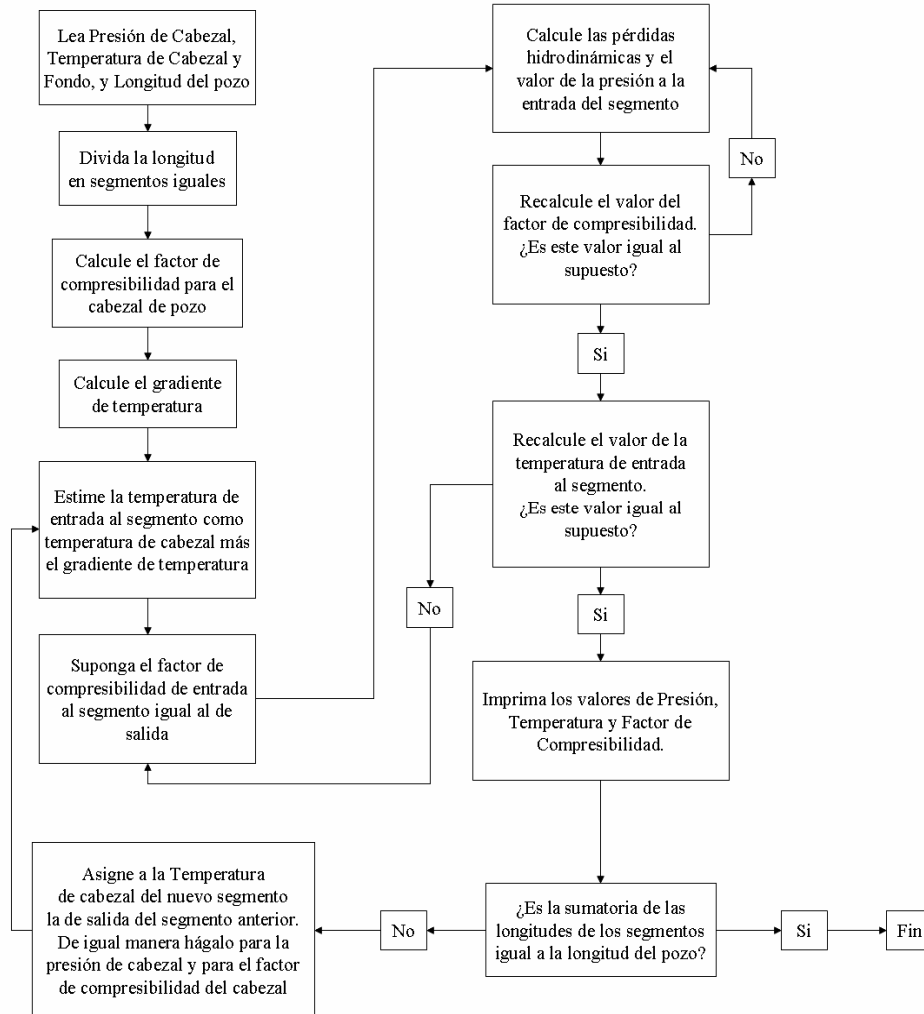


Figura 6. Diagrama de Bloques Para la Determinación del Perfil de Presión y Temperatura a lo Largo de la Tubería de Completación

Modelo matemático para la determinación de las velocidades hidrodinámicas a lo largo de la tubería de completación.

Para determinar las velocidades hidrodinámicas, es necesario conocer si existe más de una fase en el sistema, para esto se debe realizar un cálculo de

vaporización instantánea, mediante el cual se determina si las condiciones a las cuales se encuentra el gas, son propicias para que se de el equilibrio de dos fases.

Para el cálculo de vaporización instantánea, se utilizó el algoritmo propuesto por Sandler (1999), que se muestra a continuación:

1. Con las propiedades de cada una de las sustancias que conforman la mezcla gaseosa, temperatura crítica, presión crítica y factor acéntrico, determinar el valor de la constante de distribución o de equilibrio liquido-vapor de cada una de las especies, empleando la ecuación de Wilson.
2. Estimar la fracción vaporizada usando la ecuación de Rachford-Rice y calcular la distribución de las especies en cada una de las fases.
3. Verificar si la sumatoria de las composiciones de las especies de cada una de las fases sea igual a la unidad. En caso contrario se repiten los pasos 2 y 3 hasta que esta condición se cumpla.
4. Calcular el factor de compresibilidad de cada fase y la fugacidad de cada una de las especies, utilizando la ecuación cúbica de estado propuesta por Kabadi y Danner (1985).
5. Comprobar que las fugacidades de cada una de las especies tanto en la fase vapor como en la fase líquida sean iguales entre si. Se repiten los pasos 2 al 5 hasta que se cumpla la condición de igualdad, recalculando la constante de distribución o constante de equilibrio líquido-vapor utilizando el coeficiente de fugacidad de cada especie.

Este procedimiento de cálculo se puede resumir en el diagrama de bloques, mostrado en la Figura 7.

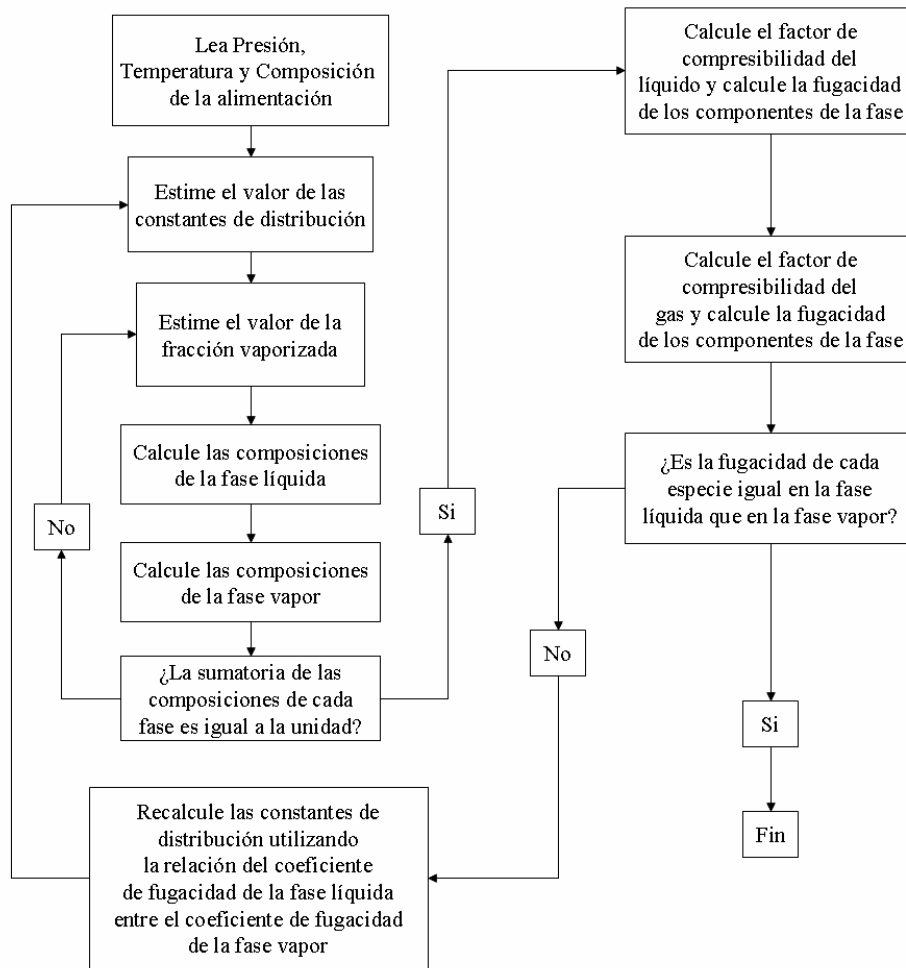


Figura 7. Diagrama de Bloques Para el Cálculo de vaporización Instantánea. Tomado de “Chemical and Engineering Thermodynamics” por S. Sandler, 1999.

Una vez determinada la proporción de las fases, se procede a determinar el régimen de flujo y las velocidades de las fases involucradas. Con estos datos, se calculan las pérdidas asociadas al patrón de flujo tanto hidrostáticas, como por fricción. La determinación del régimen de flujo presente en el sistema, permite calcular la caída de presión real por cada tramo de tubería.

Las velocidades hidrodinámicas y las pérdidas asociadas a ellas, se calculan empleando la siguiente secuencia:

1. Realizar un cálculo de vaporización instantánea (cálculo flash) a las condiciones promedio del segmento (presión y temperatura promedio), con la finalidad de determinar si existe a esas condiciones, un equilibrio líquido vapor.

2. En caso de que se demuestre la presencia de un equilibrio líquido-vapor, se procede a realizar el cálculo de las velocidades superficiales de cada una de las fases presentes

3. Determinar las velocidades superficiales modificadas de cada una de las fases, y con ellas el patrón de flujo, utilizando el diagrama de flujo o las ecuaciones que describen cada una de las zonas del perfil.

