

# Uso de técnicas estadísticas en el estudio de la corrosión e integridad mecánica en ductos de la industria petrolera

J.C. Velázquez-Altamirano<sup>1\*</sup>, N.E. González-Arévalo<sup>2</sup>, R. Cabrera-Sierra<sup>1</sup>, G. Terán-Méndez<sup>3</sup>

## Resumen

Debido a que el fenómeno de corrosión es un proceso espontáneo de la electroquímica, solo es posible mitigar su velocidad mediante técnicas como protección catódica, inhibidores o aplicación de recubrimientos. Existe la necesidad de pronosticar de manera anticipada el deterioro de estructuras como los ductos que transportan hidrocarburos. Asimismo, es necesario determinar cuáles son las variables del fenómeno de corrosión que tienen mayor influencia para así focalizar de manera óptima los recursos económicos y técnicos. En este contexto, el presente trabajo detalla ejemplos de aplicación del uso de regresiones no lineales para modelar el crecimiento de defectos de corrosión. Estos modelos son utilizados satisfactoriamente para determinar qué variables influyen más en el fenómeno. Concluyendo que la temperatura y el pH son las variables de mayor peso.

## Abstract

Because the corrosion phenomenon is a spontaneous electrochemical process, its deterioration rate can only be mitigated by techniques such as cathodic protection, corrosion inhibitors or coatings. However, there is a need to predict the structures' deterioration in advance, as in the case of pipelines that transport hydrocarbons. It is also necessary to determine which of all the variables involved in corrosion are the most influential to focus economic and technical resources optimally. In this context, this paper details examples of non-linear regression to model the

growth of corrosion defects. These models are successfully used to determine which variables influence the phenomenon the most. In conclusion, temperature and pH are the variables on which one should focus the most.

## 1. Introducción

La corrosión es un fenómeno ampliamente estudiado por su impacto económico, al medio ambiente y a la seguridad. Es importante recordar que el petróleo y el gas son extraídos del subsuelo y que todos los subproductos no energéticos son separados de los hidrocarburos en primera instancia para que, posteriormente en la refinación estos hidrocarburos sean separados de acuerdo a sus diferentes propiedades. Entre las fuentes donde se extraen los hidrocarburos y los consumidores finales hay una amplia red de infraestructura y equipos de proceso (ductos, separadores, bombas, compresores, tanques, torres de destilación, intercambiadores de calor, etc.). Un trabajo de investigación realizado por Koch y colaboradores indica que los costos derivados de daños por corrosión en la industria petrolera de Estados Unidos repercuten principalmente en el transporte por ductos y en el almacenamiento de hidrocarburos (alrededor de 7 mil millones de dólares).<sup>1</sup> La Figura 1 ilustra esta distribución de costos.

Específicamente, en el transporte de hidrocarburos por ductos Koch y colaboradores indican que en Estados Unidos el costo anual por corrosión puede alcanzar hasta 8500 millones de dólares.<sup>1</sup> De esta cantidad de dinero, la mayoría (52%) se destina al área de mantenimiento y operación. La Figura 2 muestra cómo se distribuyen estos costos en diferentes áreas del sector.

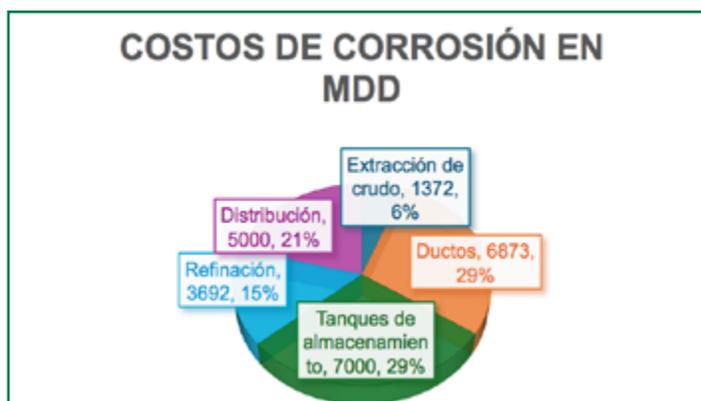


Figura 1. Distribución de costos por corrosión en la industria petrolera de Estados Unidos con información de Koch y colaboradores.<sup>1</sup>

## COSTOS DE CORROSIÓN EN EL SECTOR DE DUCTOS

■ Costo de capital ■ Operación y mantenimiento ■ Costo de fallas

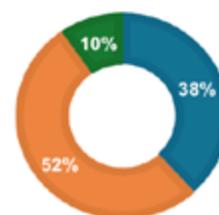


Figura 2. Distribución de costos de corrosión en la industria de ductos con información de Koch y colaboradores.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Departamento de Ingeniería Química Industrial, ESIQIE, IPN

<sup>2</sup>Departamento de Ingeniería en Metalurgia y Materiales, ESIQIE, IPN

<sup>3</sup>Departamento de Metalurgia, CECYT 2, IPN

\* [jvelazqueza@ipn.mx](mailto:jvelazqueza@ipn.mx)

En otro trabajo de investigación realizado por Christian P. Vetter y colaboradores,<sup>2</sup> se concluye que, según datos de la oficina de Administración de Seguridad de Materiales Peligrosos y Tuberías,<sup>3</sup> el 34% de los incidentes peligrosos ocurrieron debido a fallas por corrosión en ductos que transportan hidrocarburos. Un estudio similar hecho con datos de la provincia de Alberta, Canadá, determinó que el 57.7% de las fallas ocurrieron debido a problemas causados por la corrosión interna y el 12% por corrosión externa.<sup>4</sup> En México, un estudio realizado por Francisco Caleyo y colegas concluyó que el 65.8% de las fallas en ductos ocurrió por deterioro causado por la corrosión externa y el 14.5% fue causado por corrosión interna, causando principalmente fugas pequeñas debido a las picaduras generadas en la superficie externa.<sup>5</sup> Por tal motivo, es posible afirmar que la corrosión es la principal amenaza para los ductos que transportan hidrocarburos y que el costo derivado de esta amenaza puede ser considerable, respecto al presupuesto total de la industria de ductos.

