



# **Tecnólogo en Corrosión Interna Senior**

**Guía de Preparación del Examen**

# Índice de Contenido

Introducción .....	3
Audiencia .....	3
Requerimientos .....	4
Tecnólogo en Corrosión Interna Senior – Áreas de habilidad y conocimiento evaluados .....	5
Tipos de Preguntas .....	9
Descripción de las preguntas .....	9
Preguntas de muestra .....	9
Clave de respuesta .....	10
Preparación .....	11
Normas .....	11
Calculadoras .....	12

## Introducción

El examen teórico de Tecnólogo de Corrosión Interna Senior está diseñado para evaluar si un candidato tiene el conocimiento y habilidades requeridas en las que un Tecnólogo en Corrosión Interna debe estar mínimamente calificado. El examen consta de 75 preguntas de opción múltiple que cubren áreas de nivel básico e intermedio del Cuerpo de Conocimiento (Body of Knowledge [BOK]) del Tecnólogo de Corrosión Interna Senior.

Nombre del examen	Senior Internal Corrosion Technologist Theory Exam
Código del examen	SICT
Tiempo	2 ½ horas*
Numero de preguntas	75
Formato	Examen basado en computadora (Computer Based Testing–CBT)

**NOTA:** Al finalizar el Examen, se proporciona una calificación aprobado/reprobado.

- \*El tiempo de examen incluye 10 minutos para el acuerdo de confidencialidad y para el tutorial de sistema, y 140 minutos para el Examen.
- El manual del curso **NO** es proporcionado en el examen. El material de referencia se proporciona en formato PDF para conversiones y normas aplicables.

## Audiencia

El tecnólogo senior de corrosión interna debe tener un conocimiento profundo de los principios electroquímicos y de corrosión, pruebas de campo, análisis de laboratorio, técnicas de monitoreo y estrategias de mitigación. Esta persona también debe ser capaz de realizar evaluaciones ambientales integrales requeridas para desarrollar y administrar programas de control de corrosión interna, tener suficiente conocimiento y experiencia para determinar acciones correctivas para problemas de corrosión interna de alto nivel dentro de un sistema de tuberías, ser capaz de implementar programas de integridad de corrosión interna como dirigido, y ser capaz de realizar y dirigir todas las fases de ICDA.

El Tecnólogo Senior en Corrosión Interna también debe poseer las habilidades y conocimientos requeridos para el Tecnólogo en Corrosión Interna. Los candidatos exitosos tendrán un conocimiento firme de la corrosión interna y los métodos de evaluación, incluidos los métodos directos e indirectos. Los candidatos exitosos también tendrán conocimientos de localización de daños por corrosión interna, evaluación del sistema y estrategias, y técnicas de monitoreo.

Los candidatos exitosos también comprenderán los métodos de mitigación de la corrosión interna, incluida la selección de los métodos adecuados, la implementación de estos métodos y la determinación de su eficacia. La gestión de la integridad a largo plazo y la integración de datos también son importantes.

## Requerimientos

### Tecnólogo en Corrosión Interna Senior:

- Experiencia laboral
- Requerimiento del Curso de Ética
- Examen esencial
- Solicitud

#### Requerimiento de experiencia laboral:

Escoja una de las siguientes opciones de experiencia laboral:

8 años verificables de experiencia laboral en corrosión interna en tuberías Y  
certificación activa de Tecnólogo en Corrosión Interna

**O**

Licenciatura en Ciencias Físicas o Ingeniería CON 4 años de experiencia laboral  
verificable relacionada con la corrosión interna en un entorno de tubería

#### Requerimiento del Curso de Ética:

[Curso de Ética para el Profesional de la Corrosión](#) **O** una [capacitación equivalente](#)

#### Recomendación del curso:

Completar exitosamente el curso [AMPP Internal Corrosion for Pipelines – Advanced](#)

#### Requerimientos del examen:

Tecnólogo en Corrosión Interna Senior Examen teórico

#### Requerimiento de la solicitud:

[Solicitud de Tecnólogo en Corrosión Interina Senior](#) aprobada

**Nota:** Completar el curso no da derecho al candidato a la certificación.

Al completar satisfactoriamente los requerimientos, el candidato recibirá una certificación de Tecnólogo en Corrosión Interna Senior.

