



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA



**DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE CORROSIÓN DE NAFTAS
Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO**

T E S I S

Que para obtener el Título de:

INGENIERO PETROQUÍMICO

Presenta:

MARIO ALBERTO SEGUNDO SEGUNDO

Asesor académico: Dr. Julián Cruz Olivares

TOLUCA, MÉXICO

Noviembre 2024

INDICE GENERAL

| | |
|--|-------------------------------|
| ÍNDICE DE FIGURAS | ¡Error! Marcador no definido. |
| ÍNDICE DE TABLAS | ¡Error! Marcador no definido. |
| INTRODUCCIÓN | 6 |
| 1. ANTECEDENTES | 11 |
| 1.1 CORROSIÓN | 11 |
| 1.2 Tipos de corrosión | 12 |
| 1.2.1 Corrosión generalizada (uniforme)..... | 12 |
| 1.2.2 Corrosión localizada | 12 |
| 1.2.3 Corrosión galvánica | 13 |
| 1.2.3.1 Corrosión por fisuras | 13 |
| 1.2.3.2 Corrosión por picaduras (pitting) | 13 |
| 1.2.3.3 Corrosión por cavitación..... | 14 |
| 1.2.4 Corrosión combinada con un fenómeno físico | 14 |
| 1.2.4.1 Corrosión – erosión | 14 |
| 1.2.4.2 Corrosión – tensión | 14 |
| 1.3 Otros tipos de corrosión..... | 14 |
| 1.3.1 La Desaleación | 14 |
| 1.3.2 Filiformes | 15 |
| 1.3.3 Oxidación..... | 15 |
| 1.4 Factores que influyen el proceso de corrosión..... | 15 |
| 1.4.1 Acidez de la solución | 15 |
| 1.4.2 Sales disueltas..... | 15 |
| 1.4.3 Capas protectoras..... | 16 |
| 1.4.4 Concentración de oxígeno | 16 |
| 1.4.5 Temperatura | 16 |
| 1.4.6 Velocidad de flujo..... | 16 |
| 1.5 Métodos para controlar la corrosión..... | 17 |
| 1.5.1 Selección de materiales | 17 |
| 1.5.2 Inhibidores | 18 |
| 1.5.3 Recubrimientos | 18 |
| 1.5.4 Protección catódica..... | 19 |
| 1.5.5 Diseño..... | 19 |
| 1.6 PETRÓLEO AMARGO Y DULCE | 20 |

| | |
|--|--------------------------------------|
| 1.6.1 Tipos de Petróleo Mexicano | 22 |
| 1.7 GAS DULCE..... | 23 |
| 1.8 GAS AMARGO | 23 |
| 2. NORMAS ASTM PARA DETERMINAR EI NIVEL DE CORROSIÓN EN NAFTAS Y GAS LP | 26 |
| 2.1 Norma ASTM D 130-12 para Naftas | 26 |
| Método de prueba estándar para la corrosión al cobre de los productos petrolíferos por la prueba de la tira de cobre..... | 26 |
| 1 Alcance | 26 |
| 2 Documentos de Referencia..... | 27 |
| 3 Terminología..... | 27 |
| 4 Resumen del método de prueba | 27 |
| 5 Significado y uso..... | 27 |
| 6 Aparatos | 28 |
| 7 Reactivos y materiales | 29 |
| 8 Normas de corrosión para Tiras de Cobre ASTM..... | 31 |
| 9 Muestras | 32 |
| 10 Preparación de tiras reactivas | 32 |
| 11 Procedimiento | 34 |
| 12 Reporte de Resultados | 36 |
| 13 Reporte..... | 37 |
| 14 Precisión y tendencia | 37 |
| 15 Palabras clave (Keywords)..... | 38 |
| APÉNDICE | ¡Error! Marcador no definido. |
| RESUMEN DE CAMBIOS..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 2.2 NORMA ASTM 1838-20 PARA GAS LP | 39 |
| Método estándar para la determinación de Corrosión de la tira de cobre por gases licuados de petróleo (LP) ¹ | 40 |
| 1 Alcance | 40 |
| 2 Referencia Documental..... | 40 |
| 3 Terminología..... | 41 |
| 4 Resumen del método de prueba | 41 |
| 5 Importancia y uso..... | 41 |
| 6 Aparatos | 41 |
| 7 Materiales | 43 |
| 8 Preparación de las tiras | 44 |
| 9 Muestreo..... | 45 |