La energía libre de Gibbs juega un papel importante en la corrosión, ya que explica la espontaneidad de las reacciones electroquímicas de reducción-oxidación. Es decir, estas reacciones ocurren de forma natural sin influencia externa. Por eso, las formas tradicionales de alterar, evitar o reducir la ocurrencia de estas reacciones electroquímicas es mediante un recubrimiento, un inhibidor o protección catódica. Aunque estos métodos reducen significativamente el daño por corrosión en ductos que transporten hidrocarburos, no lo eliminan en su totalidad. Por lo tanto, dimensionar adecuadamente los defectos generados por la corrosión o pronosticar las dimensiones futuras resulta indispensable para administrar la seguridad de las tuberías. Debido a lo descrito anteriormente, una herramienta utilizada para hacer estimaciones futuras sobre el tamaño de defectos de corrosión y determinar la presión operación segura a la cual pueden operar los ductos es la estadística. En el presente artículo se explican diversos usos de la probabilidad y estadística en el estudio de la corrosión en ductos y que han sido aplicados con éxito.

## 2. Metodología

Para poder ejemplificar el uso de la estadística en estudios de corrosión e integridad de ductos es necesario contar con información. A continuación, se describe la naturaleza de los datos utilizados en cada ejemplo de aplicación mostrado en el presente artículo.

- **Modelación de Corrosión por Picadura en tuberías enterradas.** En esta sección, se tomaron datos de inspección de ductos, que el dueño (Petróleos Mexicanos) facilitó para su análisis estadístico. Se tomaron muestras de suelo alrededor de las tuberías estudiadas para su posterior análisis en laboratorio.
- **Modelación de corrosión por picadura en aceros de tuberías que transportan aguas congénitas.** A partir de información de propiedades de aguas congénitas proporcionada por el dueño, se generaron soluciones que simulan las características del agua congénita transportada por los ductos en México. A partir de estas soluciones se hicieron pruebas de inmersión para conocer el efecto de estas sustancias en la generación de defectos por corrosión.
- **Análisis de las variables de mayor influencia en el crecimiento de defectos de corrosión.** Un uso práctico

a los modelos obtenidos en las secciones anteriores es determinar que variables utilizadas en la modelación tienen mayor influencia en el crecimiento de defectos de corrosión, esto puede ayudar a enfocar los esfuerzos técnicos y económicos en el monitoreo de ciertas variables.

- **Uso del ajuste de histogramas de datos experimentales en funciones de densidad de probabilidad.** En esta sección se usaron tanto datos de campo como obtenidos en laboratorio. Se usaron los datos de las características del suelo obtenidos en la sección de modelación para ajustarlos a diferentes histogramas. También se utilizaron datos de diámetros de tuberías para conocer la distribución de tamaños de ductos que transportan hidrocarburos en el sureste mexicano. Finalmente, se usaron datos de histogramas de dureza, cedencia y esfuerzo último a la tensión para ejemplificar el ajuste de histogramas a funciones de probabilidad.

## 3. Modelación de Corrosión por Picadura en tuberías enterradas

Los primeros usos de la probabilidad y la estadística como herramienta para el estudio de la corrosión datan de la década de los 1930.<sup>6</sup> Pero fue hasta la década de 1950, cuando Aziz utilizó por primera vez funciones de probabilidad para estudiar las picaduras generadas en placas de aluminio.<sup>7</sup> Igualmente, en la década de 1950, Romanoff comenzó a estudiar la corrosión de piezas metálicas enterradas en diferentes suelos de Estados Unidos.<sup>8</sup> De aquí surge la pregunta: ¿por qué se usa la probabilidad y estadística en estudios de corrosión? Para explicarlo, hay que recordar las reacciones electroquímicas de la corrosión de acero:

Reacción de oxidación:



Reacción de reducción en un suelo básico o neutro:



Reacción de reducción en un suelo ácido:



Estas son reacciones elementales que ocurren en el acero, pero las condiciones en la vida real son mucho más variadas y complejas porque existen otras variables que influyen en el deterioro, por ejemplo: la temperatura, el pH, el contenido de iones cloruro, carbonato, bicarbonato, factores microbiológicos, factores metalúrgicos, etc. La interacción de todas estas variables hace muy complicado estudiar el fenómeno de corrosión solamente mediante reacciones electroquímicas. Es por eso que es de gran utilidad el uso de técnicas estadísticas. Como ejemplo de ello, a continuación, se explicará cómo los modelos obtenidos mediante técnicas estadísticas permiten calcular con un grado de error reducido la profundidad de defectos causados por la corrosión.

Una aplicación práctica fue llevada a cabo en México, específicamente en los estados de Tabasco y Chiapas, donde algunos ductos fueron inspeccionados usando un medidor de picaduras (*pit gauge*). Se registró el tiempo que tiene en servicio la tubería estudiada y el tipo de recubrimiento que la protege. Así mismo, se tomaron muestras de suelo localizado alrededor de la tubería para determinar el pH, contenido de cloruros, sulfatos,

Tabla 1. Características del suelo analizado.