# Tecnólogo en Corrosión Interna Senior – Áreas de habilidad y conocimiento evaluados

NOTA: Al finalizar el examen CBT, el candidato recibirá una gráfica de barras de fortalezas y debilidades que corresponden a estos dominios.

## 1. BÁSICO (15%)

### A. Teoría de corrosión

1. Entender la composición de la celda básica de corrosión y las reacciones electroquímicas.
2. Entender e identificar formas de corrosión, mecanismos de corrosión y especies corrosivas.
3. Entender e identificar las diferentes condiciones operativas, ambientes, instalaciones y como impactan el proceso de corrosión interna.

## 2. EVALUACIÓN DE CORROSIÓN INTERNA (60%)

### A. Métodos de Evaluación

1. Identificar las características de los métodos directos e indirectos utilizados para detectar y evaluar la severidad de la corrosión interna.
2. Describir las condiciones que se usan para determinar entre métodos directos versus indirectos.

### B. Métodos Indirectos

1. Identificar los componentes en un análisis de gas, líquido o sólido empleados para evaluar el ambiente para corrosión interior.
2. Entender los componentes típicos de las pruebas físicas, pruebas químicas (gases disueltos), cationes y aniones que caracterizan el análisis de líquidos y sólidos.
3. Identificar los métodos de análisis que puedan ser empleados para determinar los niveles de constituyentes.
4. Entender y aplicar los diferentes modelos empleados para predecir corrosión interna.
5. Entender y utilizar apropiadamente técnicas de preservación de muestras de líquidos y sólidos de la superficie interna de tubería y/o componentes para pruebas de campo y laboratorio.
6. Entender los criterios para seleccionar un método/técnica de evaluación indirecta.

### C. Métodos directos

1. Entender los factores para la selección apropiada de dispositivos para evaluar la severidad de corrosión.
2. Estar familiarizado con los parámetros empleados en los diseños de sistemas de monitoreo.
3. Identificar las herramientas y métodos necesarios para realizar una investigación exhaustiva de la corrosión y los criterios para seleccionar un método/técnica de evaluación directa.
4. Entender y utilizar técnicas apropiadas empleadas para preservar componentes de tubería corroídos/dañados cuando se realiza una investigación.

5. Entender las limitaciones de los dispositivos de detección de corrosión interior comúnmente usados.
6. Estar familiarizado con los tipos y propósitos de los cupones de corrosión.
7. Estar familiarizado con los tipos y propósitos de las probetas electrónicas.

#### **D. Localización de daño por Corrosión Interna**

1. Identificar los parámetros que envuelven en una prueba hidrostática.
2. Entender las limitaciones de pruebas hidrostáticas.
3. Entender los criterios para la selección de una herramienta de inspección.
4. Identificar los factores de evaluación de compatibilidad de ILI.
5. Entender los factores de diseño de ILI considerados para nuevas construcciones.
6. Entender los componentes de un análisis de datos de ILI y ser capaz de interpretar los datos de ILI.
7. Familiarícese con el proceso de cuatro pasos de ICDA.
8. Entender los objetivos de la pre-evaluación del ICDA.
9. Identificar los factores considerados en la evaluación de la factibilidad de aplicar ICDA.
10. Entender los objetivos de inspección indirecta de la ICDA.
11. Identificar la aplicación de modelos de flujo para análisis de sistemas e ICDA.
12. Entender el proceso de inspección detallado de ICDA.
13. Entender los factores posteriores a la evaluación de la ICDA que se utilizan para determinar los intervalos de reevaluación.
14. Identifique otros métodos utilizados para localizar daños por corrosión interna y utilice estos métodos cuando sea apropiado.

