

Evaluación del efecto de la co-inyección vapor - *flue gas* como método de recobro mejorado sobre la corrosión en el acero al carbono API N-80 a escala de laboratorio

Adrián Ricardo Cárdenas Flórez

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Metalúrgico

Jhon Freddy Aceros Cabezas

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Metalúrgico

Director

Ph.D. Darío Yesid Peña Ballesteros

Codirector(es):

M. Sc. Juan Carlos Orozco Agamez

M. Sc. Caterine Ariza Quiroga

M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales

Bucaramanga

2022

### **Dedicatoria**

*A mi madre, por enseñarme la importancia de la dedicación y el esfuerzo. Este es únicamente un logro de muchos más en los cuales siempre tendré presente cada una de las expresiones de amor y cariño que me has brindado. Gracias por enseñarme las bases de la vida y ayudarme a ser el hombre que soy. Es para mí un orgullo ser tu hijo.*

*A mi hermanito, quien hasta ahora empieza el camino y para el cual quiero ser un ejemplo por seguir. Siempre estaré para apoyarte en cada momento.*

*A mi compañero de tesis y amigo, Frefro. Con el que disfrutamos la universidad desde el principio y hoy somos parte de este gran proyecto.*

*A Juan Carlos y Caterine por su enseñanza y acompañamiento a lo largo de este proceso.*

*A la Universidad Industrial de Santander por formarme como Ingeniero Metalúrgico. Siempre resaltaré que hago parte de esta gran institución.*

***Adrián Ricardo Cárdenas Flórez***

### **Dedicatoria**

*Mi gratitud a Dios, quien con su bendición y protección he podido superar todas las barreras de mi vida.*

*A mis padres Emilio Reyes y Rosa Helena quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido cumplir un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de trabajo duro, dependencia y valentía, de no temer a las adversidades porque Dios está siempre conmigo. Gracias, mamá, por ser mi motor y combustible que, a pesar de las dificultades, nunca has dejado de abastecerme en amor y motivación.*

*A mis amigos de la universidad, Ivon, Adrián, Luis José, Cristian, Cesar pardo, Angie, Franklin, Geraldine, Martha, Diego, Alex, con quienes compartí grandes experiencias a lo largo de mi formación integral.*

*A mi compañero de tesis Adrián Ricardo Cárdenas Flórez, por su amistad y apoyo desde primer semestre.*

*A Juan Carlos Orozco y Caterine Ariza Quiroga por su orientación, amistad y apoyo a lo largo de esta etapa de mi vida.*

*A la Universidad Industrial de Santander, a la escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de los materiales, a mi profesora la Dra. Viviana Raquel Guiza Arguello por permitirme alas en mis sueños y a la fundación UIS Solidaria por su ayuda incondicional.*

*A la organización canadiense Mitacs y la Universidad de Saskatchewan por permitirme aprender y observar la vida desde otra perspectiva. A mi grupo de compañeros Sandeep Yadav, Chen Guoyao y Reza Khatib que hicieron de esta experiencia la mejor.*

*Nuevamente, esto es por ti mamá.*

**Jhon Freddy Aceros Cabezas**

### **Agradecimientos**

Los autores de este trabajo de investigación expresan sus agradecimientos a:

- La Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales.
- El Grupo de Investigaciones en Corrosión y nuestro director el Doctor Darío Yesid Peña Ballesteros y nuestro codirector Juan Carlos Orozco Agamez.
- El Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, a nuestros codirectores el Magíster Samuel Fernando Muñoz Navarro y la Magister Caterine Ariza Quiroga.
- La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y al Ministerio de Ciencias por el apoyo financiero brindado en el desarrollo del trabajo de investigación bajo el contrato No. 364-2018.

### Tabla de contenido

Introducción.....	18
1. Objetivos.....	21
1.1 Objetivo General .....	21
1.2 Objetivos específicos .....	21
2. Marco teórico.....	22
2.1 Método de recobro mejorado co-inyección cíclica de vapor- <i>flue gas</i> .....	22
2.1.1 Inyección cíclica de vapor. ....	22
2.1.2 Co-inyección de vapor- <i>flue gas</i> .....	23
2.2 Corrosión.....	23
2.2.1 Corrosión por CO <sub>2</sub> (Corrosión dulce) .....	24
2.2.2 Efecto de la presión en ambiente vapor-CO <sub>2</sub> . ....	24
2.2.3 Corrosión por CO <sub>2</sub> supercrítico. ....	25
2.3 Métodos para determinar la velocidad de corrosión. ....	26
2.3.1 Norma ASTM G1-03. ....	26
2.4 Simulación termodinámica y cinética. ....	27
2.4.1 Extrapolación de Tafel – <i>OLI corrosion analyzer</i> . ....	27
2.4.2 Diagrama de Pourbaix (E vs pH) – <i>HSC Chemistry 2019</i> . ....	27
2.4.3 Diagrama de equilibrio termodinámico - <i>HSC Chemistry 2019</i> .....	27
2.5 Composición química del acero API N-80. ....	28

3.	Metodología.....	28
3.1	Revisión Bibliográfica .....	28
3.2	Determinación de las condiciones de estudio .....	28
3.3	Elaboración de los cupones .....	30
3.4	Exposición a atmósferas corrosivas de operación.....	30
3.5	Aplicación de la técnica de gravimetría discontinua.....	30
3.6	Determinación de la velocidad de corrosión.....	31
3.7	Simulación electroquímica.....	31
3.8	Simulación termodinámica.....	31
3.9	Caracterización de los productos de corrosión.....	32
3.10	Análisis y discusión de resultados.....	32
4.	Resultados y discusión .....	32
4.1	Efectos de las variables presión, temperatura y tiempo de exposición sobre los cambios en la masa.....	32
4.1.1	Efecto de la temperatura sobre la ganancia de masa.....	32
4.1.2	Efecto de la presión sobre la ganancia de masa.....	34
4.1.3	Efecto del tiempo de exposición sobre la ganancia de masa.....	35
4.2	Efecto de las variables presión, temperatura y tiempo de exposición sobre la velocidad de corrosión.....	36
4.2.1	Efecto de la presión sobre la velocidad de corrosión.....	36

4.2.2	Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión. ....	38
4.2.3	Efecto del tiempo de exposición sobre la velocidad de corrosión. ....	39
4.2.4	Análisis conjunto de las variables temperatura y presión sobre la velocidad de corrosión. ....	40
4.3	Análisis de los productos de corrosión formados en las condiciones de saturación del vapor a 120h de exposición por medio de difracción de rayos X (DRX) y microscopia electrónica de barrido (SEM-EDS). ....	43
4.3.1	Difracción de rayos X (DRX).....	43
4.3.2	Microscopia electrónica de barrido (SEM-EDS).....	45
4.4	Discusión técnica electroquímica Extrapolación de Tafel. ....	50
5.	Conclusiones.....	55
6.	Recomendaciones.....	57
	Bibliografía.....	58
	Apéndice.....	65

**Listado de Tablas**

Tabla 1. Composición elemental del acero API N-80.....	28
Tabla 2. Condiciones experimentales de presión, temperatura y tiempo de exposición. ....	29
Tabla 3. Composición de la atmosfera experimental. ....	30
Tabla 4. Valores de sinergia calculados a partir del software ImageJ.....	42
Tabla 5. Comparación entre los productos de corrosión encontrados a escala experimental y en equilibrio termodinámico por HSC Chemistry .....	45
Tabla 6. Variables corregidas mínimas para determinar velocidad de corrosión por método electroquímico. ....	51
Tabla 7. Zonas de estabilidad encontradas en el diagrama de Pourbaix de cada condición.	54

### Listado de Figuras

Figura 1. Comportamiento corrosivo de los aceros API N-80 y P-110 en función de la presión para ambientes de CO <sub>2</sub> – H <sub>2</sub> O.....	25
Figura 2. Montaje experimental .....	29
Figura 3. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Temperatura(°F). A) 1h. B)120h.....	33
Figura 4. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Presión (psi). A) 1h. B)120h. ....	34
Figura 5. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Tiempo de exposición (h) A) Presión constante (800 psi); B) Temperatura constante (520 °F).....	35
Figura 6. Variación de la velocidad de corrosión en función de la presión para el intervalo de temperatura trabajado (520, 540 y 560°F) a diferentes tiempos de exposición: A) 1 hora, B) 120 horas. ....	36
Figura 7. Variación de la velocidad de corrosión en función de la temperatura para el intervalo de presión trabajado (800, 950 y 1100 psi) a diferentes tiempos de exposición: A) 1 hora, B) 120 horas. ....	39
Figura 8. Variación de la velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición para temperatura y presión constante: A) 800 psi, B) 520°F. ....	40
Figura 9. Variación unificada en curvas de contorno de la velocidad de corrosión como función de la presión y temperatura en diferentes tiempos de exposición: A) 1 hora, B) 10 horas, C) 20 horas, D) 50 horas, E) 120 horas.....	41
Figura 10. Zona crítica de velocidad de corrosión para un tiempo de exposición de 10h con su respectiva escala.....	42
Figura 11. Comportamiento de la sinergia en función del tiempo de exposición. ....	43
Figura 12. Difractogramas obtenidos para las condiciones de saturación del vapor.....	44
Figura 13. SEM-EDS (520°F, 800psi, 120h). ....	46

Figura 14. SEM-EDS (540°F, 950psi, 120h). .....	47
Figura 15. SEM-EDS (560°F, 1100psi, 120h). .....	47
Figura 16. EDS line-scan (540°F, 950psi, 120h).....	48
Figura 17. SEM – 540°F,950psi,120h .....	49
Figura 18. Comparación entre velocidad de corrosión, ganancia de masa y espesor de los productos de corrosión sobre las muestras expuestas a las condiciones de saturación bajo un tiempo de exposición de 120h. ....	50
Figura 19. Curvas de polarización para las condiciones corregidas.....	52
Figura 20. Reacciones presentes en la curva de polarización potenciodinámica a 800 psi y 457°F. ....	53
Figura 21. Evaluación entre la curva de polarización potenciodinámica y el diagrama de Pourbaix. Para la condición de 457°F y 800 psi.....	54
Figura 22. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Temperatura(°F). 10 h .....	65
Figura 23. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Temperatura(°F).20h .....	65
Figura 24. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Temperatura(°F).50h .....	66
Figura 25. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Presión (psi).10h.....	66
Figura 26. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Presión (psi).20h.....	67
Figura 27. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Presión (psi).50h.....	67
Figura 28. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Tiempo de exposición (h) Presión constante (950 psi) .....	68
Figura 29. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Tiempo de exposición (h) Presión constante (1100 psi).....	68
Figura 30. Ganancia de masa (mg/cm <sup>2</sup> ) vs Tiempo de exposición (h) Temperatura constante (540°F).....	69

Figura 31. Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Tiempo de exposición (h) Temperatura constante (560°F).....	69
Figura 32. Velocidad de corrosión en función de la presión para 10h de exposición. ....	70
Figura 33. Velocidad de corrosión en función de la presión para 20h de exposición. ....	70
Figura 34. Velocidad de corrosión en función de la presión para 50h de exposición .....	71
Figura 35. Velocidad de corrosión en función de la temperatura para 10 h de exposición..	71
Figura 36. Velocidad de corrosión en función de la temperatura para 20h de exposición...	72
Figura 37. Velocidad de corrosión en función de la temperatura para 50h de exposición...	72
Figura 38. Velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a presión constante (950 psi).....	73
Figura 39. Velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a presión constante (1100 psi).....	73
Figura 40. Velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a temperatura constante (540°F – 280°C) .....	74
Figura 41. Velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a temperatura constante (560°F – 290°C) .....	74
Figura 42. Evaluación de Ecorr y pH sobre las condiciones de 473°F(245°C) y 950 psi (65bar) .....	75
Figura 43. Evaluación de Ecorr y pH sobre las condiciones de 487°F(253°C) y 1100 psi (75 bar).....	75
Figura 44. Evaluación de Ecorr y pH sobre las condiciones de 520°F (270°C) y 1530 psi (105 bar) .....	76
Figura 45. Evaluación de Ecorr y pH sobre las condiciones de 540°F (280°C) y 1865 psi (128 bar) .....	76

Figura 46. Evaluación de Ecorr y pH sobre las condiciones de 560°F (290°C) y 2265 psi (156 bar) ..... 77

Figura 47. Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 473°F(245°C) y 950 psi (65bar)..... 77

Figura 48. Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 487°F(253°C) y 1100 psi (75 bar)..... 78

Figura 49. Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 520°F (270°C) y 1530 psi (105 bar)..... 78

Figura 50. Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 540°F (280°C) y 1865 psi (128 bar)..... 79

Figura 51. Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 560°F (290°C) y 2265 psi (156 bar)..... 79

Figura 52. Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la temperatura 520°F-560°F (270 – 290°C) para una presión constante de 800 psi (55 bar)..... 80

Figura 53. Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la temperatura 520°F-560°F (270 – 290°C) para una presión constante de 950 psi (65 bar)..... 80

Figura 54. Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la temperatura 520°F-560°F (270 – 290°C) para una presión constante de 1100 psi (75 bar)..... 81

Figura 55. Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la presión 800-1100 psi (55 – 75 bar) para una temperatura constante de 520°F (270°C). ..... 81

Figura 56. Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la presión 800-1100 psi (55 – 75 bar) para una temperatura constante de 540°F (280°C). ..... 82

Figura 57. Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la presión 800-1100 psi (55 – 75 bar) para una temperatura constante de 560°F (290°C). ..... 82

Figura 58. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la temperatura 122-580°F (50-300°C) para una presión constante de 800 psi (55 bar). ..... 83

Figura 59. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la temperatura 520-560°F (270-290°C) para una presión constante de 800 psi (55 bar). ..... 83

Figura 60. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la temperatura 122-580°F (50-300°C) para una presión constante de 950 psi (65 bar). ..... 84

Figura 61. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la temperatura 520-560°F (270-290°C) para una presión constante de 950 psi (65 bar). ..... 84

Figura 62. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la temperatura 122-580°F (50-300°C) para una presión constante de 1100 psi (75 bar). ..... 85

Figura 63. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la temperatura 520-560°F (270-290°C) para una presión constante de 1100 psi (75 bar). ..... 85

Figura 64. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la presión 14-1160 psi (1-80 bar) para una temperatura constante de 520°F (270°C). ..... 86

Figura 65. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la presión 800-950 psi (55-75 bar) para una temperatura constante de 520°F (270°C). ..... 86

Figura 66. Diagrama de equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O+CO<sub>2</sub>+N<sub>2</sub> como función de la presión 14-1160 psi (1-80 bar) para una temperatura constante de 540°F (280°C). ..... 87

Figura 67. Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 800-950 psi (55-75 bar) para una temperatura constante de 540°F (280°C)..... 87

Figura 68. Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 14-1160 psi (1-80 bar) para una temperatura constante de 560°F (290°C)..... 88

Figura 69. Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 800-950 psi (55-75 bar) para una temperatura constante de 560°F (290°C)..... 88

Figura 70. Solubilidad mutua de A)  $H_2O$  en  $CO_2$  y B)  $CO_2$  en  $H_2O$  como una función de la presión (bar) sobre la temperatura crítica del  $CO_2$  (31°C). Adaptado de: (Spycher et al., 2003)..... 89

Figura 71. Coeficientes de expansión térmica de óxidos de hierro en función de la temperatura. Adaptado de: (Takeda et al., 2009) ..... 89

**Listado de Apéndices**

Apéndice A. Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Temperatura( $^{\circ}\text{F}$ ) (10h,20,50h).....	65
Apéndice B. Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Presión (psi). (10h,20h,50h) .....	66
Apéndice C. Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Tiempo de exposición (h) .....	68
Apéndice D. Variación de la velocidad de corrosión en función de la presión (10h,20h,50h).. .....	70
Apéndice E. Variación de la velocidad de corrosión en función de la temperatura (10h,20h,50h). .....	71
Apéndice F. Variación de la velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a presión constante. ....	73
Apéndice G. Variación de la velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a temperatura constante. ....	74
Apéndice H. Evaluación de Ecorr (V vs SHE) y pH sobre los diagramas de Pourbaix construidos por HSC Chemistry a partir de las condiciones corregidas por OLI Corrosion . .....	75
Apéndice I. Curvas de polarización potenciodinámica sobre las condiciones corregidas por OLI corrosion . ....	77
Apéndice J. Diagramas de equilibrio sobre el rango de temperatura y presión trabajado, 520-560 $^{\circ}\text{F}$ (270 $^{\circ}\text{C}$ – 290 $^{\circ}\text{C}$ ) y 800-1100 psi (55-75 bar), respectivamente.....	80
Apéndice K. Diagramas de equilibrio del sistema $\text{H}_2\text{O}+\text{CO}_2+\text{N}_2$ sobre el rango de temperatura y presión trabajado, 520-560 $^{\circ}\text{F}$ (270 $^{\circ}\text{C}$ – 290 $^{\circ}\text{C}$ ) y 800-1100 psi (55-75 bar), respectivamente. ....	83
Apéndice L. Solubilidad mutua de $\text{H}_2\text{O}$ en $\text{CO}_2$ , $\text{CO}_2$ en $\text{H}_2\text{O}$ y coeficientes de expansión térmica de óxidos de hierro. ....	89

## Resumen

**Título:** Evaluación del efecto de la co-inyección vapor flue gas como método de recobro mejorado sobre la corrosión en el acero al carbono API N-80 a escala de laboratorio \*

**Autor:** Adrián Ricardo Cárdenas Flórez, Jhon Freddy Aceros Cabezas \*\*

**Palabras Clave:** Corrosión, *Flue gas*, API N-80, Recobro mejorado, Inyección cíclica de vapor.

### Descripción:

Dentro de las técnicas de recobro mejorado (EOR) se encuentra el método híbrido co-inyección cíclica de vapor con gases de combustión (*flue gas*) aplicado en campos con crudos pesados y extrapesados. Este método ha permitido incrementar el factor de recobro de forma conjunta con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub>). No obstante, las extremas condiciones habituales de presión (800 – 1100 psi) y temperatura (520°F – 560°F) en un campo del Valle Medio del Magdalena bajo la presencia de *flue gas* (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>) en la corriente de vapor genera un ambiente agresivo que afecta de forma directa la integridad del material.

Este proyecto de investigación estudió el comportamiento corrosivo del material designado como API N-80; el cual es ampliamente utilizado en la sección del *tubing* o tubería de producción. El efecto de las variables temperatura y presión sobre la velocidad de corrosión fue evaluado en condiciones reales de operación a nivel experimental por medio de los cambios en la masa observados en los cupones expuestos al ambiente y mediante el software de simulación *OLI corrosion analyzer*. De igual manera, a partir del software *HSC Chemistry*, las técnicas de caracterización Difracción de rayos X (DRX) y Microscopia Electrónica de Barrido (SEM-EDS) se confirmaron y validaron los productos de corrosión (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>3</sub>C, FeO y MnCO<sub>3</sub>).

Se encontró que la temperatura representó un efecto inverso sobre los cambios en la masa y la velocidad de corrosión. Por otro lado, la influencia de la presión sobre estos mismos mostró un comportamiento creciente hasta 950 psi y posteriormente decreciente. De igual manera, se concluyó que incrementos en el tiempo de exposición generaron aumentos en la ganancia de masa y una disminución sobre la velocidad de corrosión.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Ingeniería Metalúrgica. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros. Doctor en Corrosión. Codirector: Juan Carlos Orozco Agamez. Magister en Ingeniería Química. Caterine Ariza Quiroga. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos.

### Abstract

**Title:** Evaluation of the effect of flue gas vapor co-injection as an enhanced recovery method on corrosion in carbon steel API N-80 at laboratory scale. \*

**Author(s):** Adrián Ricardo Cárdenas Flórez, Jhon Freddy Aceros Cabezas <sup>1</sup>

**Key Words:** Corrosion, Flue gas, API N-80, Enhanced recovery, Cyclic steam injection.

### Description:

One of the enhanced recovery techniques (EOR) is the hybrid cyclic co-injection method of steam with combustion gases (flue gas) applied in fields with heavy and extra-heavy crude. This method has increased the recovery factor while reducing greenhouse gas (CO<sub>2</sub>) emissions. However, the usual extreme pressure (800 - 1100 psi) and temperature (520°F - 560°F) conditions in a field in the Valle Medio del Magdalena with flue gas (CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>) in the steam stream generate an aggressive environment that directly affects the material's integrity.

This research project studied the corrosive behavior of the API N-80 material, which is widely used in the tubing section. The effect of temperature and pressure variables on corrosion rate was evaluated under real operating conditions at the experimental level using mass changes observed in coupons exposed to the environment and by means of the OLI corrosion analyzer simulation software. Additionally, corrosion products were confirmed and validated (Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>, Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, Fe<sub>3</sub>C, FeO and MnCO<sub>3</sub>) using the HSC Chemistry software, the X-ray Diffraction (XRD) and Scanning Electron Microscopy (SEM-EDS) characterization techniques.

Temperature was discovered to have an inverse relationship with changes in mass and corrosion rate. On the other hand, the influence of the pressure on these showed an increasing behavior up to 950 psi and subsequently decreasing. Furthermore, it was concluded that rises in exposure time generated increases in mass gain and a decrease in corrosion rate.

---

\* Degree Work

<sup>1</sup>Physicochemical Engineering Faculty. School of Metallurgical Engineering and Materials Science. Metallurgical Engineering. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros, Corrosion Doctor. Codirector: Juan Carlos Orozco Agamez, Chemical Engineering Magister. Caterine Ariza Quiroga, Magister in Hydrocarbons Engineering. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Magister in Hydrocarbons Engineering.

## Introducción

El agotamiento de los recursos convencionales y de fácil extracción de la industria de los hidrocarburos ha generado un foco investigativo en la creación y optimización de estrategias mejoradas de recuperación de petróleo que soporten la demanda energética en función del incremento del factor de recobro, aseguramiento y gestión de integridad de los equipos involucrados y la disminución tanto de los costos operacionales como del impacto ambiental (Pérez et al., 2020) ; siendo este último una contribución potencial para el acuerdo de París establecido por más de 70 países “Cero emisiones netas para 2050” (Hastings & Smith, 2020). En este contexto, los métodos de recobro mejorado (EOR<sup>2</sup>) surgen como una alternativa para abastecer la demanda energética ya que contribuyen en la recuperación de crudo pesado y extrapesado; correspondientes al 70% de las reservas mundiales (Osma et al., 2019). Uno de ellos es la inyección cíclica de vapor (CSS<sup>3</sup>, por sus siglas en inglés). La CSS es el método de recobro térmico más utilizado y con mayor éxito a nivel mundial en campos de crudo pesado y extrapesado. En el caso de Colombia, la CSS se ha venido aplicando en diferentes yacimientos de crudo pesado localizados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena; con un potencial de reservas de más de 6 billones de barriles (Pérez et al., 2018)

No obstante, la generación del vapor para el proceso de recuperación emite grandes cantidades de gases de efecto invernadero que contaminan la atmósfera y eleva los costos de restitución ambiental (Fakher & Imqam, 2020). Por tanto, la co-inyección cíclica de vapor con *flue gas*<sup>4</sup>, donde los principales componentes del *flue gas* son 80-85% N<sub>2</sub> y 15-20% CO<sub>2</sub>, ha sido estudiada a escala de laboratorio, simulación y piloto (Pérez et al., 2020; Yee & Stroich, 2004; Zhong et al., 2013) como método de captura, utilización y almacenamiento de

---

<sup>2</sup> Enhanced Oil Recovery (EOR)

<sup>3</sup> Cyclic Steam Stimulation (CSS)

<sup>4</sup> Gases de combustión provenientes de las reacciones exotérmicas de producción de vapor.

CO<sub>2</sub> en procesos de recobro mejorado (CCUS<sup>5</sup>-EOR). El uso de esta técnica híbrida ha permitido un incremento del factor de recobro como resultado del efecto conjunto entre el N<sub>2</sub> (gas no condensable<sup>6</sup>) que ayuda a mantener la caída de presión del yacimiento (Shi et al., 2008), la notable disminución de la viscosidad por parte de la disolución del CO<sub>2</sub> en el crudo (Li et al., 2017) y la transferencia de calor por convección del vapor a las formaciones circundantes (Kirmani et al., 2021). Por otro lado, la adición de CO<sub>2</sub> al ambiente de vapor genera un incremento en la velocidad de deterioro sobre los materiales expuestos como resultado de su reacción con el vapor para formar ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub><sup>7</sup>) (Cui et al., 2021; Li et al., 2019; Qiu et al., 2019). Por varios años, el crudo y el gas han sido extraídos a través de las tuberías de producción; las cuales permiten la circulación del vapor (etapa de inyección), contención del vapor (etapa de remojo) y el flujo de hidrocarburos (petróleo, gas y agua asociada) desde yacimiento hasta la superficie en etapa de producción. Estas tuberías son por lo general manufacturadas en aceros al carbono, grados API K-55<sup>8</sup>, J-55, L-80, P-110 N-80 (Chelgham et al., 2021), debido a sus excelentes propiedades mecánicas, disponibilidad y relación costo-beneficio (Zhong et al., 2019). Sin embargo, el aseguramiento de su integridad mecánica en etapa operativa no está definida debido a la creación y/o aceleramiento de diferentes mecanismos de corrosión, donde su grado de avance, depende de la química ambiental del pozo (pH, resistividad, iones disueltos) (Mu et al., 2021), esfuerzos residuales o aplicados durante la inyección o transporte de hidrocarburos, velocidad de inyección (Cai et al., 2019), presencia de agentes corrosivos en el yacimiento (H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, microbios) (Li et al., 2018; Wang et al., 2022), y su exposición

---

<sup>5</sup> CO<sub>2</sub> Capture, Utilization and Storage (CCUS).

<sup>6</sup> El nitrógeno posee una temperatura de ebullición de -196°C a una presión de una atmósfera.

<sup>7</sup> Ácido débil disociado en iones hidrónio (H<sub>3</sub>O<sup>+</sup>), bicarbonato (HCO<sub>3</sub><sup>-1</sup>) y carbonato (CO<sub>3</sub><sup>-2</sup>)

<sup>8</sup> American Petroleum Institute (API), el grado del acero es indicado por una letra y un número; este último indica el mínimo esfuerzo de fluencia en miles de libra por pulgada cuadrada (ksi).

en conjunto con la atmósfera de vapor-*flue gas* ( $H_2O$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$ ) y las extremas condiciones habituales de presión (800 -1500 psi) y temperatura (510 - 600 °F) de un proceso de inyección en campos de crudo colombianos.

Además, la pérdida de integridad mecánica por corrosión ha resultado en enormes costos relacionados a restitución ambiental, producción diferida de crudo, afectación a la imagen corporativa e indemnización por daños a terceros (Fayomi et al., 2019). Según un informe publicado en 2016 por la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión (NACE), se estima que el costo global de la corrosión del acero en industrias de petróleo y gas ronda los 2,5 billones de dólares estadounidenses, lo que representa aproximadamente el 3,4 % del PIB mundial (Koch et al., 2016). Por esta razón, muchos investigadores han tratado de desarrollar inhibidores, recubrimientos y novedosos materiales resistentes a la corrosión, así como también la evaluación de variables como la presión, temperatura, pH y velocidad de flujo a nivel experimental (Chen et al., 2021; Javidi et al., 2019; Radhamani et al., 2020; Sun et al., 2020). De igual modo, la simulación termodinámica y cinética se ha estudiado a través de softwares como *HSC chemistry* (Moreno et al., 2021), *OLI corrosión analyzer* (Sun et al., 2021) y *Comsol multiphysics* (Prajapati et al., 2022) con el objetivo de encontrar las mejores condiciones para prevenir y minimizar los daños causados por la corrosión y extender la vida útil de estos materiales. A pesar de esto, en Colombia no se reportan investigaciones a nivel experimental relacionadas con el comportamiento corrosivo del acero API-N80, expuesto a entornos de vapor-*flue gas* en la etapa de remojo para condiciones habituales de presión y temperatura en campos de crudo colombianos; por esta razón, surge la necesidad de evaluar la influencia de las variables temperatura y presión sobre la velocidad de corrosión, cambios en la masa y productos formados en el acero al carbono API N-80 en procesos de (CCUS-EOR) por co-inyección vapor-*flue gas* a escala de laboratorio.

## 1. Objetivos

### 1.1 Objetivo General

Evaluar el efecto de la co-inyección vapor - *flue gas* como método de recobro mejorado sobre la corrosión en el acero al carbono API N-80 a escala de laboratorio.

### 1.2 Objetivos específicos

Determinar los efectos que tienen la temperatura y presión sobre los cambios en la masa en el acero API N-80 en ambientes de co-inyección vapor - *flue gas* a partir de la técnica de gravimetría discontinua.

Establecer la influencia que tienen la temperatura y presión sobre la velocidad de corrosión en el acero API N-80 en ambientes de co-inyección vapor - *flue gas* por medio de método de pérdida de peso y la técnica electroquímica Extrapolación de Tafel.

Identificar los productos de corrosión formados y los cambios en la morfología del acero al carbono API N-80 en una atmósfera de co-inyección vapor - *flue gas* mediante las técnicas de caracterización Difracción de Rayos X (DRX) y Microscopía Electrónica de Barrido (SEM - EDS).

## 2. Marco teórico

### 2.1 Método de recobro mejorado co-inyección cíclica de vapor-*flue gas*

#### 2.1.1 Inyección cíclica de vapor.

Es considerada la manera más simple de operación de inyección de vapor, además, ha sido aplicada a gran escala para la recuperación en yacimientos con crudos extrapesados. Generalmente, esta técnica se aplica a pozos verticales y se basa en la reducción de la viscosidad del petróleo, el hinchamiento por acción del calor y también el transporte de gas en solución (Speight, 2016). El método consta de 3 fases las cuales son inyección, remojo y producción.

**Inyección:** Durante la etapa de inyección, se suministra energía térmica sobre la formación por medio de la inyección de vapor a alta temperatura. La cantidad de vapor y el tiempo de inyección son función del crudo a extraer y los requerimientos del yacimiento (Papavinasam, 2014).