	Potencial redox (V)	pH	Potencial (mV)	Resistividad ( $\Omega - m$ )	% H <sub>2</sub> O	Densidad suelo (g/L)	Iones Cl <sup>-</sup> (ppm)	Iones HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> (ppm)	Iones SO <sub>4</sub> <sup>-</sup> (ppm)
Símbolo	rp	pH	pp	re	wc	bd	cc	bc	sc
Media	0.167	6.13	-880	50.2	23.9	1.30	47.7	19.6	153
Varianza	6.40E-03	0.86	57600.00	3127.05	43.56	0.01	5640.01	640.09	28257.61

carbonatos y bicarbonatos. Posteriormente, se determinó la textura del suelo para conocer el contenido de arena, arcilla y limo que tiene el sustrato. Finalmente, se midió el potencial de protección catódica. La resistividad también fue medida usando el método de las cuatro puntas. La Figura 3 ilustra como lucen los tubos al ser desenterrados para medir los defectos de corrosión y tomar las muestras de suelo. El total de muestras tomadas fue de 259.

Los resultados de las características del suelo estudiado se muestran en la Tabla 1, donde se puede observar que la mayoría de los suelos en la región estudiada son ligeramente ácidos, ácidos y tienen un contenido moderado de iones cloruro, el promedio los ductos estudiados están en un nivel adecuado de protección catódica (-0.85 V) según la literatura.<sup>9</sup> La Tabla 2 muestran los resultados de medir la profundidad de picadura y los tiempos de



Figura 3. Aspecto de una tubería al ser desenterrada. Fuente: elaboración propia.

Tabla 2. Características de las tuberías estudiadas y de la profundidad máxima medida de los defectos de corrosión.

	Tiempo en Servicio (años)	Profundidad máxima (mm)
Símbolo	t	y <sub>max</sub>
Media	22.9	2.02
Máximo	50.00	13.44
Mínimo	5.00	0.41
Varianza	82.81	4.20

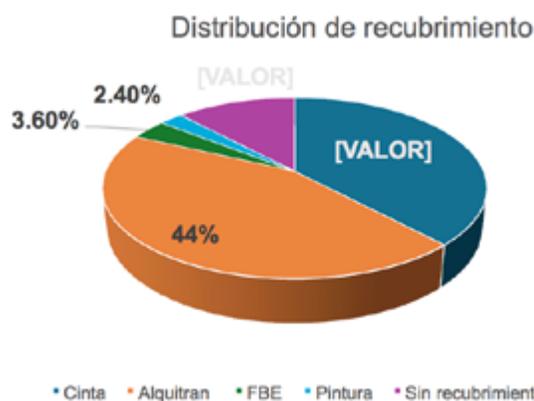


Figura 4. Distribución de recubrimientos en los ductos inspeccionados.

operación de los ductos. La distribución de tipos de recubrimiento encontrado en los ductos inspeccionados en el presente trabajo se muestra en la Figura 4.

Con estos datos y sabiendo que el crecimiento de defectos de corrosión en estructuras enterradas es no lineal, específicamente de tipo exponencial como lo indican otros trabajos de investigación.<sup>8,10,11</sup> El modelo no lineal general de crecimiento de defectos de corrosión propuesto es el siguiente:

$$y_{max} = \kappa(t - t_0)^n \quad (4)$$

Donde  $t$  es el tiempo desde la construcción del ducto,  $t_0$  es el tiempo que tarda en hacer daño la corrosión,  $\kappa$  es la constante de proporcionalidad y  $n$  es el factor de forma de crecimiento de los defectos de corrosión. El modelo de la Ecuación (4) puede sofisticarse lo suficiente para que incluya las características del suelo estudiadas y el tipo de recubrimiento. Para ello, el parámetro  $\kappa$  y  $n$  se relacionan con dichas características. Entonces la Ecuación (4) puede ajustarse y convertirse en la Ecuación (5).

$$y_{max} = (\kappa_0 + \sum_{i=1}^n \kappa_i x_i)(t - t_0)^{(n_0 + \sum_{j=1}^n n_j x_j)} \quad (5)$$

Donde  $x_i$  y  $x_j$  son las variables independientes medidas (las características del suelo),  $\kappa_i$  y  $n_j$  son los parámetros de regresión y  $t_0$  también es considerado un parámetro de regresión. Para poder incluir el tipo de recubrimiento, se asignó un puntaje a cada uno de los recubrimientos encontrados. Dicho puntaje está listado en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Puntaje asignado a cada tipo de recubrimiento.