#### **E. Técnicas y estrategias de monitoreo**

1. Tener conocimiento y entendimiento de los diferentes métodos y técnicas empleadas para monitoreo del ambiente en tuberías para corrosión interna.
2. Entender el criterio para la selección de un método/técnica de monitoreo.
3. Identificar parámetros de operación que puedan contribuir a la corrosión interna y utilizar esta información en el proceso de selección.
4. Ser capaz de interpretar datos colectados y recomendar si se necesitan acciones correctivas.

## **F. Estrategia y técnicas de seguimiento**

1. Conocer y comprender los diversos métodos y técnicas utilizadas para monitorear el entorno de una tubería para detectar corrosión interna.
2. Entender los criterios para la selección de un método/técnica de seguimiento.
3. Identificar los parámetros operativos que pueden contribuir a la corrosión interna y utilizar esta información en el proceso de selección.
4. Entender los parámetros operativos que influyen en los planes de seguimiento.
5. Ser capaz de interpretar los datos recopilados y recomendar si se necesitan acciones correctivas.
6. Implementar una estrategia de seguimiento adecuada para un entorno de canalización determinado.

## **3. MITIGACIÓN DE CORROSIÓN INTERIOR (20%)**

### **A. Métodos de mitigación**

1. Identificar cuando los parámetros de diseño y de operación pueden ser empleados para mitigar la corrosión, incluyendo la adecuada selección de materiales.
2. Reconocer la limpieza interior con equipos (pigging) como una forma de control de corrosión interna.
3. Tener conocimiento de los tipos de inhibidor de corrosión comúnmente empleados.
4. Entendimiento de las condiciones que tienen influencia en la selección de químicos y utilizar esta información cuando se seleccione un método de mitigación.
5. Tener conocimiento de los tipos de biocidas comúnmente empleados.
6. Reconocer otros factores que influyen en el cambio químico.

### **B. Seleccionar Métodos de Mitigación Apropriados**

1. Entendimiento de los diferentes tipos de mitigación de corrosión, incluyendo el criterio para la selección de los métodos más apropiados para un tipo de ambiente interno dado en una tubería.
2. Identificar los distintos regímenes operativos para la adecuada aplicación de las estrategias de mitigación.
3. Identificar las diversas condiciones operativas que influyen en la selección de los tipos de cerdos (pigs) utilizados.

### **C. Implementación de Métodos de Mitigación**

1. Entendimiento de las diferentes condiciones de operación que tienen influencia cuando se implementan métodos de mitigación.
2. Entender la importancia de la capacitación en la implementación de métodos de mitigación y monitoreo.

#### **D. Determinar la Eficacia**

1. Entender las diferentes condiciones de operación que tienen influencia en un programa estratégico efectivo.
2. Identificar las tecnologías disponibles empleadas para evaluar la eficacia de los programas.

#### **4. ADMINISTRACIÓN DE LA INTEGRIDAD A LARGO PLAZO (5%)**

##### **A. Integración de datos**

1. Entender el significado de los datos clave y las relaciones entre datos.
2. Reconocer las diversas condiciones operativas que influyen en los resultados de los datos.
3. Entendimiento de los componentes individuales de la interpretación de datos.
4. Implementar un plan de integridad de la corrosión interna según las instrucciones.



## Tipos de preguntas

### Descripción de las preguntas

Este examen a libro cerrado consta de preguntas de opción múltiple en donde algunas preguntas pueden tener múltiples respuestas que requieren elegir más de una respuesta, así como preguntas para relacionar (matching items). Las preguntas están basadas en el conocimiento y habilidades requeridas para un Tecnólogo en Corrosión Interna Senior. Aunque el curso de entrenamiento de AMPP es un método de preparación excelente, no es la única referencia empleada en el desarrollo de las preguntas. Referencias adicionales pueden ser encontradas en la sección Referencias.