**Remojo:** El pozo se cierra con el vapor inyectado por un tiempo determinado, desde días hasta semanas, esto con el fin de permitir la adecuada transferencia de energía térmica del vapor al crudo circundante a través del medio poroso presente en la formación. Por lo tanto, el crudo podrá ser extraído fácilmente como resultado de la disminución de su viscosidad por el aumento de temperatura (Papavinasam, 2014).

**Producción:** Inmediatamente después del periodo de remojo, el pozo es abierto a producción. Inicialmente se produce el agua a alta temperatura que se ha condensado cerca de la cara del pozo. Posteriormente, el crudo es recuperado por una tubería, como resultado

del aumento de la diferencia de presión entre la cabeza y el fondo de pozo (Papavinasam, 2014).

### 2.1.2 Co-inyección de vapor-*flue gas*

A raíz de la búsqueda de nuevas estrategias para contribuir a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, al igual que aprovechar los gases de combustión producto de los procesos de inyección de vapor, la industria del gas y petróleo ha propuesto en los últimos años la técnica de inyección de *flue gas* en conjunto con vapor de agua como método de captura, utilización y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CCUS) en procesos de recobro mejorado (Li et al., 2019). La disolución del *flue gas* sobre el crudo puede disminuir su viscosidad, aumentar su fluidez y provocar un hinchamiento de este, debido a mecanismos de intercambio másico, como la solubilidad (Li et al., 2017).

## 2.2 Corrosión

El desempeño de las tuberías de producción presentes en los campos de producción es severamente afectado por el desarrollo y/o potenciamiento de diferentes mecanismos de corrosión que incrementan la probabilidad de falla y favorecen la pérdida de contención (Askari et al., 2019; Moreno et al., 2020). La corrosión es clasificada en dos tipos: electroquímica y seca.

**Corrosión electroquímica:** se caracteriza por una reacción de tipo redox donde existe un flujo de electrones siendo soportada por un agente reductor (ánodo), oxidante (cátodo), y la presencia de un electrolito; este último propicia el transporte de electrones generando una corriente eléctrica denominada corriente de corrosión ( $I_{\text{corr}}$ ) (Wasim & Duke, 2022).

**Corrosión seca:** este tipo de corrosión se distingue por la interacción de un metal a la temperatura suficiente para que cualquier molécula de agua líquida sea convertida a fase

vapor. Es caracterizada por altas velocidades de formación de productos de corrosión y una degradación severa del material (Sequeira, 2019). Por otra parte, dependiendo del agente gaseoso se podrían generar diferentes fenómenos de corrosión a altas temperaturas como la oxidación, carburación, sulfidación, ataque por hidrogeno, entre otros (Khanna, 2016).

### **2.2.1 Corrosión por CO<sub>2</sub> (Corrosión dulce)**

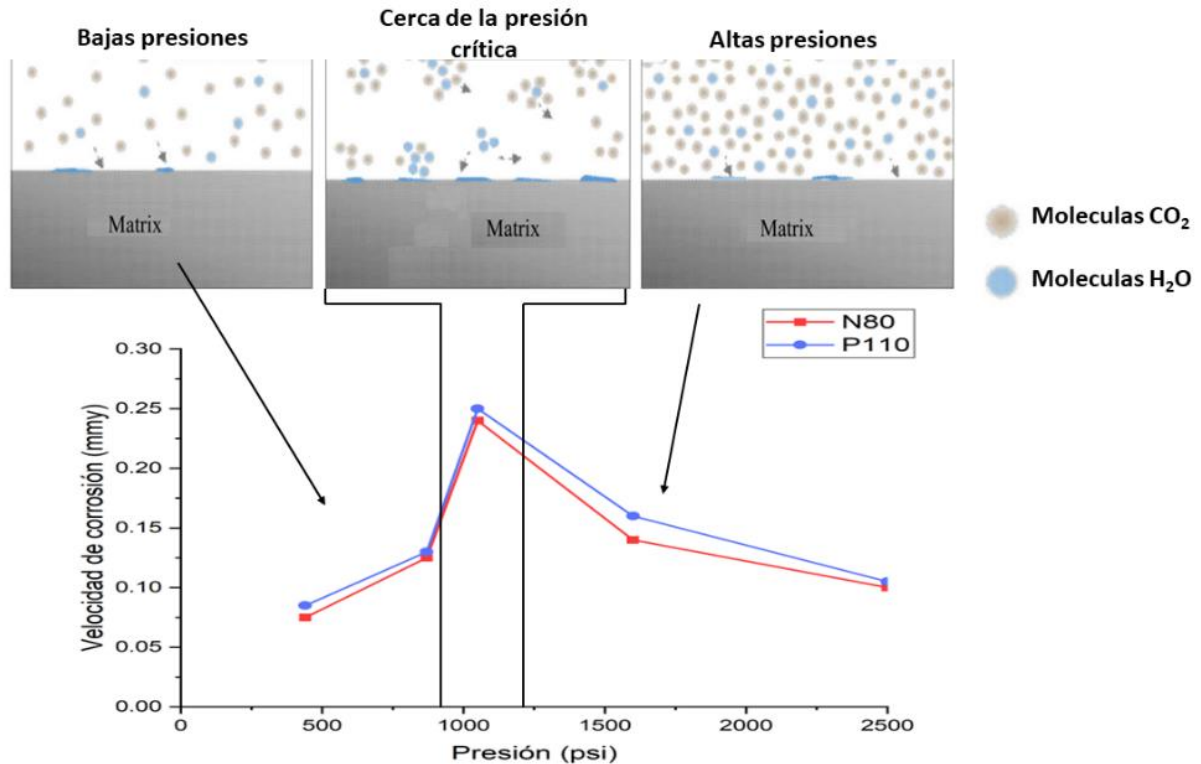
La corrosión por dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) o también llamada corrosión dulce resulta de la reacción entre la superficie del acero con el ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) proveniente de la disolución de CO<sub>2</sub> en medio acuoso (Al-Janabi, 2020). De igual manera, la fuerza impulsora para la corrosión por CO<sub>2</sub> está dada por la cantidad de agua en fase líquida presente, pH, temperatura y la presión (Burkle, 2017).

### **2.2.2 Efecto de la presión en ambiente vapor-CO<sub>2</sub>.**

En condiciones de baja presión, las moléculas de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O se distribuyen pobremente debido al gran espaciado molecular, las moléculas de H<sub>2</sub>O son difíciles de agregar para formar una película de agua sobre la superficie del acero donde el CO<sub>2</sub> se disuelve y forma ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) (agente altamente corrosivo). A medida que aumenta la presión hasta la crítica del CO<sub>2</sub> se promueve la adsorción y/o unión de una mayor cantidad de moléculas de agua sobre la superficie del acero y de esta forma la contribución de la corrosión por parte del ácido carbónico es aumentada. Por otro lado, cuando la presión es incrementada por encima de la presión crítica, el fenómeno de agregación molecular es debilitado y esto conduce a una disminución de la cantidad de moléculas de agua adsorbidas en la superficie del acero disminuyendo la corrosión (Zeng et al., 2021). El comportamiento anteriormente mencionado es resumido en la Figura 1 para los aceros evaluados en el estudio de (Zeng et al., 2021)

**Figura 1.**

*Comportamiento corrosivo de los aceros API N-80 y P-110 en función de la presión para ambientes de CO<sub>2</sub> – H<sub>2</sub>O.*



Nota: La figura evidencia el comportamiento corrosivo de los aceros API N-80 y P-110 en función de la presión para ambientes de CO<sub>2</sub> – H<sub>2</sub>O. Adaptado de: (Zeng et al., 2021)

### 2.2.3 Corrosión por CO<sub>2</sub> supercrítico.

Varios autores reportan en la literatura una disminución de la influencia corrosiva por parte del CO<sub>2</sub> y es asociado al cambio de estado de CO<sub>2</sub> a CO<sub>2</sub>-supercrítico al sobrepasar sus condiciones críticas; las cuales cambian dentro del sistema cuando el CO<sub>2</sub> se encuentra mezclado con otros componentes. De igual forma, el rango de temperatura crítica (31 °C - 88 °F para CO<sub>2</sub> puro) es lo suficientemente mínima para ser sobrepasada por cualquier experimento a alta temperatura. Por otro lado, la presión crítica para CO<sub>2</sub> puro es aproximadamente 1068 psi y se encuentra sometida a cambios por su fracción de masa dentro de la mezcla.

- (Moreno et al., 2020) realizaron una recolección de todos los estudios efectuados hasta el 2019, involucrando todos los grados usados en tuberías de *casing*<sup>9</sup> y *tubing*<sup>10</sup> (H-40, J-55, K-55, N-80, R-95, L-80, C-90, T-95, C-110), sobre la corrosión en ambientes de CO<sub>2</sub> con vapor. En todos los casos encontraron que la velocidad de corrosión disminuyó al sobrepasar aproximadamente una presión de 7.38 MPa (1070 psi) a temperaturas necesarias para la existencia de CO<sub>2</sub> supercrítico (T > 88 °F).
- (Zeng et al., 2021) estudiaron el comportamiento corrosivo de los aceros API N-80 y P-110 en ambiente de vapor saturado con CO<sub>2</sub>. Encontraron una disminución de la velocidad de corrosión cuando incrementaron la presión por encima de 8 MPa (1160 psi) a una temperatura de 100 °C (212 °F). (Li et al., 2019) obtuvieron el mismo comportamiento de la velocidad de corrosión sobre el acero API N-80 en una atmósfera compuesta de 80% N<sub>2</sub>, 17% CO<sub>2</sub> y 3% O<sub>2</sub> cuando sobrepasaron una presión de 7 MPa (1015 psi) a 90°C (194 °F).

## 2.3 Métodos para determinar la velocidad de corrosión.

### 2.3.1 Norma ASTM G1-03.

En la norma ASTM G1-03 se describe la metodología para determinar la velocidad de corrosión por medio de la expresión (1), la cual depende de la ganancia o pérdida de masa del cupón, tiempo de exposición, entre otras.

$$Velocidad\ de\ corrosión = \frac{K * W}{A * T * D} \left( \frac{mm}{año} \right) \quad (1)$$

---

<sup>9</sup> Tubería de revestimiento la cuál es caracterizada por su gran diámetro y suministrarle estabilidad al pozo petrolero.

<sup>10</sup> Tubería de producción encargada de permitir el flujo de hidrocarburos desde yacimiento hasta superficie.

Donde, **K** es una constante que depende las unidades para la velocidad de corrosión, para las unidades mostradas en la ecuación (1)  $K = 8.76 \cdot 10^7$  (mm/año). **W** es el cambio en la masa del cupón (gramos). **A** es el área superficial del cupón ( $\text{cm}^2$ ). **T** es el tiempo de exposición en horas. **D** es la densidad del cupón en ( $\text{gramos}/\text{cm}^3$ ).

## **2.4 Simulación termodinámica y cinética.**

### **2.4.1 Extrapolación de Tafel – *OLI corrosion analyzer*.**

Es una técnica electroquímica que permite determinar la velocidad de corrosión uniforme. El software de simulación *OLI corrosion analyzer* calcula la velocidad de corrosión mediante la cuantificación de la química del material, los fenómenos de transporte y las reacciones de superficie a través de un módulo termofísico y electroquímico. Los efectos de la temperatura y presión sobre la velocidad de corrosión están incluidos.

### **2.4.2 Diagrama de Pourbaix (E vs pH) – *HSC Chemistry 2019*.**

Los diagramas de potencial electroquímico respecto al electrodo de hidrogeno vs pH son una representación gráfica donde se indican las diferentes zonas de estabilidad termodinámica de las especies evaluadas. Estos son elaborados a partir de la utilización de la ecuación de Nernst donde se tienen en cuenta variables como la concentración de los iones, temperatura y presión. De igual manera, el software *HSC chemistry 2019* cuenta con una base de datos extensa la cual permite la construcción de estos diagramas a diferentes condiciones de presión y temperatura.

### **2.4.3 Diagrama de equilibrio termodinámico - *HSC Chemistry 2019***

Los diagramas de equilibrio termodinámico permiten determinar las cantidades en equilibrio de los diferentes compuestos que se pueden formar bajo ciertas condiciones de presión y

temperatura a una determinada atmósfera. Por otro lado, con ayuda del software *HSC Chemistry* 2019 se pueden obtener este tipo de gráficos al especificar variables como la presión, temperatura, los elementos químicos del proceso y las posibles fases estables.

## 2.5 Composición química del acero API N-80.

En la Tabla 1 se observa la composición química elemental del acero API N-80 utilizado en este proyecto.

**Tabla 1.**

*Composición elemental del acero API N-80.*

Porcentaje en peso [%]							
C	S	Si	Mn	P	Cr	V	Ni
0.248	0.0012	0.1990	1.385	0.013	0.010	0.002	0.003

## 3. Metodología

### 3.1 Revisión Bibliográfica

En la fase inicial, se realizó una revisión bibliográfica a través de las bases de datos: Google scholar, Science Direct, Scopus, entre otras; sobre las técnicas de recobro térmico, modelos termodinámicos asociados a la corrosión en procesos de recobro mejorado por co-inyección de vapor-*flue gas*, métodos electroquímicos para el análisis de la corrosión y técnicas de caracterización (SEM-EDS y DRX). También, se recopiló información de estudios anteriores sobre la influencia que tienen las variables de presión y temperatura en el comportamiento corrosivo del acero al carbono API N-80 para procesos de recobro mejorado.

### 3.2 Determinación de las condiciones de estudio

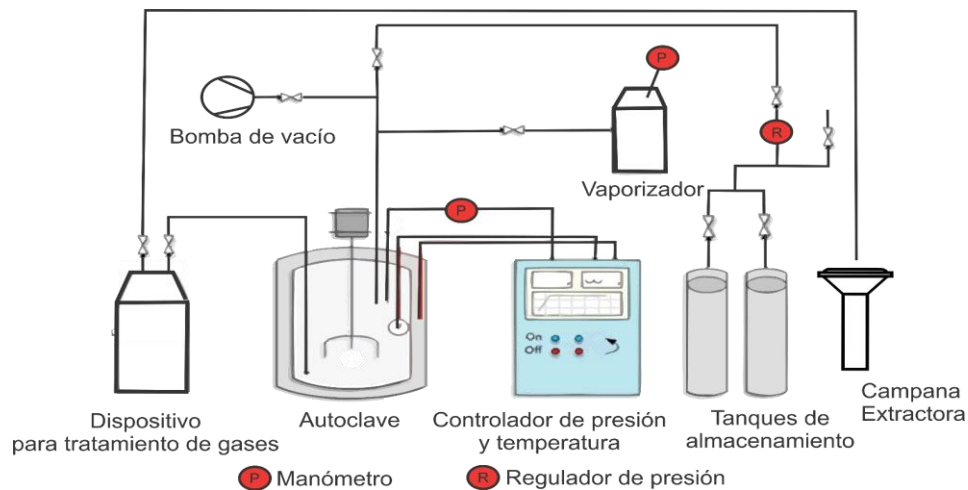
Después de la revisión bibliográfica, se procedió a determinar las condiciones de estudio, las cuales tuvieron un alcance experimental y se basaron en la evaluación de la influencia que tienen las variables temperatura, tiempo de exposición y presión, sobre la velocidad de

corrosión, cambios en la masa y productos formados en el acero al carbono API N-80. El desarrollo experimental se realizó en el laboratorio de grupo de investigaciones en corrosión ubicado en el parque tecnológico de Guatiguará.

En la Figura 2 se observa el diseño experimental que se utilizó en esta investigación.

**Figura 2.**

*Montaje experimental*



El diseño cuenta con unos tanques de almacenamiento, los cuales contenían las atmósferas características del *flue gas* ( $N_2$  y  $CO_2$ ), cada tanque tiene un controlador de flujo y presión. De igual manera se contó con una conexión externa a un tanque de argón para purgar las líneas y el reactor una vez finalizada cada prueba, y de esta manera garantizar siempre el ambiente de estudio. Posteriormente, el *flue gas* con vapor se inyectó al reactor-autoclave donde se encontraban los cupones de corrosión. El autoclave tiene una termocupla y un modificador para el control de la temperatura y presión, respectivamente.

De igual manera, las condiciones trabajadas experimentalmente se evidencian en la Tabla 2.

**Tabla 2.**

*Condiciones experimentales de presión, temperatura y tiempo de exposición.*

Presión (psi)	Temperatura (°F)	Tiempo de exposición (h)
800	520	1, 10, 20, 50 y 120
950	540	
1100	560	

### 3.3 Elaboración de los cupones

Se elaboraron probetas del material API N-80 con dimensiones definidas, las cuales fueron 10\*10\*3 mm. Estos cupones se sometieron a estudio en el laboratorio, es decir, todos los experimentos se llevaron a cabo sobre ellas con el fin de observar los cambios presentados por la co-inyección de vapor-*flue gas*.

### 3.4 Exposición a atmósferas corrosivas de operación.

Posteriormente a la determinación de las condiciones de estudio, se procedió a la exposición de los cupones a la atmósfera de operación (N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>), teniendo en cuenta el diseño experimental mixto 3x3x5 para las variables presión, temperatura y tiempo de exposición. El objetivo principal fue exponer los cupones al ambiente de estudio. Por otra parte, en la Tabla 3 se observa la composición de la atmósfera trabajada en esta investigación.

**Tabla 3.**

*Composición de la atmosfera experimental.*

Componente	Porcentaje molar [%]
CO <sub>2</sub>	4.39
N <sub>2</sub>	35.49
Vapor	60.13

### 3.5 Aplicación de la técnica de gravimetría discontinua.

Para determinar el efecto que tuvo la temperatura, el tiempo de exposición y la presión en los cambios de masa del cupón, se aplicó la técnica de gravimetría discontinua, a partir de los cambios en la masa de una muestra de material, es decir, la ganancia / pérdida de masa

por formación de productos de corrosión adherentes / volátiles o los cambios en la masa después de la exposición al ambiente corrosivo (Schroer, 2006).

### **3.6 Determinación de la velocidad de corrosión.**

En esta etapa se calculó la velocidad de corrosión para el acero API N-80 por medio de la técnica de gravimetría discontinua. Este método se rige por la norma ASTM G1-03 que describe la práctica que cubre los procedimientos para preparar la muestra y la evaluación del daño por corrosión que ha ocurrido.

### **3.7 Simulación electroquímica**

Se seleccionó el software *OLI corrosion analyzer* para realizar la simulación electroquímica correspondiente a la técnica de extrapolación de Tafel. Los datos extraídos del software correspondieron a: potencial de corrosión, pH, velocidad de corrosión y curva de polarización potenciodinámica.

### **3.8 Simulación termodinámica.**

Por medio del software *HSC Chemistry* se determinaron los diagramas de Pourbaix para las condiciones calculadas en la simulación electroquímica y a partir de los valores de pH obtenidos anteriormente para el ambiente de estudio, se realizó el análisis de los posibles productos de corrosión que se presentan a estas condiciones de trabajo. Por otra parte, y haciendo uso del mismo software, se construyeron los diagramas de equilibrio termodinámico para las condiciones de estudio, con lo cual se obtuvo información relacionada a la cantidad de los posibles productos teóricos de corrosión formados y la variación en equilibrio de especies como el CO<sub>2</sub>, fase acuosa (H<sub>2</sub>O(L)), gaseosa (H<sub>2</sub>O(g)), ion bicarbonato HCO<sub>3</sub><sup>-1</sup>, entre otros sobre las condiciones de estudio.

Asimismo, fue necesario introducir la cantidad específica de cada sustancia. Este procedimiento se realizó ingresando la masa inicial promedio de los cupones de corrosión, la composición del acero, y la cantidad en moles ingresados de CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O al reactor autoclave.

### **3.9 Caracterización de los productos de corrosión.**

Una vez los cupones fueron sometidos a la atmósfera corrosiva considerando las variables presión, temperatura y tiempo de exposición, se procedió a realizar la caracterización de los productos de corrosión formados mediante las técnicas Microscopía Electrónica de Barrido (SEM-EDS) y Difracción de Rayos X (DRX) con el fin de determinar sus características composicionales y morfológicas.

### **3.10 Análisis y discusión de resultados.**

Después de haber recopilado todos los datos obtenidos del desarrollo experimental, se llevó a cabo el análisis correspondiente de estos mismos, permitiendo la discusión de los resultados para poder llegar a conclusiones concisas de la investigación, con el fin de dar cumplimiento a los objetivos planteados.

## **4. Resultados y discusión**

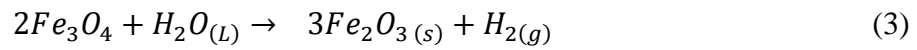
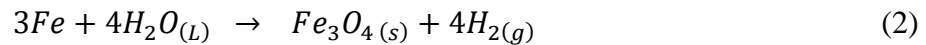
### **4.1 Efectos de las variables presión, temperatura y tiempo de exposición sobre los cambios en la masa.**

#### **4.1.1 Efecto de la temperatura sobre la ganancia de masa.**

En la investigación se trabajaron valores de presión correspondientes a (800, 950, 1100) psi, para los cuales se varió la temperatura a condiciones de (520, 540, 560) °F. En Figura 3

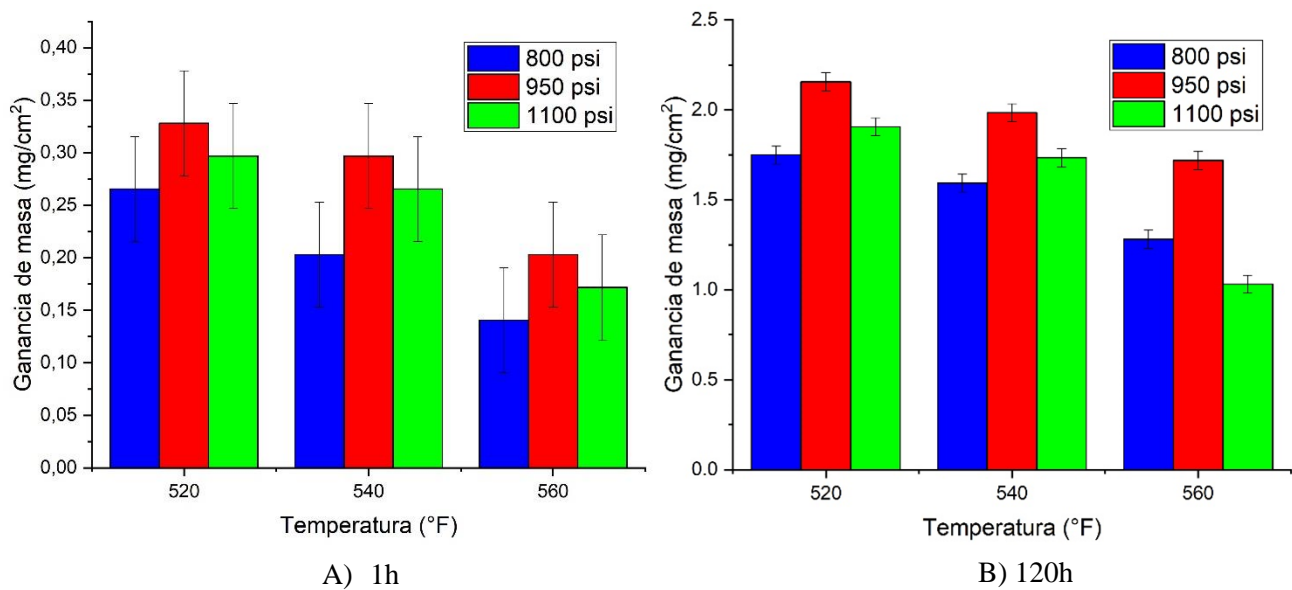
se pueden observar gráficamente los resultados obtenidos para tiempos de exposición de 1h y 120h. De igual manera, se resaltan tendencias similares para los tiempos de (10, 20, 50) h (Apéndice A).

En la Figura 3, se observa que incrementos en la variable temperatura a presión constante representaron una contribución inversa sobre la ganancia de masa, y se asocia a la disminución de la fase acuosa ( $H_2O(L)$ ) en el sistema, en la Figura 58 (Apéndice K) se ilustra este comportamiento. Por lo tanto, la cantidad de gotas de vapor condensado sobre la superficie del acero disminuyen y los diferentes mecanismos de reacción, ecuación 2 y 3, para productos de óxidos de hierro (Wattanaphan et al., 2013), entre los cuales destacan  $Fe_2O_3$  y  $Fe_3O_4$  son debilitados.



**Figura 3.**

*Ganancia de masa ( $mg/cm^2$ ) vs Temperatura ( $^{\circ}F$ ). A) 1h. B) 120h*

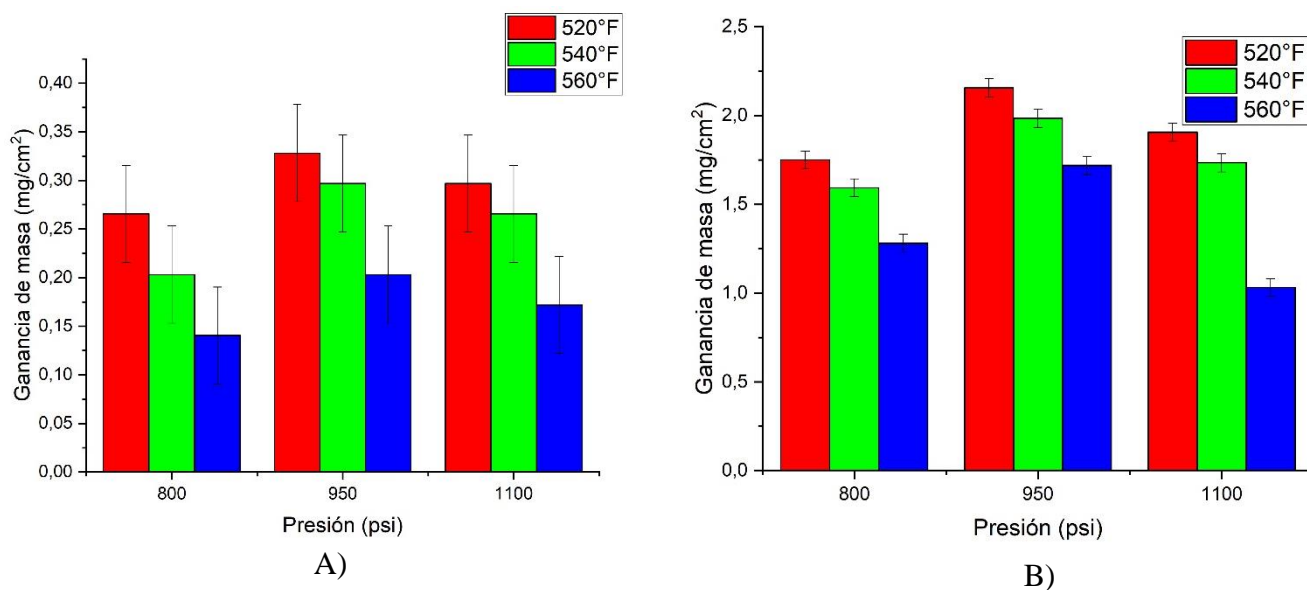


#### 4.1.2 Efecto de la presión sobre la ganancia de masa.

En la Figura 4 se muestra la variación de ganancia de masa como función de la presión para diferentes valores de temperatura. Los incrementos en la variable presión a temperatura constante para el intervalo 800-950 psi implicaron incrementos sobre la ganancia de masa, y se atribuye al incremento de la fase acuosa ( $H_2O(L)$ ), (Figura 64, Apéndice K). De esta forma por el Principio de Le Châtelier, el equilibrio de las reacciones anteriormente mencionadas, 2 y 3, es desplazado hacia la derecha favoreciendo la formación de productos de corrosión. Por otro lado, incrementos a partir de 950 psi a temperatura constante resultó en un decrecimiento de la ganancia de masa y se asocia a la declinación del fenómeno de agregación molecular en el cual al sobrepasar la presión crítica del  $CO_2$  ( $P_c = 1068$  psi) la cantidad de gotas de fase líquida sobre la superficie del acero es disminuida, desplazando el equilibrio de las reacciones 2 y 3 hacia la izquierda.

**Figura 4.**

*Ganancia de masa ( $mg/cm^2$ ) vs Presión (psi). A) 1h. B) 120h.*

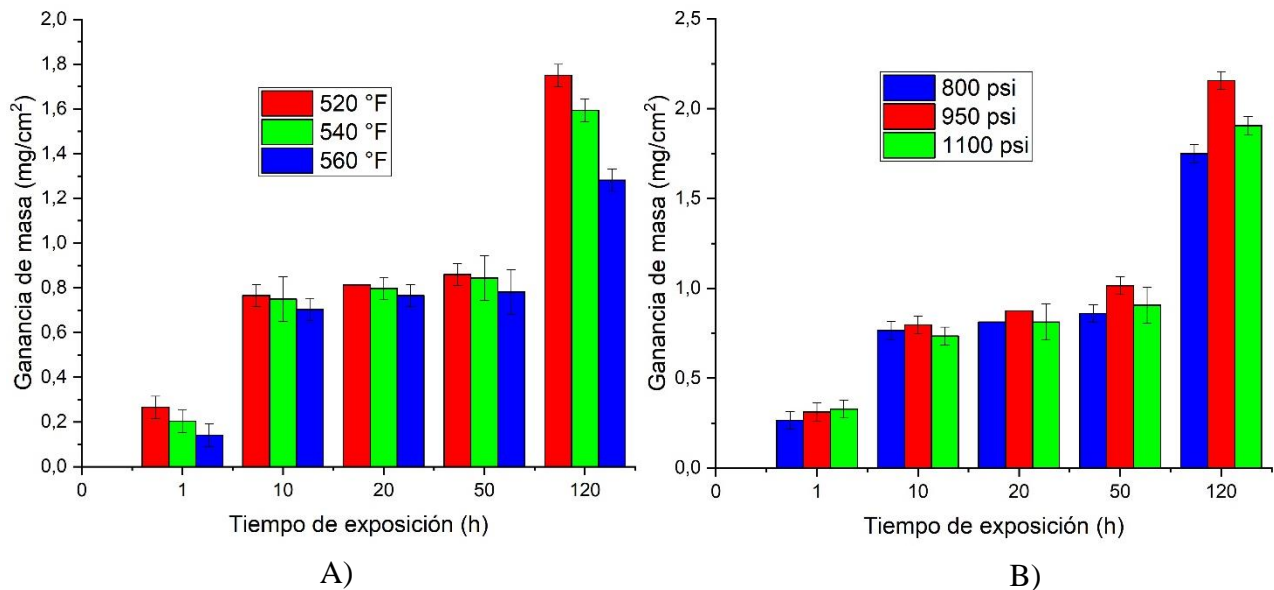


#### 4.1.3 Efecto del tiempo de exposición sobre la ganancia de masa.

En la Figura 5 se puede observar las gráficas correspondientes para ganancia de masa vs tiempo de exposición a condiciones de presión (800psi) y temperatura(520°F) constante, respectivamente. En ambas situaciones se puede evidenciar un comportamiento similar, en el cual, la ganancia de masa aumenta con el incremento del tiempo. Esto se debe a que, al mantener el material expuesto a la atmósfera y las condiciones de operación, las reacciones que se originan entre esta interacción se siguen llevando a cabo, lo cual produce una acumulación de los productos de corrosión en forma de capa sobre la superficie del metal. Por otro lado, es posible observar una tendencia similar a las demás condiciones constantes (540 °F, 560 °F, 950 psi, 1100 psi) en el Apéndice C.