Recubrimiento (ct)	Puntaje
Sin recubrimiento	1.0
Pintura asfaltada	0.9
Cinta	0.8
Alquitrán	0.7

De la lista de datos obtenidos en el muestreo en campo (259), se hizo una eliminación de datos espurios con las técnicas diagrama de caja, residual estandarizado y distancias de Cook. Del total de datos, nueve fueron clasificados como espurios y eliminados de la base de datos. Con los 250 restantes, se hizo el análisis de regresión para encontrar los parámetros  $K_i$  y  $n_j$ . Al ser 10 variables independientes, considerando el tipo de recubrimiento (listadas en la Tabla 1), se tienen que realizar 1024 posibles combinaciones. Esto se calculó determinando el número de subconjuntos de 10 elementos ( $2^{10}$ ). De estas combinaciones, se seleccionó como la más representativa la que tuviera el mayor valor de  $R^2$ , en este caso, el mejor modelo presentó un valor de  $R^2 = 0.87$ . El mejor modelo seleccionado es el mostrado en la Ecuación (6):

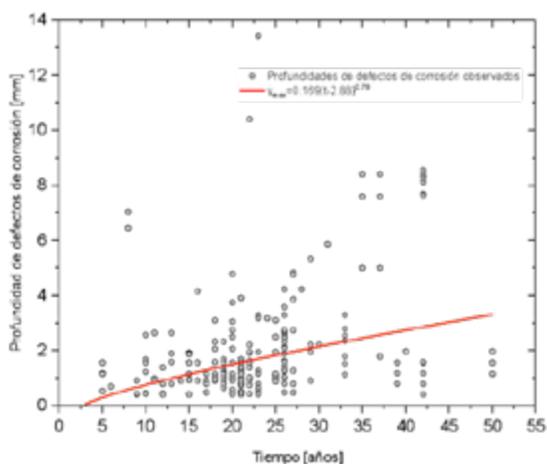
$$y_{\text{max}} = (K_0 + K_1TP + K_2PH + K_3RE + K_4CC + K_5bc + K_6sc)(t - t_0)^{n_0 + n_1TP + n_2PE + n_3bc + n_4sc}$$

(6)

De acuerdo con la Ecuación (6) la constante de proporcionalidad está en función del potencial redox, pH, resistividad, contenido de cloruros, bicarbonatos y sulfatos. Mientras que el factor de forma en función del potencial suelo-tubo, contenido de agua del suelo, densidad del suelo y tipo de recubrimiento. Los valores de estos parámetros de regresión se muestran en la Tabla 4.

**Tabla 4.** Valores de los parámetros de regresión obtenidos para la Ecuación (6).

Parámetro	$K_0$	$n_0$	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	$n_1$	$n_2$	$n_3$	$n_4$	$t_0$
Valor	6.08	8.96	-1.80	-6.54	-2.60	8.74	-6.39	-1.22	5.19	4.65	-9.90	4.31	2.88
	E-01	E-01	E-04	E-02	E-04	E-04	E-04	E-04	E-01	E-03	E-02	E-01	



**Figura 5.** Evolución del crecimiento de defectos de corrosión a condiciones promedio.

La Figura 5 se muestra con el propósito de ilustrar como los datos de profundidades de defectos de corrosión obtenidos a diferentes tiempos de vida útil de los ductos pueden ser representados satisfactoriamente a condiciones promedio, descritas en la Tabla 1, con la Ecuación (6), quedando la constante  $K = 0.164$  y  $n = 0.78$ . Con el propósito de compartir información del presente trabajo de investigación, la base de datos completa fue publicada en un trabajo del 2010 de Velázquez *et. al.*<sup>12</sup>

#### 4. Modelación de corrosión por picadura en aceros de tuberías que transportan aguas congénitas

La misma filosofía de modelación utilizando regresiones no lineales, puede ser utilizada para estudiar el crecimiento de defectos de corrosión. En este caso se modela el crecimiento de defectos de corrosión causado por el manejo de aguas congénitas en ductos mexicanos. El agua congénita es un término usado en la industria petrolera para describir el agua como subproducto de la extracción del petróleo o del gas natural.<sup>13</sup> En el presente caso, se tomaron 41 muestras de diferentes zonas en los estados de Veracruz, Chiapas y Tabasco para analizar las características químicas de esta sustancia. El muestreo de tamaño de defecto de corrosión y de suelos fue realizado entre los años 2006 y 2010. Las características químicas analizadas se muestran en la Tabla 5.

De estas variables estudiadas, se generaron soluciones sintéticas que tengan las mismas características químicas de las muestras tomadas. Se generaron 171 soluciones sintéticas con las características mostradas en la Tabla 6 (ver Tabla 5 para significado de símbolos). Posteriormente se realizaron pruebas de inmersión utilizando un acero API 5L X60. En la misma Tabla 6, se indica también en la última columna los datos estadísticos de los tiempos de inmersión.

**Tabla 5.** Características estudiadas en las muestras de agua congénita.

Característica estudiada	Símbolo	Unidades
pH	pH	
Potencial redox	Re	mV
Conductividad	$\Omega$	mS/cm
Presión parcial de $CO_2$	pco	Bar
Contenido de carbonatos	cac	ppm
Contenido de sulfatos	soc	ppm
Contenido de cloruros	clc	ppm
Contenido de ácido acético	acc	mL
Temperatura	T	$^{\circ}C$

Tabla 6. Descripciones de las variables de usadas para generar las muestras de agua congénita sintética.

	pH	Re	$\Omega$	pco	cac	soc	clc	acc	T	t
Promedio	7.39	111	30.4	1.28	3631	4356	5246	0.99	47.2	13.9
Varianza	2.64	2721.71	126.52	0.21	8228234.88	10959807.51	8324956.09	0.28	174.66	86.73
Mínimo	3.29	-98.8	2.74	0.2	13.4	20.7	164	0.1	20	1
Máximo	9.19	300	57.6	2	9811	9992	9952	1.89	79	30

Después de tener las probetas de acero inmersas por diferentes tiempos (rango entre 1 y 30 días). Se midió la profundidad de picadura de cada una de las 171 pruebas realizadas. En cada prueba se pusieron a inmersión dos cupones de acero. Los datos de profundidad de defectos de corrosión generados fueron ajustados a una distribución generalizada de valores extremos (GEVD) detallada en la Ecuación (7).<sup>14,15</sup> La Figura 6 ilustra el histograma de las profundidades de picadura medidas y posteriormente ajustadas a una GEVD.