| | |
|---|----|
| 10 Procedimiento | 46 |
| 11 Interpretación de los resultados | 49 |
| 12 Reporte de resultados..... | 49 |
| 13 Precisión y sesgo..... | 49 |
| 14 Palabras claves..... | 49 |
| RESUMEN DE CAMBIOS..... | 50 |
| 3. OBJETIVOS..... | 52 |
| Objetivo General | 52 |
| Objetivos específicos..... | 52 |
| 3.1 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN..... | 53 |
| 4. METODOLOGÍA Y EXPERIMENTACIÓN..... | 55 |
| 4.1. Reactivos utilizados | 55 |
| 4.2 Materiales y equipo | 56 |
| 4.3 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DE NIVEL DE CORROSIÓN GAS LP..... | 59 |
| 4.3.1 Toma de muestra | 59 |
| 4.3.2 Preparación de la placa de cobre..... | 59 |
| 4.3.3 Preparación de la cámara | 60 |
| 4.3.4 Toma de la muestra | 61 |
| 4.3.5 Realización de la prueba..... | 61 |
| 4.3.6 Comparación con el patrón de referencia ASTM D130..... | 61 |
| 4.3.7 Redactar el reporte | 62 |
| 4.4 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DE NIVEL DE CORROSIÓN PARA NAFTAS | 62 |
| 4.4.1 Toma de muestra | 62 |
| 4.4.2 Preparación de la placa de cobre..... | 62 |
| 4.4.3 Preparación de la cámara | 63 |
| 4.4.4 Toma de la muestra | 63 |
| 4.4.5 Hacer la prueba | 63 |
| 4.4.6 Comparación de la tabla | 64 |
| 4.4.7 Redactar reporte | 65 |
| 5. Manual de Prácticas: Determinación de la Corrosión al Cobre en Naftas..... | 67 |
| 5.1 Preparación de láminas de cobre | 67 |
| 5.1.1 Materiales | 67 |
| 5.1.2 Corte del tubo de cobre..... | 67 |
| 5.1.3 Acondicionamiento de muestra de cobre | 67 |

| | |
|---|--------------------------------------|
| 5.1.4 Corte de las láminas | 68 |
| 5.2 Introducción | 68 |
| 5.2.1 Materiales | 68 |
| 5.2.2 Procedimiento | 69 |
| 5.2.3 Preparación de la lámina de cobre | 69 |
| 5.2.4 Preparación de la muestra | 69 |
| 5.2.5 Exposición de la lámina de cobre en el petróleo: | 69 |
| 5.2.6 Retiro de la lámina de cobre y evaluación de la corrosión | 69 |
| 5.2.7 Registro de resultados | 70 |
| 6. RESULTADOS DE LA PRÁCTICA..... | 72 |
| 7.CONCLUSIONES | 77 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 79 |
| ANEXOS..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| Anexo 1 Astm D 130-12 para Naftas | ¡Error! Marcador no definido. |
| Anexo 2 Astm 1838-20 para Gas Lp..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| Hoja de datos de seguridad del Gas Licuado de Petróleo | ¡Error! Marcador no definido. |
| Hoja de datos de seguridad del Nafta Pesado..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| Hoja de datos de seguridad del Nafta Ligera | ¡Error! Marcador no definido. |
| Hoja de datos de seguridad del Iso-Octano | ¡Error! Marcador no definido. |
| RECOMENDACIONES: | ¡Error! Marcador no definido. |
| GLOSARIO | 82 |

RESUMEN

El proceso de corrosión se refiere al deterioro de los metales a causa de reacciones químicas y electroquímicas. En este procedimiento, la degradación de los metales resulta en sus formas químicas más estables, tales como óxidos, hidróxidos o sulfuros. Las razones de la corrosión pueden ser muy diversas, usualmente sucede cuando el metal interactúa con otros metales o con materiales que no son metales, como uniones y acoplamientos, o cuando dos materiales distintos se fusionan en un electrolito corrosivo. Sin embargo, la causa principal es la existencia de oxígeno en el entorno.