**Figura 5.**

*Ganancia de masa (mg/cm<sup>2</sup>) vs Tiempo de exposición (h) A) Presión constante (800 psi); B) Temperatura constante (520 °F).*



## 4.2 Efecto de las variables presión, temperatura y tiempo de exposición sobre la velocidad de corrosión

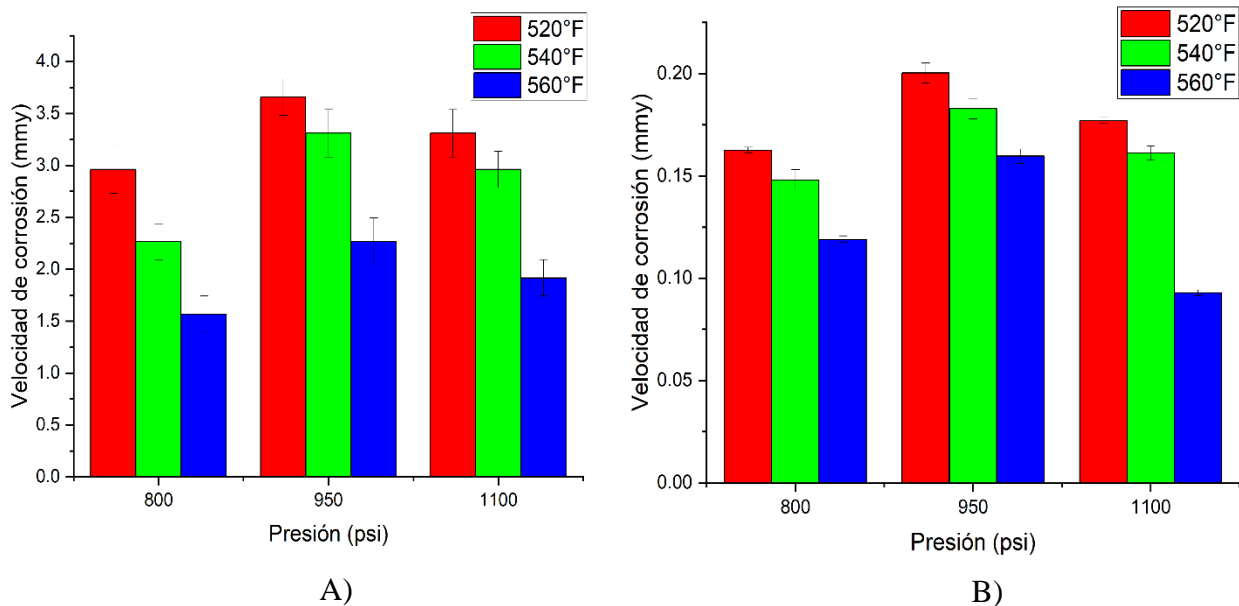
En las siguientes secciones se reportan los resultados encontrados, sintetizados en gráficas, sobre los efectos de las variables en el comportamiento corrosivo del acero API N-80. Las gráficas de la influencia de la temperatura y presión para los tiempos de exposición de 10, 20 y 50 horas se encuentran en el (Apéndice D, Apéndice E, Apéndice F), ya que en estos tiempos se evidenciaron comportamientos similares. De igual manera, se resalta que la velocidad de corrosión fue calculada por medio de la ecuación 1.

### 4.2.1 Efecto de la presión sobre la velocidad de corrosión.

En la Figura 6 se muestra la variación de la velocidad de corrosión como función de la presión para diferentes valores de temperatura.

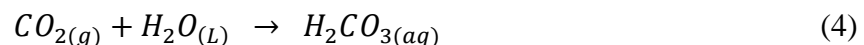
**Figura 6.**

*Variación de la velocidad de corrosión en función de la presión para el intervalo de temperatura trabajado (520, 540 y 560°F) a diferentes tiempos de exposición: A) 1 hora, B) 120 horas.*



Los incrementos en la variable presión a temperatura constante para el intervalo 800-950 psi implicaron aumentos en la velocidad de corrosión, y se asocia al incremento de la disolución del CO<sub>2</sub> en las gotas de vapor condensado sobre la superficie del acero para formar ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>). En la Figura 64 (Apéndice K) se muestra la variación de la cantidad en equilibrio del sistema H<sub>2</sub>O + CO<sub>2</sub> + N<sub>2</sub> en función de la presión para el rango de temperaturas trabajado y se encuentra que la cantidad de HCO<sub>3</sub><sup>-1</sup> incrementa por el aumento de presión. Por otra parte, se deduce la presencia de un valor máximo de velocidad de corrosión entre 950 y 1100 psi como resultado de su decrecimiento y es atribuido a dos factores:

1) Adsorción y/o unión de una mayor cantidad de moléculas de agua sobre la superficie del acero a una presión cercana a la crítica del CO<sub>2</sub> (1068 psi). De esta forma, el área cubierta por la fase acuosa sobre el acero es mayor y la formación de ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), reacción (4), es favorecida.



En el estudio realizado por (Zeng et al., 2021), concluyeron que la agregación y adsorción de las moléculas de agua sobre la superficie del acero API N-80, sobre la presión crítica del CO<sub>2</sub>, dependían fuertemente de enlaces de Van der Waals y puentes de hidrógeno, mientras que para las moléculas de CO<sub>2</sub> solo dependieron de enlaces débiles de Van der Waals; siendo esta la razón de una mayor adsorción de moléculas de agua sobre el acero. Sin embargo, para presiones superiores a la crítica, concluyeron que las moléculas de agua se disolvieron en el fluido supercrítico de CO<sub>2</sub> como resultado del incremento drástico de la solubilidad de H<sub>2</sub>O en CO<sub>2</sub>.

2) Cambio de estado de dióxido de carbono a CO<sub>2</sub>-supercrítico al sobrepasar sus condiciones críticas. En el Apéndice L, se presenta un estudio realizado por (Spycher et al., 2003) sobre la solubilidad de A) H<sub>2</sub>O en CO<sub>2</sub> y B) CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub>O en función de la presión (bar) sobre la temperatura crítica del CO<sub>2</sub> (31°C - 88 °F). De acuerdo con la Figura 70 (B), Apéndice L, incrementos en la variable presión, a partir de la presión crítica (73.7 bar - 1068 psi), representan una disminución de la razón de cambio (pendiente) de la solubilidad de CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub>O con respecto a la presión; lo que traduce a una disminución de la velocidad de corrosión debido a la declinación de la cantidad de ácido carbónico producido por unidad de presión. De acuerdo con esto, se concluye que el CO<sub>2</sub>-supercrítico es menos corrosivo en ambientes de vapor. Por otro lado, en la Figura 70 (A), Apéndice L, se observa un incremento considerable de la solubilidad de H<sub>2</sub>O en CO<sub>2</sub> al sobrepasar la presión crítica, lo que resultaría en un desprendimiento de las moléculas de agua adsorbidas sobre la superficie del acero para disolverse en el fluido CO<sub>2</sub>-supercrítico; este mismo resultado fue obtenido por (Zeng et al., 2021).

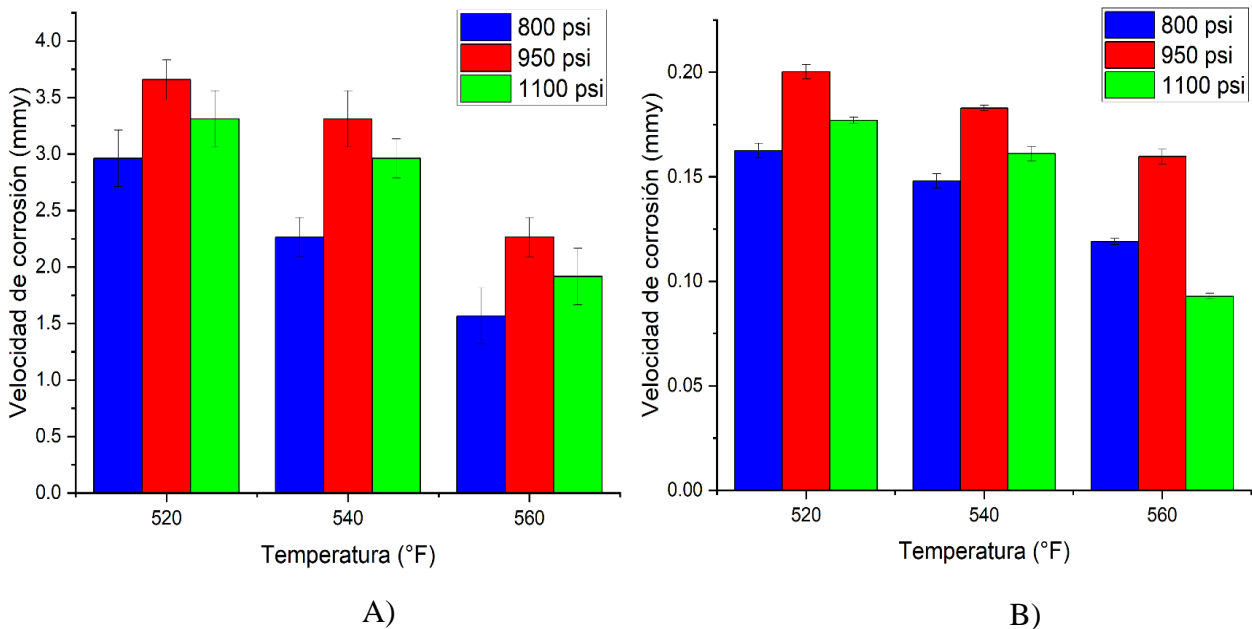
#### **4.2.2 Efecto de la temperatura sobre la velocidad de corrosión.**

En la Figura 7 se muestra la variación de la velocidad de corrosión como función de la temperatura para diferentes valores de presión. Los incrementos en la variable temperatura a presión constante representaron una contribución inversa sobre la velocidad de corrosión, y se asocia a la transición de vapor húmedo a vapor sobrecalentado y/o disminución de la cantidad de agua en fase líquida. Por tanto, la sinergia entre la corrosión seca y electroquímica es debilitada direccionando a un comportamiento corrosivo final de tipo seco al incrementar la temperatura. De esta forma, el grado de avance de la reacción de disolución de CO<sub>2</sub> en las gotas de vapor condensado para formar ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) es disminuida. En la Figura

58 (Apéndice K), se ilustra este comportamiento por medio de simulación termodinámica en *HSC Chemistry* donde indica que la cantidad de  $(\text{H}_2\text{O}(\text{L}))$  y el ion bicarbonato  $(\text{HCO}_3^{-1})$  decrecen al aumentar la temperatura a presión constante.

**Figura 7.**

*Variación de la velocidad de corrosión en función de la temperatura para el intervalo de presión trabajado (800, 950 y 1100 psi) a diferentes tiempos de exposición: A) 1 hora, B) 120 horas.*



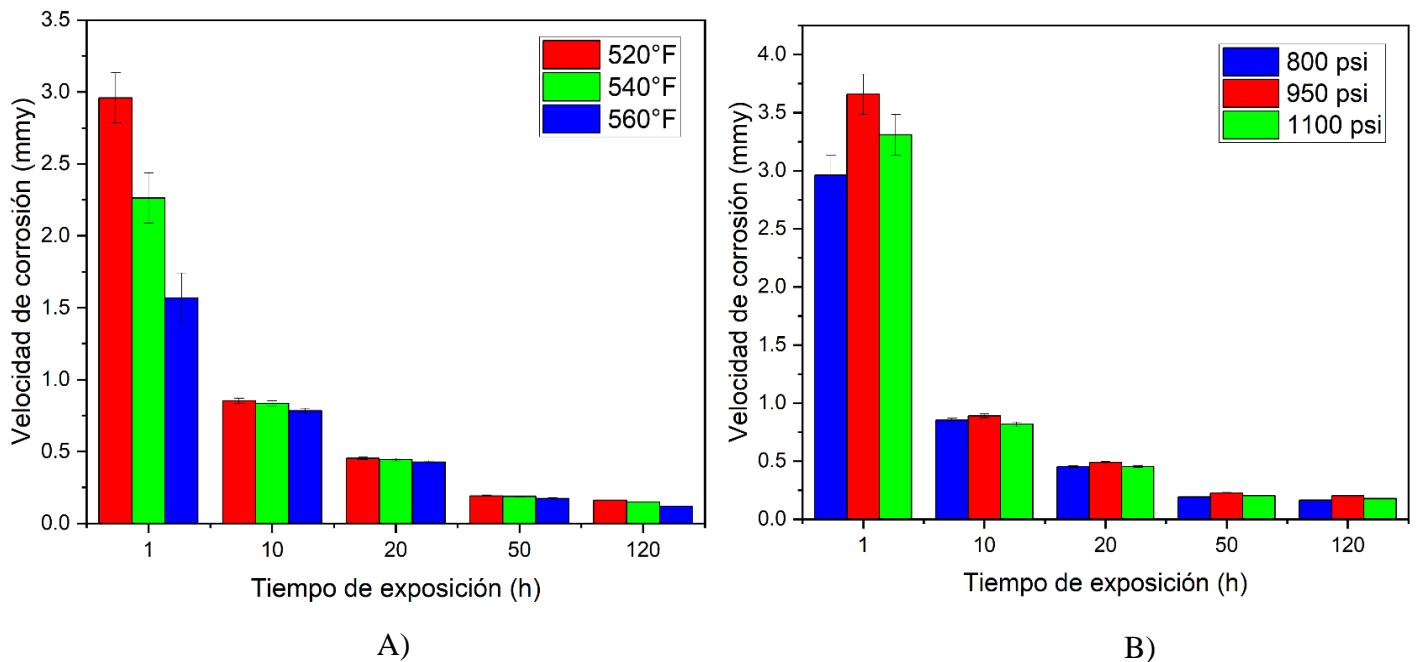
#### 4.2.3 Efecto del tiempo de exposición sobre la velocidad de corrosión.

En la Figura 8 A) y B) indica la variación de la velocidad de corrosión como función del tiempo de exposición presión (800 psi) y temperatura (520 °F) constante. Aumentos en el tiempo de exposición representaron una declinación de la velocidad de corrosión y es atribuido a la formación de una película de productos de corrosión. De acuerdo con los resultados alcanzados por medio de la técnica de caracterización de Difracción de Rayos, algunos de los productos formados son trióxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) y tetraóxido de hierro ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ). Además, la estabilidad, continuidad y espesor de la capa de los productos de corrosión fueron evaluados por medio de Microscopía Electrónica de Barrido (SEM). Por

otro lado, el tiempo mostró tener influencia sobre las zonas críticas de mayor corrosión, en la Figura 9 se resume este resultado; la velocidad de corrosión se concentra en presiones cercanas a 950 psi y bajas temperaturas.

**Figura 8.**

*Variación de la velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición para temperatura y presión constante: A) 800 psi, B) 520°F.*

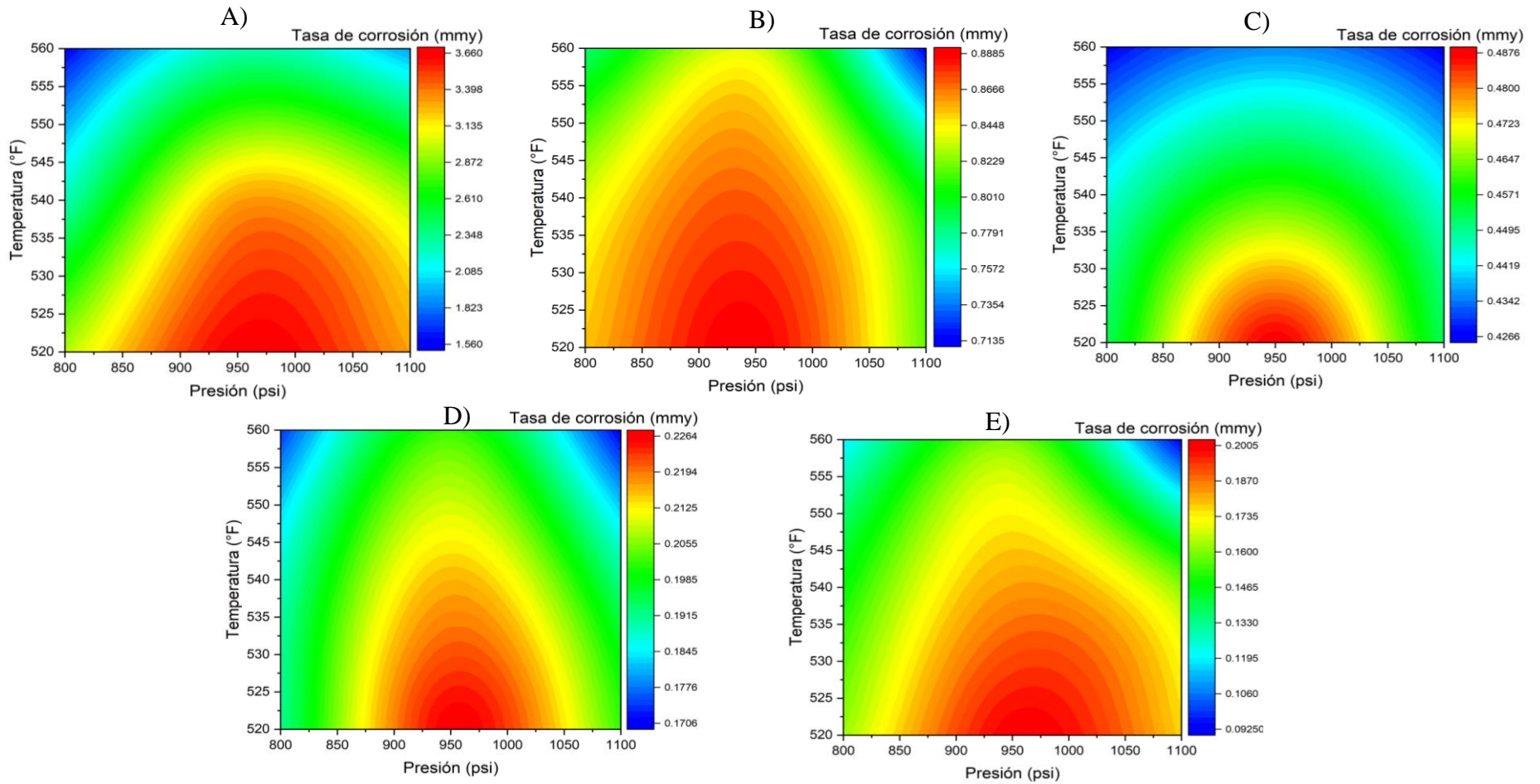


#### 4.2.4 Análisis conjunto de las variables temperatura y presión sobre la velocidad de corrosión.

Las curvas de contorno observadas en la Figura 9 para todos los tiempos fueron utilizadas con el fin de determinar el efecto sinérgico de las variables temperatura y presión sobre la velocidad de corrosión. El área de cada zona crítica donde se concentra la corrosión, denominada sinergia ( $\text{psi} \cdot ^\circ\text{F}$ ), fue calculada por medio del software *ImageJ* ajustando la escala de la gráfica como se presenta en la Figura 10.

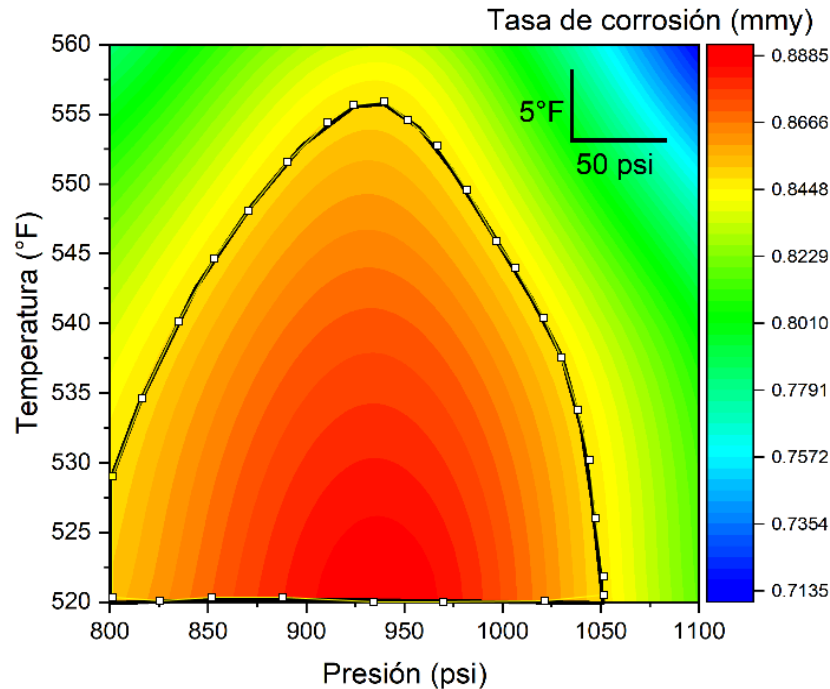
**Figura 9.**

*Variación unificada en curvas de contorno de la velocidad de corrosión como función de la presión y temperatura en diferentes tiempos de exposición: A) 1 hora, B) 10 horas, C) 20 horas, D) 50 horas, E) 120 horas.*



**Figura 10.**

*Zona crítica de velocidad de corrosión para un tiempo de exposición de 10h con su respectiva escala.*



En la Tabla 4 se indican los valores calculados de sinergia para los diferentes tiempos de exposición.

**Tabla 4.**

*Valores de sinergia calculados a partir del software ImageJ*

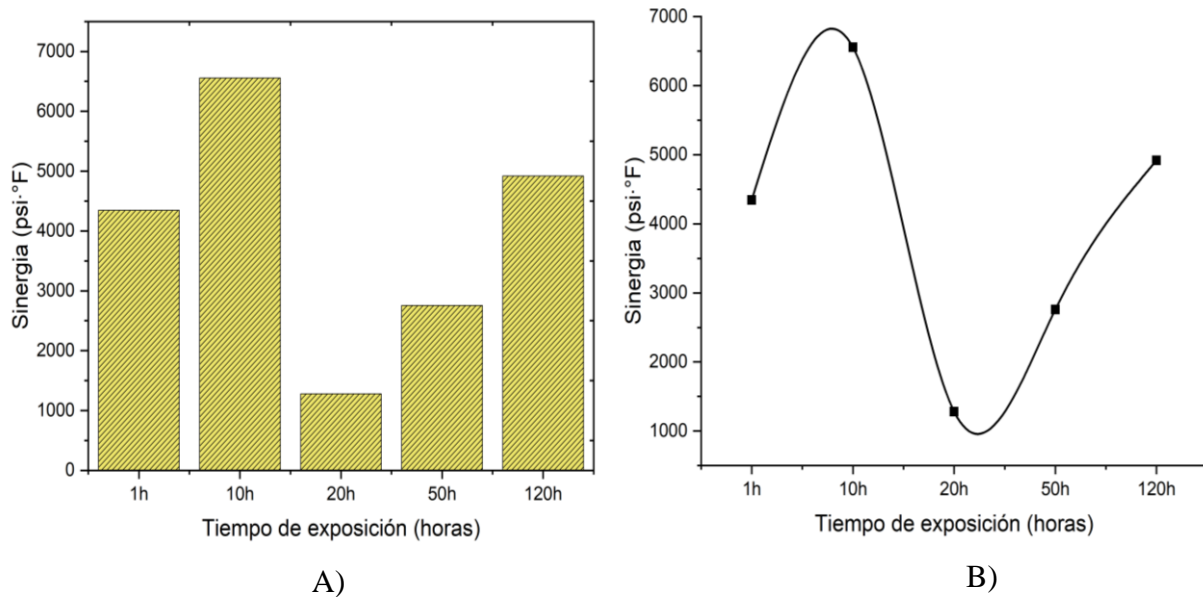
Tiempo de exposición (h)	Sinergia (psi*°F)
1	4345.982
10	6555.304
20	1281.065
50	2757.774
120	4918.844

En la Figura 11 A y B se refleja la variación de la sinergia de las variables temperatura y presión en función del tiempo. El comportamiento se asemeja a un modelo sinusoidal donde se espera que continúe oscilando, disminuyendo sus crestas y valles con respecto a su eje,

hasta alcanzar el equilibrio termodinámico; punto en el que la velocidad de formación de productos de corrosión y la velocidad de corrosión se estabilicen y se mantenga una sinergia constante (área crítica constante en el tiempo).

**Figura 11.**

*Comportamiento de la sinergia en función del tiempo de exposición.*



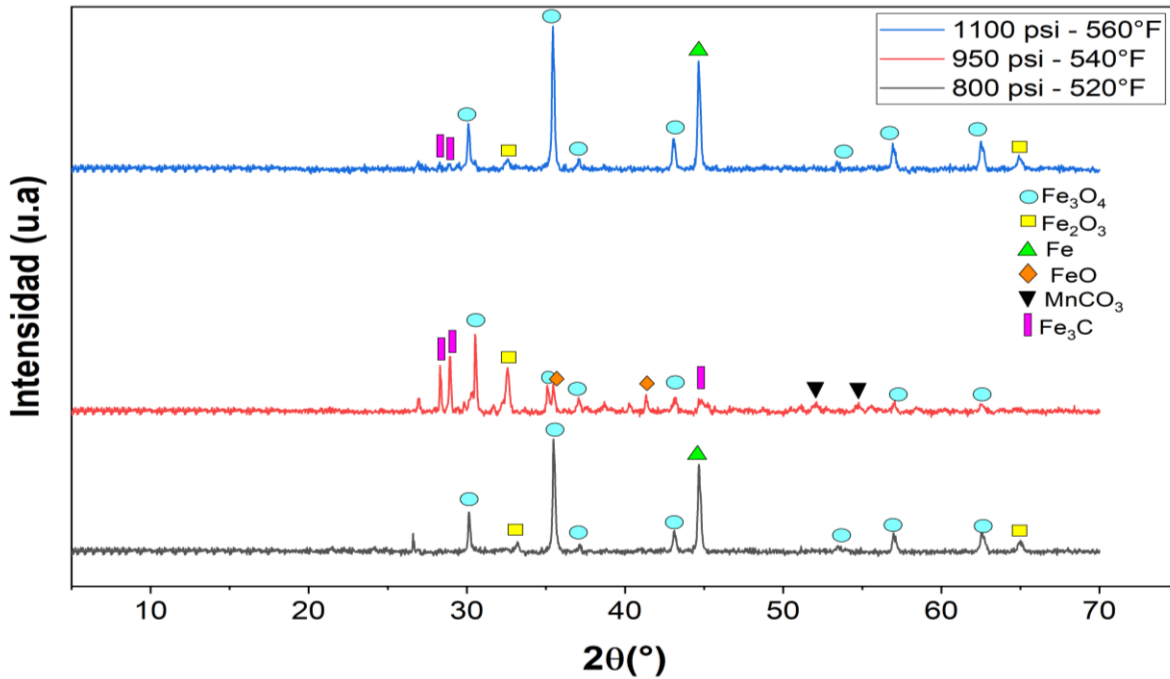
### 4.3 Análisis de los productos de corrosión formados en las condiciones de saturación del vapor a 120h de exposición por medio de difracción de rayos X (DRX) y microscopía electrónica de barrido (SEM-EDS).

#### 4.3.1 Difracción de rayos X (DRX)

Las muestras pertenecientes a las condiciones de saturación del vapor (800 psi – 520 °F, 950 psi – 540 °F y 1100 psi – 560 °F) fueron caracterizados por medio de difracción de rayos X (DRX). Los resultados fueron analizados por el software *X'Pert HighScore* con base de datos actualizada de 2021. En la Figura 12 se muestran claramente los resultados.

**Figura 12.**

*Difractogramas obtenidos para las condiciones de saturación del vapor.*



De acuerdo con la Figura 12, los productos de corrosión encontrados para las condiciones de saturación del vapor fueron trióxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), tetraóxido de hierro ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ), óxido ferroso ( $\text{FeO}$ ), carburo de hierro ( $\text{Fe}_3\text{C}$ ) y carbonato de manganeso ( $\text{MnCO}_3$ ); los cuales concuerdan con los resultados reportados en la literatura sobre estudios de aceros al carbono en atmósferas de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$  (Hua et al., 2019; Li et al., 2019; Moreno et al., 2020; Zeng et al., 2021). Adicionalmente, se realizó la simulación del diagrama de equilibrio en el software *HSC Chemistry* (Apéndice J), con el fin de confirmar los productos de corrosión para el ambiente de estudio y compararlos con la cuantificación másica obtenida por *X'Pert HighScore*.