3. Una vez estimado el patrón de flujo, se procede a calcular la caída de presión para el segmento en estudio, primeramente las pérdidas hidrostáticas y las pérdidas por fricción; las pérdidas totales corresponden a la sumatoria de cada uno de los términos anteriores.

4. Actualizar la presión de fondo del segmento y comparar el valor obtenido con el valor previo; si la diferencia entre ambos valores es mayor al valor de la tolerancia elegida, se fija como valor de presión de fondo la obtenida, y se repiten los pasos 1 al 4.

El modelo de flujo utilizado para realizar los cálculos referentes a la caída de presión y al régimen de flujo corresponde con el desarrollado por Azis, Govier y Fogarasi.

El algoritmo de cálculo presentado, se puede resumir en el diagrama de bloques mostrado en la Figura 8.

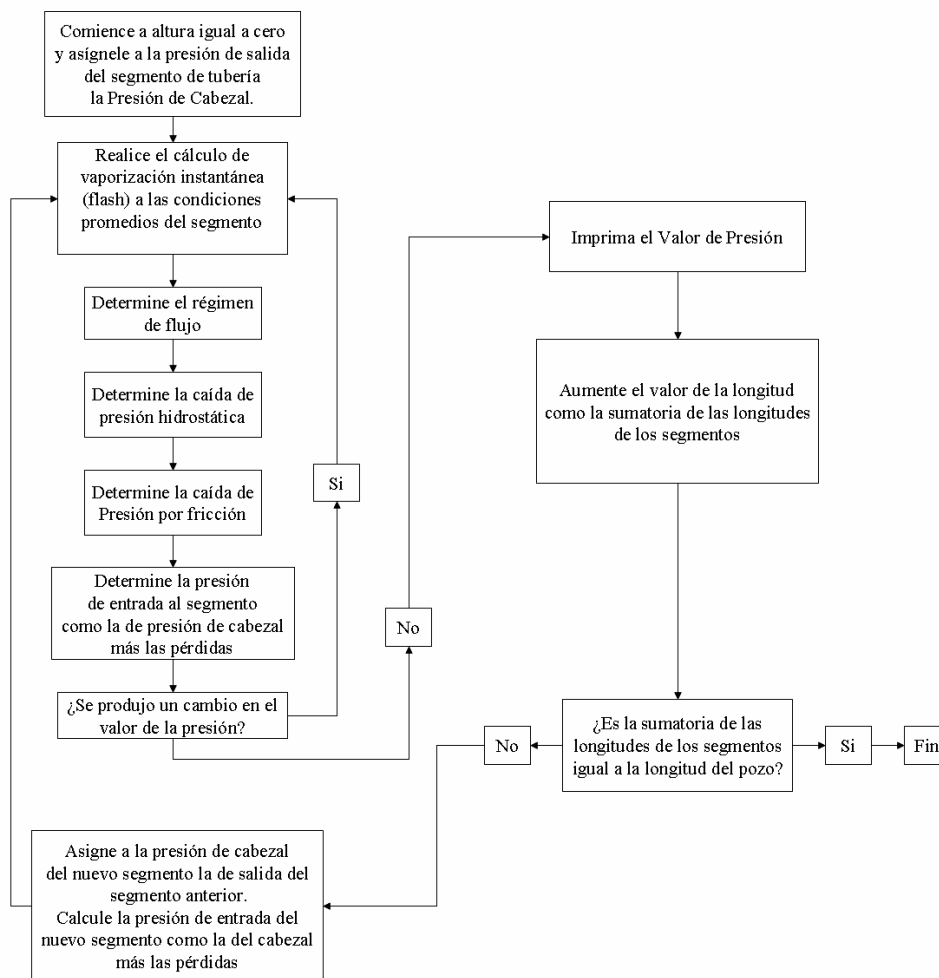


Figura 8. Diagrama de Bloques para Determinar los Patrones de Flujo y Las Velocidades Hidrodinámicas a lo Largo de la Tubería de Completación. Tomado de “Nonlinear Optimization of Well Production Considering Gas Lift and Phase Behavior” por M. Palke, 1996.

De acuerdo a lo expuesto por Palke (1996), se asumió que el perfil de temperatura no varía, luego del cálculo de vaporización instantánea.

Modelo matemático para la determinación de las velocidades de corrosión por CO₂.

Para determinar las velocidades de corrosión a lo largo de la tubería, es necesario utilizar como base alguno de los modelos de corrosión expuestos con

anterioridad; el cálculo de corrosión se debe realizar siempre y cuando exista agua condensada en el segmento de tubería. (NORSOK, 2005)

Para realizar el cálculo de velocidad de corrosión por CO₂ se utilizó como base el modelo de NORSOK, con las modificaciones en las constantes de equilibrio químico propuestos por Nordsveen et. al. (2003).

Integración de los algoritmos de cálculo para la estimación del perfil de presión y temperatura, velocidades hidrodinámicas y velocidad de corrosión por CO₂

Para desarrollar la herramienta integrada, se utilizó el lenguaje Visual Basic cuyos módulos de cálculo se incluyen en el editor de Microsoft Excel, así como también algunas de las funciones matemáticas y operaciones que permite realizar dicho programa.

En una fase inicial, los módulos que conforman la herramienta computacional, perfil de temperatura, presión, flujo y corrosión, fueron elaborados por separados en archivos distintos, con la finalidad de comprobar cada algoritmo y hacer la corrección e integración de los mismos de una manera más eficiente y sencilla.

El modelo correspondiente al perfil preliminar de presión y temperatura a lo largo de a tubería, se programó enteramente en la aplicación de Visual Basic integrada al Microsoft Excel.

Con respecto al módulo de flujo bifásico, se programó por una parte el cálculo de vaporización instantánea y por otra el correspondiente al régimen de flujo bifásico, con la finalidad de comprobar que cada algoritmo arrojara resultados lógicos y depurar posibles errores de programación; posteriormente, se incorporó el algoritmo de cálculo flash al de patrones de flujo, constituyendo de esta manera el módulo de flujo bifásico; el cual se programó con interacción entre la hoja de Microsoft Excel y Visual Basic.

El módulo de corrosión se programó en tres fases, primeramente la secuencia de cálculo del pH, en segundo lugar se realizó la secuencia correspondiente al esfuerzo de pared; finalmente se elaboró el algoritmo de corrosión por CO₂, se incluyeron los dos primeros módulos en este último. Al igual que el algoritmo de flujo, éste se programó con interacción entre Visual Basic y el libro de Excel.

Una vez probados y elaborados los módulos, se pasó a la integración de tareas. En esta fase, se utilizó un control en un nuevo libro, para ordenar las secuencias de cálculo, y así unificar en un solo evento de llamada la herramienta cada uno de los algoritmos. Dicha integración, se realizó conservando la filosofía o las bases con las que se programaron originalmente cada una de las tareas.

Efecto del H₂S sobre la velocidad de corrosión

Para estudiar el efecto de la presencia de H₂S sobre la estimación de la velocidad de corrosión a lo largo de la tubería de completación, se compararon los resultados obtenidos con la herramienta desarrollada, con respecto a los generados a través del software desarrollado por NORSOK.

Se tomó la composición del pozo número 1 y se varió la relación sulfuro de hidrógeno/dióxido de carbono en el mismo para valores de 0.25, 0.5, 0.75 y 1. Se realizó el cálculo de la velocidad de corrosión a través de la herramienta desarrollada y se compararon los resultados obtenidos con los generados a través de la norma M-506 de NORSOK.

Validación del modelo generado

Para validar la herramienta desarrollada, se compararon los resultados obtenidos con la información disponible sobre doce pozos, generada a través de experiencias de laboratorio (Nordsveen et. al, 2003), mediciones de campo y paquetes de simulación comercial como ProII 6.0 y Predict 4.0.

Los módulos que conforman la herramienta desarrollada, perfil de presión y temperatura, velocidad de flujo y corrosión, fueron comparados de manera individual. La información disponible de cada pozo corresponde con la composición de la mezcla de gas, las condiciones de temperatura y presión en el cabezal de pozo, así como también la condición de temperatura de fondo de pozo; el diámetro y material de la tubería, la profundidad del pozo, la producción del mismo y el régimen de flujo.

Inicialmente, se validaron los resultados obtenidos a través del módulo de perfil y temperatura desarrollado, comparándolos con los generados utilizando el modelo desarrollado por Harrison (2007), para los doce pozos disponibles.

En segundo lugar, se pasó a comparar los resultados generados por el módulo de velocidad de flujo de la herramienta desarrollada, que incluye el cálculo de vaporización instantánea a través de la ecuación cúbica de estado desarrollada por Kabadi y Danner, en seis de los doce pozos disponibles. Para validar los resultados del cálculo flash y las propiedades de cada una de las fases, se utilizó el paquete de simulación ProII 6.0

Por otro lado, para comprobar el régimen de flujo de los pozos, se compararon los resultados obtenidos a través de la herramienta desarrollada, con la información disponible de cada pozo y simulando cada pozo en el software Predict 4.0.