Es crucial destacar que los ingenieros involucrados en la industria petrolera y gaseosa conozcan y consideren los posibles problemas de corrosión. Así pues, es imprescindible poseer un entendimiento básico para identificar posibles problemas de corrosión, desde su origen, cómo evitar su gravedad, las herramientas requeridas para ponerlas en práctica, los métodos de inspección y la variable de diseño que la corrosión impacta. Es necesario efectuar una elección cuidadosa de materiales y utilizar datos relacionados con el problema de corrosión en las tuberías. Es fundamental analizar los peligros de corrosión al tratar los retos de los oleoductos de crudo amargo.

En este trabajo se expone de forma clara y concisa la metodología para llevar a cabo las pruebas de corrosión en Naftas líquidas (petróleo crudo) y Gas Licuado de Petróleo (GLP) mediante el método descrito por las Normas ASTM D 130-12 para Naftas y ASTM 1838-20 para GLP. Además, se propone la adaptación y desarrollo de una experiencia práctica en el Laboratorio para la Unidad de Aprendizaje de Análisis Físicoquímicos de Hidrocarburos de la carrera de Ingeniería Petroquímica que se imparte en la Facultad de Química de la UAEMéx, con la finalidad de capacitar a los estudiantes en la determinación del nivel de corrosión en cobre en muestras de hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

La corrosión es el proceso de deterioro de los materiales metálicos debido a reacciones químicas y electroquímicas. En este proceso, la descomposición de los metales conduce a sus formas químicamente más estables, como óxidos, hidróxidos o sulfuros. Las causas de la corrosión pueden ser muy variadas, generalmente la corrosión ocurre cuando el metal entra en contacto con otros metales o con materiales que no son metales, como juntas y acoplamientos, o cuando dos materiales diferentes se combinan en un electrolito corrosivo, pero la principal causa es la presencia del oxígeno en el medio.

Además de los efectos ambientales que produce la corrosión, el impacto mayor para las industrias es la parte económica. Anualmente, la industria estadounidense invierte, como mínimo, un billón de dólares en estrategias para combatir la corrosión de metales

Durante décadas, la producción mundial de acero ha aumentado lentamente. El acero utilizado en materiales de construcción que se han corroído con el tiempo debe reemplazarse debido a su baja resistencia a la corrosión.

Según Gerald Frankel, profesor de ciencia e ingeniería de materiales en la Universidad Estatal de Ohio, reducir la cantidad de acero que necesita reemplazo debido a la corrosión podría tener un impacto tangible en la cantidad de gases de efecto invernadero que se producen como resultado de la producción de acero.

En un estudio pionero llevado a cabo por Mariano Iannuzzi, investigador de la Universidad de Ohio, se ha cuantificado por primera vez el impacto ambiental derivado de la corrosión del acero. Investigaciones previas han cuantificado el impacto económico de la corrosión, estimándolo entre el 3% y el 4% del PIB (Craig, 2023).

La corrosión tiene un costo estimado de 2.5 billones de dólares en todo el mundo, lo que equivale al 3.4% del PIB mundial (2023). Se estima que, mediante el uso de las técnicas de control de la corrosión actualmente disponibles, se podrían reducir los costos de la corrosión entre el 15 y el 35%, lo que equivale a un ahorro de entre 375 y 875 mil millones de dólares anuales en todo el mundo. La seguridad individual y los efectos ambientales normalmente no están incluidos en estos costos (J.H. Payer, 2024).

Parte de la solución de esta problemática está en una buena gestión de la corrosión ya que se puede ahorrar significativamente costos durante la vida útil de los materiales.