De acuerdo con la Tabla 5, es posible confirmar que, tanto para escala experimental como simulación, el componente mayoritario en los productos de corrosión fue el tetraóxido de

hierro ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ). La variación entre los porcentajes experimentales y simulados es resultado de un tiempo insuficiente (120h) para alcanzar el equilibrio termodinámico.

**Tabla 5.**

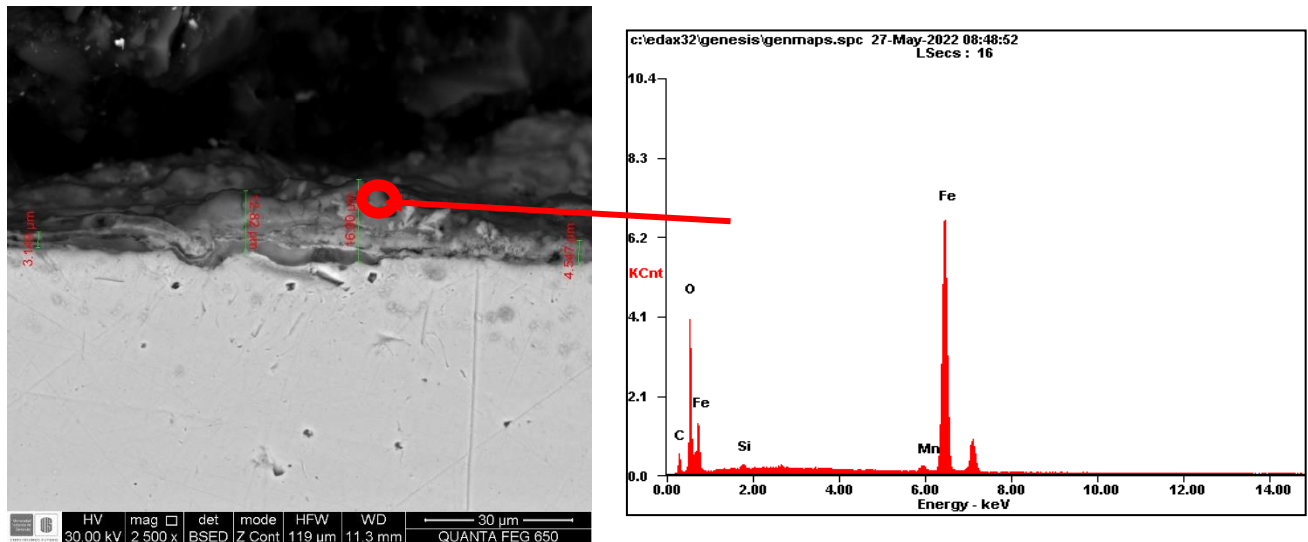
*Comparación entre los productos de corrosión encontrados a escala experimental y en equilibrio termodinámico por HSC Chemistry*

	800 psi – 520°F		950 psi – 540°F		1100 psi – 560°F	
Producto de corrosión	%Wt X'Pert HighScore	%Wt HSC Chemistry	%Wt X'Pert HighScore	%Wt HSC Chemistry	%Wt X'Pert HighScore	%Wt HSC Chemistry
$\text{Fe}_3\text{O}_4$	60	91.06	30	91.07	67	91.07
$\text{Fe}_2\text{O}_3$	18	5.73	19	5.57	7	5.40
$\text{FeO}$	--	1.11	10	1.26	--	1.43
$\text{Fe}_3\text{C}$	--	---	27	---	--	---
$\text{MnCO}_3$	--	2.08	14	2.08	--	2.08
$\text{Fe}$	22	0.02	----	0.02	26	0.02

#### 4.3.2 Microscopia electrónica de barrido (SEM-EDS).

La caracterización de SEM fue realizada en el microscopio electrónico de barrido FEG (Field Emission Gun) QUANTA FEG 650 en un ambiente de alto vacío y una aceleración de voltaje de 30 y 15kV. Cabe aclarar que la caracterización fue aplicada a las muestras que fueron sometidas a las condiciones de saturación del vapor bajo un tiempo de exposición de 120h.

Observando la Figura 13 se evidencia una formación discontinua; sin embargo, con buena adherencia al sustrato metálico. De igual manera, la capa presenta defectos internos como poros y un espesor de capa poco uniforme. Por otra parte, el espectro EDS puntual identifica una mayor concentración de oxígeno, lo cual se relaciona con los resultados de DRX y se atribuye a la formación de tetraóxido de hierro ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ).

**Figura 13.***SEM-EDS (520°F, 800psi, 120h).*

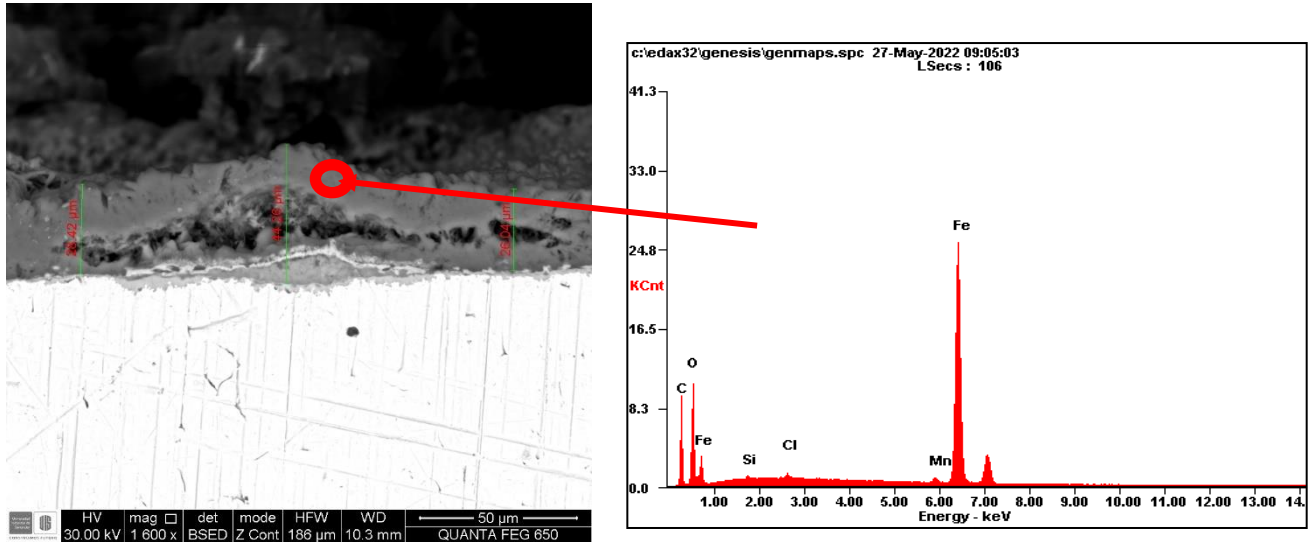
Por otro parte, en la Figura 14 se observa una estructura discontinua, con defectos internos como poros y también un desprendimiento en la parte central de la misma capa, lo cual se atribuye a que las condiciones de operación para esta probeta fueron las más corrosivas y a la notable diferencia de coeficientes de expansión térmica de los óxidos encontrados en Difracción de Rayos X (DRX).

Según lo visto en el Apéndice L, el óxido ferroso ( $\text{FeO}$ ) posee un mayor coeficiente de expansión térmica en comparación con los similares de trióxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) y tetraóxido de hierro ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ). A medida que se forman los compuestos, esta diferencia causa el aumento suficiente de esfuerzos internos sobre las interfaces  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ - $\text{FeO}$ - $\text{Fe}_3\text{O}_4$  para sobrepasar el esfuerzo último a la tracción (UTS, por sus siglas en inglés) y fracturar la película, como se evidencia en el espesor medio; razón por la cual no se observa este comportamiento para las condiciones de (800 psi, 520°F) y (1100 psi, 560°F) debido a la ausencia de óxido ferroso ( $\text{FeO}$ ).

Por otra parte, en el espectro EDS se determinan otros elementos diferentes, haciendo énfasis en el oxígeno y el carbono, los cuales tienen mayor presencia.

**Figura 14.**

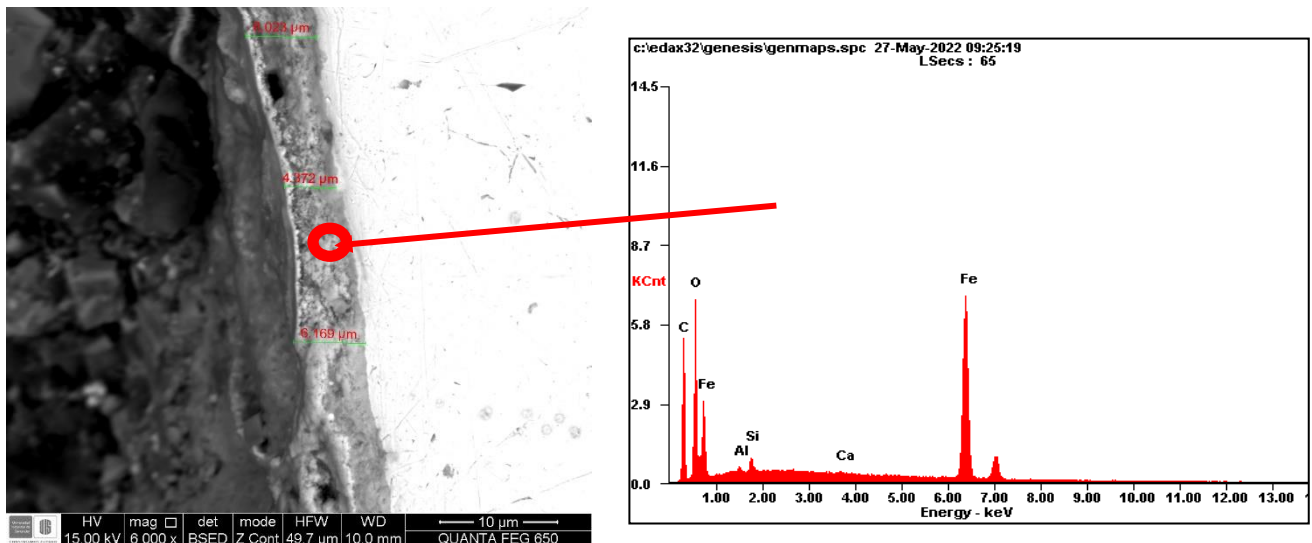
*SEM-EDS (540°F, 950psi, 120h).*



Así mismo, en la Figura 15 se muestra una capa con un espesor más uniforme comparado con las dos condiciones anteriores, además se le atribuye una mayor compactación y estabilidad. De igual manera que en los diferentes casos, también presenta algunas porosidades. Por otro lado, el espectro EDS indica una gran concentración de oxígeno.

**Figura 15.**

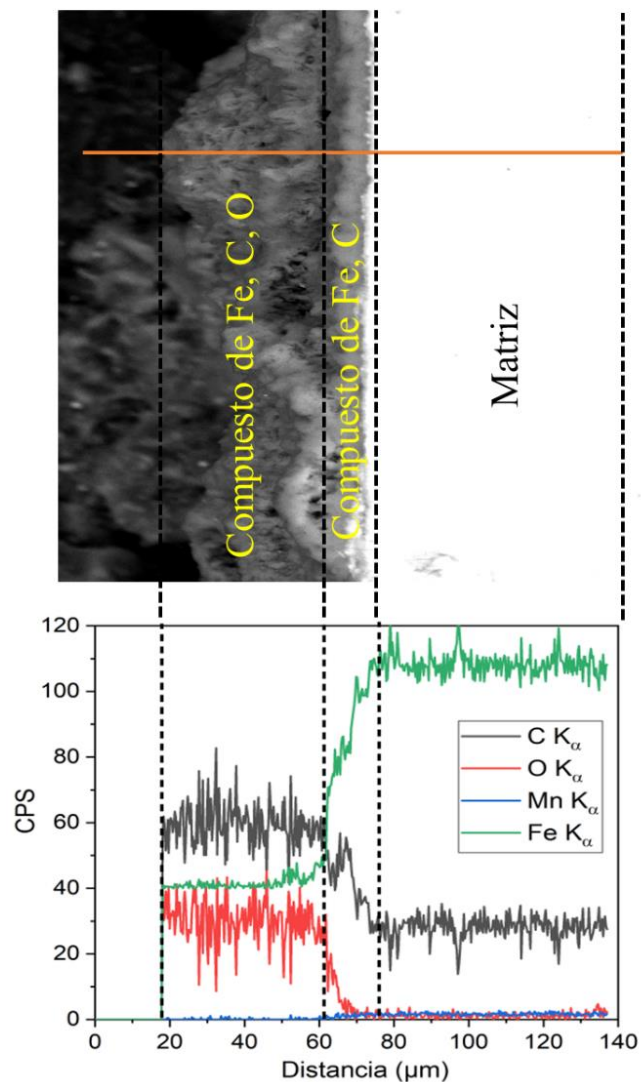
*SEM-EDS (560°F, 1100psi, 120h).*



Por otra parte, en la Figura 16 se muestra un análisis *Line - EDS* para las condiciones de 540°F y 950psi. En esta se puede evidenciar una formación de doble capa. La capa de compuestos de Fe-C, es decir, la formación interna es la más delgada y encima se encuentra una capa con un espesor mayor y compuesta por productos de Fe-C-O en su mayoría. Cabe resaltar que al comparar los resultados de EDS y DRX se confirman específicamente los compuestos que conforman la capa ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_3\text{C}$ ,  $\text{FeO}$  y  $\text{MnCO}_3$ ).

**Figura 16.**

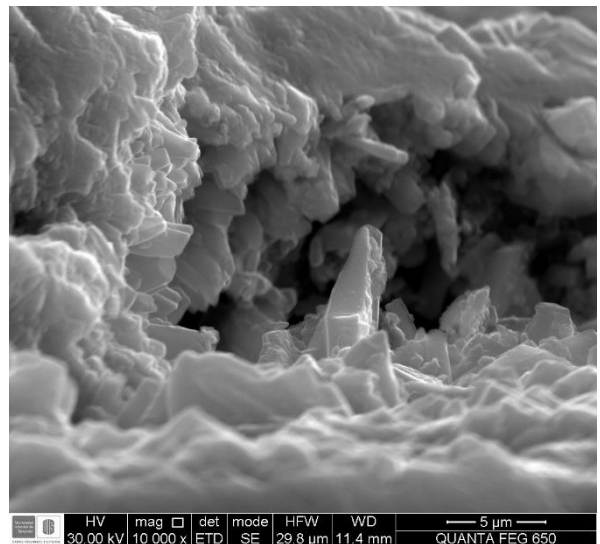
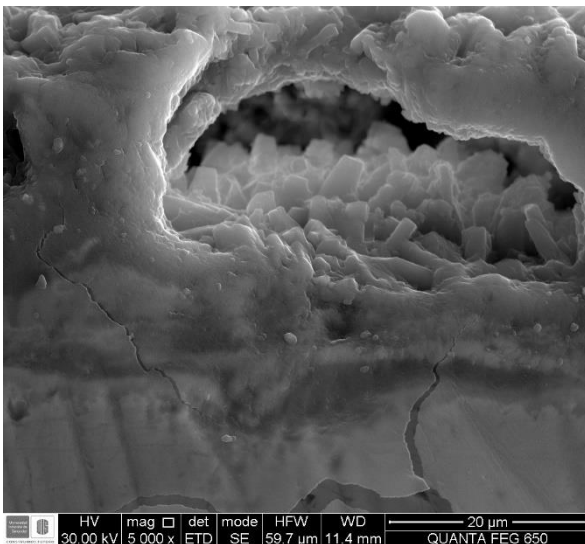
*EDS line-scan (540°F, 950psi, 120h)*



Por otro lado en la Figura 17 se evidencia la morfología de los productos de corrosión, la cual se puede describir como amorfa, esto por otro lado, puede tener repercusión en los análisis de DRX debido a la poca estructura cristalina; sin embargo se determinaron los productos referenciados por revisión bibliográfica ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_3\text{C}$ ,  $\text{FeO}$  y  $\text{MnCO}_3$ ). También se identifican algunos defectos internos como fracturas y poros.

**Figura 17.**

*SEM – 540°F, 950psi, 120h*



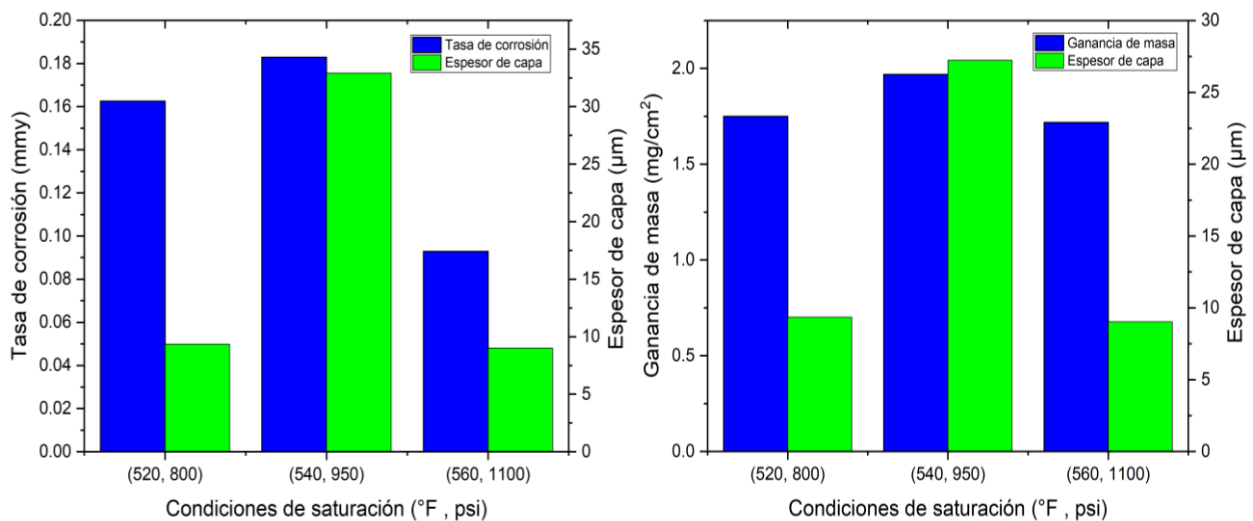
Finalmente, se recopilaron las medidas de espesor y se consignaron en la Figura 18 para comparar entre la ganancia de masa, velocidad de corrosión y espesor de los productos de corrosión.

Observando las comparaciones entre el espesor de capa vs velocidad de corrosión y ganancia de masa, respectivamente, se determina un comportamiento creciente en ambos casos, lo cual ha sido muy común dentro de los resultados obtenidos a lo largo de la investigación. Lo anterior indica que a estas condiciones de saturación el fenómeno difusivo de especies es mayor y favorece la formación de productos de corrosión. Cabe resaltar que a

la condición de 540°F y 950 psi se obtiene el mayor espesor de capa, sin embargo, no significa que sea una capa estable y pasivante ya que se ha confirmado anteriormente que estas condiciones resultan ser las más agresivas corrosivamente. Por otra parte, a la condición de 560°F y 1100 psi se observa una capa más compacta y menos porosa. De igual manera, se destaca que el espesor de capa medio entre las condiciones de 520°F – 800 psi y 560°F – 1100 psi no varía significativamente; sin embargo, comparando lo anterior con los niveles de velocidad de corrosión se puede determinar que las máximas condiciones de operación proporcionan una capa estable y protectora.

**Figura 18.**

*Comparación entre velocidad de corrosión, ganancia de masa y espesor de los productos de corrosión sobre las muestras expuestas a las condiciones de saturación bajo un tiempo de exposición de 120h.*



#### 4.4 Discusión técnica electroquímica Extrapolación de Tafel.

La determinación de la velocidad de corrosión por medio de la técnica electroquímica extrapolación de Tafel fue hallada usando el software de simulación *OLI Studio: corrosion analyzer*. Debido a la falta de fase líquida, no fue posible calcular la velocidad de corrosión

para las condiciones de estudio ya que el software entregaba el siguiente error: *No aqueous phase was predicted – corrosion rates cannot be calculated*. Sin embargo, fue posible calcular las condiciones de presión y temperatura para garantizar la mínima cantidad de agua y conductividad eléctrica necesaria para medir la velocidad de corrosión por método electroquímico. Las anteriores condiciones fueron determinadas ajustando una variable y variando la otra desde 0 hasta el valor crítico en el que el software entregaba el error (*No aqueous phase was predicted – corrosion rates cannot be calculated*). Los resultados se resumen en la Tabla 6.

**Tabla 6.**

*Variables corregidas mínimas para determinar velocidad de corrosión por método electroquímico.*

<b>Variable independiente: X</b>	<b>Variable dependiente: F(X)</b>	<b>Variable corregida: F(X) necesaria.</b>	<b>Conductividad eléctrica específica mínima (<math>\mu\text{S}/\text{cm}</math>)</b>	<b>Calidad de mezcla en fase gaseosa mínima (%)</b>	<b>Velocidad de corrosión (mmy)</b>
<b>800 psi</b>	520°F	457 °F	26.8406	99.13107043	0.0383709
<b>950 psi</b>	540°F	473 °F	26.9092	99.13161239	0.0328936
<b>1100 psi</b>	560 °F	487 °F	26.9143	99.16326063	0.0294384
<b>520 °F</b>	800 psi	1530 psi	26.6499	99.75023362	0.0241298
<b>540 °F</b>	950 psi	1865 psi	26.5248	99.7486226	0.0220358
<b>560 °F</b>	1100 psi	2265 psi	26.3519	99.80375221	0.0203172

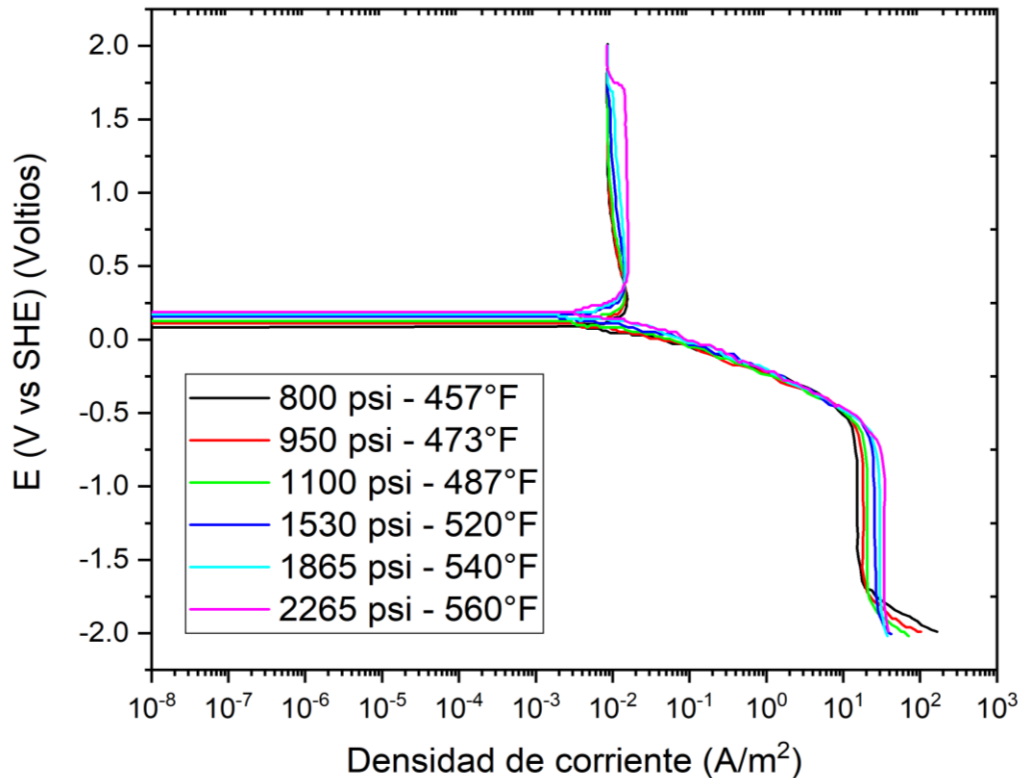
En la Tabla 6 se refleja el efecto de la adición de la mezcla ( $\text{CO}_2 + \text{N}_2$ ) sobre las condiciones de saturación del vapor. Para una presión de 800 psi, la temperatura de saturación del vapor es disminuida por debajo de 520°F como resultado del decrecimiento de su fracción de masa al estar compuesto en una mezcla. Por otro lado, para una temperatura de 520°F, la

presión necesaria para la coexistencia de vapor-líquido en la mezcla es incrementada para favorecer el líquido comprimido en la mezcla multicomponente.

En la Figura 19 se presentan las curvas de polarización potenciodinámica para todas las condiciones.

**Figura 19.**

*Curvas de polarización para las condiciones corregidas*



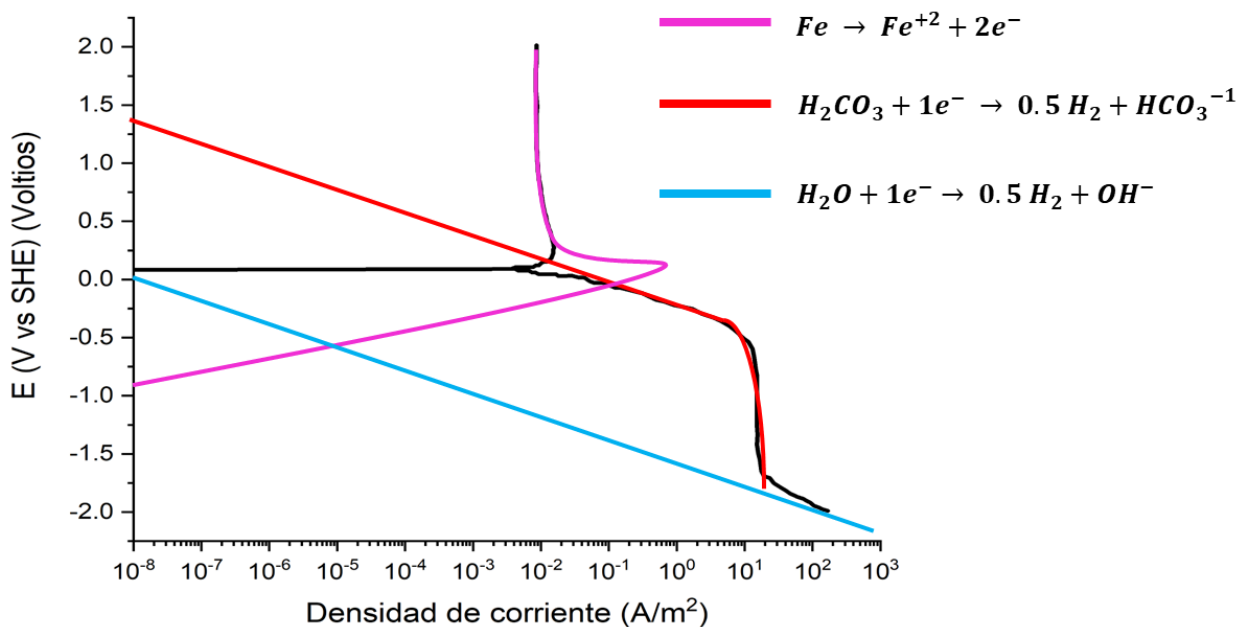
Según la Figura 19, todas las curvas de polarización presentaron pasivación en la rama anódica y se asocia a la formación de una capa de productos de corrosión. Por lo tanto, el flujo de transferencia de carga es forzado a difundir a través de la capa hasta el punto de que la corriente alcanza un valor límite; obteniéndose una pendiente de Tafel anódica con tendencia al infinito. Por otro lado, en la rama catódica se aprecia un comportamiento mixto, formado por una zona de activación (transferencia de carga) y una polarización por concentración (transferencia de masa). De acuerdo con lo anterior, desde el punto de vista

cinético, la velocidad de corrosión es determinada por el comportamiento catódico debido a que es la única rama que posee una pendiente de Tafel definida. Finalmente, la capa de productos de corrosión cumple el criterio de pasivación estable ya que la corriente límite de la rama catódica es más grande que la corriente anódica crítica (Kelly, 2003).

Las reacciones correspondientes a la rama anódica, la zona de activación y de polarización por concentración en la rama catódica fueron obtenidas con el software *OLI corrosion analyzer*. Cabe resaltar que las reacciones fueron las mismas para todas las condiciones.