Finalmente, se realizó la comparación los resultados generados por el módulo de corrosión, en seis de los doce pozos disponibles, con los obtenidos utilizando el modelo de NORSOK.

El cotejo se efectuó a través del error relativo, expresado como porcentaje de error y se fijó como valor máximo admisible: 5% (en todas las variables calculadas de los modelos involucrados).

CAPÍTULO IV

PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo, se presentan los resultados obtenidos luego de aplicar la metodología descrita en la sección anterior, la cual permitió cumplir con los objetivos planteados en este Trabajo Especial de Grado.

Desarrollo del modelo matemático para la determinación del perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería de completación

En el desarrollo del modelo matemático que permite determinar el perfil de temperatura y presión a lo largo de la tubería de completación (“tubing”), se requirió suponer que inicialmente en el sistema no se produce equilibrio de fases líquida-vapor y que el perfil de temperatura no es completamente lineal.

Para estimar el perfil de temperatura se utilizó la ecuación descrita por Ramey (citado por Kumar, 1987) la cual permite realizar el balance de energía entre el fluido (gas natural) y los alrededores de una manera simplificada. Esta ecuación supone la no linealidad del perfil, ya que depende de factores exponenciales tal y como se muestra en la ecuación 34 expuesta en el Marco Referencial del presente trabajo.

Con respecto a la determinación del perfil de presión, se realizó un balance hidrodinámico para determinar las pérdidas por fricción en la tubería utilizando la ecuación de Harrison (2007). Debido a que en esta se incluye el término relacionado con el factor de compresibilidad, para la estimación del mismo, se utilizó la ecuación de estado propuesta por Yarborough-Hall (1973), la cual como se indicó en el Marco Referencial utiliza como base los diagramas de factor de compresibilidad de Standing-Katz (Yarborough y Hall, 1973).

El procedimiento de cálculo que involucra las ecuaciones antes mencionadas, obedece al presentado en la sección anterior y en la Figura 6.

Desarrollo del modelo matemático para la determinación de las velocidades hidrodinámicas a lo largo de la tubería de completación.

Como se planteó en el Marco Metodológico, para determinar las velocidades hidrodinámicas a lo largo del “tubing”, fue necesario verificar la existencia del equilibrio líquido-vapor para cada punto que conforma el perfil desarrollado, calcular las propiedades de las fases involucradas en el sistema, el régimen de flujo y finalmente la caída de presión efectiva para el flujo presente en la tubería.

Se realizó el cálculo de equilibrio líquido-vapor utilizando la ecuación cúbica de estado propuesta por Kabadi y Danner (1985). Para determinar el régimen de flujo y la caída de presión efectiva debido a dicho régimen, se utilizó el modelo propuesto por Azis-Govier-Fogarasi.

Para el desarrollo del presente modelo matemático, se tomó en cuenta la recomendación dada por Palke (1996), la cual indica que durante el cálculo de vaporización instantánea el perfil de temperatura no cambia. El procedimiento de cálculo del modelo desarrollado, obedece al presentado en la sección anterior, en la Figura 7 y Figura 8.

Desarrollo del modelo matemático para la determinación de la velocidad de corrosión por CO₂

Como se indicó en la sección anterior, para realizar la estimación de la velocidad de corrosión en el sistema se utilizó como base el modelo propuesto por NORSOK (2005) en su norma M-506, modificando ecuaciones que permiten calcular las constantes de equilibrio químico de las reacciones involucradas durante el proceso corrosivo.

Para el cálculo del valor del pH de la mezcla y el esfuerzo de corte de pared se utilizaron los balances y ecuaciones incluidas en el modelo de corrosión de NORSOK (2005). Las constantes de equilibrio químico corresponden a las expuestas en el estudio de Nordsveen y colaboradores (2005).

Integración de los algoritmos de cálculo

Los algoritmos de cálculos desarrollados en el presente trabajo fueron programados en su totalidad en el lenguaje Visual Basic cuyos módulos de cálculo se incluyen en el editor de Microsoft Excel.

Los modelos se unificaron en un solo evento de llamada, dando como resultado una herramienta computacional capaz de realizar la estimación del perfil de presión y temperatura, el equilibrio líquido-vapor presente en el sistema, las velocidades hidrodinámicas, las pérdidas asociadas al régimen de flujo, las propiedades de las fases y la velocidad de corrosión por CO₂, sin necesidad de utilizar otros programas o software de simulación y los costos asociados a la adquisición de las licencias de los mismos.

Influencia del H₂S sobre la velocidad de corrosión

Para estudiar el efecto de la presencia de H₂S sobre la velocidad de corrosión a lo largo de la tubería de completación, se tomó la composición del pozo N° 1 y se varió la relación molar de H₂S/CO₂ en 0.25, 0.5, 0.75 y 1; se comparó la velocidad de corrosión determinada utilizando la herramienta generada en este trabajo, con respecto a la obtenida a través del software desarrollado por NORSOK.

En la Figura 9 se presenta la velocidad de corrosión determinada para distintas relaciones de sulfuro de hidrógeno/dióxido de carbono.

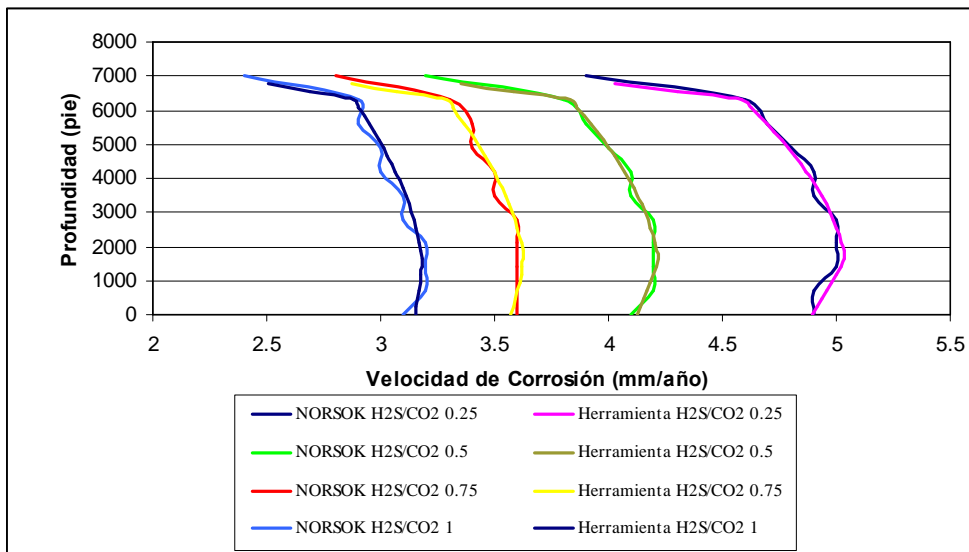


Figura 9. Velocidad de Corrosión generada para relaciones de H₂S/CO₂ de 0.25, 0.5, 0.75 y 1, determinada a través del uso de la Herramienta Desarrollada y NORSEK

De la figura anterior se observa que a medida que aumenta la proporción de sulfuro de hidrógeno en la mezcla gaseosa, disminuye la velocidad de corrosión por dióxido de carbono. Ambos simuladores representan el comportamiento antes descrito. La herramienta desarrollada en el presente trabajo calcula la velocidad de corrosión con un porcentaje máximo de error igual a 2.2% con respecto al modelo de NORSEK (2005).

En la Tabla 11, se presenta la máxima desviación relativa en porcentaje para cada relación de H₂S/CO₂ usadas en la experiencia.

Tabla 11. Error Relativo Máximo para las relaciones de H₂S/CO₂ estudiadas con respecto a NORSEK

H ₂ S/CO ₂	NORSEK (mm/año)	CORGAS (mm/año)	%
0.250	4.90	4.96	1.22
0.500	3.30	3.35	1.61
0.500	3.50	3.55	1.39
1.000	3.00	3.07	2.21

De la tabla mostrada anteriormente se puede observar que efectivamente las diferencias entre los valores de la velocidad de corrosión por CO₂ calculadas a través CORGAS en comparación con NORSEK son poco significativas debido a

que el máximo error relativo reportado es menor al 5%. Así mismo, se puede ver claramente que a medida que aumenta la cantidad de sulfuro de hidrógeno en la mezcla, disminuye el valor de la velocidad de corrosión por dióxido de carbono.

Validación del modelo generado (integrado)

Para validar la herramienta desarrollada, se requirió analizar los resultados obtenidos a través de cada uno de los módulos que conforman la misma. Para ello, se optó por comparar los valores generados por el programa con aquellos disponibles en la información suministrada sobre doce pozos de gas natural y los derivados mediante el uso de paquetes de simulación comercial como lo son Predict 4.0 y Pro II 6.0.