de defectos es prácticamente al instante de la inmersión. Debido al número de variables independientes, se hicieron 512 análisis de regresión y se seleccionó el modelo de mayor valor de  $R^2$ . De esta forma la Ecuación (6) toma la forma mostrada en la Expresión Matemática (8). Los coeficientes de regresión quedarían como se muestra en la Tabla 7.

$$y_{max} = (K_{00} + K_{11}t + K_{22}pco + K_{33}soc + K_{44}clc + K_{55}acc + K_{66}re)(t)^{n_{11} + n_{12}pH + n_{22}cac + n_{33}T} \quad (8)$$

$$GEV(x) = \begin{cases} \frac{1}{\xi} \exp\left(-\frac{1}{\xi}z\right) (1 + \xi z)^{-1-\frac{1}{\xi}}, & \xi \neq 0 \\ \frac{1}{\xi} \exp(-z - \exp(-z)), & \xi = 0 \end{cases} \quad (7)$$

Con el propósito de ilustrar la representatividad del modelo encontrado, la Figura 7 muestra los valores de profundidad de picadura y el modelo de la Ecuación (8) a condiciones promedio.

Donde  $z \equiv \frac{x-a}{b}$ ; mientras  $a$  y  $b$  son los parámetros de localización y escala;  $\xi$  es el parámetro de forma.

### 5. Análisis de las variables de mayor influencia en el crecimiento de defectos de corrosión

Una vez teniendo todos los datos de profundidades de picadura y características físicas y químicas de las soluciones de agua congénita sintética se procedió a hacer un análisis de regresión con la Ecuación (6). En este caso, el tiempo de inicio de crecimiento de defectos es cero ( $t_0 = 0$ ), es decir, que el inicio de crecimiento

de ductos que pueden dar estos modelos es la identificación de las variables que más influyen en el crecimiento de defectos de corrosión. Esto porque permite focalizar recursos técnicos, humanos y económicos para controlar, monitorear y mitigar estás

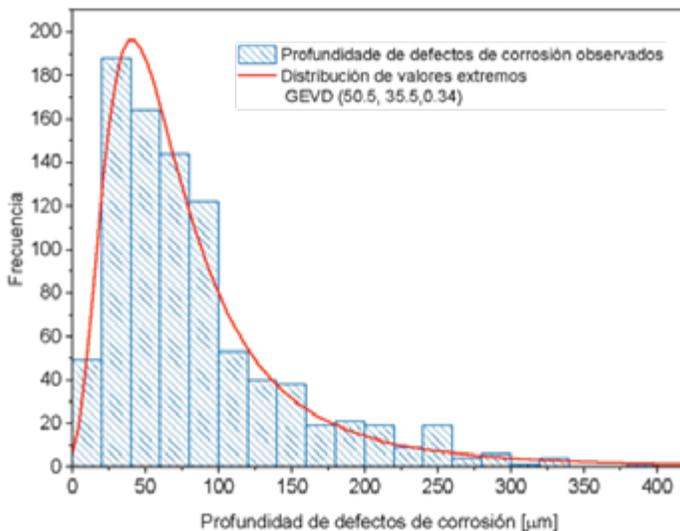


Figura 6. Histograma de profundidades de picadura y su ajuste a una distribución generalizada de valores extremos con los parámetros  $a = 50.5$ ,  $b = 35.3$  y  $\xi = 0.34$ .

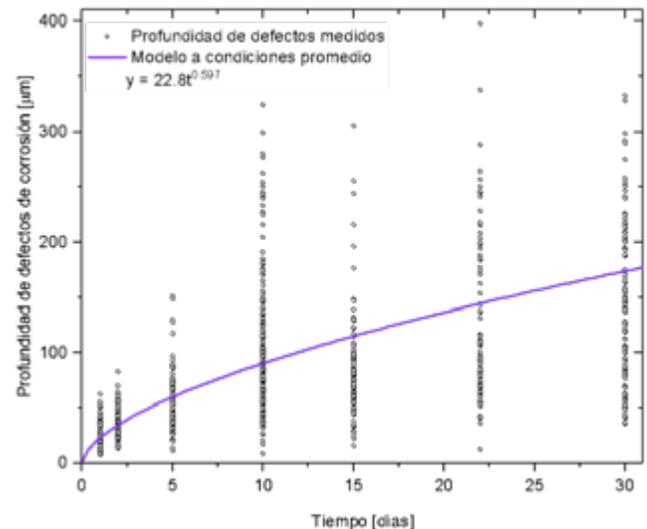


Figura 7. Profundidades de defectos observados en función del tiempo de inmersión.

Tabla 7. Valores de los parámetros de regresión obtenidos para la Ecuación (8)

Parámetro	$K_{00}$	$n_{00}$	$K_{11}$	$K_{22}$	$K_{33}$	$K_{44}$	$K_{55}$	$K_{66}$	$n_{11}$	$n_{22}$	$n_{33}$
Valor	2.9	0.68	7.6E-03	-1.01E-03	-7.90E-06	2.4E-06	2.2E-02	8.1E-04	6.2E-02	-2.7E-06	5.5E-03

variables. Para ello, se realizó un análisis de sensibilidad, usando los modelos de la Ecuaciones (6) y (8), respectivamente. En estos modelos se varia proporcionalmente el cambio de propiedades y se cuantifica el efecto en el cambio de profundidad de defecto de corrosión. Esto se ilustra en las Figuras 8 y 9, para corrosión en suelos y corrosión en aguas congénitas.