### Figura 20.

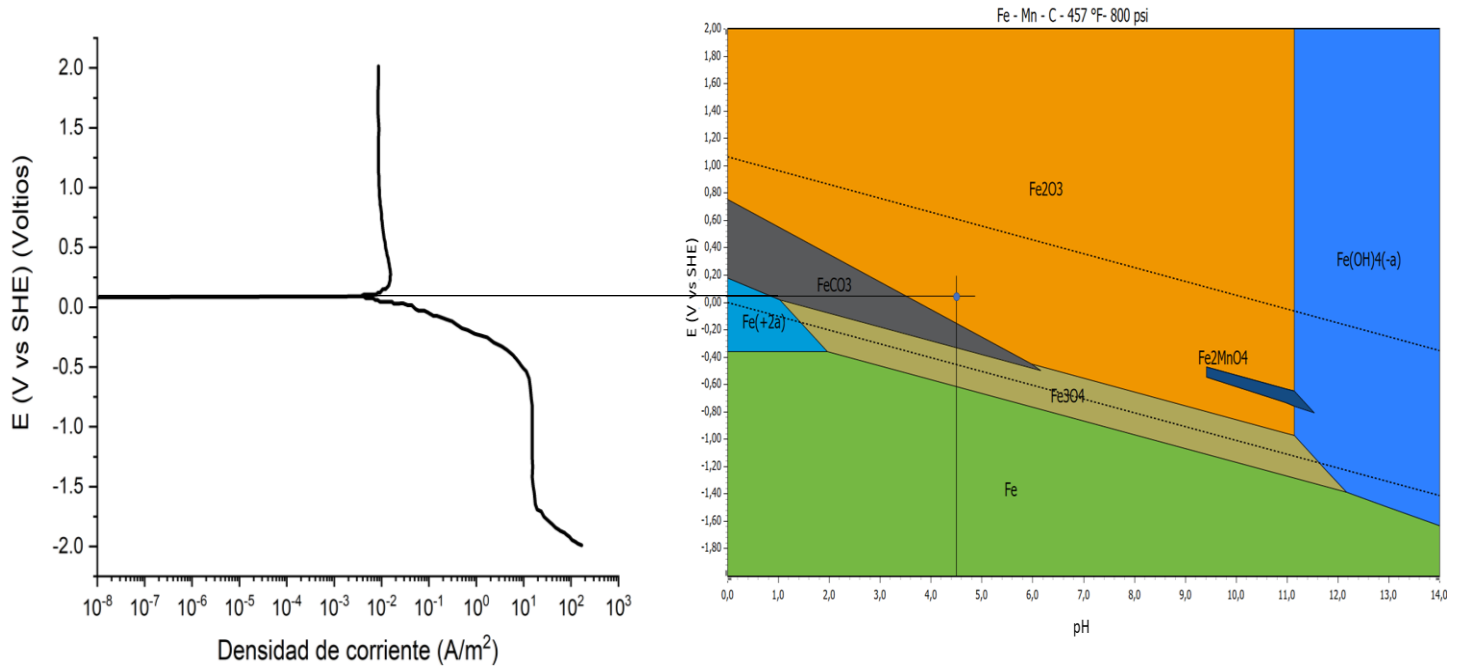
*Reacciones presentes en la curva de polarización potenciodinámica a 800 psi y 457°F.*



Los valores de potencial de corrosión ( $E_{corr}$  vs SHE) y pH también fueron extraídos del software *OLI corrosion analyzer*. Posteriormente fueron evaluados en los diagramas de Pourbaix simulados para cada condición por el software *HSC Chemistry* (Apéndice H). En la Figura 21 se refleja esta evaluación.

**Figura 21.**

*Evaluación entre la curva de polarización potenciodinámica y el diagrama de Pourbaix. Para la condición de 457°F y 800 psi*



El mismo procedimiento fue realizado para las demás condiciones. Lo anterior se resume en la Tabla 7.

**Tabla 7.**

*Zonas de estabilidad encontradas en el diagrama de Pourbaix de cada condición.*

Variable independiente: <b>X</b>	Variable corregida: <b>F(X) necesaria.</b>	Potencial de corrosión <b>(E<sub>corr</sub>)</b>	<b>pH</b>	<b>Zona de estabilidad</b>
<b>800 psi</b>	457 °F	0.076	4.555	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
<b>950 psi</b>	473 °F	0.096	4.556	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
<b>1100 psi</b>	487 °F	0.112	4.557	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
<b>520 °F</b>	1530 psi	0.145	4.565	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
<b>540 °F</b>	1865 psi	0.163	4.570	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>
<b>560 °F</b>	2265 psi	0.181	4.575	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>

Según la Tabla 7, el trióxido de hierro  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ , para todas las condiciones, es el elemento presente en mayor proporción en los productos corrosión y el responsable del comportamiento de pasivación estable en las curvas de polarización.

## 5. Conclusiones

- Se determinó que las variables temperatura y presión tuvieron influencia directa sobre los cambios en la masa y la velocidad de corrosión del acero API N-80 en atmósferas de vapor-flue gas. Se evidenció una disminución de la velocidad de corrosión y ganancia de masa al incrementar la temperatura a presión constante y es asociado a la disminución de ion bicarbonato ( $\text{HCO}_3^{-1}$ ) y fase acuosa ( $\text{H}_2\text{O}(\text{L})$ ), respectivamente. De igual forma, se encontró un incremento sobre la velocidad de corrosión y ganancia de masa al aumentar la presión de 800 a 950 psi a temperatura constante, y es atribuido al aumento del ion bicarbonato ( $\text{HCO}_3^{-1}$ ) y fase acuosa ( $\text{H}_2\text{O}(\text{L})$ ), respectivamente. Finalmente, la ganancia de masa y la velocidad de corrosión decrecieron con el incremento de presión de 950 a 1100 psi y es asociado al aumento drástico de la solubilidad de  $\text{H}_2\text{O}$  en  $\text{CO}_2$  que debilita la adsorción molecular de agua y a la transición de  $\text{CO}_2$  a  $\text{CO}_2$  supercrítico, respectivamente.
- De acuerdo a los resultados obtenidos por Difracción de Rayos X (DRX), los productos de corrosión encontrados para las condiciones de saturación del vapor fueron trióxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), tetraóxido de hierro ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ), óxido de hierro ( $\text{FeO}$ ), carburo de hierro ( $\text{Fe}_3\text{C}$ ) y carbonato de manganeso ( $\text{MnCO}_3$ ); los cuales concuerdan con los contenidos encontrados en espectroscopia de rayos X de energía

dispersiva (EDS) y los resultados reportados en la literatura sobre estudios de aceros al carbono en atmósferas de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ .

- Mediante el software de simulación *HSC Chemistry* en conjunto con Difracción de rayos X (DRX) fue posible confirmar y validar que el tetraóxido de hierro ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ) es el compuesto presente en mayor proporción dentro de los productos de corrosión.
- A partir de los resultados obtenidos por el software *OLI corrosion analyzer* y la construcción del diagrama de Pourbaix por el software *HSC Chemistry*, fue posible evaluar el potencial de corrosión ( $E_{\text{corr}}$ ) y el pH para identificar la zona de estabilidad sobre las condiciones corregidas. Concluyendo que el trióxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) es el responsable de la pasivación estable evidenciada en las curvas de polarización.
- Mediante microscopía electrónica de barrido (SEM) se obtuvo una imagen morfológica de los productos de corrosión, además se determinó el espesor de capa para cada una de las condiciones. Por otra parte, por medio de espectroscopía de rayos X de energía dispersiva (SEM-EDS) se determinó que el elemento en mayor concentración además del base (Fe) fue el oxígeno (O) seguido por el carbono (C). Adicionalmente, se concluye que el óxido ferroso (FeO), presente en los productos de corrosión a 950 psi y 540°F, provocó el agrietamiento en la línea central de la película de productos de corrosión debido a la creación de esfuerzos internos como resultado de la diferencia en los coeficientes de expansión térmica. De igual manera, el *Line - EDS* permitió determinar la composición elemental de cada una de las capas y posteriormente por medio de DRX se consiguió comprobar los compuestos que conformaban los productos corrosivos ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{Fe}_3\text{C}$ , FeO y  $\text{MnCO}_3$ ).

- De acuerdo con los resultados obtenidos en la curva de contorno, se identificó que a 520°F y 950 psi la tasa de corrosión se conserva en niveles altos debido a la mayor cantidad de agua líquida presente. Por otro lado, a las condiciones de 560 °F y 1100 psi, se favorece la disminución de la velocidad de corrosión por la disminución de agua en fase líquida y de esta forma inhibiendo la reacción entre el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O para formar ácido carbónico. Por tanto, con lo que respecta al proceso de inyección vapor-*flue gas* en campo, es recomendable trabajar a las condiciones de operación (1100 psi – 560 °F) ya que de esta manera disminuye la producción de ácido carbónico.

## 6. Recomendaciones

- Realizar pruebas experimentales en ambientes de solo vapor sobre el comportamiento corrosivo del acero API N-80 con el objetivo de determinar el porcentaje de incremento de la velocidad de corrosión al coinyectar *flue gas* en la corriente de vapor.
- Estudiar el efecto de diferentes microestructuras y texturas cristalográficas sobre la velocidad de corrosión del acero API N-80 con el objeto de diseñar un tratamiento térmico adecuado que permita mantener una relación óptima de fase anódica/ catódica que disminuya la velocidad de disolución interna del acero y una excelente distribución, orientación y tamaño de grano que debilite el transporte especies por la atmósfera vapor-*flue gas* a elevadas condiciones de presión y temperatura.

**Bibliografía**

- Al-Janabi, Y. T. (2020). An Overview of Corrosion in Oil and Gas Industry. In *Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry* (pp. 1–39). Wiley.  
<https://doi.org/10.1002/9783527822140.ch1>
- Askari, M., Aliofkhaezai, M., & Afroukhteh, S. (2019). A comprehensive review on internal corrosion and cracking of oil and gas pipelines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 71, 102971. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.102971>
- Burkle, D. (2017). *Understanding the formation of protective FeCO<sub>3</sub> on to carbon steel pipelines during CO<sub>2</sub> corrosion*. The University of Leeds.
- Cai, Z., Wang, S., & Zhao, S. (2019). *The Research Progress on the Erosion Corrosion of Two-Phase Fluid in Oil and Gas Pipe* (pp. 1437–1444). [https://doi.org/10.1007/978-981-10-7560-5\\_132](https://doi.org/10.1007/978-981-10-7560-5_132)
- Chelgham, F., Bouzid, N., Saidi, M., Ouakkaf, A., Taabouche, A., Boudjema, S., Larget, H., Mamanou, A., & Meddoura, N. (2021). Effects of Temperature on Microstructure and Corrosion behavior of API N80 Carbon Steel. *Asian Journal Of Research in Chemistry*, 14(1), 1–6. <https://doi.org/10.5958/0974-4150.2021.00013.4>
- Chen, X., Li, C., Ming, N., & He, C. (2021). Effects of temperature on the corrosion behaviour of X70 steel in CO<sub>2</sub>-Containing formation water. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 88, 103815. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103815>
- Cui, L., Kang, W., You, H., Cheng, J., & Li, Z. (2021). Experimental Study on Corrosion of J55 Casing Steel and N80 Tubing Steel in High Pressure and High Temperature Solution Containing CO<sub>2</sub> and NaCl. *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion*, 7(1), 13. <https://doi.org/10.1007/s40735-020-00449-5>

- Fakher, S., & Imqam, A. (2020). Application of carbon dioxide injection in shale oil reservoirs for increasing oil recovery and carbon dioxide storage. *Fuel*, *265*, 116944. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116944>
- Fayomi, O. S. I., Akande, I. G., & Odigie, S. (2019). Economic Impact of Corrosion in Oil Sectors and Prevention: An Overview. *Journal of Physics: Conference Series*, *1378*(2), 022037. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1378/2/022037>
- G. Koch, J. Varney, N. Thompson, O. Moghissi, M. Gould, & J. Payer. (2016). *NACE 2016 Impact Study*.
- Hastings, A., & Smith, P. (2020). Achieving Net Zero Emissions Requires the Knowledge and Skills of the Oil and Gas Industry. *Frontiers in Climate*, *2*. <https://doi.org/10.3389/fclim.2020.601778>
- Hua, Y., Xu, S., Wang, Y., Taleb, W., Sun, J., Zhang, L., Barker, R., & Neville, A. (2019). The formation of FeCO<sub>3</sub> and Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub> on carbon steel and their protective capabilities against CO<sub>2</sub> corrosion at elevated temperature and pressure. *Corrosion Science*, *157*, 392–405. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.06.016>
- Javidi, M., Chamanfar, R., & Bekhrad, S. (2019). Investigation on the efficiency of corrosion inhibitor in CO<sub>2</sub> corrosion of carbon steel in the presence of iron carbonate scale. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, *61*, 197–205. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.11.017>
- Kelly, R. G. (2003). *Electrochemical techniques in corrosion science and engineering*. Marcel Dekker.
- Khanna, A. S. (2016). *High Temperature Corrosion*. WORLD SCIENTIFIC. <https://doi.org/10.1142/9573>

- Kirmani, F. U. D., Raza, A., Gholami, R., Haidar, M. Z., & Fareed, C. S. (2021). Analyzing the effect of steam quality and injection temperature on the performance of steam flooding. *Energy Geoscience*, 2(1), 83–86.  
<https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.11.002>
- Li, S., Li, Z., & Sun, X. (2017a). Effect of flue gas and n -hexane on heavy oil properties in steam flooding process. *Fuel*, 187, 84–93. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.09.050>
- Li, S., Li, Z., & Sun, X. (2017b). Effect of flue gas and n -hexane on heavy oil properties in steam flooding process. *Fuel*, 187, 84–93. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.09.050>
- Li, S., Zhang, K., & Wang, Q. (2019a). Experimental study on the corrosion of a downhole string under flue gas injection conditions. *Energy Science & Engineering*, 7(6), 2620–2632. <https://doi.org/10.1002/ese3.448>
- Li, S., Zhang, K., & Wang, Q. (2019b). Experimental study on the corrosion of a downhole string under flue gas injection conditions. *Energy Science & Engineering*, 7(6), 2620–2632. <https://doi.org/10.1002/ese3.448>
- Li, Y., Chen, M., Li, J., Song, L., Zhang, X., & Liu, Z. (2018). Flow-accelerated corrosion behavior of 13Cr stainless steel in a wet gas environment containing CO<sub>2</sub>. *International Journal of Minerals, Metallurgy, and Materials*, 25(7), 779–787.  
<https://doi.org/10.1007/s12613-018-1626-3>
- Moreno, J., Santos, L., Orozco-Agamez, J., Ariza, C., Muñoz, S., & Peña, D. (2021). Determination of corrosion products for steam and flue gas injection environments using thermodynamic simulation. *Journal of Physics: Conference Series*, 1938(1), 012004. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1938/1/012004>
- Moreno, W. E. G., Ponzi, G. G. D., Henrique, Â. A. M. P., & Andrade, J. J. de O. (2020). Review of Studies on Corrosion of Steel by CO<sub>2</sub> , Focussed on the Behaviour of API

Steel in Geological CO<sub>2</sub> Storage Environment. *Materials and Geoenvironment*, 66(3), 149–172. <https://doi.org/10.2478/rmzmag-2019-0017>

Mu, J., Li, Y. Z., & Wang, X. (2021). Crevice corrosion behavior of X70 steel in NaCl solution with different pH. *Corrosion Science*, 182, 109310. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2021.109310>

Osma, L., García, L., Pérez, R., Barbosa, C., Botett, J., Sandoval, J., & Manrique, E. (2019). Benefit–Cost and Energy Efficiency Index to Support the Screening of Hybrid Cyclic Steam Stimulation Methods. *Energies*, 12(24), 4631. <https://doi.org/10.3390/en12244631>

Papavinasam, S. (2014). Oil and Gas Industry Network. In *Corrosion Control in the Oil and Gas Industry* (pp. 41–131). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397022-0.00002-9>

Pérez, J. H., Gonzalez Sanchez, E. D., Martinez Vertel, J. J., & Muñoz Navarro, S. F. (2020, July 20). Surface Facilities Development for Steam Flue Gas Injection in a Colombian Heavy Oil Reservoir. *Day 2 Tue, July 28, 2020*. <https://doi.org/10.2118/199103-MS>

Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., Osma, L., Botett, J., García, L., & Rodríguez, H. (2018). Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(2), 91–107. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018007>

Prajapati, V., Kumar, Y., Gupta, D., Kalam, A., & Dubey, M. (2022). Analysis of Pitting Corrosion of Pipelines in a Marine Corrosive Environment Using COMSOL Multiphysics. *Journal of Bio- and Tribo-Corrosion*, 8(1), 21. <https://doi.org/10.1007/s40735-021-00620-6>

- Qiu, Z., Xiong, C., Ye, Z., Zhou, X., Wang, R., Lin, X., & Sui, P. (2019). Corrosion behavior of N80 steel in CO<sub>2</sub>-saturated formation water. *Anti-Corrosion Methods and Materials*, 66(4), 464–470. <https://doi.org/10.1108/ACMM-10-2018-2005>
- Radhamani, A., Lau, H. C., & Ramakrishna, S. (2020). Nanocomposite coatings on steel for enhancing the corrosion resistance: A review. *Journal of Composite Materials*, 54(5), 681–701. <https://doi.org/10.1177/0021998319857807>
- Sequeira, C. A. C. (2019). *High Temperature Corrosion*. John Wiley & Sons, Inc. <https://doi.org/10.1002/9781119474371>
- Shi, J.-Q., Durucan, S., & Fujioka, M. (2008). A reservoir simulation study of CO<sub>2</sub> injection and N<sub>2</sub> flooding at the Ishikari coalfield CO<sub>2</sub> storage pilot project, Japan. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2(1), 47–57. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00112-0](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00112-0)
- Speight, J. (2016). *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-01296-8>
- Spycher, N., Pruess, K., & Ennis-King, J. (2003). CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O mixtures in the geological sequestration of CO<sub>2</sub>. I. Assessment and calculation of mutual solubilities from 12 to 100°C and up to 600 bar. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 67(16), 3015–3031. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(03\)00273-4](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(03)00273-4)
- Sun, B., Zuo, X., Cheng, X., & Li, X. (2020). The role of chromium content in the long-term atmospheric corrosion process. *Npj Materials Degradation*, 4(1), 37. <https://doi.org/10.1038/s41529-020-00142-5>
- Sun, C., Liu, J., Sun, J., Lin, X., & Wang, Y. (2021). Probing the initial corrosion behavior of X65 steel in CCUS-EOR environments with impure supercritical CO<sub>2</sub> fluids. *Corrosion Science*, 189, 109585. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2021.109585>

- Takeda, M., Onishi, T., Nakakubo, S., & Fujimoto, S. (2009). Physical Properties of Iron-Oxide Scales on Si-Containing Steels at High Temperature. *MATERIALS TRANSACTIONS*, 50(9), 2242–2246.  
<https://doi.org/10.2320/MATERTRANS.M2009097>
- Wang, Y., Wang, B., He, S., Zhang, L., Xing, X., Li, H., & Lu, M. (2022). Unraveling the effect of H<sub>2</sub>S on the corrosion behavior of high strength sulfur-resistant steel in CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S/Cl<sup>-</sup> environments at ultra high temperature and high pressure. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 100, 104477.  
<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104477>
- Wasim, M., & Djukic, M. B. (2022). External corrosion of oil and gas pipelines: A review of failure mechanisms and predictive preventions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 100, 104467. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104467>
- Wattanaphan, P., Sema, T., Idem, R., Liang, Z., & Tontiwachwuthikul, P. (2013). Effects of flue gas composition on carbon steel (1020) corrosion in MEA-based CO<sub>2</sub> capture process. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, 340–349.  
<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.08.021>
- Yee, C. T., & Stroich, A. (2004). Flue Gas Injection Into a Mature SAGD Steam Chamber at the Dover Project (Formerly UTF). *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 43(01). <https://doi.org/10.2118/04-01-06>
- Zeng, D., Huang, Z., Yu, Z., Shi, S., Yi, Y., Liu, C., Tian, G., & Sun, Y. (2021). Effects of CO<sub>2</sub> gassy-supercritical phase transition on corrosion behaviors of carbon steels in saturated vapor environment. *Journal of Central South University*, 28(2), 325–337.  
<https://doi.org/10.1007/s11771-021-4605-1>

Zhong, L. ., Dong, Z. ., Hou, J. ., Li, Y. ., Sun, Y. ., Zhao, L. ., Lu, W. ., & Qin, F. . (2013, July 2). Investigation on Principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by

Coinjection of Steam with Flue Gas. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/165231-MS>

Zhong, X., Lu, W., Yang, H., Liu, M., Zhang, Y., Liu, H., Hu, J., Zhang, Z., & Zeng, D.

(2019). Oxygen corrosion of N80 steel under laboratory conditions simulating high pressure air injection: Analysis of corrosion products. *Journal of Petroleum Science*

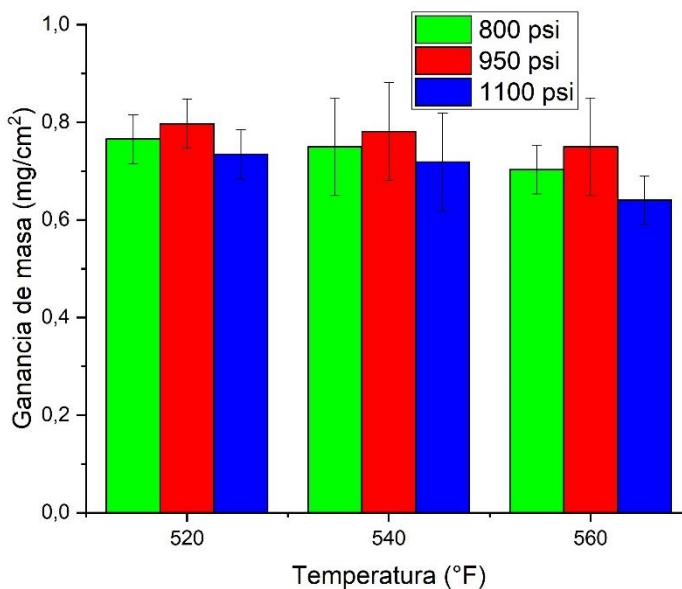
*and Engineering*, 172, 162–170. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.09.058>

**Apéndice**

**Apéndice A.** Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Temperatura( $^{\circ}\text{F}$ ) (10h,20,50h)

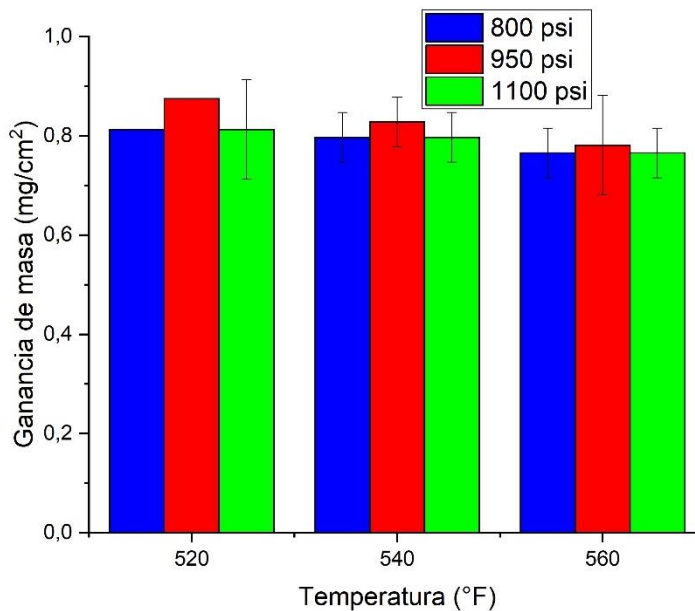
**Figura 22.**

*Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Temperatura( $^{\circ}\text{F}$ ). 10 h*



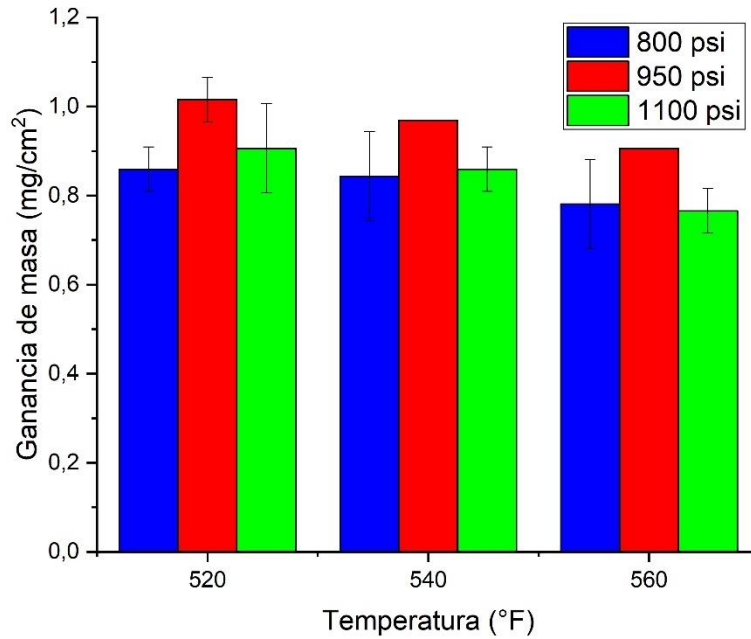
**Figura 23.**

*Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Temperatura( $^{\circ}\text{F}$ ).20h*



**Figura 24.**

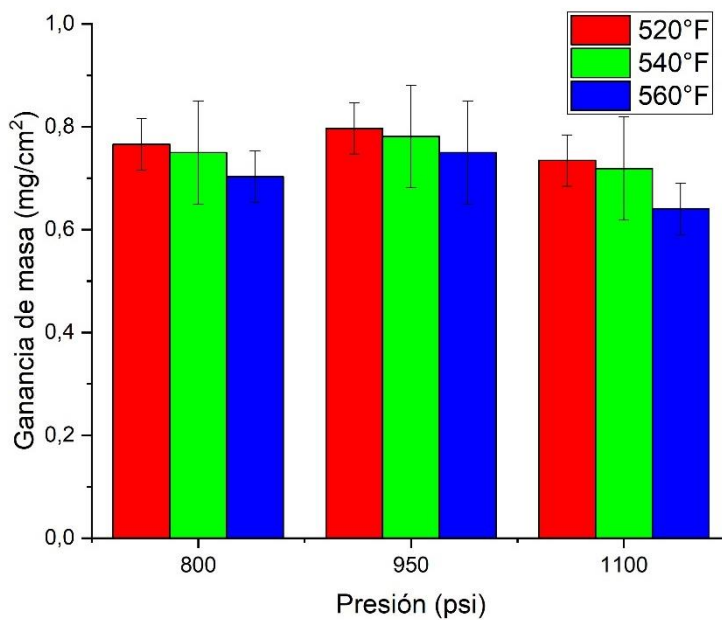
*Ganancia de masa (mg/cm<sup>2</sup>) vs Temperatura(°F).50h*



**Apéndice B.** Ganancia de masa (mg/cm<sup>2</sup>) vs Presión (psi). (10h,20h,50h)

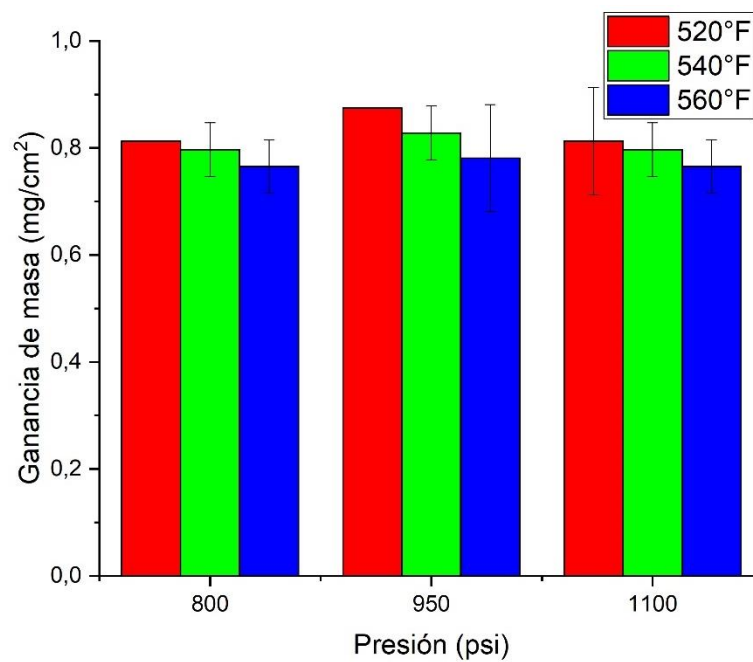
**Figura 25.**

*Ganancia de masa (mg/cm<sup>2</sup>) vs Presión (psi).10h*



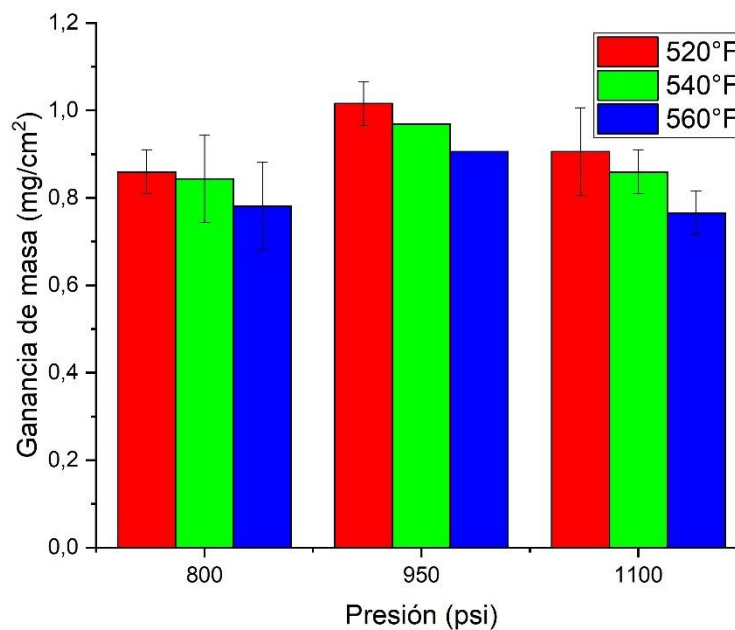
**Figura 26.**

*Ganancia de masa (mg/cm<sup>2</sup>) vs Presión (psi).20h*



**Figura 27.**

*Ganancia de masa (mg/cm<sup>2</sup>) vs Presión (psi).50h*

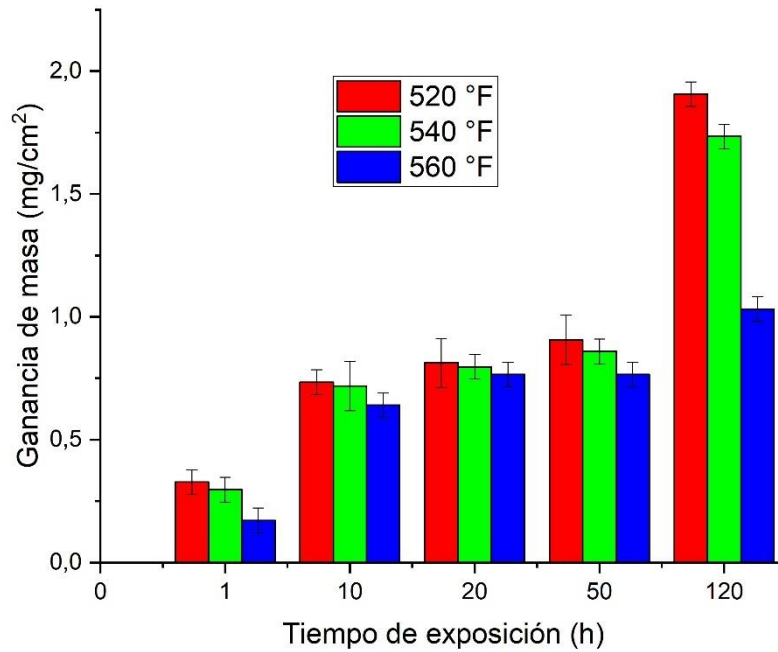


**Apéndice C.** Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Tiempo de exposición (h)

*Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Tiempo de exposición (h) Presión constante (psi)*