Perfil de Presión y Temperatura

Con el fin de validar el módulo que permite generar el perfil de temperatura y presión a lo largo de la tubería de completación, se seleccionó como parámetro de comparación el modelo presentado por Harrison (2007) disponible en línea (<http://www.peteng.com>).

Para cada uno de los doce pozos se calculó el porcentaje de desviación relativa de los valores generados con la herramienta desarrollada, CORGAS, con respecto a los obtenidos a través del modelo de Harrison (2007).

A continuación se muestra la Tabla 12, que presenta los mayores porcentajes de desviación obtenidos para cada pozo en este análisis.

Los porcentajes presentados en la tabla indican que las diferencias entre el simulador CORGAS y el modelo propuesto por Harrison (2007), para desarrollar el perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería de completación son poco significativas ya que como se puede apreciar, los errores relativos reportados son menores al 5%.

Tabla 12. Comparación del Módulo de Perfil de Presión y Temperatura Respecto al Modelo Propuesto por Harrison

Pozo	Temperatura (°R)			Presión (psia)			Z
	Peteng	CORGAS	%	Peteng	CORGAS	%	%
1	591.40	591.72	0.054	2141.30	2148.17	0.321	0.335
2	619.20	620.26	0.431	2336.10	2386.65	0.796	0.827
3	604.00	604.13	0.021	2750.10	2728.56	0.783	0.217
4	595.50	595.67	0.029	3050.50	3006.32	1.448	0.431
5	619.10	619.19	0.015	2863.80	2824.43	1.375	2.421
6	619.10	619.19	0.015	2317.00	2302.60	1.375	2.421
7	608.50	608.80	0.050	2985.00	2949.47	1.190	3.675
8	608.50	608.90	0.066	2454.70	2433.63	0.858	3.274
9	600.50	600.89	0.065	2948.20	2926.57	0.734	1.241
10	600.50	601.02	0.086	2416.90	2410.60	0.261	1.124
11	604.00	604.35	0.058	2608.20	2531.01	2.959	2.226
12	604.00	604.50	0.083	2172.10	2094.66	3.565	2.142

Así mismo, de la tabla anterior se puede observar que aunque las desviaciones son relativamente bajas, son mayores en el perfil de presión que en el de temperatura.

El modelo planteado en Peteng (Harrison 2007) considera la linealidad del perfil de temperatura y a partir de allí estima el valor de la presión y el factor de compresibilidad para cada punto del perfil. Por otro lado, el modelo utilizado en la herramienta desarrollada usa la ecuación de Ramey (1962), la cual supone que existe transferencia de calor entre el gas y los alrededores, representado por un gradiente geotérmico.

Con respecto al perfil de presión, aunque ambos modelos utilizan la misma ecuación, las diferencias presentadas entre estos, se deben al término asociado a la gravedad específica del gas natural, el modelo de Harrison (2007) usa este parámetro como entrada; por el contrario, CORGAS calcula la misma a partir de la composición del gas, el peso molecular de cada uno de los compuestos y el peso molecular del aire. Adicionalmente, el perfil de presión depende del valor de la temperatura, debido a que la herramienta desarrollada en el presente Trabajo Especial de Grado supone que existe intercambio de calor entre el fluido y los alrededores, mientras que el de Peteng no, el error o la diferencia asociada a esta

suposición, se propaga a la presión calculada para cada punto que conforma el perfil trayendo como consecuencia las diferencias observadas en la Tabla 12.

Finalmente, debido a que el factor de compresibilidad depende tanto de la temperatura y la presión, para un punto del perfil, el error o la diferencia asociada a estas variables con respecto al modelo de comparación, se ve reflejada sobre el valor de la misma y la desviación de ésta con la calculada a través del método propuesto por Harrison (2007).

En la Figura 10, se presenta el perfil de presión y temperatura generado para el pozo N° 1, a través de la herramienta desarrollada y el modelo de cálculo planteado por Peteng. El comportamiento del resto de los pozos estudiados es completamente análogo.

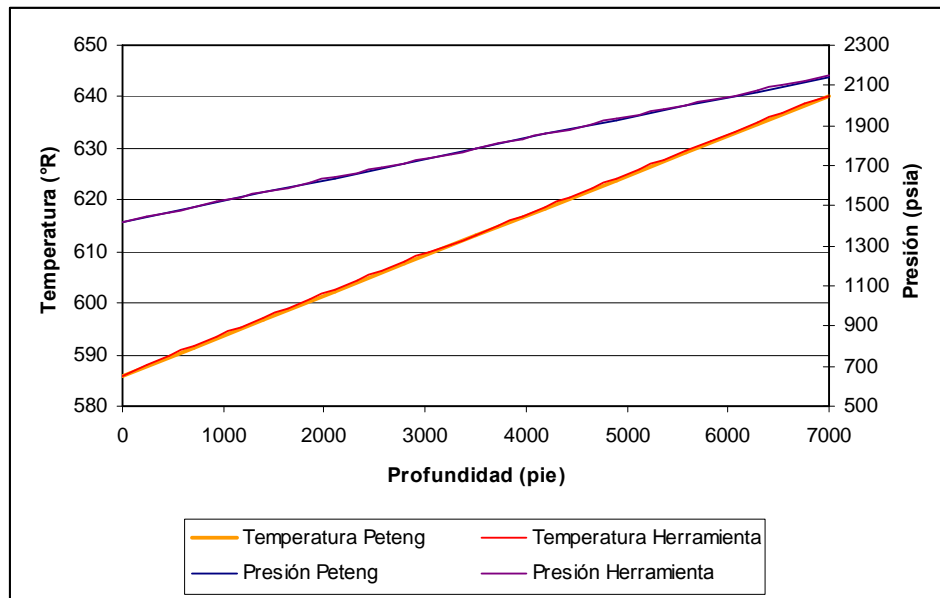


Figura 10. Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 1

De la figura anterior se puede observar que en el caso de del pozo uno, tanto el de temperatura como el de presión generados, son lineales, en el resto de los pozos se mantiene esta tendencia, aunque se observa cierta curvatura en alguno de los perfiles generados. Así mismo, se puede evidenciar que las diferencias entre

ambos modelos son poco significativas, ya que las curvas que componen el perfil representado en la Figura 10, están superpuestas.

Seguidamente en la Figura 11, se presenta el factor de compresibilidad que corresponde con el perfil de presión y temperatura generado para el pozo N° 1, a través de la herramienta desarrollada en el presente trabajo y Peteng.

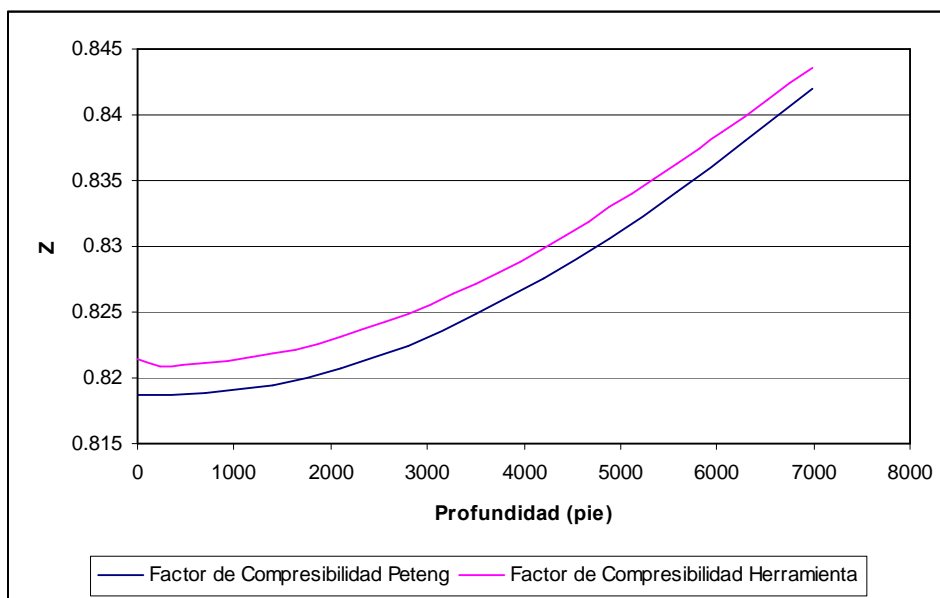


Figura 11. Factor de Compresibilidad para el Perfil de Presión y Temperatura generado a través de la Herramienta desarrollada y el modelo de cálculo de Peteng para el Pozo N° 1

De acuerdo con la figura anterior, se puede observar que el factor de compresibilidad sigue la tendencia indicada en las cartas de *factor de compresibilidad* de Standing-Katz ajustadas por Yarbrough y Hall (1973). La diferencia observada entre ambos valores (Harrison versus Modelo Generado) obedece al hecho de que el perfil de presión y temperatura (variables dependientes a partir de las cuales se calcula el factor de compresibilidad), se determina mediante dos algoritmos de cálculo distintos (ver Figura 10).