Una vez que se ha detectado la corrosión la única forma segura de repararla es eliminándola. La forma de eliminar la corrosión es mediante la abrasión, seguido de la aplicación de un inhibidor de la corrosión y, finalmente la pintura, como se puede ver, en la industria petroquímica es la que se ve más afectadas por el fenómeno de la corrosión.

El uso de metales ha estado estrechamente relacionado con el desarrollo industrial y tecnológico, sin embargo, este crecimiento ha venido acompañado de un desafío constante: la corrosión, un proceso de deterioro natural que afecta la integridad de los materiales metálicos, causando fallas estructurales, accidentes e incluso colapsos. La industria petrolera se enfrenta a diversos desafíos en la operación y mantenimiento de sus infraestructuras, entre estos, el deterioro por corrosión de oleoductos enterrados representa una amenaza significativa para la integridad de los sistemas de transporte de hidrocarburos. Esta problemática no solo compromete la eficiencia operativa, sino que también plantea riesgos ambientales y de seguridad.

Es importante señalar que los ingenieros que trabajan en la industria del petróleo y del gas sepan y tengan en cuenta los posibles problemas de corrosión. Por lo tanto, es necesario tener un conocimiento básico para reconocer posibles problemas de corrosión, desde cómo se produce, cómo se puede prevenir su severidad, las herramientas necesarias para aplicarlas al problema, las técnicas de inspección y la variable de diseño que la corrosión afecta. Se debe realizar una selección minuciosa de materiales y se debe aplicar información sobre el problema de corrosión en las tuberías.

Es crucial evaluar los riesgos de corrosión cuando se trata de gestionar los desafíos de los oleoductos de crudo amargo. La figura 3 se observa que la corrosión tiene graves consecuencias ambientales y de seguridad, además de representar una amenaza para la integridad de la infraestructura del oleoducto. Para implementar medidas preventivas efectivas y garantizar la confiabilidad a largo plazo de estos sistemas de transporte cruciales, es esencial comprender los factores que contribuyen a la corrosión en los oleoductos de crudo amargo.

Los factores responsables de la corrosión en oleoductos de crudo amargo son, la composición química del crudo; por su contenido de H_2S , CO_2 y otros ácidos orgánicos, el contenido de agua; es importante ya que favorece las reacciones electroquímicas que facilitan los procesos de corrosión, la temperatura y la presión; ya que las temperaturas más altas pueden acelerar las reacciones de corrosión, mientras que las presiones más altas pueden aumentar la probabilidad de agrietamiento por corrosión bajo tensión, el material y el mantenimiento de la tubería; en este

sentido, las aleaciones resistentes a la corrosión como el acero inoxidable dúplex o el acero al carbono con revestimientos adecuados pueden proporcionar una protección mejorada contra ambientes corrosivos, así como, la implementación de sistemas de protección catódica, revestimientos internos e inhibidores de corrosión puede ayudar a mitigar los efectos de la corrosión. Las inspecciones periódicas, incluidas técnicas de prueba no destructivas, pueden identificar signos tempranos de corrosión y permitir acciones correctivas oportunas.

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

1. ANTECEDENTES

1.1 CORROSIÓN

Para este estudio, la corrosión se puede definir como una reacción química o electroquímica entre un material, generalmente un metal, y su entorno que degrada el material y sus propiedades (J.H. Payer, 1980). El término proviene del latín "corroer", que quiere decir "roer en pedazos", lo que significa que el material se desgasta lentamente.

Revie y Uhlig (2008) definen la corrosión como el proceso por el cual materiales metálicos (incluidos tanto metales puros como aleaciones de estos) se descomponen a través de reacciones químicas y electroquímicas.

Los metales se obtienen a partir de sus minerales y menas, que representan su estado natural, y se induce a un estado de mayor energía mediante procesos metalúrgicos. Según Javaherdashti (2008), este aumento en el nivel energético los hace inestables y los lleva a regresar a su estado natural de menor energía para lograr un equilibrio termodinámico.