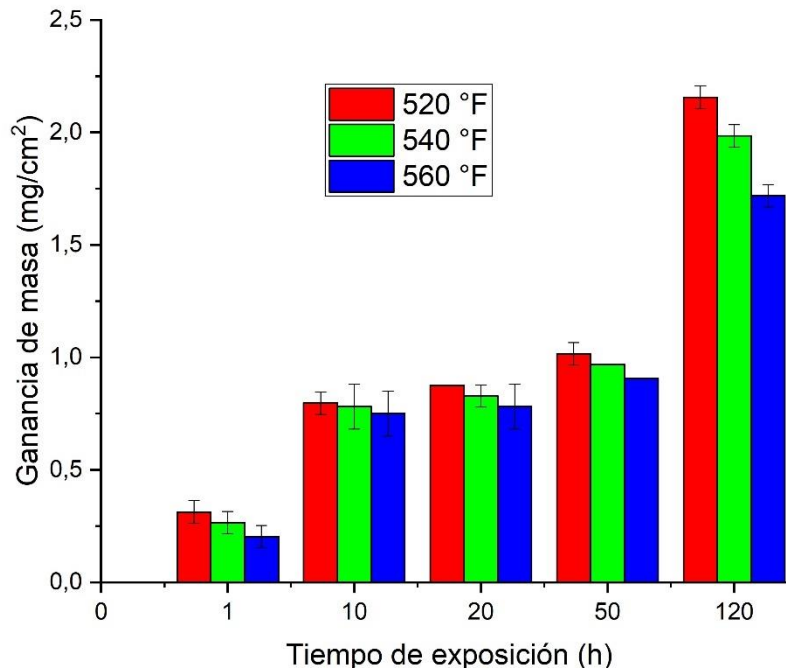
**Figura 28.**

*Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Tiempo de exposición (h) Presión constante (950 psi)*



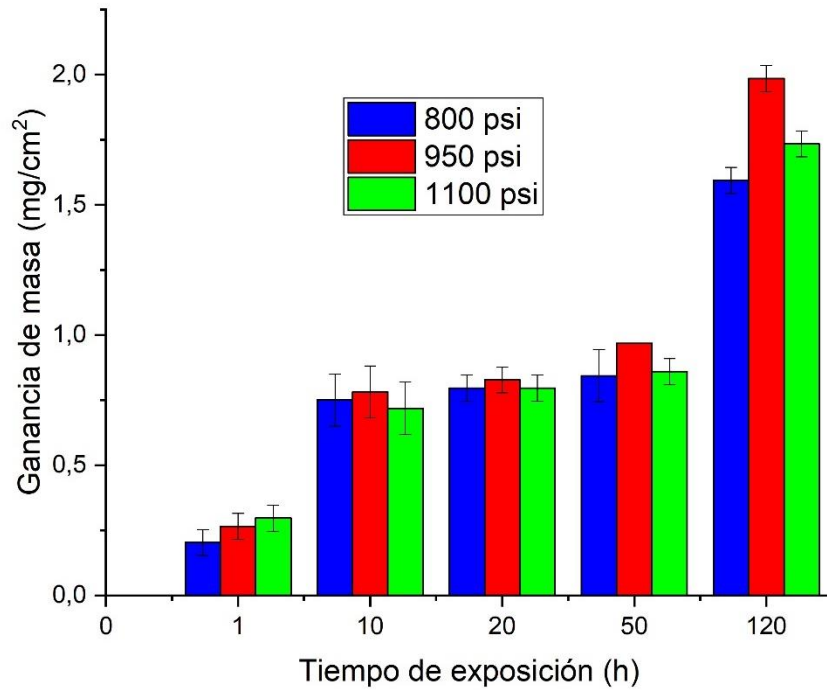
**Figura 29.**

*Ganancia de masa ( $\text{mg}/\text{cm}^2$ ) vs Tiempo de exposición (h) Presión constante (1100 psi)*



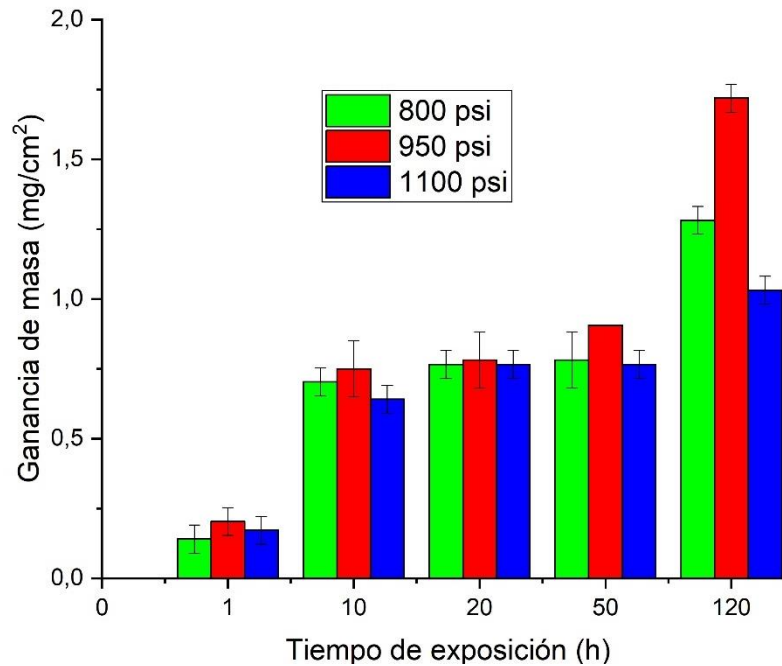
**Figura 30.**

*Ganancia de masa (mg/cm<sup>2</sup>) vs Tiempo de exposición (h) Temperatura constante (540°F)*



**Figura 31.**

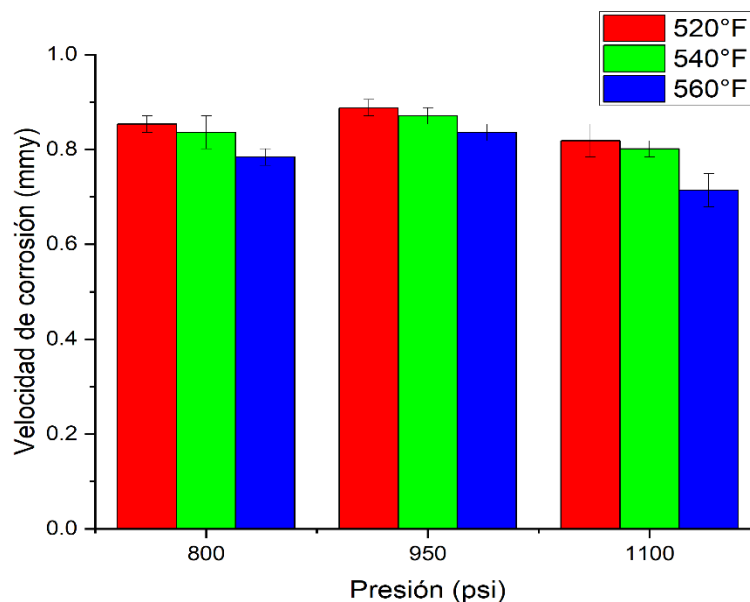
*Ganancia de masa (mg/cm<sup>2</sup>) vs Tiempo de exposición (h) Temperatura constante (560°F)*



**Apéndice D.** Variación de la velocidad de corrosión en función de la presión (10h,20h,50h).

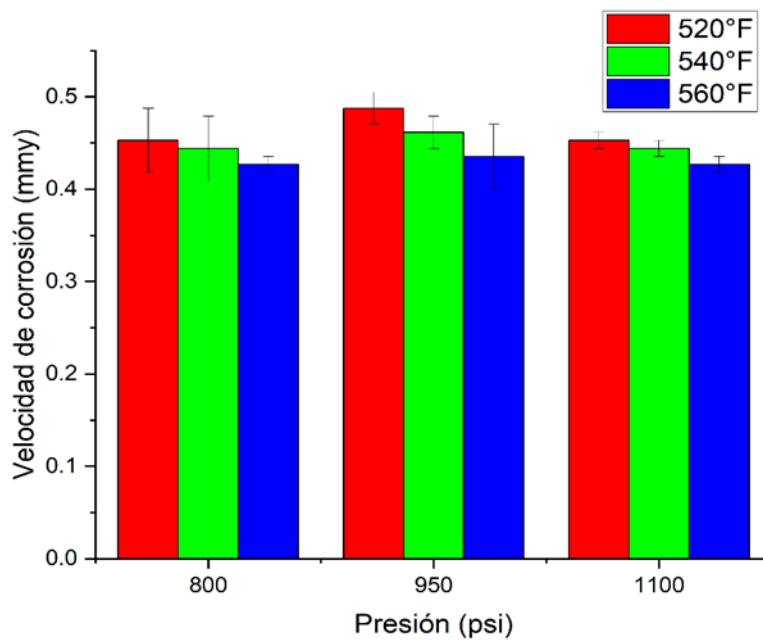
**Figura 32.**

*Velocidad de corrosión en función de la presión para 10h de exposición.*



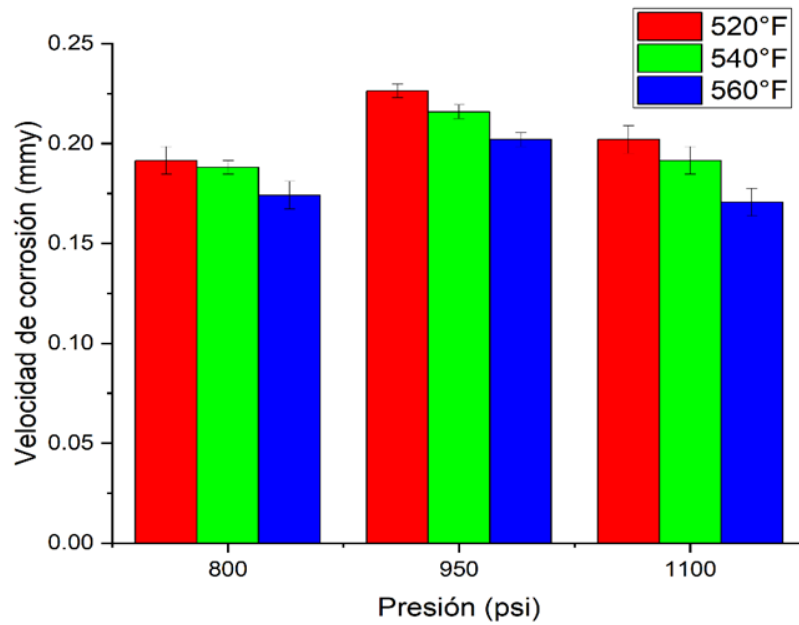
**Figura 33.**

*Velocidad de corrosión en función de la presión para 20h de exposición.*



**Figura 34.**

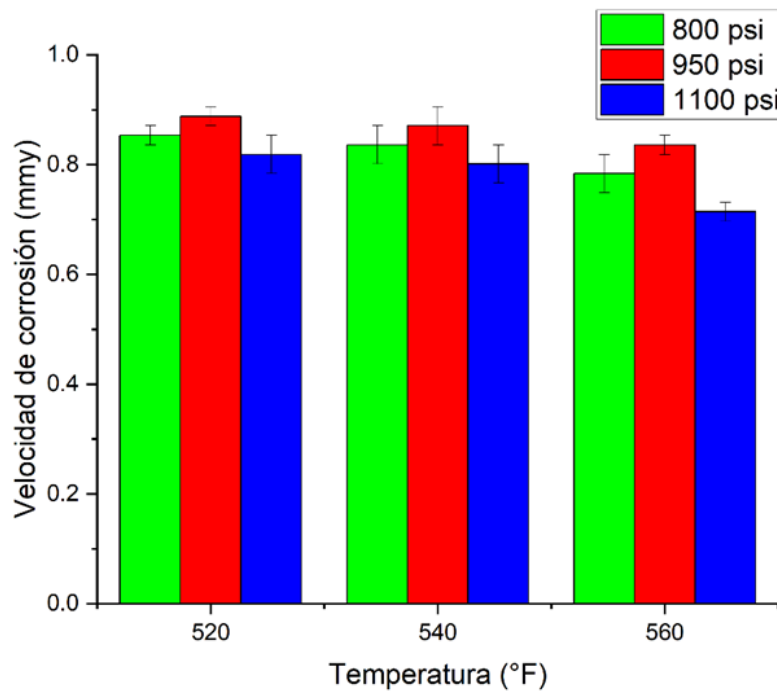
*Velocidad de corrosión en función de la presión para 50h de exposición*



**Apéndice E.** Variación de la velocidad de corrosión en función de la temperatura (10h,20h,50h).

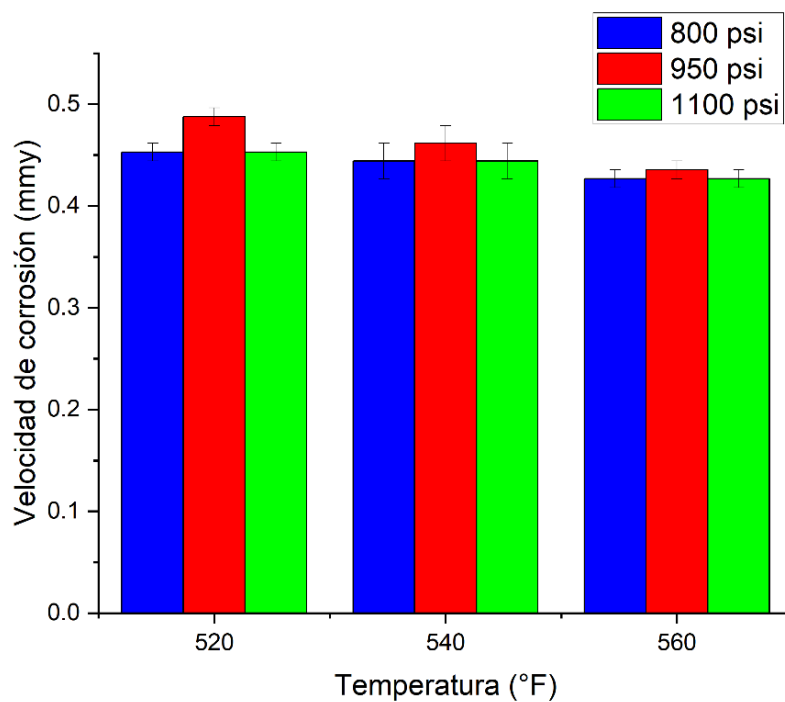
**Figura 35.**

*Velocidad de corrosión en función de la temperatura para 10 h de exposición.*



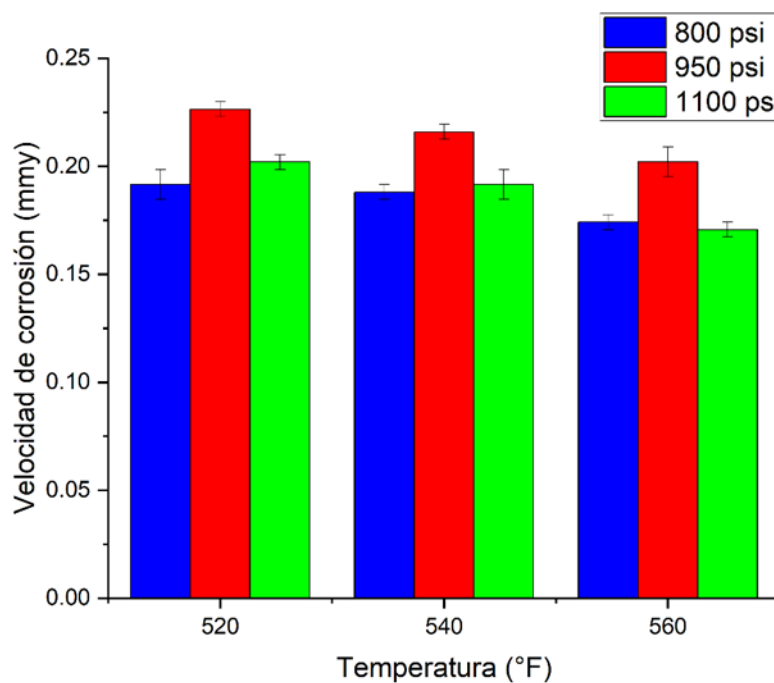
**Figura 36.**

*Velocidad de corrosión en función de la temperatura para 20h de exposición.*



**Figura 37.**

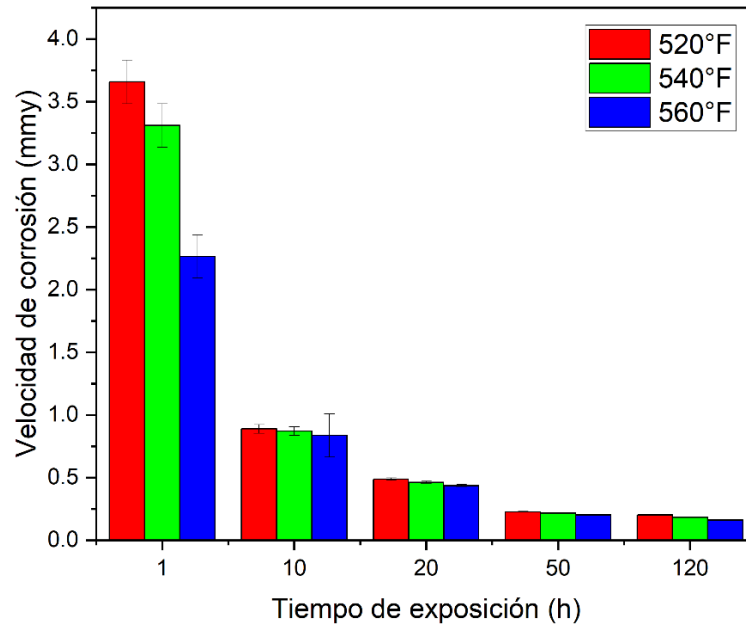
*Velocidad de corrosión en función de la temperatura para 50h de exposición*



**Apéndice F.** Variación de la velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a presión constante.

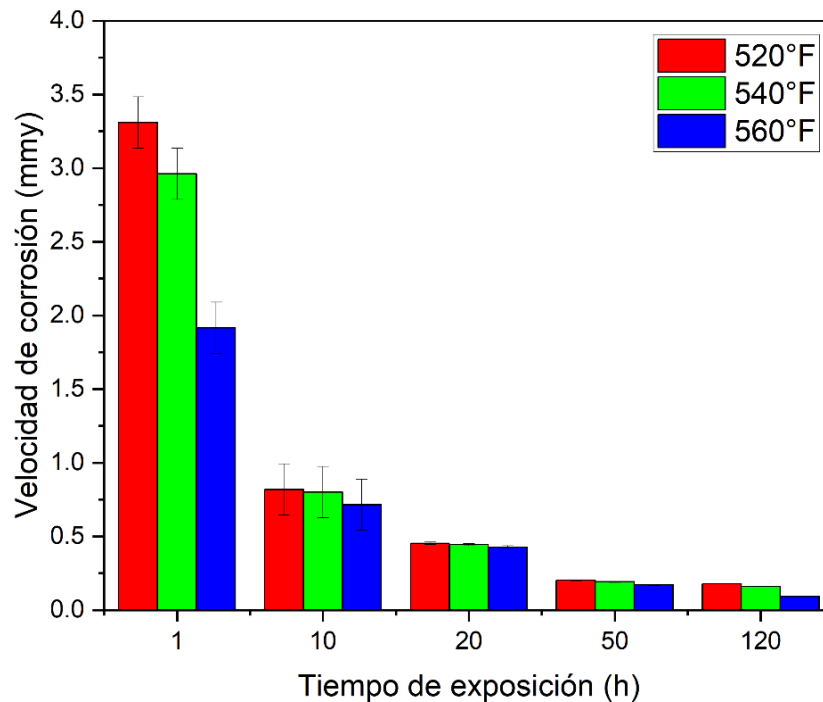
**Figura 38.**

*Velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a presión constante (950 psi).*



**Figura 39.**

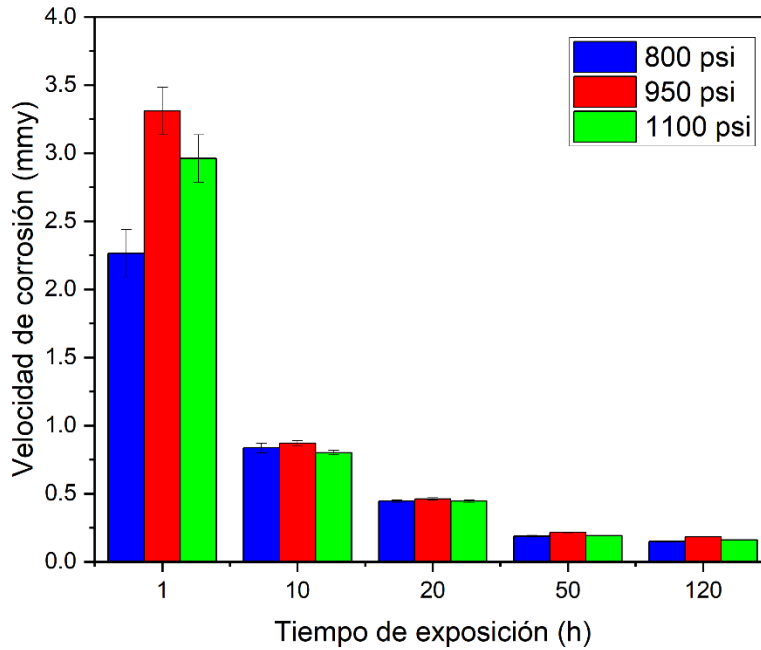
*Velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a presión constante (1100 psi).*



**Apéndice G.** Variación de la velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a temperatura constante.

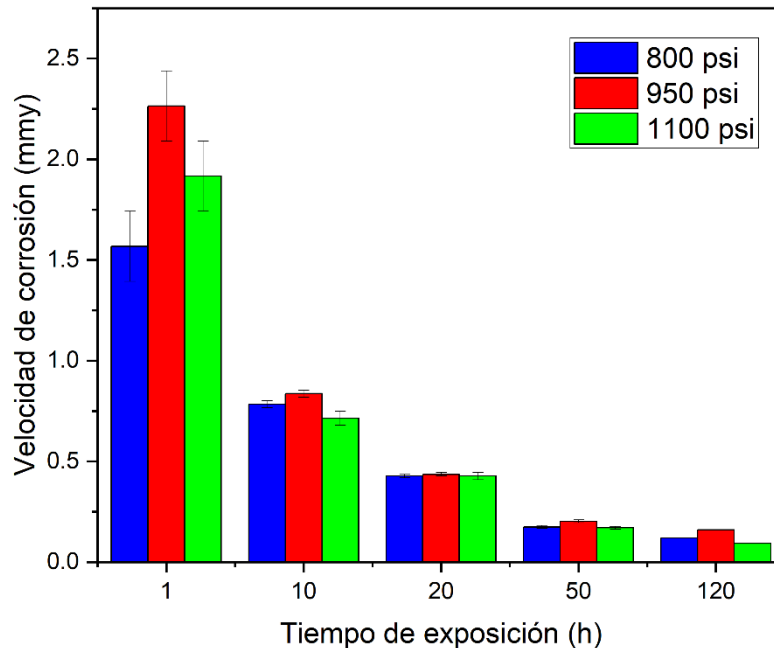
**Figura 40.**

*Velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a temperatura constante (540°F – 280°C)*



**Figura 41.**

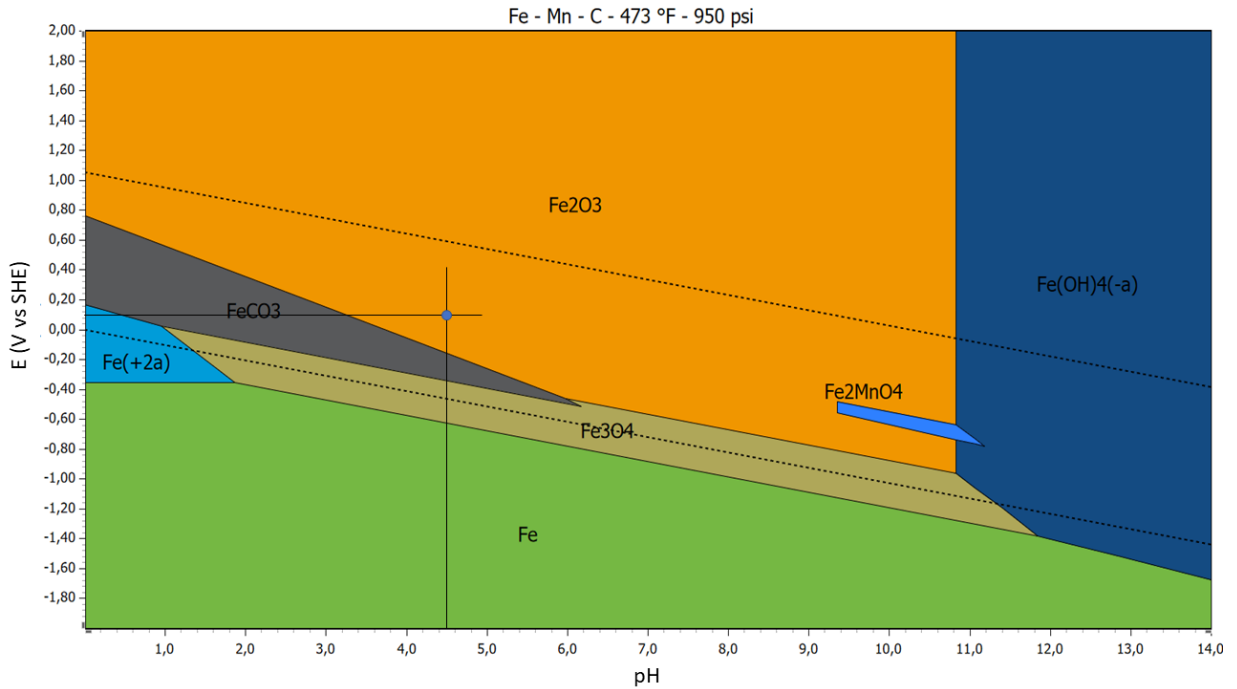
*Velocidad de corrosión en función del tiempo de exposición a temperatura constante (560°F – 290°C)*



**Apéndice H.** Evaluación de  $E_{corr}$  (V vs SHE) y pH sobre los diagramas de Pourbaix construidos por HSC Chemistry a partir de las condiciones corregidas por OLI Corrosion .