Las figuras correspondientes al perfil de presión y temperatura, así como el factor de compresibilidad, generados a partir de CORGAS y el modelo de cálculo

planteado por Harrison (2007), del resto de los pozos analizados, están disponibles en la sección de Apéndices del presente Trabajo Especial de Grado.

Sobre la base de los resultados obtenidos, se puede expresar que la herramienta desarrollada permite generar el perfil de temperatura y presión con confiabilidad y excelente precisión debido a que el máximo porcentaje de error relativo presentado para los valores de estas variables en los pozos estudiados es menor al 5%.

Equilibrio líquido-vapor y propiedades de las fases

Debido a que el modelo de corrosión utilizado en el desarrollo de esta herramienta computacional requiere de algunas propiedades de la fase gas y de la fase líquida, tales como viscosidad, peso molecular y tensión superficial; es de interés conocer la desviación de los valores de éstas propiedades con respecto a las calculadas por un simulador comercial.

Se calculó el porcentaje de error de los valores generados con la herramienta desarrollada, para seis de los doce pozos, con respecto a los obtenidos a través del software de simulación ProII 6.0. Seguidamente se muestra la Tabla13, la cual presenta los mayores porcentajes de desviación obtenidos para cada pozo en esta experiencia.

Tabla 13. Error relativo máximo del Cálculo de Equilibrio Líquido-Vapor y las Propiedades de las Fases, con respecto al Software de Simulación Pro II 6.0

Pozo	Vapor			Líquido		
	M	Viscosidad	Z	M	Viscosidad	Tensión Superficial
	%	%	%	%	%	%
1	0.093	0.664	0.110	0.487	1.023	3.707
2	0.130	0.641	0.194	0.610	1.728	2.652
5	0.053	0.546	0.126	0.645	0.694	1.603
6	0.028	0.567	0.059	0.384	0.718	2.325
7	0.051	0.454	0.134	0.434	1.255	2.782
12	0.089	0.677	0.111	0.274	1.354	2.604

Los porcentajes presentados en la tabla anterior indican que las diferencias encontradas al comparar los resultados que arroja el modelo desarrollado con los obtenidos por el software Pro II 6.0, para el cálculo de vaporización instantánea y las propiedades de las fases son poco significativas debido a son menores al 5% de error relativo.

El software de simulación Pro II 6.0 calcula las propiedades de las fases a partir de una ecuación truncada del virial y correlaciones desarrolladas por investigadores de SIMSCI; por el contrario, CORGAS utiliza para el cálculo de la tensión superficial la aproximación de Brock y Bird modificada por Millar; el cálculo de la viscosidad del líquido se realiza a través del método propuesto por van Velzen y colaboradores, y la asociada a la fase vapor se estima empleando la ecuación de Stiel y Thodos. Dichas ecuaciones y modelos están reportados en el Manual del Ingeniero Químico de Perry y Green (1999).

Con respecto al equilibrio líquido-vapor, tanto el simulador comercial como la herramienta desarrollada utilizan la ecuación de estado de Kabadi-Danner (1972). El perfil de temperatura y presión generado a través del método de Harrison (2007), fue usado para alimentar el simulador; es por ello que las diferencias asociadas al perfil, se propagaron a las propiedades calculadas mediante el software Pro II 6.0.

Con el fin de observar el comportamiento de las variables estudiadas en este módulo a lo largo del perfil de temperatura y presión generado, así como también poder apreciar gráficamente las diferencias existentes entre las propiedades calculadas mediante el uso de la herramienta desarrollada y el software comercial, a continuación se muestran la Figura 12, Figura 13 y Figura 14 que corresponden al peso molecular, la viscosidad y el factor de compresibilidad de la fase vapor, para el pozo N° 1.

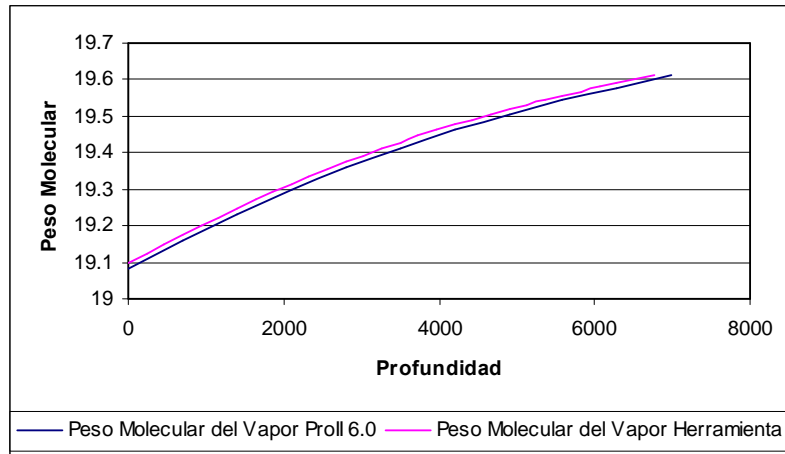


Figura 12. Peso Molecular de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.

De la figura anterior se puede observar que a medida que aumenta la profundidad del pozo, se incrementa el valor del peso molecular de la fase vapor. Esto se debe a que a las condiciones de fondo de pozo, mayores temperaturas y presiones, aumenta la cantidad de vapor presente en la mezcla que fluye a través de la tubería de completación (ver Figura 18). De igual forma, se observa que no se presentan diferencias significativas entre los valores de peso molecular de la fase gas calculado a utilizando CORGAS con respecto al obtenido usando el simulador Pro II 6.0.

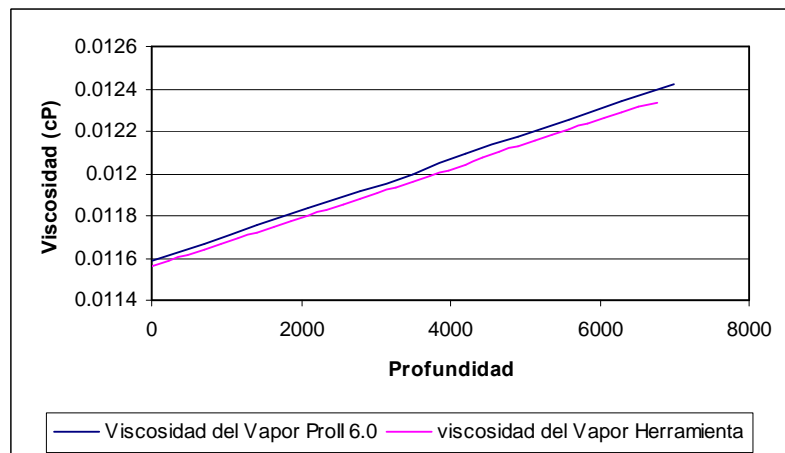


Figura 13. Viscosidad de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.

De la Figura 13 se puede apreciar que a medida que aumenta la profundidad del pozo, se produce un incremento en el valor de la viscosidad de la mezcla gaseosa, esto se debe a que las mayores temperaturas se encuentran hacia el fondo del pozo. La viscosidad del gas aumenta a medida que se incrementa el valor de la temperatura (Perry et al., 1999). Así mismo, se puede observar que las diferencias entre el valor de viscosidad calculado a través de la herramienta desarrollada con respecto al obtenido usando el simulador comercial, son poco significativas.

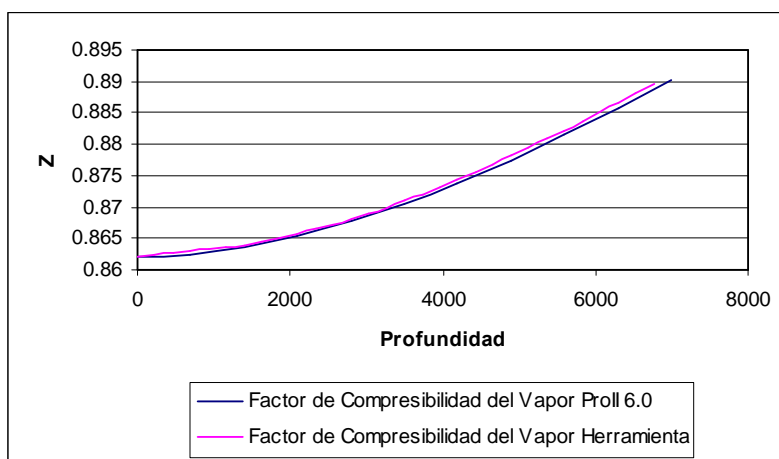


Figura 14. Factor de Compresibilidad de la fase Vapor calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.

De acuerdo con la figura anterior, el factor de compresibilidad calculado para la fase gaseosa aumenta a medida que se incrementa la profundidad del pozo. Así mismo, no existen diferencias significativas entre el valor de dicho factor calculado a través de la herramienta desarrollada en este trabajo con respecto a la obtenida utilizando el simulador Pro II 6.0.

Seguidamente, se muestran las figuras 15, 16 y 17 donde se presentan las propiedades del líquido (peso molecular, viscosidad y tensión superficial), calculadas usando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada, para el pozo N° 1.