La mayoría de los procesos de corrosión implican reacciones electroquímicas de óxido-redox. Tres componentes fundamentales son necesarios para que se lleven a cabo estas reacciones:

- electrodos; un ánodo y un cátodo,
- electrolito; un medio conductor, típicamente una solución acuosa y
- conexión eléctrica; entre los electrodos.

La disposición de estos componentes en lo que se conoce como una celda electroquímica se muestra esquemáticamente en la Figura 4. Las siguientes ecuaciones representan las reacciones en cada electrodo:

- En el ánodo:



- En el cátodo:



El potencial electroquímico es un indicador directo de la reactividad corrosiva de un metal. Este valor, que depende de la composición del medio (electrolito) en el que se encuentra, nos indica con qué facilidad el metal cederá electrones y se disolverá.

Los metales nobles, que son más resistentes a la corrosión, tienen un alto potencial electroquímico. Por el contrario, un potencial bajo indica que hay metales reactivos que tienen una mayor probabilidad de deteriorarse.

La serie galvánica es una herramienta útil para clasificar diferentes materiales en función de su potencial electroquímico.

Dependiendo de su naturaleza intrínseca y las condiciones del entorno, los subproductos del proceso de corrosión depositados sobre la superficie del material pueden tener efectos tanto positivos como negativos en sus propiedades. Consideremos el caso del hierro (y otros metales) para ilustrar este fenómeno: la herrumbre, el producto de la corrosión, tiene una menor densidad que el metal original, lo que facilita su desprendimiento de la superficie y facilita la progresión de la corrosión, consumiendo el metal base.

En contraste, los productos de la corrosión de otros metales como el aluminio, el níquel o el cromo exhiben una mayor densidad que el material base, formando una capa sólida y estable sobre su superficie. Esta capa protege al metal de la corrosión. El fenómeno de la pasivación, que consiste en la formación de una capa protectora en la superficie de un material, es lo que confiere a los aceros inoxidable (austeníticos, ferríticos, martensíticos, dúplex o de precipitación) su reconocida resistencia a la corrosión (Rev, 2011; Schweitzer, 2010).

1.2 Tipos de corrosión

Actualmente, la corrosión juega un papel importante en la industria petroquímica porque afecta la producción y la infraestructura. En la Figura 6, se puede observar que hay varios tipos de corrosión que se clasifican según la naturaleza del material y las condiciones ambientales donde se desarrollan. A continuación, se describe de manera breve en que consiste los diferentes tipos de corrosión.

1.2.1 Corrosión generalizada (uniforme)

La corrosión generalizada, también conocida como corrosión uniforme, pone en peligro la integridad de los materiales, particularmente los que se utilizan en la construcción. Aunque causa una pérdida significativa de material, su riesgo es relativamente bajo porque es controlable y predecible. La presencia de impurezas y fases distintas en el material acelera este proceso, por lo que es importante seleccionar meticulosamente los materiales y aplicar medidas de protección adecuadas para reducir sus efectos (Revie, 2011).

1.2.2 Corrosión localizada

A diferencia de la corrosión uniforme, la corrosión localizada presenta un riesgo más severo, ya que su detección resulta más compleja debido a que se manifiesta en áreas específicas del material.

Estas zonas afectadas están determinadas por la naturaleza del material, su geometría y las condiciones del medio al que se expone. Entre los tipos de corrosión localizada más comunes se encuentran la corrosión galvánica, por fisura, por picaduras, por cavitación y microbiológica (Revie, 2011).

1.2.3 Corrosión galvánica

La corrosión galvánica es un fenómeno electroquímico que se produce entre dos metales en contacto ante la presencia de un electrolito, que puede ser simplemente el agua contenida en la humedad ambiental. Cada uno de los metales se comportará bien como ánodo o bien como cátodo (ver figura 7). El metal que actúa como ánodo es el que sufre la corrosión, otros factores de influencia muy significativos que influyen en la corrosión

- A mayor superficie de contacto mayor corrosión.
- Cuanto mayor sea el tamaño del ánodo respecto al cátodo menor será la corrosión.
- Cuanto mayor sea el tamaño del cátodo respecto al ánodo mayor será la corrosión.
- A mayor humedad mayor corrosión galvánica.
- A mayor temperatura más posibilidad de corrosión.
- La presencia de cloruros acelera la corrosión.