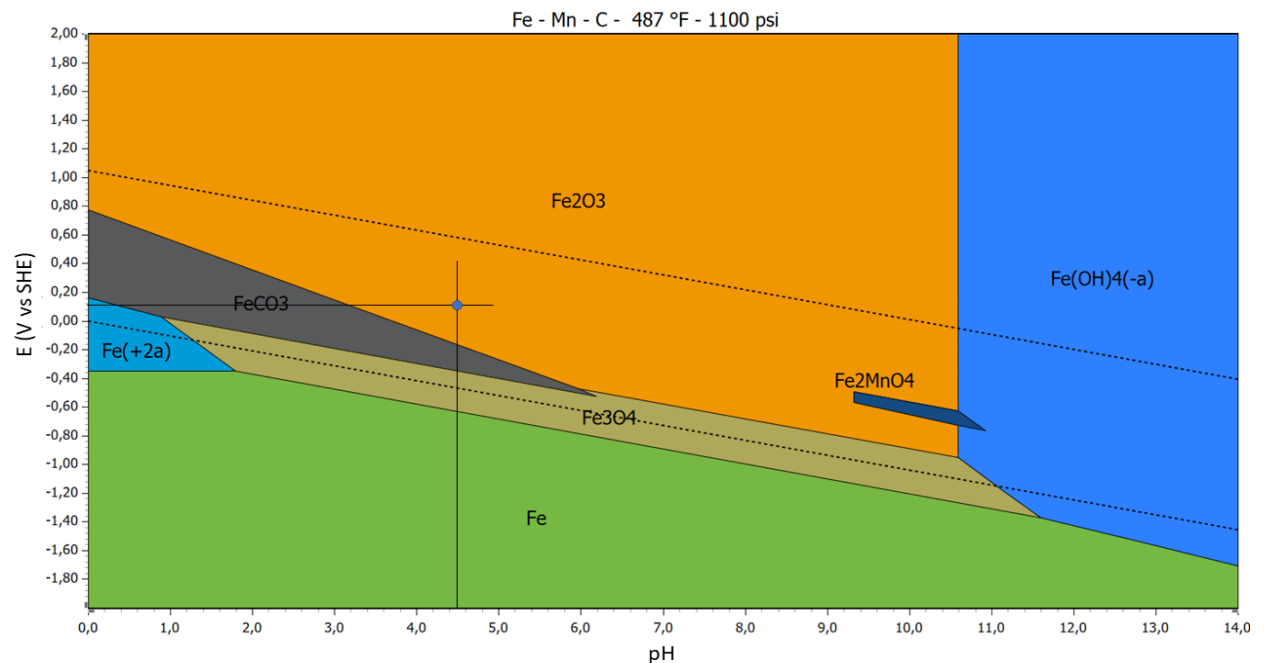
**Figura 42.**

*Evaluación de  $E_{corr}$  y pH sobre las condiciones de 473°F(245°C) y 950 psi (65bar)*



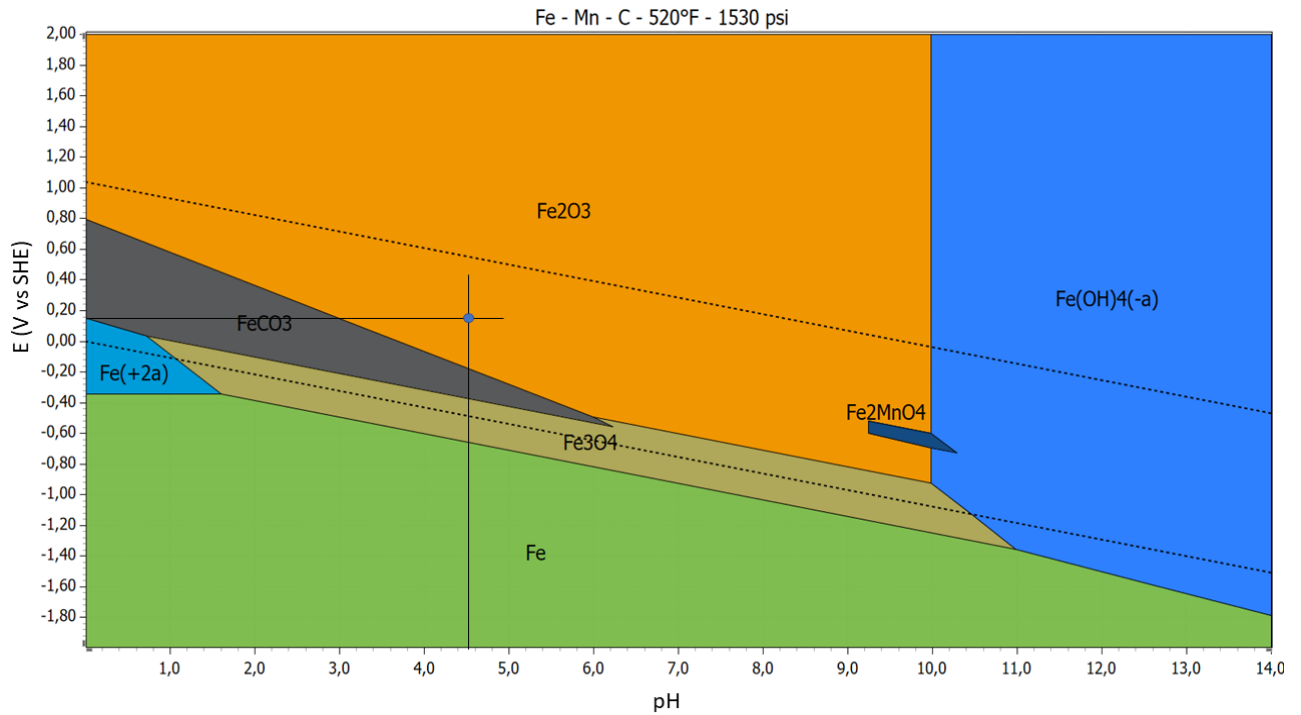
**Figura 43.**

*Evaluación de  $E_{corr}$  y pH sobre las condiciones de 487°F(253°C) y 1100 psi (75 bar)*



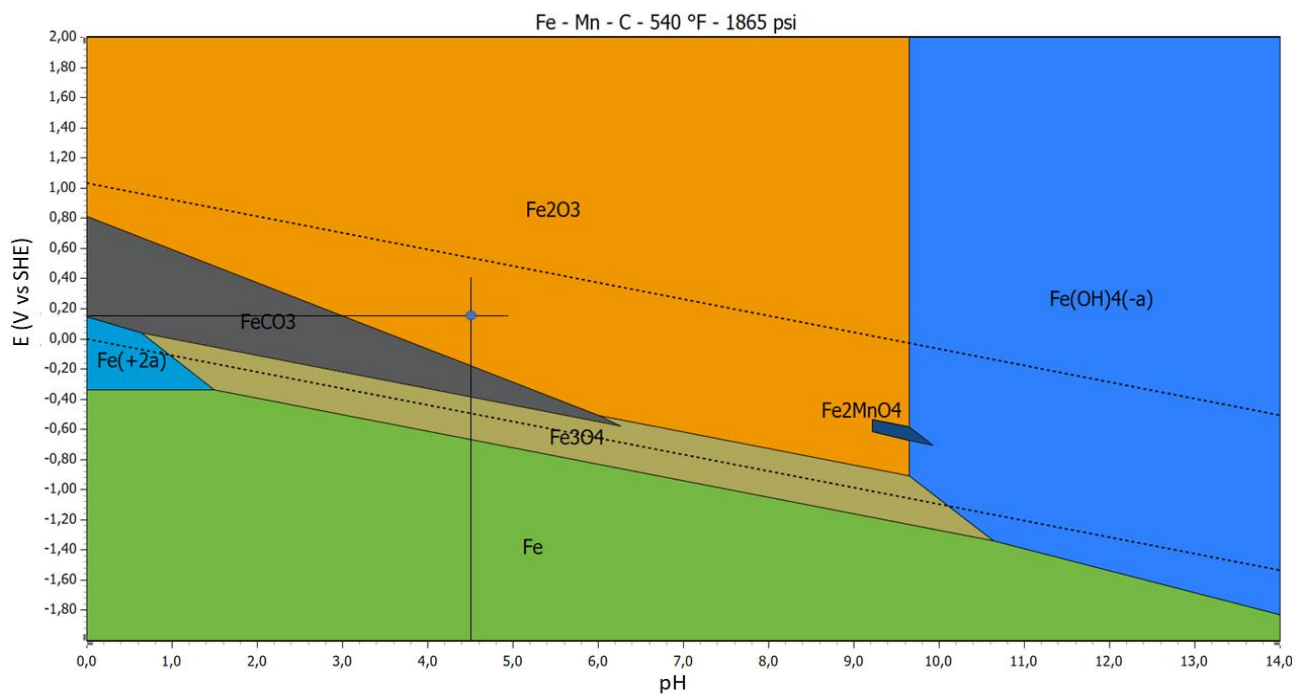
**Figura 44.**

*Evaluación de Ecorr y pH sobre las condiciones de 520°F (270°C) y 1530 psi (105 bar)*



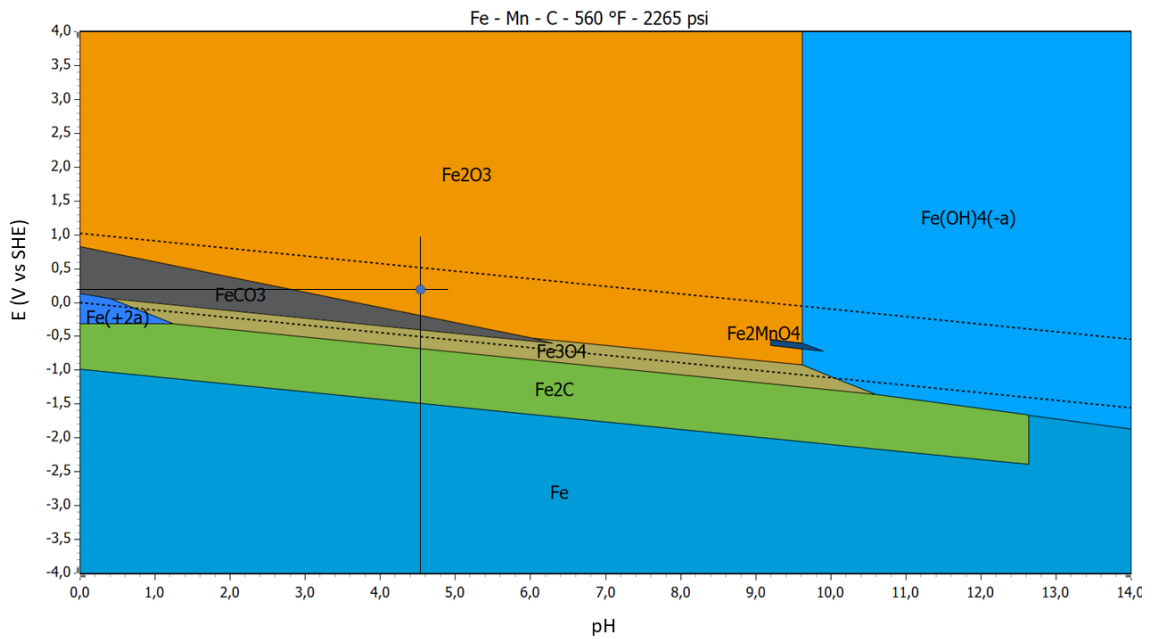
**Figura 45.**

*Evaluación de Ecorr y pH sobre las condiciones de 540°F (280°C) y 1865 psi (128 bar)*



**Figura 46.**

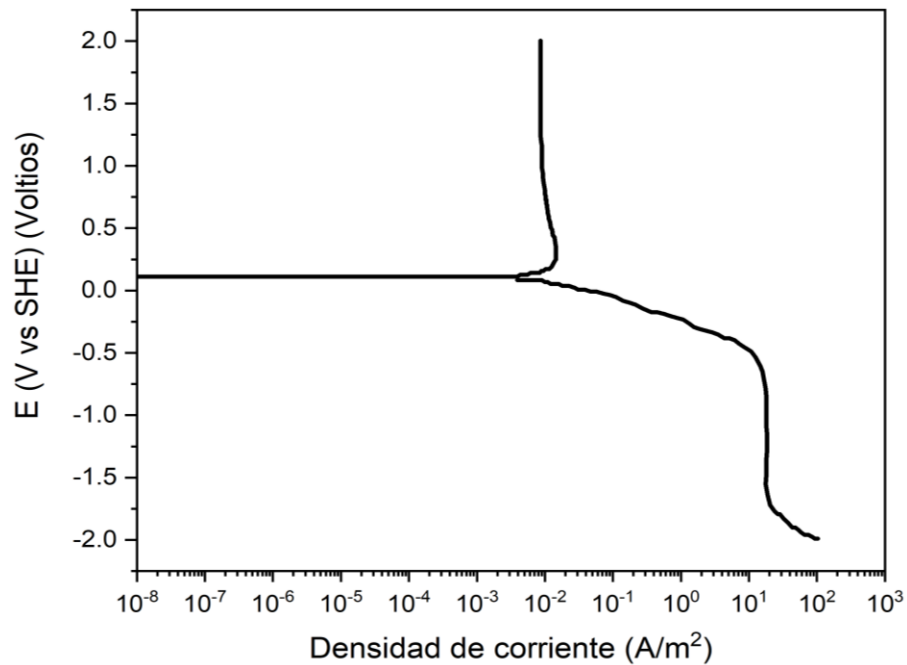
*Evaluación de E<sub>corr</sub> y pH sobre las condiciones de 560°F (290°C) y 2265 psi (156 bar)*



**Apéndice I.** Curvas de polarización potenciodinámica sobre las condiciones corregidas por OLI corrosion .

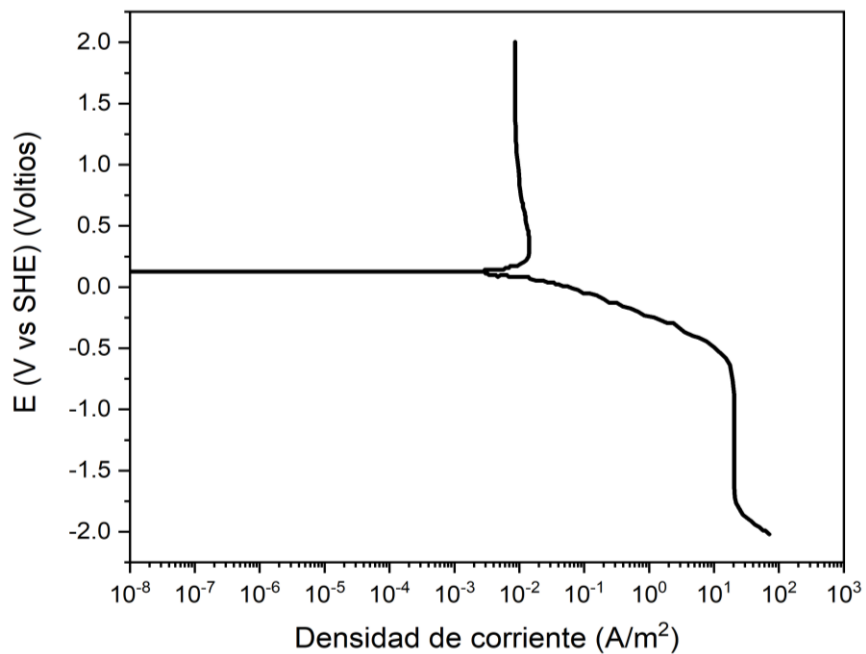
**Figura 47.**

*Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 473°F(245°C) y 950 psi (65bar).*

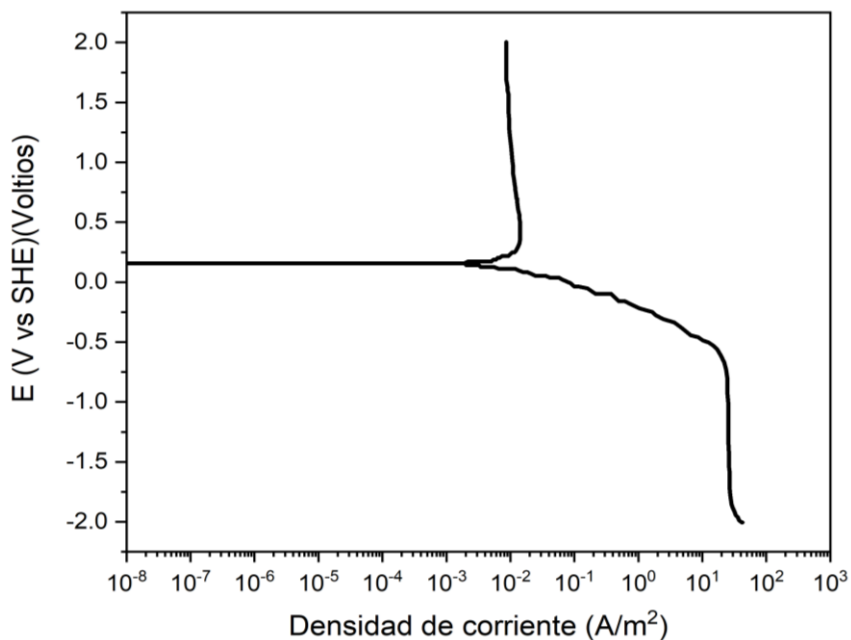


**Figura 48.**

Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 487°F(253°C) y 1100 psi (75 bar).

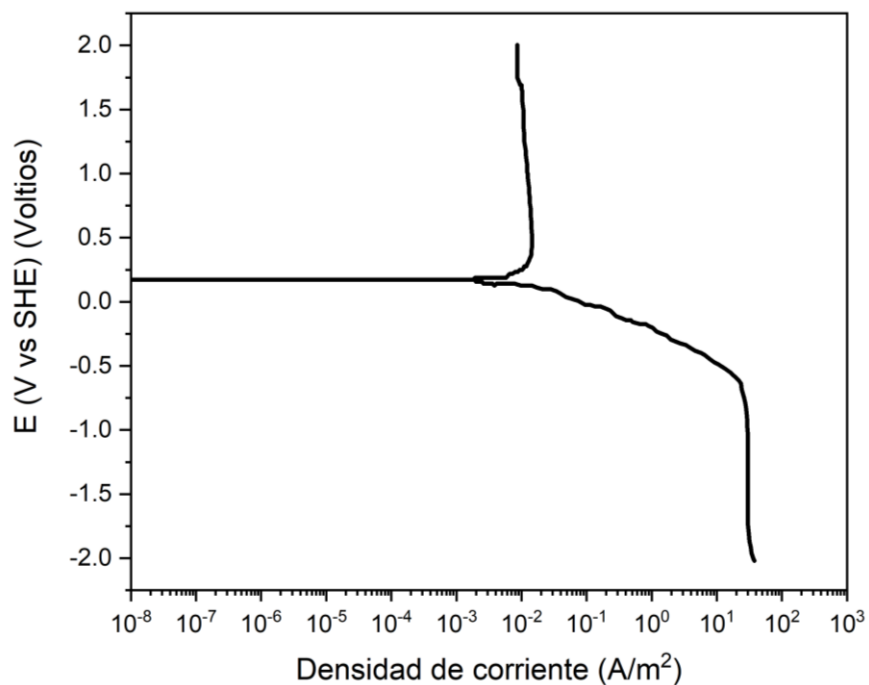
**Figura 49.**

Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 520°F (270°C) y 1530 psi (105 bar).

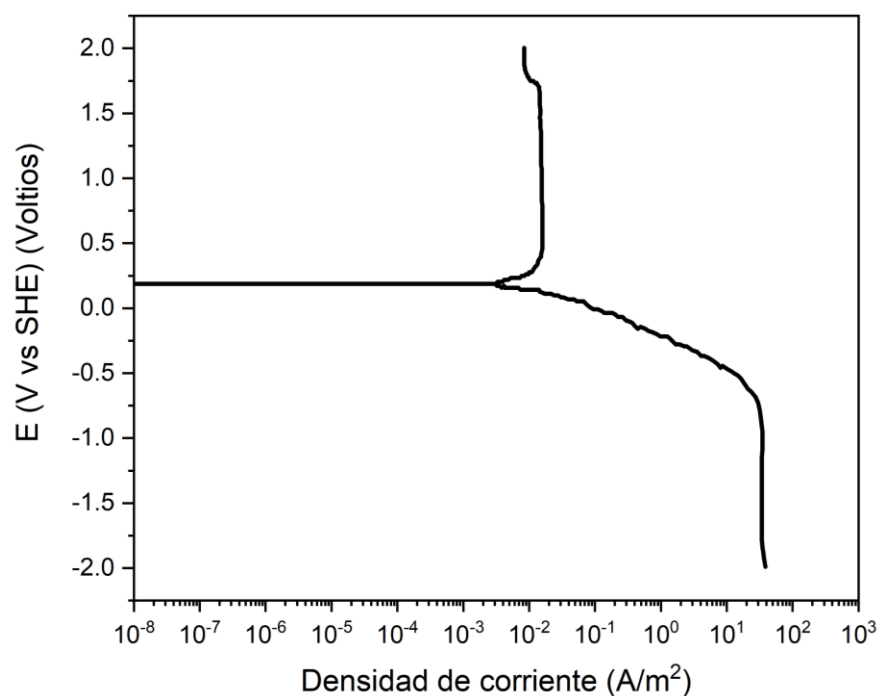


**Figura 50.**

Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 540°F (280°C) y 1865 psi (128 bar).

**Figura 51.**

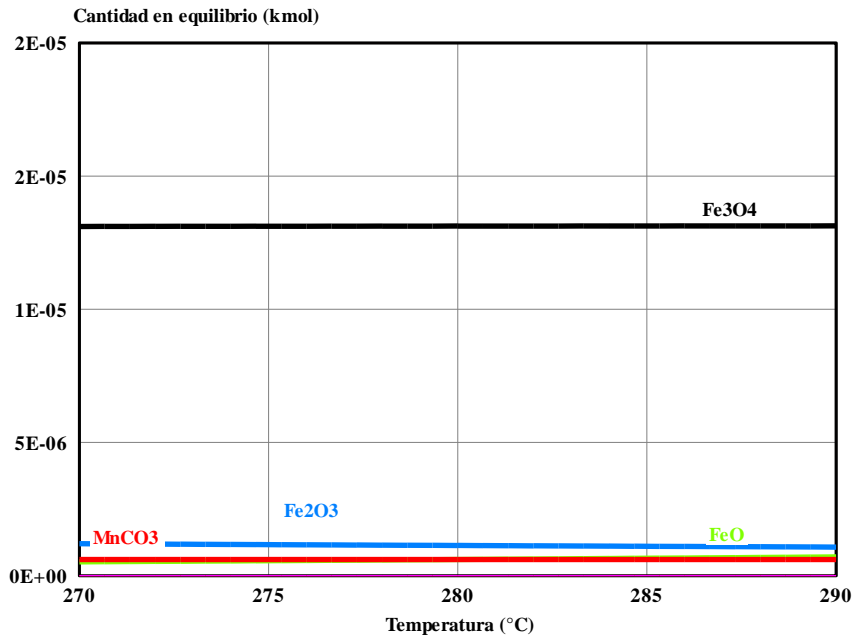
Curva de polarización potenciodinámica sobre las condiciones de 560°F (290°C) y 2265 psi (156 bar).



**Apéndice J.** Diagramas de equilibrio sobre el rango de temperatura y presión trabajado, 520-560°F (270°C – 290°C) y 800-1100 psi (55-75 bar), respectivamente.

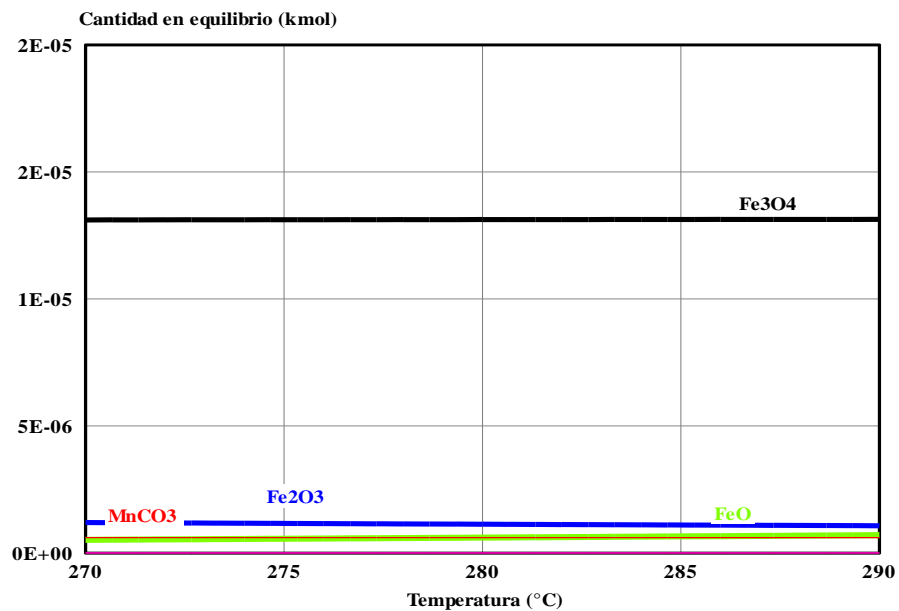
**Figura 52.**

*Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la temperatura 520°F-560°F (270 – 290°C) para una presión constante de 800 psi (55 bar).*



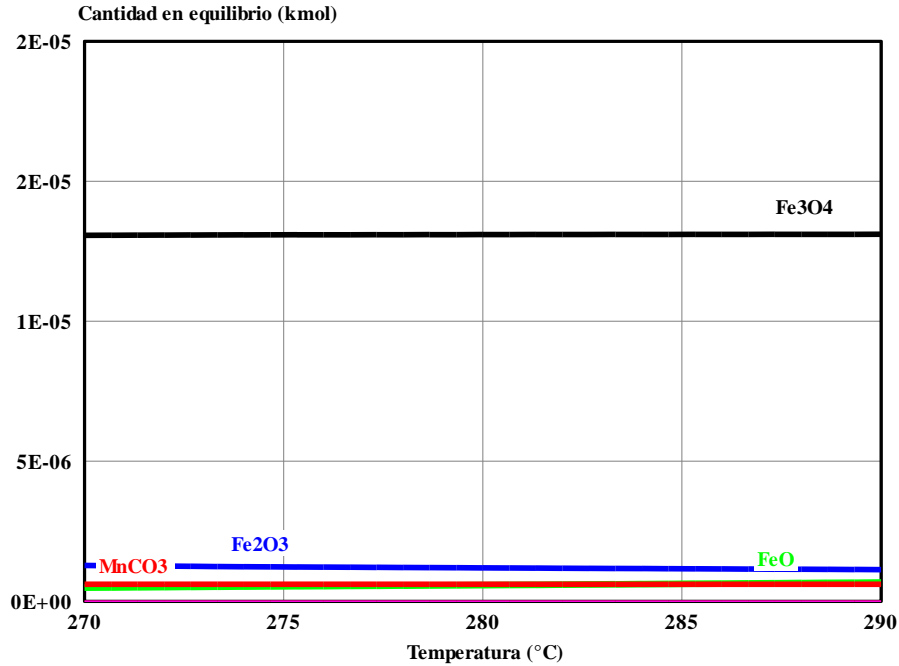
**Figura 53.**

*Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la temperatura 520°F-560°F (270 – 290°C) para una presión constante de 950 psi (65 bar).*



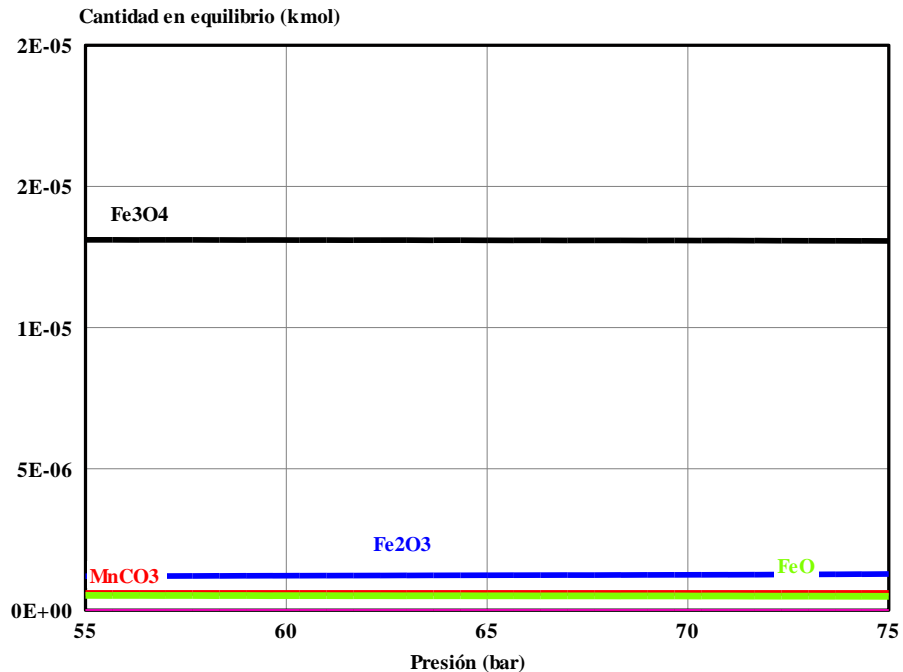
**Figura 54.**

*Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la temperatura 520°F-560°F (270 – 290°C) para una presión constante de 1100 psi (75 bar).*



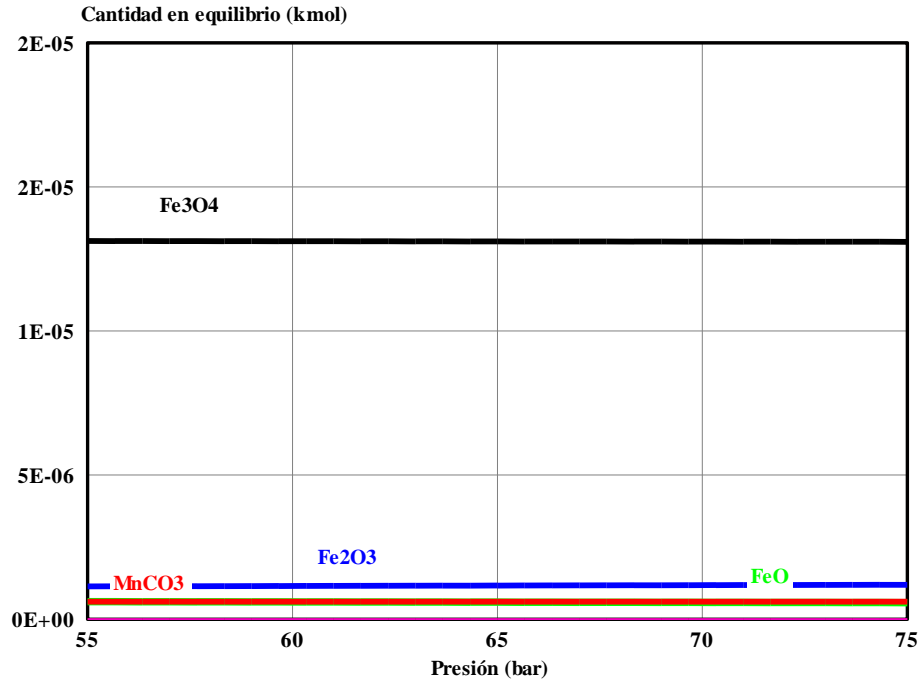
**Figura 55.**

*Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la presión 800-1100 psi (55 – 75 bar) para una temperatura constante de 520°F (270°C).*



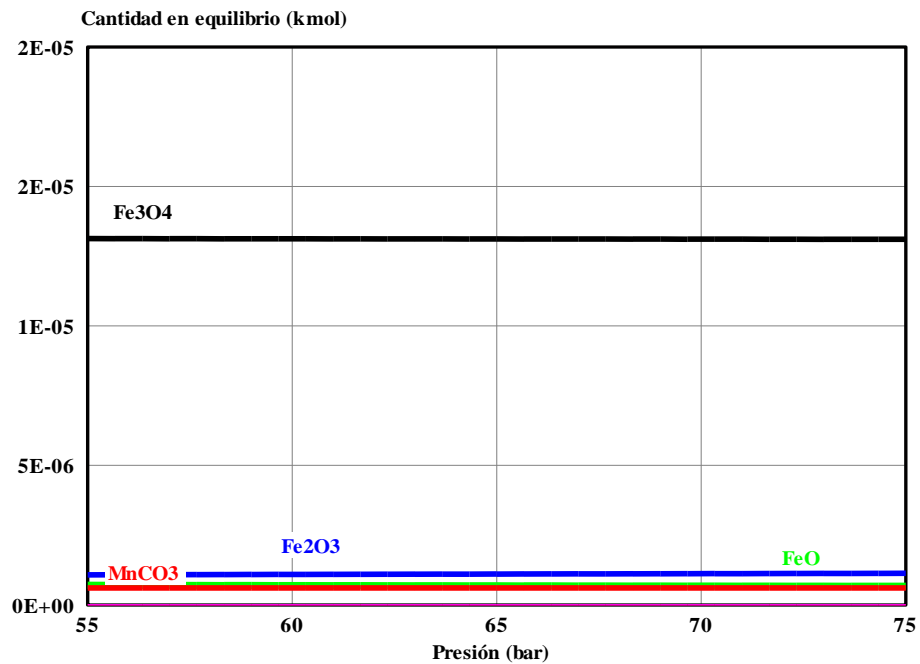
**Figura 56.**

*Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la presión 800-1100 psi (55 – 75 bar) para una temperatura constante de 540°F (280°C).*



**Figura 57.**

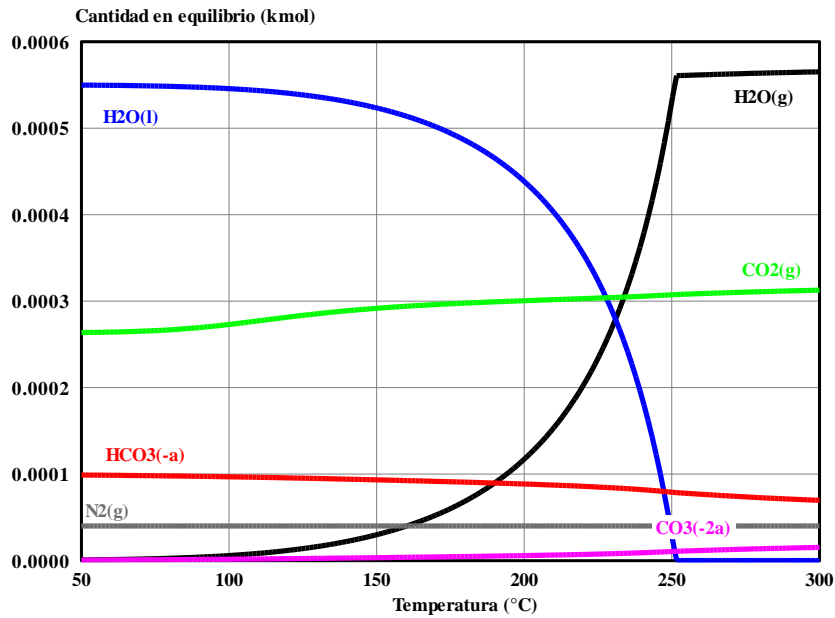
*Variación de la cantidad en equilibrio de los productos de corrosión teóricos como función de la presión 800-1100 psi (55 – 75 bar) para una temperatura constante de 560°F (290°C).*



**Apéndice K.** Diagramas de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  sobre el rango de temperatura y presión trabajado, 520-560°F (270°C – 290°C) y 800-1100 psi (55-75 bar), respectivamente.