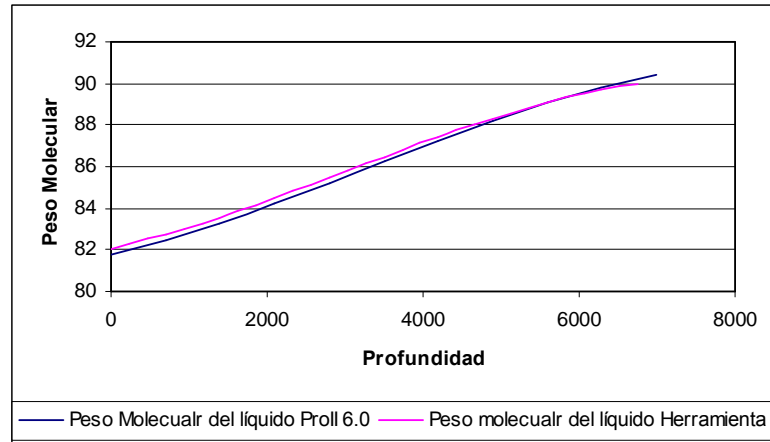


Figura 15. Peso Molecular de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada, para el pozo N° 1.

Como se aprecia en la Figura 15, a medida que aumenta la profundidad del pozo, aumenta el peso molecular de la fase líquida, esto se debe a que a las condiciones en las que se encuentra el fluido en el fondo de pozo, el líquido condensado posee mayor cantidad de sustancias pesadas, como heptano, eicosano y agua que influyen de manera significativa la valor del peso molecular de la fase. También se puede observar que la diferencia entre el valor del peso molecular calculado utilizando la herramienta desarrollada en el presente trabajo con respecto a la obtenida por medio del simulador comercial, son poco significativas.

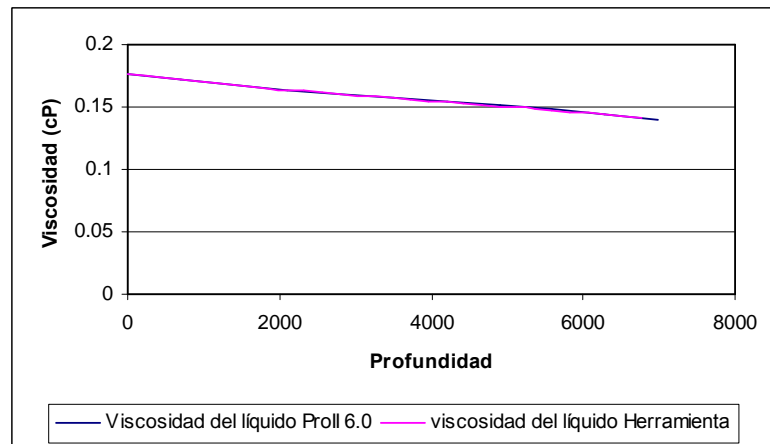


Figura 16. Viscosidad de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada, para el pozo N° 1.

De la Figura 16 se observa que a medida que aumenta la profundidad del pozo, lo que se traduce en un incremento de la temperatura, disminuye el valor de la viscosidad de la fase líquida presente en el sistema. Como la relación entre la viscosidad del líquido y la temperatura es inversa, es lógico esperar un resultado como el mostrado en la figura anterior.

De igual manera se aprecia claramente que la diferencia entre el valor de la viscosidad del líquido calculada haciendo uso de la herramienta desarrollada en este trabajo con respecto a la calculada a través del simulador comercial Pro II 6.0, son poco significativas, por lo tanto CORGAS es capaz de calcular con una gran confiabilidad la viscosidad de la fase líquida.

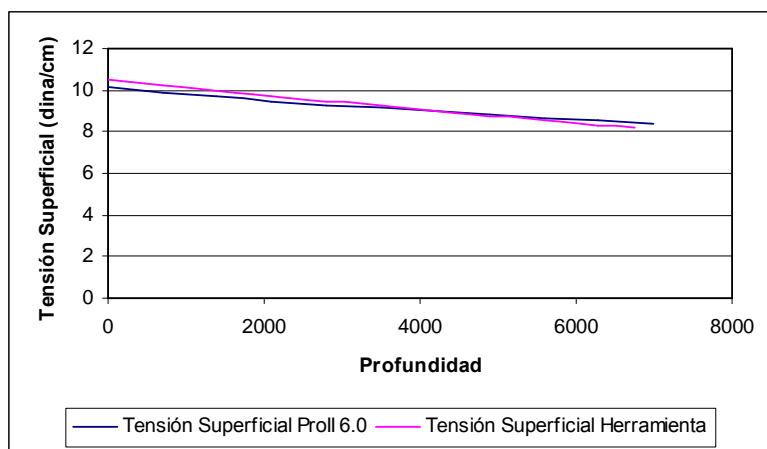


Figura 17. Tensión Superficial de la fase Líquida calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.

De acuerdo con la figura anterior, a medida que aumenta la profundidad del pozo, disminuye el valor de la tensión superficial. Esto se debe a que la relación entre esta variable y la temperatura es inversa, es decir a medida que aumenta el valor de la temperatura disminuye el de la tensión superficial.

La herramienta desarrollada en el presente trabajo calcula con precisión y confiabilidad la tensión superficial. De la Figura 17 se puede observar que la diferencia entre el valor de la tensión superficial calculada a través de CORGAS con respecto al obtenido usando Pro II 6.0 no son significativas.

Finalmente, a continuación se presenta la Figura 18, que exhibe el comportamiento de la fracción vaporizada calculada utilizando el software comercial ProII 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1.

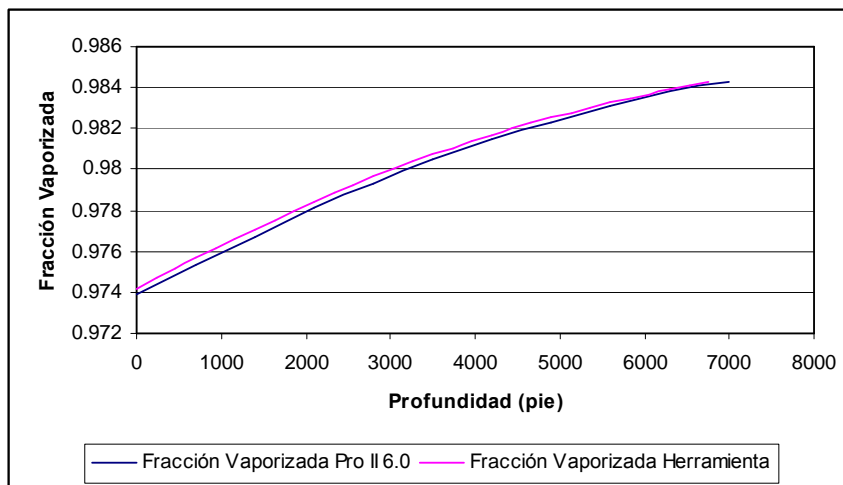


Figura 18. Fracción Vaporizada calculada utilizando el software comercial Pro II 6.0 y la herramienta desarrollada para el pozo N° 1

De la figura anterior se observa que a medida que aumenta la profundidad del pozo, se produce una disminución en la cantidad de líquido presente en la tubería. De igual manera, se puede apreciar que la diferencia entre el valor de fracción vaporizada calculado a partir de CORGAS con respecto al generado utilizando el simulador comercial Pro II 6.0, son poco significativas.

El comportamiento mostrado en la Figura 18 se presenta de la misma manera en el resto de los pozos analizados. En la Tabla 14, se presentan los mayores porcentajes máximos de error obtenidos para cada pozo en esta experiencia.

Los resultados presentados en la Tabla 14 indican que las diferencias entre el modelo desarrollado y el software Pro II 6.0, para el cálculo de fracción de vapor en vaporización instantánea no son significativas ya que el máximo porcentaje de error relativo es mucho menor al 5%.

Tabla 14. Porcentaje de Error del Cálculo de la Fracción Vaporizada, con respecto al Software de Simulación Pro II 6.0

Pozo	V/F
	%
1	0.040
2	0.039
5	0.014
6	0.015
7	0.017
12	0.036

De acuerdo con la información reportada en tabla anterior, la herramienta desarrollada es capaz de predecir con una gran confiabilidad el equilibrio líquido-vapor a través de la ecuación cúbica de estado de propuesta por Kabadi-Danner (1972).

Las figuras correspondientes al perfil de propiedades de la fase vapor y líquido, así como también de la fracción vaporizada del resto de los pozos analizados, se encuentran en la sección de Apéndices del presente Trabajo Especial de Grado.

Régimen de Flujo

Se comparó el régimen de flujo obtenido a través de la herramienta desarrollada en el presente trabajo con la disponible en la información suministrada de los doce pozos y se corroboró mediante una simulación en el software Predict 4.0. Se encontró que existe correspondencia con el régimen determinado por el simulador.