### Preguntas de muestra

Las preguntas de muestra son incluidas para ilustrar los formatos y tipos de preguntas que estarán en el examen. Su desempeño en las preguntas de muestra no deben ser vistas como predicción de su desempeño en el examen real.

1. ¿Cuál de las siguientes es una preocupación principal en las tuberías de hidrógeno?
  - A. Fragilidad (Embrittlement)
  - B. Formación de H<sub>2</sub>S
  - C. Corrosión por presencia de agua
  - D. Incapacidad para usar inhibidores de corrosión
2. ¿Cuál de las siguientes es una característica del agua dulce?
  - A. Niveles bajos de bacterias
  - B. pH bajo
  - C. pH alto
  - D. Bajo contenido de sal
3. ¿Cuáles de los siguientes se utilizan para determinar el punto de rocío del agua de una tubería?

#### **SELECCIONE DOS (2)**

- A. Contenido de agua
- B. Concentración de CO<sub>2</sub>
- C. Presión de funcionamiento
- D. BS&W

## Clave de respuesta

1. A
2. D
3. A & C

# Preparación

## Entrenamiento Recomendado

[AMPP Internal Corrosion for Pipelines – Advanced Course](#)

## Material de Estudio Recomendado — Manual del Curso

[AMPP Internal Corrosion for Pipelines – Advanced Course](#)

## Normas

Deben ser empleadas las ediciones más recientes para todas las normas. Cierta contenido de estas normas está incorporado en el curso AMPP Internal Corrosion for Pipelines – Basic Course, y algunas de estas normas están incluidas en el manual del curso.

[IEEE/ASTM SI 10 \(2002\). “American National Standard for Use of the International System of Units \(SI\): The Modern Metric System.” ASTM.](#)

[NACE International SP 0102 \(2017\). “In-Line Inspection of Pipelines.” NACE International.](#)

[NACE International SP 0110 \(2018\). “Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines.” NACE International.](#)

[NACE International SP 0116 \(2016\). “Multiphase Flow Internal Corrosion Direct Assessment \(MP-ICDA\) Methodology for Pipelines.” NACE International.](#)

[NACE International SP 0206 \(2016\). “Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas \(DG-ICDA\).” NACE International.](#)

[NACE International SP 0208 \(2008\). “Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines.” NACE International.](#)

[NACE International SP 0775 \(2018\). “Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.” NACE International.](#)

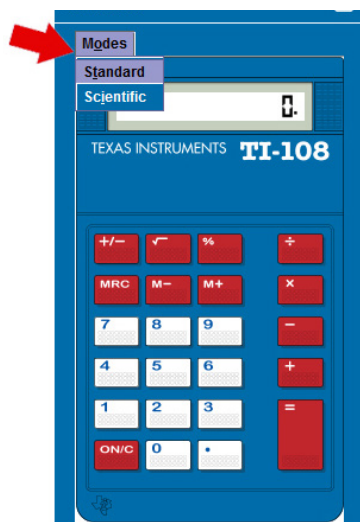
[NACE International TM 0194 \(2014\). “Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems.” NACE International.](#)

[NACE International 3T199 \(2012\). “Techniques for Monitoring Corrosion and Related Parameters in Field Applications.” NACE International.](#)

# Calculadoras

Los candidatos tendrán acceso a una calculadora TI Standard o TI Scientific para usar durante el examen CBT.

## Standard Calculator



## Standard Mode Functions

Add	$+$	
Subtract	$-$	
Multiply	$\times$	
Divide	$\div$	
Negative	$(-)$	
Percentage	$\%$	
Square Root	$\sqrt{\phantom{x}}$	Example: $4\sqrt{\phantom{x}}$
Reciprocal (Inverse)	$x^{-1}$	Example: $1\div\phantom{x}$
Store value to variable	$M+$	Example: $3\phantom{x}\phantom{x}\phantom{x}$
Access variable	$MRC$	Example: $7\phantom{x}\phantom{x}C\phantom{x}$
Clear variable	$M- C$	