1.2.3.1 Corrosión por fisuras

Este fenómeno es similar a la corrosión galvánica, pero no se produce por el contacto de dos metales diferentes; se produce en espacios estrechos donde la concentración de oxígeno es mucho menor que en el resto del sistema. La variación en la concentración de oxígeno hace que las áreas con menos oxígeno actúen como ánodos, atrayendo electrones y fomentando la corrosión. Las fisuras se profundizan y debilitan la estructura del material a medida que avanza el proceso, lo que puede causar fallas repentinas y graves.

1.2.3.2 Corrosión por picaduras (pitting)

Su ataque hace agujeros en los metales, es una de las formas más peligrosas y destructivas de corrosión. La perforación causa fallas en el equipo con solo un pequeño porcentaje de pérdida de peso de toda la estructura, por ende, comienza lentamente y se propaga rápidamente cuando hay cloruro, y es común en la base de la rotura de los recubrimientos.

1.2.3.3 Corrosión por cavitación

Los materiales pasivados experimentan deterioro por cavitación en los sistemas de transporte de líquidos. Se debe a los flujos turbulentos que ocurren dentro del sistema, que producen burbujas de gas que caen con fuerza contra la superficie del material. Este impacto debilita la capa pasivadora y facilita la degradación del material. Sin embargo, los daños de mayor tamaño son característicos del deterioro por cavitación (Revie, 2011).

1.2.4 Corrosión combinada con un fenómeno físico

Este tipo de corrosión involucra condicionados por la presencia de un fenómeno físico, que funciona como iniciador del proceso de corrosión.

1.2.4.1 Corrosión – erosión

En los sistemas de transporte de fluidos elaborados con materiales pasivados, se presenta un tipo particular de deterioro conocido como corrosión por erosión. Este fenómeno se caracteriza por la degradación de la capa pasivadora a causa de la interacción mecánica con partículas sólidas que poseen una dureza superior a la del material protegido. El movimiento continuo de estas partículas erosiona la capa protectora, abriendo paso al desarrollo del proceso corrosivo (Javaherdashti, 2008).

1.2.4.2 Corrosión – tensión

En el ámbito de los materiales, la tensión y la corrosión pueden actuar juntas para acelerar el deterioro de un material mucho más rápido de lo que lo harían si fueran utilizados individualmente. El deterioro sinérgico es un fenómeno que se caracteriza por la formación de pequeñas fisuras en un material sometido a tensión que se convierten en puntos de entrada para la corrosión. El material se debilita a medida que avanza la corrosión, lo que lo hace más susceptible a la fractura por tensión. Esta fractura expone nuevas superficies al medio corrosivo, lo que crea un ciclo vicioso que acelera el deterioro. Imagine un tira y afloja entre la tensión que desgarrar el material y la corrosión que lo carcome; ambos empeoran el uno al otro (Revie, 2011).

1.3 Otros tipos de corrosión

Más allá de las categorías comunes, existen diversos tipos de corrosión que presentan características únicas, entre ellos encontramos la desaleación, la corrosión filiforme y la oxidación.

1.3.1 La Desaleación

La desaleación, un proceso exclusivo de las aleaciones metálicas implica la separación de un

elemento con mayor afinidad por el oxígeno, dejando una estructura porosa y debilitada por los componentes restantes. Este fenómeno recibe nombres específicos según el elemento que se desprende, como la descincificación del latón, donde el zinc se separa del cobre (Revie, 2011).

1.3.2 Filiformes

La corrosión filiforme se presenta en ambientes húmedos sobre materiales con recubrimientos orgánicos (pinturas). Si estos recubrimientos se rayan, se favorece el desarrollo de una corrosión que avanza como filamentos delgados (Revie y Uhlig, 2008).