El régimen de flujo obtenido para los pozos analizados utilizando la herramienta desarrollada en este trabajo fue régimen anular, esto se corresponde con el determinado utilizando el simulador Predict 4.0.

No existen diferencias entre el régimen de flujo determinado utilizando el simulador CORGAS con respecto al calculado a través del simulador comercial Predict 4.0, el cual utiliza un tratamiento propio para realizar la estimación e

identificación del régimen de flujo presente en el sistema, mientras que la herramienta desarrollada en este trabajo utiliza el modelo de flujo propuesto por Azis, Govier y Fogarasi.

Velocidad de corrosión

Con respecto a la velocidad de corrosión, se calculó el porcentaje de error entre la velocidad calculada, para seis de los doce pozos, a través de la herramienta desarrollada y la obtenida a través de la hoja de cálculo asociada a la norma noruega M-506 de NORSOK (2005), la cual está disponible en línea (<http://www.standard.no/>).

A continuación en la Tabla 15 se muestran los máximos errores relativos obtenidos para cada pozo en este análisis.

Tabla 15. Porcentaje de Error de la velocidad de Corrosión Calculada, con respecto a NORSOK

Pozo	Corrosión		
	NORSOK (mm/año)	CORGAS (mm/año)	%
1	6.2	6.13	1.061
2	7.1	6.98	1.615
5	5.6	5.67	1.328
6	5.2	5.1	1.838
7	7.2	7.07	1.667
12	5.6	5.67	1.224

De la tabla se puede observar que la diferencia para los valores de velocidad de corrosión calculados a través de la herramienta desarrollada y la norma de NORSOK (2005), no son significativas ya que el máximo porcentaje de error es menor al 5%.

El módulo de corrosión de la herramienta desarrollada utiliza como base el modelo planteado por NORSOK (2005); las ecuaciones usadas para el cálculo de las constantes de equilibrio que permiten determinar el valor de pH de la mezcla, son diferentes a las expuesta en la norma M-506 (tal y como se reseña en el marco

referencial), en la que se describe el modelo de corrosión desarrollado por las compañías petroleras noruegas Statoil, Norsok Hydro y Saga Petroleum.

En la figura 19 se presenta el perfil de velocidad de corrosión para el pozo N° 1, calculado a través del software NORSOK (2005) y la herramienta desarrollada en el presente trabajo.

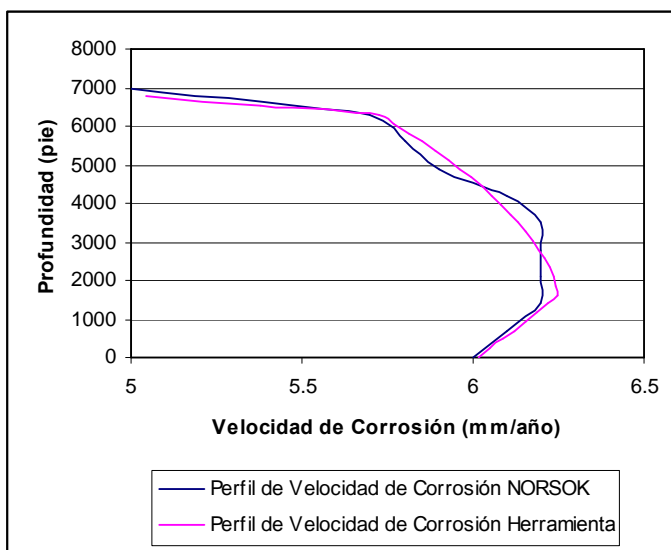


Figura 19. Perfil de velocidad de Corrosión por CO₂ generado a través del software NORSOK y la Herramienta Desarrollada para el pozo N° 1

De acuerdo con la figura anterior, se puede apreciar que el perfil generado para el pozo N° 1, presenta un valor máximo para un valor de profundidad determinado. Esto se debe a que a medida que aumenta la profundidad del pozo, se produce un incremento en el valor de la temperatura, como se indicó en el marco referencial, experiencias previas demuestran que la velocidad de corrosión por CO₂ presenta un máximo para un rango de temperatura a ciertas condiciones del pozo. Este comportamiento se presenta de igual forma en el resto de los pozos analizados.

CORGAS permite calcular la velocidad de corrosión para una sucesión de puntos con una gran precisión y en poco tiempo. El modelo base (NORSOK) realiza la estimación de dicho parámetro exclusivamente para un punto, lo que lo

hace engorroso a la hora de obtener el valor del mismo para un tramo de tubería ya que se debe realizar un número de simulaciones equivalente a la cantidad de puntos que conforma el perfil generado.

Es evidente entonces que la herramienta desarrollada en el presente trabajo permite calcular la velocidad de corrosión por CO₂ para la tubería de completación en una cantidad de tiempo menor comparado con el que se emplea para realizar la misma estimación utilizando el modelo presentado por NORSOK en su norma M506.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, la herramienta desarrollada en el presente trabajo permite estimar la velocidad de corrosión y las variables asociadas al cálculo de la misma, de una manera rápida y confiable ya que el máximo porcentaje de error relativo obtenido en las experiencias realizadas son menores al 5%, lo que hace que el modelo generado sea una opción competitiva frente a otros software o modelos de simulación disponibles comercialmente.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Sobre la base de los resultados obtenidos se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones

Conclusiones:

1. La herramienta desarrollada en el presente trabajo es una opción viable económicamente, debido a que determina de una manera rápida y precisa la velocidad de corrosión, las propiedades del fluido, el equilibrio líquido-vapor, el régimen de flujo y el perfil de presión y temperatura a lo largo de la tubería de completación, minimizando el tiempo de simulación o corrida para cada pozo y el costo asociado a la adquisición de licencias de los distintos software comerciales.

2. El modelo utilizado para la estimación del valor de temperatura genera con confiabilidad el perfil asociado a esta variable, debido a que el máximo porcentaje de error de la temperatura calculada (obtención del perfil) para los pozos analizados fue de 0.435%.

3. El error máximo relativo reflejado de la presión calculada (obtención del perfil) para los pozos analizados fue de 3.565%, lo que indica que la herramienta desarrollada determina con precisión apropiada el valor de presión para cada uno de los puntos que conforman el perfil.

4. El máximo porcentaje de error reflejado del factor de compresibilidad en la obtención del perfil -para los pozos analizados- fue de 3.675%. En consecuencia, la herramienta desarrollada calcula con buena precisión el valor del factor de compresibilidad del gas natural para cada punto que conforma el perfil de presión y temperatura.

5. El módulo correspondiente al perfil de presión y temperatura presenta desviaciones poco significativas con respecto al modelo desarrollado por Harrison (2007), lo que significa que la herramienta desarrollada genera con alta confiabilidad y precisión el perfil de temperatura y presión.

6. Las diferencias entre los resultados obtenidos con el modelo desarrollado y el software Pro II 6.0, en lo concerniente al cálculo de vaporización instantánea y las propiedades de las fases son poco significativas, lo que indica que la herramienta desarrollada en el presente trabajo, estima con precisión y con confiabilidad los valores asociados a las propiedades y el equilibrio líquido-vapor.

7. Para la fase vapor, el peso molecular presentó un máximo error relativo de 0,13%, la viscosidad 0.677% y el factor de compresibilidad 0.194%, con respecto al valor calculado por el simulador comercial. En consecuencia la herramienta desarrollada constituye un instrumento para determinar de una manera confiable las propiedades de la fase vapor.

8. Para la fase líquida, el peso molecular presentó un máximo error relativo de 0.645%, la viscosidad 1.727% y la tensión superficial 3.707%, con respecto al valor calculado por el simulador comercial. En consecuencia la herramienta desarrollada constituye un instrumento para determinar de una manera confiable las propiedades de la fase líquida.

9. CORGAS representa de manera confiable el régimen de flujo presente en la tubería de completación y refleja en su totalidad el mismo régimen que el mostrado en la herramienta de simulación comercial para datos reales. Así mismo, el modelo utilizado calcula además la caída de presión real asociada al régimen de flujo presente en la tubería de completación.

10. La diferencia para los valores de velocidad de corrosión calculados a través de la herramienta desarrollada y la norma M-506 de NORSOK (2005), son

poco significativas. La máxima desviación presentada por la velocidad de corrosión fue de 1.8%, con respecto a la hoja de cálculo asociada a la norma noruega. Las constantes de equilibrio utilizadas en la herramienta desarrollada así como el modelo de flujo y equilibrio, generan valores confiables de los datos que alimentan al módulo de corrosión.