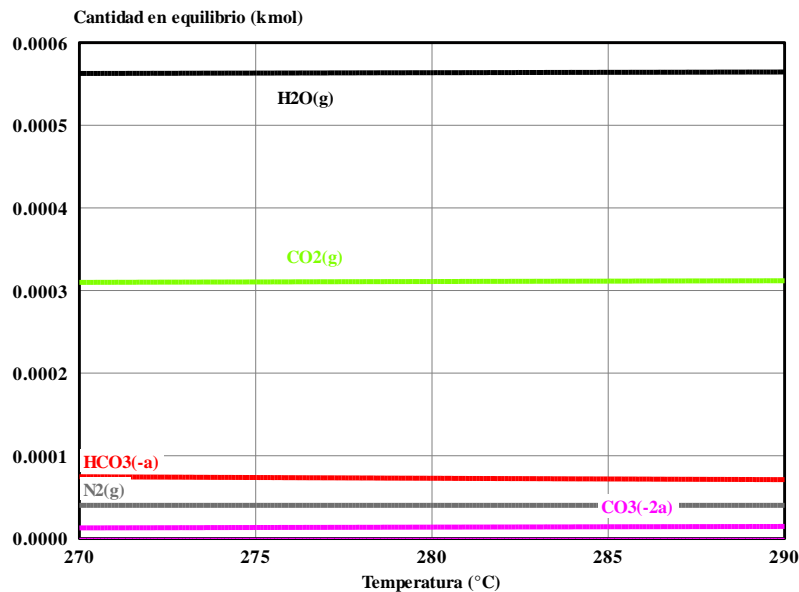
**Figura 58.**

*Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la temperatura 122-580°F (50-300°C) para una presión constante de 800 psi (55 bar).*



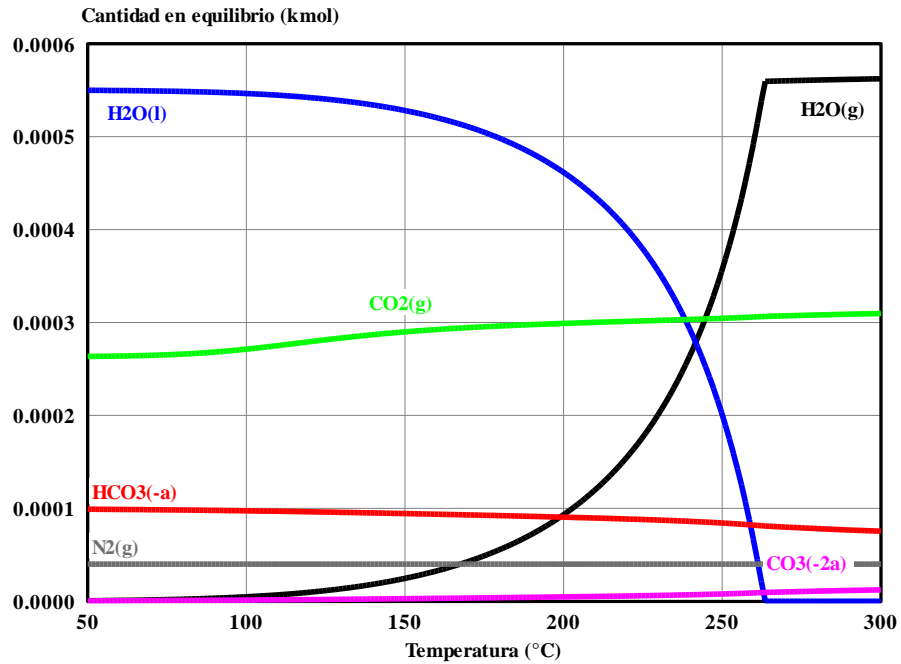
**Figura 59.**

*Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la temperatura 520-560°F (270-290°C) para una presión constante de 800 psi (55 bar).*



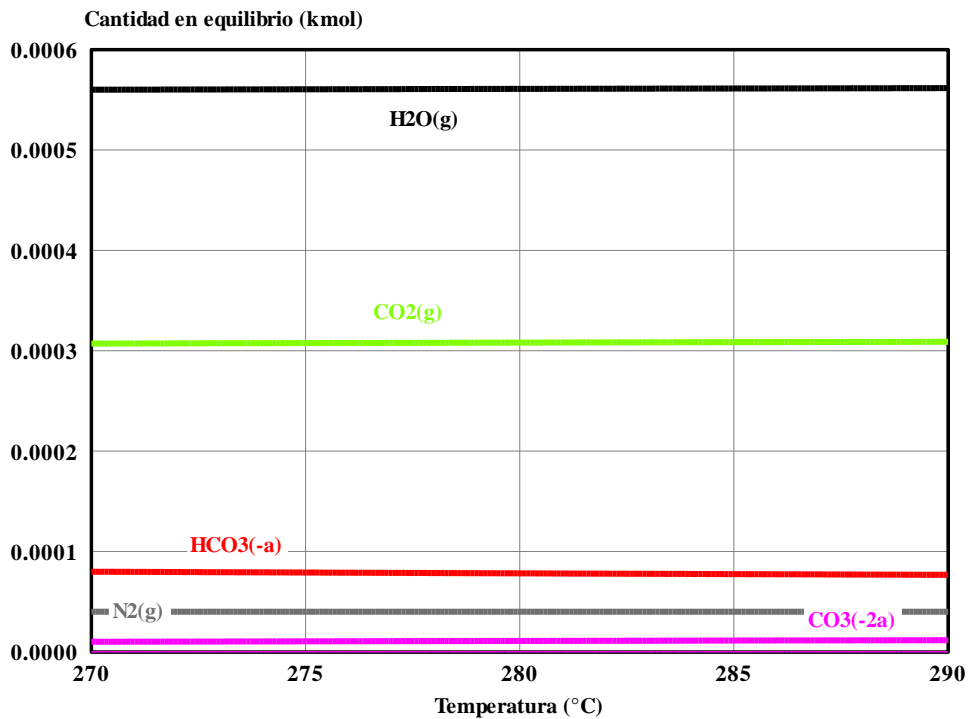
**Figura 60.**

Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la temperatura 122-580°F (50-300°C) para una presión constante de 950 psi (65 bar).



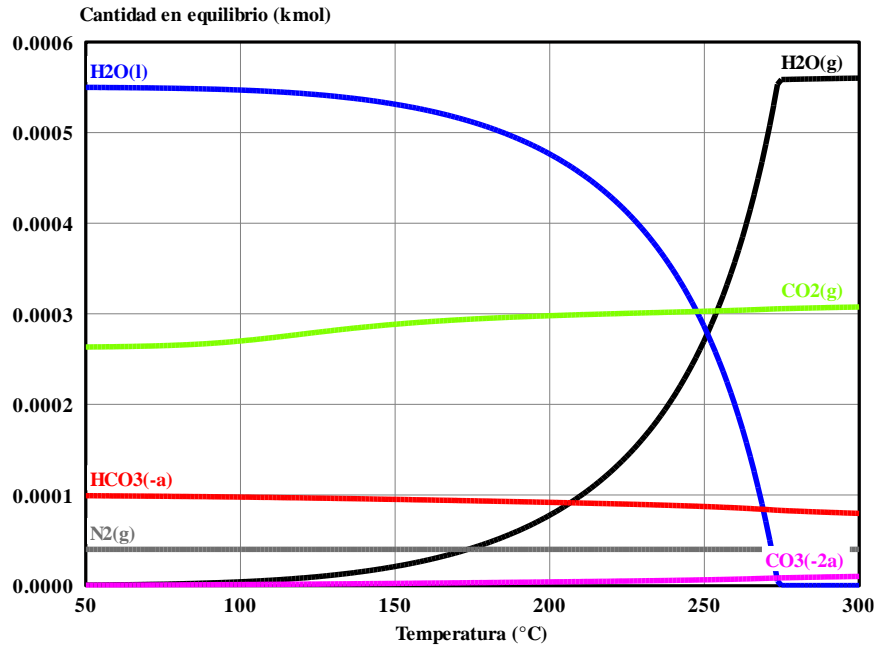
**Figura 61.**

Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la temperatura 520-580°F (270-290°C) para una presión constante de 950 psi (65 bar).



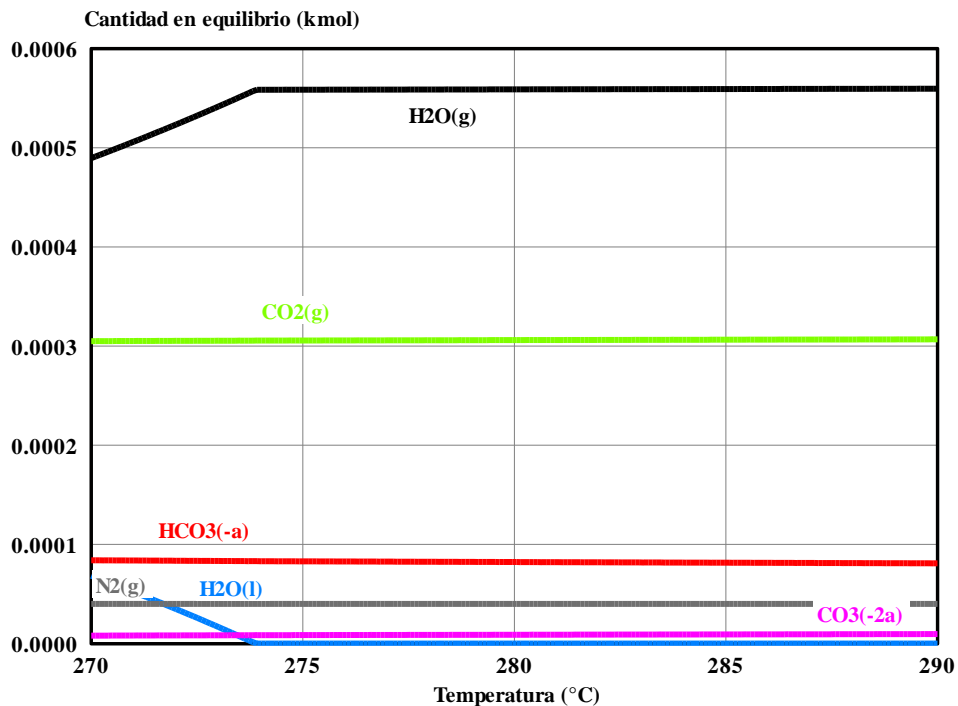
**Figura 62.**

*Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la temperatura 122-580°F (50-300°C) para una presión constante de 1100 psi (75 bar).*



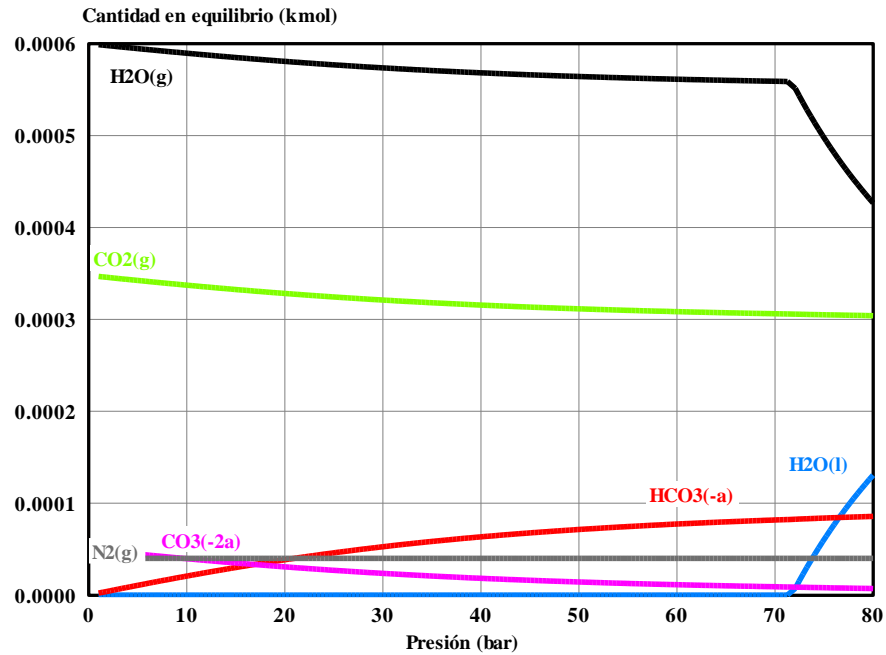
**Figura 63.**

*Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la temperatura 520-580°F (270-290°C) para una presión constante de 1100 psi (75 bar).*



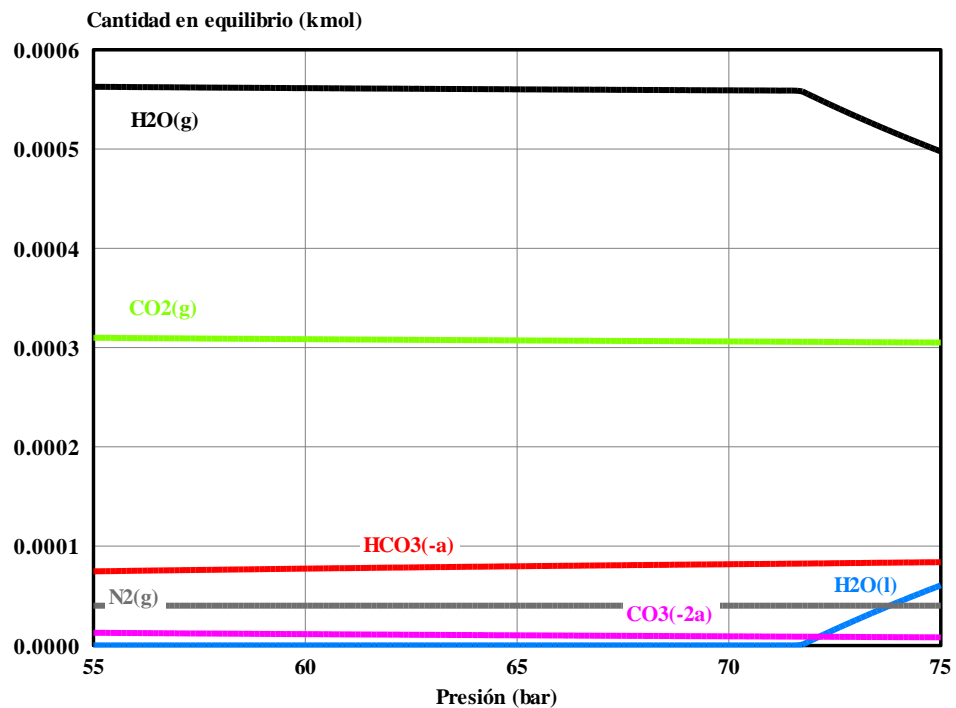
**Figura 64.**

Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 14-1160 psi (1-80 bar) para una temperatura constante de 520°F (270°C).



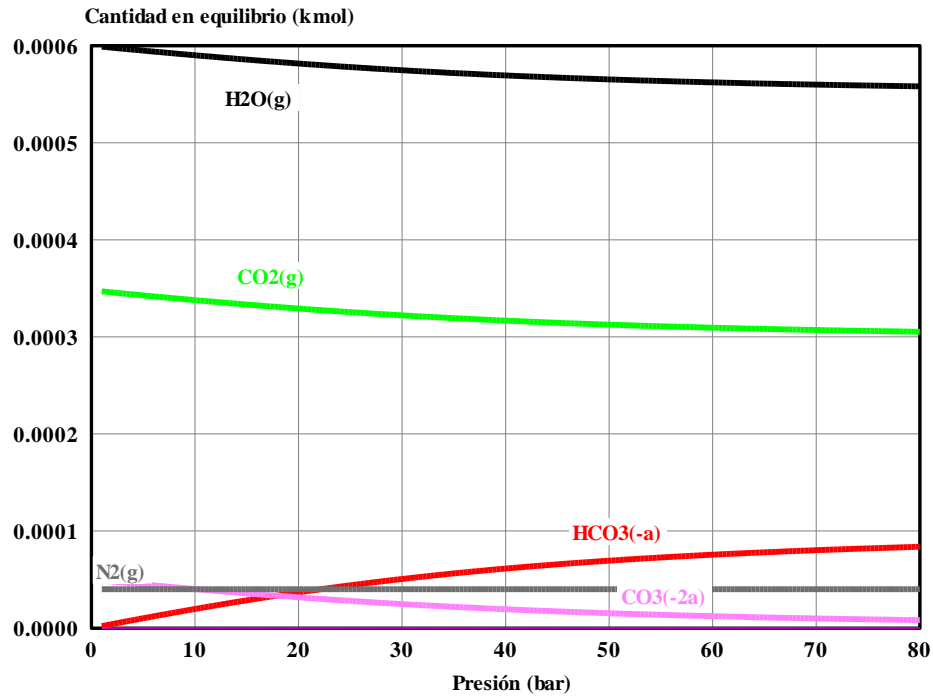
**Figura 65.**

Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 800-950 psi (55-75 bar) para una temperatura constante de 520°F (270°C).



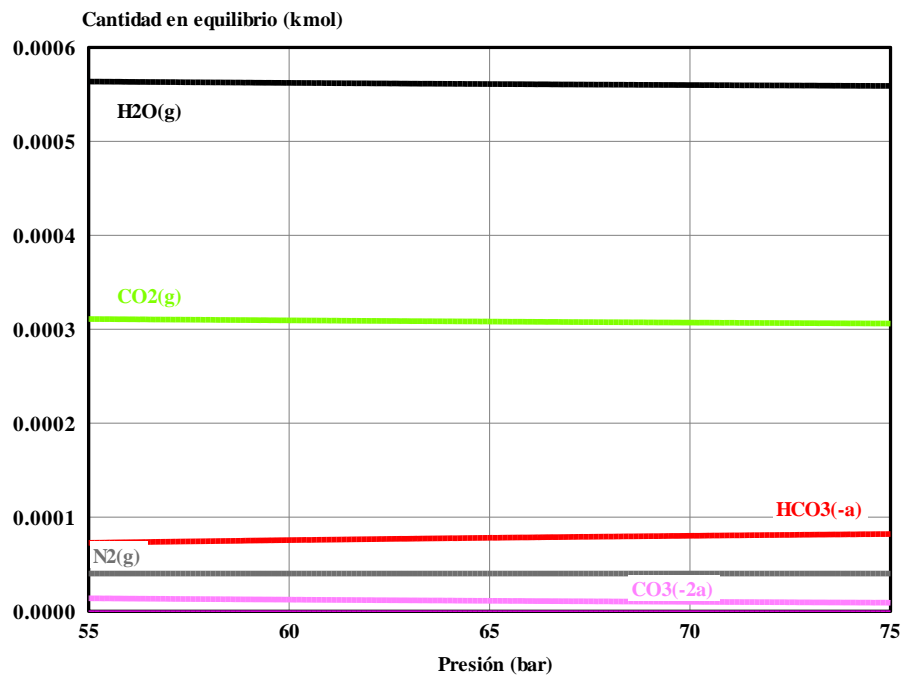
**Figura 66.**

*Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 14-1160 psi (1-80 bar) para una temperatura constante de 540°F (280°C).*



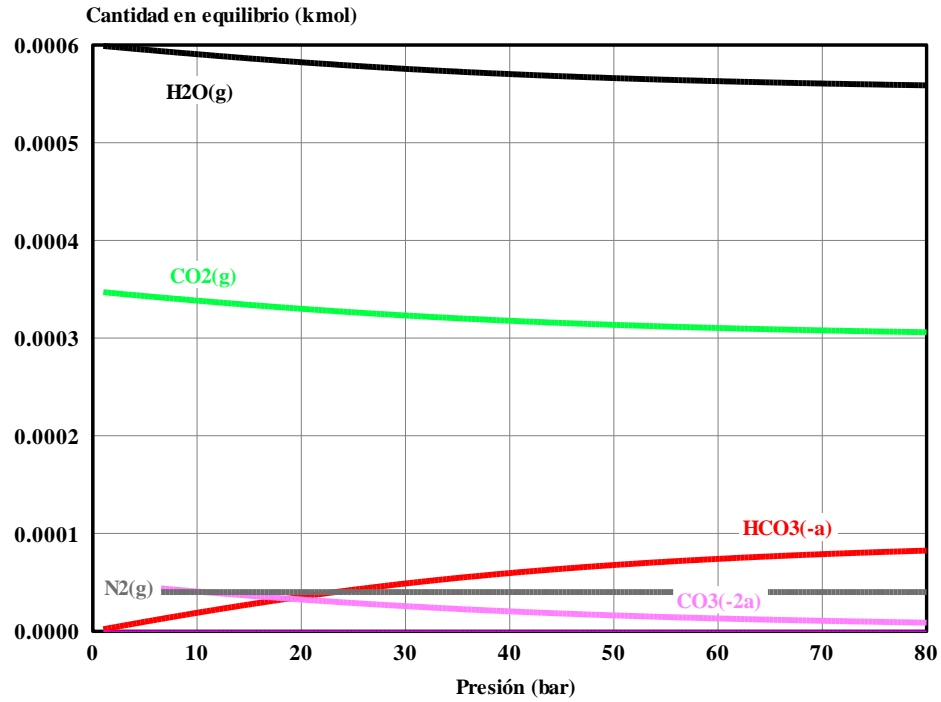
**Figura 67.**

*Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 800-950 psi (55-75 bar) para una temperatura constante de 540°F (280°C).*



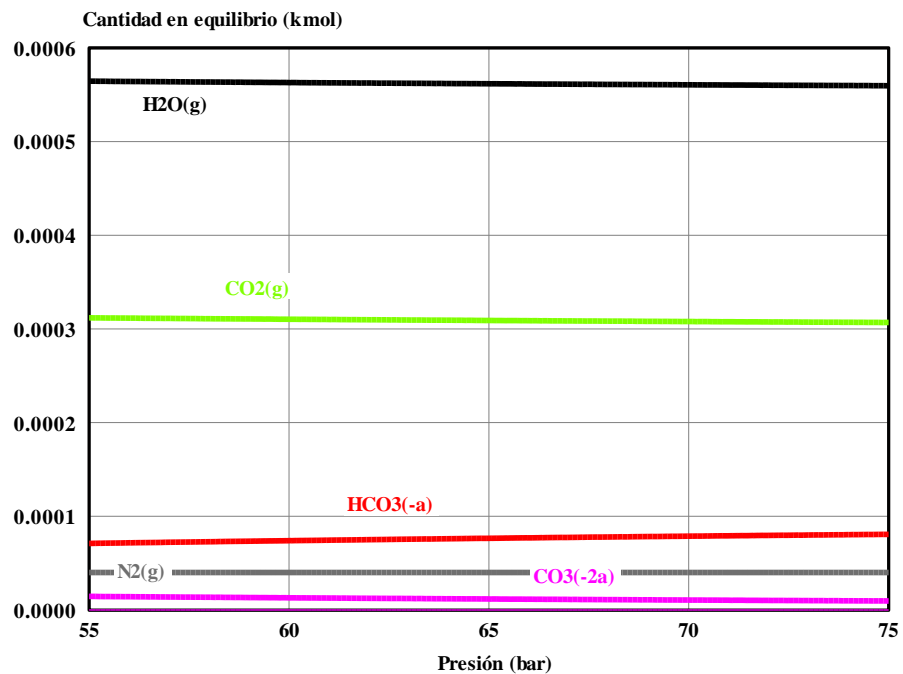
**Figura 68.**

*Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 14-1160 psi (1-80 bar) para una temperatura constante de 560°F (290°C).*



**Figura 69.**

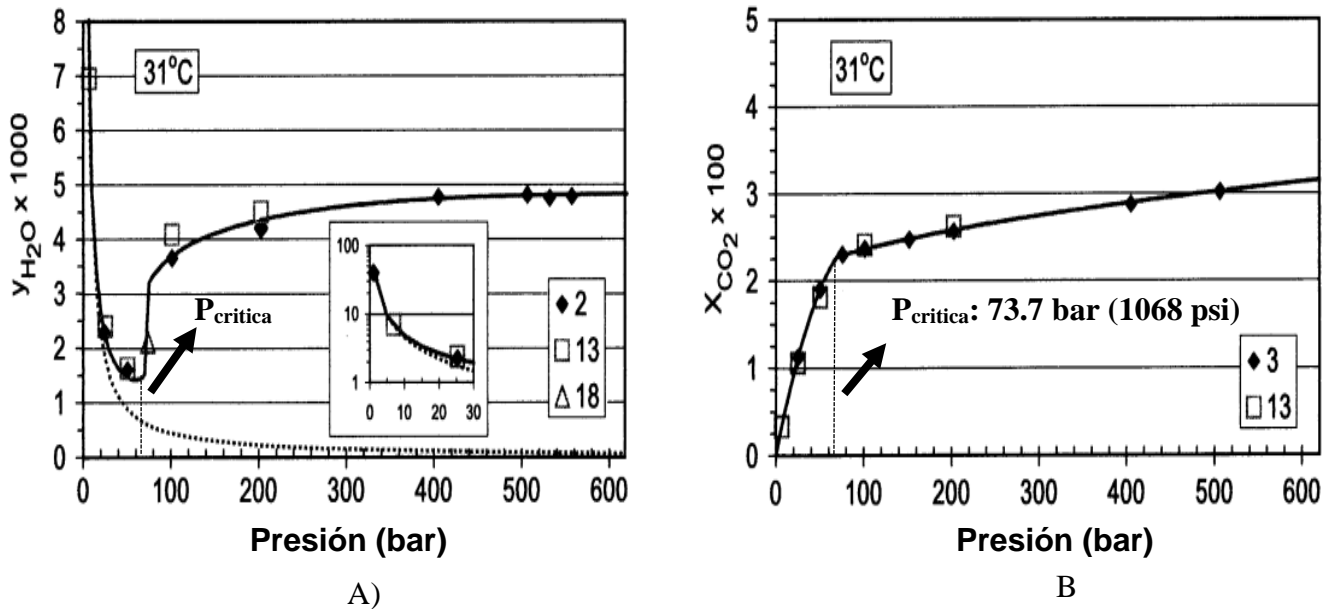
*Diagrama de equilibrio del sistema  $H_2O+CO_2+N_2$  como función de la presión 800-950 psi (55-75 bar) para una temperatura constante de 560°F (290°C).*



**Apéndice L.** Solubilidad mutua de H<sub>2</sub>O en CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub>O y coeficientes de expansión térmica de óxidos de hierro.

**Figura 70.**

Solubilidad mutua de A) H<sub>2</sub>O en CO<sub>2</sub> y B) CO<sub>2</sub> en H<sub>2</sub>O como una función de la presión (bar) sobre la temperatura crítica del CO<sub>2</sub> (31°C). Adaptado de: (Spycher et al., 2003)



**Figura 71.**

Coefficientes de expansión térmica de óxidos de hierro en función de la temperatura. Adaptado de: (Takeda et al., 2009)