De las Figuras 8 y 9 podemos observar que, para las tuberías enterradas, las variables más importantes a ser monitoreadas y vigiladas son: pH, potencial de protección catódica, contenido de agua y contenido de cloruros. Esto se debe a que son las variables que en el gráfico de sensibilidad muestran mayor pendiente. En el caso de corrosión en aguas congénitas, las variables que más influyen en el proceso son: pH, temperatura, y conductividad del medio.

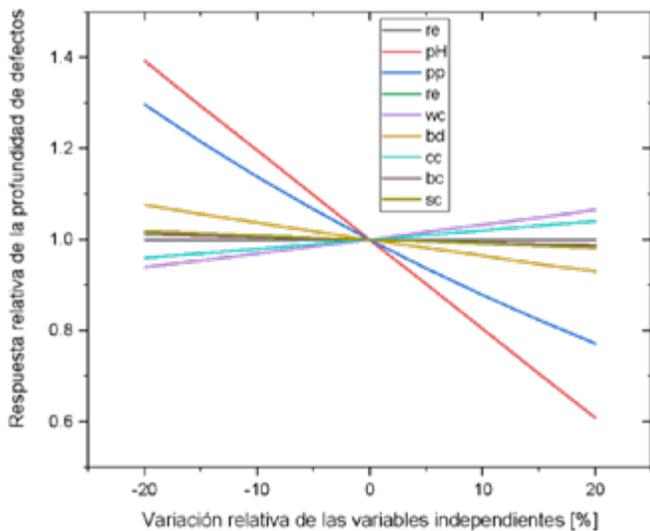


Figura 8. Análisis de sensibilidad para el modelo relacionado con la corrosión en suelos (ver Ecuación (6) y Tabla 1).

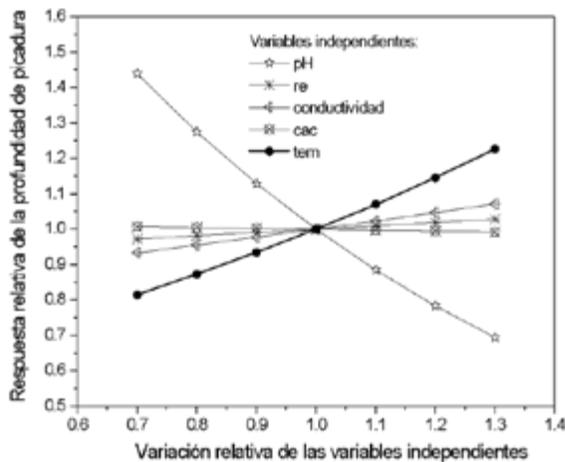


Figura 9. Análisis de sensibilidad para el modelo relacionado con la corrosión en aguas congénitas (Ecuación (8)).

## 6. Uso del ajuste de histogramas de datos experimentales en funciones de densidad de probabilidad

Aprovechando la información colectada de las características físicas y químicas de los suelos estudiados para la modelación de profundidades de defectos de corrosión, los datos de cada variable estudiada fueron ajustados a diferentes funciones de densidad de probabilidad. Estas funciones fueron LogNormal, Normal, Gumbel y Uniforme; las expresiones matemáticas de estas funciones se muestran en la Ecuaciones (9), (10), (11) y (12), respectivamente.<sup>16</sup>

$$f(x) = \frac{\exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{\ln x - \mu}{\sigma}\right)^2\right)}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \quad (9)$$

$$f(x) = \frac{\exp\left(-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2\right)}{\sigma\sqrt{2\pi}} \quad (10)$$

$$f(x) = \frac{1}{\sigma} \exp\left(-\frac{x-\mu}{\sigma} - \exp\left(-\frac{x-\mu}{\sigma}\right)\right) \quad (11)$$

$$f(x) = \frac{1}{b-a} \quad (12)$$

Donde  $\mu$  es el parámetro de localización,  $\sigma$  es el parámetro de escala, y por último  $a$  y  $b$  son los parámetros de la función de distribución uniforme. En todos los casos se ajustaron los datos observados a cada una de las funciones antes mencionadas usando la prueba de bondad de ajuste de Kolmogorov-Sminorv para confirmar que la distribución teórica representa con cierto grado de confianza el histograma de los datos.<sup>17</sup> En este contexto, las distribuciones de probabilidad que mejor ajustaron a cada una de las variables estudiadas se presenta en la Tabla 8.

Otra aplicación del ajuste de datos, puede ser hecha para determinar el diámetro de tuberías en algún activo o zona determinada. Esto puede ser útil para visualizar el rango de diferentes tamaños de tuberías y decidir que tamaños de tuberías son los más usados y

Tabla 8. Ajuste estadístico de los datos observados en el estudio de corrosión externa de tuberías enterradas.

Variable	Función de densidad de probabilidad con sus respectivos parámetros
Resistividad	Lognormal (50,2931)
Sulfatos	Lognormal (154, 25328)
Bicarbonatos	Lognormal (19, 436)
Cloruros	Lognormal (41, 3135)
Contenido de agua	Normal (24,38)
pH	Gumbel (6.13, 0.84)
Potencial suelo-tubo	Normal (-860, 0.04)
Densidad del suelo	Normal (1.3, 0.007)
Potencial redox	Uniforme (2.14, 348)
Profundidad de defectos de corrosión	GEVD (0.42, 0.73, 1.08)

organizar así el almacenamiento de tubos y accesorios. La Figura 10, ilustra un histograma de diámetro de tuberías de extracción de petróleo y gas en la región sur de México.