## Scientific Calculator



## Scientific Mode Functions

Add	$+$	
Subtract	$-$	
Multiply	$\times$	
Divide	$\div$	
Negative	$(-)$	
Percentage	$2^{nd} [\%]$	
Square Root	$\sqrt{\phantom{x}}$	Example: $\phantom{x}\phantom{x}\phantom{x}er$
Reciprocal (Inverse)	$x^{-1}$	Example: $2^{-1}enter$
Store value to variable	$sto\blacktriangleright yzt$	Example: $3\phantom{x}\phantom{x}er\blacktriangleright yzt\phantom{x}enter$
Access variable	$[x]yzt$ or $2^{nd} ecall]$	Example: $7\phantom{x}\phantom{x}ecall]\phantom{x}er\phantom{x}er$

## Numeric Notation

### Standard (Floating Decimal)

Notation (digits to the left and right of decimal)

mode menu options

**NORM** SCI ENG e.g. 123456.78  
FLOAT 0 1 2 3 **4** 5 ... e.g. 123456.7800

### Scientific Notation

(1 digit to the left of decimal and appropriate power of 10)

mode menu options

NORM **SCI** ENG .g. 1.2345678\*105

### Engineering Notation

(numer from 1 to 999 times 10 to an integer power that is a multiple of 3)

mode menu options

NORM **SCI** ENG .g. 123.45678\*103

## Fractions

Simple fractions	$\boxed{n/d}$
Mixed numbers	$\boxed{2nd}$ $\boxed{[Un]}$
Conversion b/w simple fraction and mixed number	$\boxed{2nd}$ $\blacktriangleleft \blacktriangleright \boxed{Un/d}$
Conversion b/w fraction and decimal	$\boxed{2nd}$ $\blacktriangleleft \blacktriangleright \boxed{d}$

## Powers, roots, and inverses

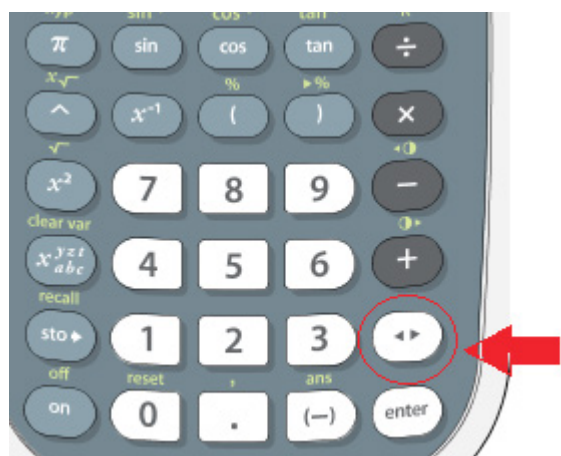
Square a value	$\boxed{x^2}$	
Cube a value	$\boxed{\wedge}$	
Raise value to specified power	$\boxed{\wedge}$	Example ( $2^4$ ) $2 \boxed{\wedge} 4$
Square root	$\boxed{2nd} \boxed{\sqrt{\phantom{x}}}$	Example ( $\sqrt{16}$ ): $\boxed{2nd} \boxed{\sqrt{\phantom{x}}} 16$
Reciprocal	$\boxed{x^{-1}}$	Example ( $n^{\text{th}}$ root): 5 <sup>th</sup> root of 8: $5 \boxed{2nd} \boxed{[x\sqrt{\phantom{x}}]} 8$

## Pi

PI ( $\pi$ )	$\boxed{\pi}$
--------------	---------------


## Toggle

La calculadora científica puede mostrar los resultados de ciertos cálculos como una fracción, posiblemente involucrando pi o una raíz cuadrada. Para convertir este tipo de resultado en un solo número con un punto decimal, deberá usar el botón "Answer Toggle [alternar respuesta]" que se encuentra en un círculo en la imagen a continuación. Al presionar este botón, la pantalla cambiará de un formato fraccionario a uno decimal.