1.3.3 Oxidación

La oxidación, un tipo de corrosión que ocurre a altas temperaturas, se produce en presencia de gases oxidantes como el oxígeno, el azufre o los halógenos. Las reacciones involucradas son puramente químicas, sin necesidad de un electrolito, por lo que también se conoce como corrosión seca. Las moléculas del gas oxidante reaccionan con el material, y el compuesto formado se difunde hacia el interior a causa de la temperatura, lo que permite la continuación del proceso y la fragilización del material.

1.4 Factores que influyen el proceso de corrosión

Existen diferentes factores que influyen en el proceso de corrosión, ya que se debe de tomar en cuenta el medio que lo rodea y las características del material. A continuación, se mencionan algunos factores los cuales son los más corrosivos para los materiales:

1.4.1 Acidez de la solución

La acidez de una sustancia, medida por su pH, revela la cantidad de iones de hidrógeno libres cuando el pH es inferior a 7, la solución se considera ácida, lo que significa que hay una alta concentración de iones hidrógeno dispuestos a capturar electrones para estabilizarse. Cabe destacar que esta acidez por capturar electrones hace que las soluciones ácidas sean más corrosivas que las neutras ($\text{pH} = 7$) o alcalinas ($\text{pH} > 7$). Esto se debe a que las reacciones anódicas, donde se liberan electrones, se ven favorecidas en un entorno ácido, acelerando la corrosión.

1.4.2 Sales disueltas

La disminución del pH y la aceleración del proceso de corrosión por el efecto de acidez se ve seriamente afectada por una dilución de sales ácidas, tomando como ejemplo el cloruro de aluminio, el cloruro de hierro y el cloruro de amonio. En contraste, las sales con cationes alcalinos elevan el pH de la solución electrolítica, provocando que en ciertas ocasiones actúen como

inhibidores de la corrosión, algunos ejemplos de estas sales se encuentran el fosfato trisódico, el tetraborato de sodio, el silicato de sodio y el carbonato de sodio (Charng y Lansing, 1982).

1.4.3 Capas protectoras

La susceptibilidad a la corrosión de un material puede minimizarse mediante la presencia de capas protectoras en su superficie. Estas capas pueden aplicarse artificialmente, como recubrimientos, o generarse de forma natural a través del fenómeno de pasividad, donde se forman capas de óxidos metálicos que detienen el progreso del proceso corrosivo (Charng y Lansing, 1982).

1.4.4 Concentración de oxígeno

La cinética del proceso de corrosión se ve significativamente influenciada por la presencia de oxígeno en un medio electrolítico. En materiales ferrosos como el hierro y el acero, un aumento en la concentración de oxígeno acelera el proceso de corrosión, esto se debe a que el producto corrosivo formado, generalmente óxido de hierro, no protege adecuadamente la superficie metálica. De esta manera, la exposición a un entorno lleno de oxígeno fomenta un ataque continuo al material, lo que lo hace más débil, por el contrario, los materiales pasivables como el aluminio y el titanio tienen una reacción inversa (Charng y Lansing, 1982). En estos materiales, una mayor concentración de oxígeno promueve la formación de una capa protectora conocida como capa pasiva. Como esta capa funciona como una barrera física que impide que el metal se contacte directamente con el electrolito, lo que retarda significativamente la corrosión.

1.4.5 Temperatura

La temperatura juega un papel muy crítico en la corrosión por oxidación, tiende a aumentar la corrosión conforme aumenta la temperatura, debido a un aceleramiento de difusión de oxígeno del medio hacia el material afectado, inclusive a través de capas de pasivación, fragilizando a este. Según Charng y Lansing (1982), la tasa de corrosión se ve duplicada aproximadamente al aumentar la temperatura en 2°C.

1.4.6 Velocidad de flujo

Conforme se aumenta la velocidad de flujo, el sistema empieza a aumentar la tasa de corrosión debido a: (1) permite a las sustancias corrosivas alcanzar y atacar zonas aún no afectadas, y (2) evita en cierta medida la formación o acumulación de capas resistentes a la corrosión que protejan al material por efecto erosivo (Charng y Lansing, 1982).