Debido a las diversas heterogeneidades que puede presentar un acero debido a la densidad de inclusiones, tamaño de grano, elementos aleantes y micro-aleantes, tratamientos térmicos, etc. Las propiedades mecánicas de un acero pueden presentar cierta incertidumbre. Por ejemplo, las Figuras 11, 12 y 13 ilustran cómo es posible ajustar datos observados en las pruebas de tensión y dureza de un acero API 5L Grado B a una distribución generalizada de valores extremos (ver Ecuación (7)).<sup>18</sup>

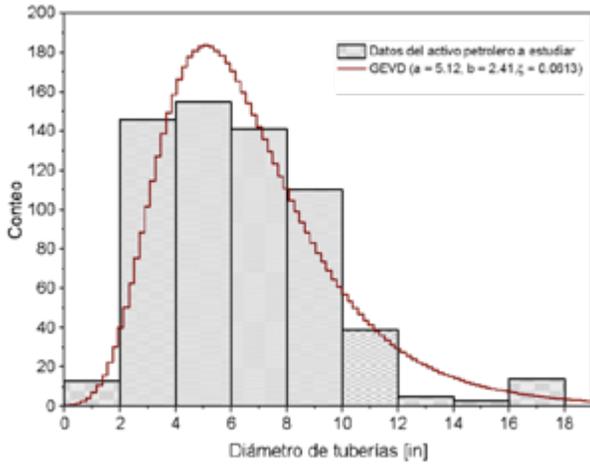


Figura 10. Datos de diámetros de tuberías ajustados a una distribución generalizada de valores extremos.

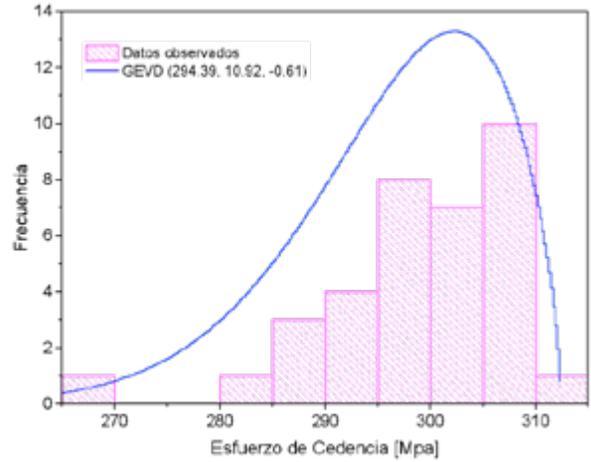


Figura 12. Histograma del esfuerzo de cedencia (YS) del acero API 5L Grado B ajustado a una función de densidad de probabilidad.

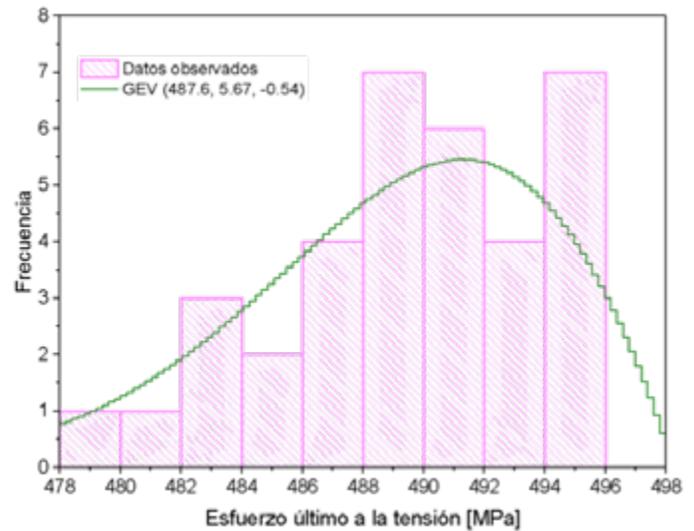


Figura 13. Histograma del esfuerzo máximo a la tensión (UTS) del acero API 5L Grado B ajustado a una función de densidad de probabilidad.

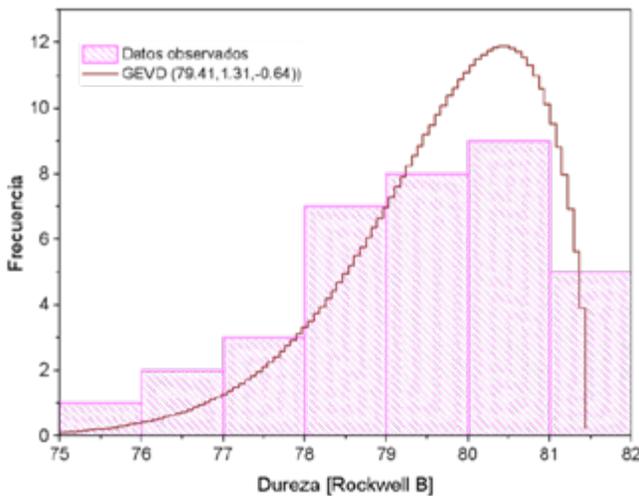


Figura 11. Histograma de dureza del acero API 5L Grado B ajustado a una función de densidad de probabilidad.