### Answer Toggle



Press the  key to toggle the display result between fraction and decimal answers, exact square root and decimal, and exact pi and decimal.

### Example

Answer toggle	$\boxed{2nd} \boxed{\sqrt{\phantom{x}}} 8 \text{ enter}$	$\sqrt{8}$ $2\sqrt{2}$
	$\boxed{\blacktriangleleft \blacktriangleright}$	$\sqrt{8}$ $2\sqrt{2}$ 2.828427125

Si encuentra que esta calculadora en pantalla es difícil de usar, levante la mano y pídale al Administrador de Exámenes que le proporcione una calculadora científica a mano. Si está disponible, se le proporcionará una calculadora científica o no científica. Los candidatos no pueden traer su propia calculadora a la sala de exámenes.

## **CONVERSIONS**

EMF	electromotive force – any voltage unit
E or e	any voltage unit
V	volts
mV	millivolts
$\mu$ V	microvolts
I	any amperage unit
mA	milliamperes or milliamps
$\mu$ A	microamperes or microamps
R or $\Omega$	Resistance

1,000,000 volts	= 1 megavolt
1,000 volts	= 1 kilovolt
1.0 volt	= 1000 millivolts
0.100 volt	= 100 millivolts
0.010 volt	= 10 millivolts
0.001 volt	= 1 millivolt
0.000001 volt	= 1 microvolt

1,000,000 amperes	= 1 mega-ampere
1,000 amperes	= 1 kiloampere
1.0 ampere	= 1000 milliamperes
0.100 ampere	= 100 milliamperes
0.010 ampere	= 10 milliamperes
0.001 ampere	= 1 milliampere
0.000001 ampere	= 1 microampere

1,000,000 ohms	= 1 mega-ohm
1,000 ohms	= 1 kilo-ohm
1.0 ohms	= 1000 milliohms
0.100 ohm	= 100 milliohms
0.010 ohm	= 10 milliohms
0.001 ohm	= 1 milliohm
0.000001 ohm	= 1 micro-ohm