Recomendaciones:

1. Incluir en el programa algoritmos de aceleración que permitan mejorar la velocidad de convergencia de los ciclos anidados.
2. Desarrollar una subrutina que permita calcular las composiciones del gas natural a través de una cromatografía corta o datos que permitan construir la curva de caracterización del gas natural.
3. Desarrollar una subrutina que permita cuantificar la influencia de la presencia del sulfuro de hidrógeno sobre la velocidad de corrosión por CO₂
4. Modificar la secuencia de cálculo del perfil de presión y temperatura, para adaptar la herramienta desarrollada a pozos de diferente configuración (mixtos: tuberías inclinadas, verticales y horizontales).
5. Modificar la secuencia de cálculo de régimen de flujo y caída de presión, para adaptar la herramienta desarrollada a pozos de diferente configuración (mixtos: tuberías inclinadas, verticales y horizontales).
6. Incluir correlaciones asociadas a flujo multifásico y extender de este modo la investigación a sistemas crudo – gas – arena – agua.
7. Implantar el uso de CORGAS en diseño de tuberías de producción de pozos de gas natural.

REFERENCIAS

- Al-Saygh, A., Moshfeghian, M. y Maddox, R. (2004) Calculating and Applying K-Values. Oklahoma State University [Artículo en línea] Disponible: <http://www.ripi.ir/en/congress12/calculating%20and%20applying.pdf>
- Baker, R. (1996). A Primer of Oilwell Drilling. Texas: Petroleum Extension Service.
- Beggs, H. D y Brill, J. P. (1973) A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes. *Journal of Petroleum Technology*. May 1973, 607-617.
- Brill, J. (1987) Multiphase Flow in Wells. *Journal of Petroleum Technology*. January 1987, 15-21
- Brown, B., Lee, K. y Nestic, S. (2003) Corrosion in Multiphase Flow Containing Small Amounts of H₂S. Institute for Corrosion and Multiphase Technology [Revista en línea] Disponible: <http://cheserver.ent.ohiou.edu/corrosioncenter/documents/03341.pdf>
- Brown, B., Parakala, S. y Nestic, S. (2004) CO₂ corrosion in the presence of trace amounts of H₂S. Institute for Corrosion and Multiphase Technology [Revista en línea] Disponible: <http://cheserver.ent.ohiou.edu/corrosioncenter/documents/04736.pdf>
- Cabrini, M. y Lazzari, L. (1998) Prediction of CO₂ corrosion in oil and gas wells. Analysis of some case histories. AGIP, Politecnico di Milano, Cescor srl. [Revista en línea] Disponible: <http://www.nace.org/nacestore/assets/ConferencePapers/1998/98024.pdf>

- Campbell, J. M. (1984) Gas Conditioning and Processing Volume 2: The Equipment Modules.
- Carroll, S. (1990) Multivariable Production Systems Optimization. Tesis de Maestría Stanford University. Disponible: <http://pangea.stanford.edu/ERE/research/suprid/reports/carrollms.pdf> [Consulta: 2007, mayo 15]
- Chapoy, A. (2004) Phase Behaviour In Water/Hydrocarbon Mixtures Involved In Gas Production Systems. Tesis Doctoral Ecole des mines de Paris. Disponible: http://pastel.paristech.org/1202/01/These_Antonin_2.0.pdf.
- Craig, B. (1996) Corrosion in Oil/Water Systems. *Materials Performance*, 35(8), 61-68
- Harrison (2007) [Página en web en línea] <http://www.peteng.com/> [Consulta: 2007, julio 27].
- Himmelblau, D. (1997). Principio Básicos y Calculos en Ingeniería Química. Naucalpan de Juárez, México: Prentice Hall.
- Illson, T. y Mescal, M. (2007). Corrosion Modelling And Inhibitor Testing Methods For Long Distance Subsea Tiebacks. [Revista en línea] Disponible: http://www.stoner.com/pdf/netflo_paper.pdf
- Kabadi V., Danner R., (1985) A Modified Soave-Redlich-Kwong Equation of State for Water-Hydrocarbon Phase Equilibria. *Ind. Eng. Chem. Process Des. and Dev.*, 24(3), 537-541
- Kumar, S. (1987). Gas Production Engineering. Texas: Gulf Publishing Company.
- Mott, R. (1996). Mecánica de Fluidos Aplicada. México: Prentice Hall.

Natural Gas Supply Association. (s.f.). [Página Web en línea]. Disponible: <http://www.naturalgas.org/> [Consulta: 2007, junio 28].

Nesic, S., Cai, J., y Lee, K. (2005) A Multiphase Flow and Internal Corrosion Prediction Model for Mild Steel Pipelines. CORROSION/2005 [Revista en línea] Disponible en: <http://cheserver.ent.ohiou.edu/corrosioncenter/documents/05556.pdf>

Nesic, S., Nordsveen M., Nyborg, R. y Stangeland A. (2003) A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate Films-Part2: A Numerical Experiment. CORROSION/2003. [Revista en línea] 59(6). 489-497 Disponible: <http://cheserver.ent.ohiou.edu/corrosioncenter/documents/03060489.pdf>

Nesic, S., Wang, S., Cai, J. y Xiao, Y. (2004) Integrated CO₂ Corrosion – Multiphase Flow Model. Institute for Corrosion and Multiphase Technology. [Revista en línea] Disponible: <http://cheserver.ent.ohiou.edu/corrosioncenter/documents/04626.pdf>

Nordsveen M., Nesic, S., Nyborg, R. y Stangeland A. (2003) A Mechanistic Model for Carbon Dioxide Corrosion of Mild Steel in the Presence of Protective Iron Carbonate Films-Part1: Theory and Verification. CORROSION/2003. [Revista en línea] 59(5). 443-456 Disponible: <http://cheserver.ent.ohiou.edu/corrosioncenter/documents/03050443.pdf>

Norsk Søkkel Konkuranseposisjon (2005) Norsok Standard M-506: CO₂ corrosion rate calculation model. [Documento en línea] Disponible: http://www.standard.no/pronorm-3/data/f/0/01/36/9_10704_0/M-506d1r2.pdf

Nyborg, R. (2002) Overview of CO₂ Corrosion Models for Wells and Pipelines. CORROSION/2002. Houston TX: NACE International, paper no. 02233

- Nyborg, R. (2005) Controlling Internal Corrosion in Oil and Gas Pipelines. Business Briefing: Exploration & Production: The Oil & Gas Review [Revista en línea] Disponible: http://www.touchbriefings.co.uk/pdf/1736/nyborg_lr.pdf
- Orkiszewski, J. (1967) Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipe. *Journal of Petroleum Technology*. June 1967, 829-838.
- Palke, M. (1996) Nonlinear Optimization of Well Production Considering Gas Lift and Phase Behavior. Tesis de Maestría Stanford University. Disponible: <http://pangea.stanford.edu/ERE/research/suprid/reports/palke.pdf> [Consulta: 2007, mayo 15]
- Parakala, S. (2005) EIS Investigation of Carbon Dioxide and Hydrogen Sulfide Corrosion Under Film Forming Conditions. Tesis de Maestría University of Ohio. Disponible: http://www.ohiolink.edu/etd/send-pdf.cgi?acc_num=ohiou1125871582
- Perry, R. y Green, D. (1999) Perry Chemical Engineers' Handbook. United States: McGrawHill.
- Rao, B. (1998) Multiphase Flow Models. Range of Applicability. CTES
- Riveros, E. (2004). Análisis Físico y Matemático de la Fisiología Cardiovascular para Médicos e Ingenieros. *Rev. Col. Anest.* 32:17, 2004.
- Sandler, S. (1999). Chemical and Engineering Thermodynamics. United States of America: Wiley International Edition.
- Smith, J. M., Van Ness, H. C. y Abbott, M. M. (2000). Introducción a la Termodinámica en la Ingeniería Química. Mexico: McGrawHill

- Smith, L. y de Waard, K. (2005) Corrosion Prediction and Materials Selection for Oil and Gas Producing Environments. CORROSION/2005. Houston TX: NACE International, paper no. 05648
- Sonntag, R. y Van Wylen G. (1971). Introductions to Thermodynamics. United States of America: Wiley International Edition.
- Srinivasan, S. y Kane, R. (1999) Experimental Simulation of Multiphase CO₂/H₂S Systems. Institute for Corrosion and Multiphase Technology. [Revista en línea] Disponible: <http://www.nace.org/nacestore/assets/ConferencePapers/1999/99014.pdf>
- Vedapuri, D., Kang, C., Dhanabalan, D., y Gopal, M. (2000) Inhibition of Multiphase Wet Gas Corrosion. CORROSION/2000 [Revista en línea] Disponible: <http://cheserver.ent.ohiou.edu/corrosioncenter/documents/00043.pdf>
- Wang, F. (1999) Modelling of Aqueous Carbon Dioxide Corrosion in Turbulent Pipe Flow. Tesis Doctoral University of Saskatchewan. Disponible: http://www.collectionscanada.ca/obj/s4/f2/dsk1/tape8/PQDD_0016/NQ43521.pdf.
- Wankat, P. (1988). Equilibrium Staged Separations. New Jersey: Prentice Hall.
- Yarborough, L. y Hall, K. (1973). A New Equation of State for Z-factor Calculation. *The Oil and Gas Journal*. June 1973, 18.