## 7. Conclusiones

- Mediante técnicas de regresión no lineal es posible modelar el crecimiento de la profundidad de defectos de corrosión. Para realizarlo es necesario tener datos de las características físicas y químicas del suelo o del fluido que se transporta en los ductos.
- Los modelos obtenidos mediante regresión no lineal son de utilidad para realizar análisis de sensibilidad. Esto puede ser útil para determinar que variables son las más influyentes, y con ello enfocar los recursos en el control y monitoreo de estas variables.
- Se confirma que las profundidades de defectos de corrosión no crecen de forma lineal.
- El pH se ratifica como la variable de mayor influencia en el crecimiento de defectos de corrosión.
- Mediante funciones de densidad de probabilidad se puede representar la naturaleza aleatoria del fenómeno de corrosión y de las propiedades mecánicas del acero.

## Conflicto de interés

Los autores declaran no tener ningún conflicto de interés

## Referencias

1. Koch, G. H.; Brongers, M. P. H.; Thompson, N. G.; Virmani, Y. P.; Payer, J. H. *Corrosion Cost and Preventive Strategies in the United States*; 2002.
2. Vetter, C. P.; Kuebel, L. A.; Natarajan, D.; Mentzer, R. A. Review of Failure Trends in the US Natural Gas Pipeline Industry: An in-Depth Analysis of Transmission and Distribution System Incidents. *J. Loss Prev. Process Ind.* **2019**, *60*, 317–333. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2019.04.014>.
3. US Department of Transportation. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration <https://www.phmsa.dot.gov/>.
4. Nascimento, E. Impact of Corrosion in the Oil and Gas Industry. *Coatings for Anti-corrosion Applications*. 2014.
5. Caleyó, F.; Alfonso, L.; Alcántara, J.; Hallen, J. M. On the Estimation of Failure Rates of Multiple Pipeline Systems. *J. Press. Vessel Technol.* **2008**, *130* (2). <https://doi.org/10.1115/1.2894292>.
6. Evans, U. R.; Mears, R. B.; Queneau, P. E. Corrosion-Velocity and Corrosion-Probability. *Engineering* **1933**, *136* (1933), 689.
7. Aziz, P. M. Application of the Statistical Theory of Extreme Values To the Analysis of Maximum Pit Depth Data for Aluminum. *CORROSION* **1956**, *12* (10), 35–46. <https://doi.org/10.5006/0010-9312-12.10.35>.
8. Romanoff, M. *Underground Corrosion*; Washington D.C., 1957.
9. Peabody, A. W. *Peabody's Control of Pipeline Corrosion*, Second.; Bianchetti, R. L., Ed.; NACE International, 2001.
10. Katano, Y.; Miyata, K.; Shimizu, H.; Isogai, T. Predictive Model for Pit Growth on Underground Pipes. *CORROSION* **2003**, *59* (2), 155–161. <https://doi.org/10.5006/1.3277545>.
11. Mughabghab, S. F.; Sullivan, T. M. Evaluation of the Pitting Corrosion of Carbon Steels and Other Ferrous Metals in Soil Systems. *Waste Manag.* **1989**, *9* (4), 239–251. [https://doi.org/10.1016/0956-053X\(89\)90408-X](https://doi.org/10.1016/0956-053X(89)90408-X).
12. Velázquez, J. C.; Caleyó, F.; Valor, A.; Hallen, J. M. Technical Note: Field Study—Pitting Corrosion of Underground Pipelines Related to Local Soil and Pipe Characteristics. *CORROSION* **2010**, *66* (1), 016001–016005. <https://doi.org/10.5006/1.3318290>.
13. Klemz, A. C.; Weschenfelder, S. E.; Lima de Carvalho Neto, S.; Pascoal Damas, M. S.; Toledo Viviani, J. C.; Mazur, L. P.; Marinho, B. A.; Pereira, L. dos S.; da Silva, A.; Borges Valle, J. A.; de Souza, A. A. U.; Guelli U. de Souza, S. M. A. Oilfield Produced Water Treatment by Liquid-Liquid Extraction: A Review. *J. Pet. Sci. Eng.* **2021**, *199*, 108282. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108282>.
14. Velázquez, J. C.; Hernández-Sánchez, E.; Terán, G.; Capula-Colindres, S.; Díaz-Cruz, M.; Cervantes-Tobón, A. Probabilistic and Statistical Techniques to Study the Impact of Localized Corrosion Defects in Oil and Gas Pipelines: A Review. *Metals (Basel)*. **2022**, *12* (4), 576. <https://doi.org/10.3390/met12040576>.
15. Castillo, E.; Hadi, A. S.; Balakrishnan, N.; Sarabia, J. M. *Extreme Value and Related Models with Applications in Engineering and Science*, First.; John Wiley & Sons, Inc.: New Jersey, 2004.
16. Walpole, R. E.; Myers, R. H.; Myers, S. L.; Ye, K. *Probability & Statistics for Engineers & Scientists*, Ninth.; Pearson, 2016.
17. Miller, I.; Freund, J. E. *Probabilidad y Estadística Para Ingenieros*; Reverte, 2021.
18. González-Arévalo, N. E.; Velázquez, J. C. C.; Díaz-Cruz, M.; Cervantes-Tobón, A.; Terán, G.; Hernández-Sánchez, E.; Capula-Colindres, S. Influence of Aging Steel on Pipeline Burst Pressure Prediction and Its Impact on Failure Probability Estimation. *Eng. Fail. Anal.* **2021**, *120* (October 2020), 104950. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2020.104950>.