1 meter	= 100 cm
1 meter	= 1000 mm
1 inch	= 2.54 cm
1 foot	= 30.48 cm

## U.S. Customary/Metric Conversion for Units of Measure Commonly Used in Corrosion-Related Publications

1 A/ft <sup>2</sup>	= 10.76 A/m <sup>2</sup>	1 inH <sub>2</sub> O	= 249.1 Pa
1 acre	= 4,047 m <sup>2</sup> = 0.4047 ha	1 knot	= 0.5144 m/s
1 Ah/lb	= 2.205 Ah/kg	1 ksi	= 6.895 MPa
1 bbl (oil, U.S.)	= 159 L = 0.159 m <sup>3</sup>	1 lb	= 453.6 g = 0.4536 kg
1 bpd (oil)	= 159 L/d = 0.159 m <sup>3</sup> /d	1 lbf/ft <sup>2</sup>	= 47.88 Pa
1 Btu	= 1,055 J	1 lb/ft <sup>3</sup>	= 16.02 kg/m <sup>3</sup>
1 Btu/ft <sup>2</sup>	= 11,360 J/m <sup>2</sup>	1 lb/100 gal (U.S.)	= 1.198 g/L
1 Btu/h	= 0.2931 W	1 lb/1,000 bbl	= 2.853 mg/L
1 Btu/h-ft <sup>2</sup>	= 3.155 W/m <sup>2</sup> (K-factor)	1 mA/in <sup>2</sup>	= 0.155 mA/cm <sup>2</sup>
1 Btu/h-ft <sup>2</sup> ·°F	= 5.678 W/m <sup>2</sup> K	1 mA/ft <sup>2</sup>	= 10.76 mA/m <sup>2</sup>
1 Btu-in/h-ft <sup>2</sup> ·°F	= 0.1442 W/m·K	1 Mppd (oil)	= 159 kL/d = 159 m <sup>3</sup> /d
1 cfm	= 28.32 L/min = 0.02832 m <sup>3</sup> /min	1 mile	= 1.609 km
	= 40.78 m <sup>3</sup> /d		
1 cup	= 236.6 mL = 0.2366 L	1 square mile	= 2.590 km <sup>2</sup>
1 cycle/s	= 1 Hz	1 mile (nautical)	= 1.852 km
1 ft	= 0.3048 m	1 mil	= 0.0254 mm = 25.4 μm
1 ft <sup>2</sup>	= 0.0929 m <sup>2</sup> = 929 cm <sup>2</sup>	1 MMcfd	= 2.832 × 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d
1 ft <sup>3</sup>	= 0.02832 m <sup>3</sup> = 28.32 L	1 mph	= 1.609 km/h
1 ft·lbf (energy)	= 1.356 J	1 mpy	= 0.0254 mm/y = 25.4 μm/y
1 ft·lbf (torque)	= 1.356 N·m	1 oz	= 28.35 g
1 ft/s	= 0.3048 m/s	1 oz fluid (Imp.)	= 28.41 mL
1 gal (Imp.)	= 4.546 L = 0.004546 m <sup>3</sup>	1 oz fluid (U.S.)	= 29.57 mL
1 gal (U.S.)	= 3.785 L = 0.003785 m <sup>3</sup>	1 oz/ft <sup>2</sup>	= 2.993 Pa
1 gal (U.S.)/min (gpm)	= 3.785 L/min = 0.2271 m <sup>3</sup> /h	1 oz/gal (U.S.)	= 7.49 g/L
1 gal/bag (U.S.)	= 89 mL/kg (water/cement ratio)	1 psi	= 0.006895 MPa = 6.895 kPa
1 grain	= 0.06480 g = 64.80 mg	1 qt (Imp.)	= 1.1365 L
1 grain/ft <sup>3</sup>	= 2.288 g/m <sup>3</sup>	1 qt (U.S.)	= 0.9464 L
1 grain/100 ft <sup>3</sup>	= 22.88 mg/m <sup>3</sup>	1 tablespoon (tbs)	= 14.79 mL
1 hp	= 0.7457 kW	1 teaspoon (tsp)	= 4.929 mL
1 microinch (μin)	= 0.0254 μm = 25.4 nm	1 ton (short)	= 907.2 kg
1 in	= 0.0254 m = 2.54 cm = 25.4 mm	1 U.S. bag cement	= 42.63 kg (94 lb)
1 in <sup>2</sup>	= 6.452 cm <sup>2</sup> = 645.2 mm <sup>2</sup>	1 yd	= 0.9144 m
1 in <sup>3</sup>	= 16.387 cm <sup>3</sup> = 0.01639 L	1 yd <sup>2</sup>	= 0.8361 m <sup>2</sup>
1 in·lbf (torque)	= 0.113 N·m	1 yd <sup>3</sup>	= 0.7646 m <sup>3</sup>
1 inHg	= 3.386 kPa		

“American National Standard for Use of the International System of Units (SI): The Modern Metric System” ASTM SI 10. (2002). ASTM.

### **REFERENCIAS Y ESTÁNDARES UTILIZADOS PARA DESARROLLAR EL MATERIAL DE REFERENCIA**

“American National Standard for Use of the International System of Units (SI): The Modern Metric System” ASTM SI 10. (2002). ASTM.

NACE SP 0102 (2017). “In-Line Inspection of Pipelines.”

NACE SP 0110 (2018). “Wet Gas Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines.”

NACE SP 0116 (2016). “Multiphase Flow Internal Corrosion Direct Assessment (MP-ICDA) Methodology for Pipelines.”

NACE SP 0206 (2016). “Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA).”

NACE SP 0208 (2008). “Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroleum Pipelines.”

NACE SP 0775 (2018). “Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.”

NACE TM 0194 (2014). “Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems.”

NACE 3T199 (2012). “Techniques for Monitoring Corrosion and Related Parameters in Field Applications.”