1.5 Métodos para controlar la corrosión

La corrosión proceso natural que deteriora los materiales con el paso del tiempo, acarrea considerables repercusiones económicas, de seguridad y de conservación (Schweitzer, 2010). Con el fin de mitigar estos problemas, a continuación, se describirán brevemente diversas estrategias de protección que han demostrado su eficacia en ambientes agresivos.

La elección de un material inherentemente resistente a la corrosión es la primera línea de defensa. Sin embargo, en la práctica, esta alternativa se ve limitada por factores como:

- Condiciones ambientales: La agresividad del entorno donde se empleará el material.
- Requisitos dimensionales y geométricos: Las características físicas necesarias para cumplir con la función deseada.
- Costos elevados: El precio elevado de los materiales altamente resistentes.

En estos casos, donde la selección de un material resistente no es viable, se deben considerar métodos de control alternativos. J. H. Payer (1980) enumera algunos de los métodos de control de la corrosión más comunes a nivel industrial:

1.5.1 Selección de materiales

Cada metal responde a la corrosión de manera diferente, desde los metales nobles con alta resistencia hasta el platino y el oro. La composición química, la temperatura, la velocidad, etc., son otros factores que afectan la corrosión de los materiales. Para comprender mejor esta idea, hay una relación entre la velocidad de corrosión de un material, la corrosividad ambiental y la resistencia a la corrosión de un material:

$$\frac{\text{Corrosividad del ambiente}}{\text{Resistencia a la corrosión del material}} = \text{tasa de ataque corrosivo}$$

Como se observa para una determinada resistencia a la corrosión del material, la corrosividad del medio ambiente es directamente proporcional a la velocidad de corrosión, mientras para una corrosividad dada del medio ambiente, la resistencia a la corrosión del material es inversamente proporcional a la velocidad de corrosión. Asimismo, se fija una tasa de corrosión aceptable y el desafío es igualar la resistencia a la corrosión del material y la corrosividad del medio ambiente para que sea igual o inferior a la tasa de corrosión especificada. En este caso, surgen diversos materiales candidatos, cada uno con sus propias fortalezas y debilidades frente a la corrosión. El

reto consiste en seleccionar el material más adecuado que no solo resista el ataque del medio ambiente, sino que también resulte económicamente viable para la aplicación.

1.5.2 Inhibidores

Existen algunos materiales o agentes químicos como la sal, el azufre, actúan como aceleradores de la corrosión en metales, mientras que otras, en cambio, la inhiben, entre los inhibidores comunes encontramos cromatos, silicatos y aminas orgánicas. Los mecanismos por los cuales estos compuestos previenen la corrosión son diversos y complejos. En el caso de las aminas orgánicas, el inhibidor se adsorbe en la superficie del metal, tanto en zonas anódicas como catódicas, bloqueando el flujo de electrones y sofocando la corriente de corrosión. Otros tipos de inhibidores actúan de manera más específica, interfiriendo en el proceso anódico o catódico. En algunos casos, los inhibidores promueven la formación de películas protectoras sobre la superficie metálica, aislándola del ambiente corrosivo.

1.5.3 Recubrimientos

Las barreras protectoras contra la corrosión se clasifican en dos categorías principales: metálicas y no metálicas (orgánicas e inorgánicas). Independientemente del tipo seleccionado, el objetivo fundamental es el mismo: aislar el metal base de los agentes corrosivos, esta capa protectora actúa como un escudo que impide el contacto directo entre el metal y los elementos agresivos, minimizando así el deterioro y prolongando la vida útil del material.

- Recubrimiento con metal noble, donde se aplica un metal más estable sobre el metal base. Un ejemplo clásico es el acero estañado, donde el estaño (metal noble) protege al acero de la oxidación. Por otro lado, el recubrimiento con metal sacrificial, se aplica un metal de menor nobleza química que el metal base. En este caso, el recubrimiento se corroe de forma preferencial, sacrificándose para proteger el sustrato. Un ejemplo es el acero galvanizado, donde el zinc (metal sacrificial) protege al acero de la corrosión.
- Los recubrimientos orgánicos son una alternativa eficaz para la protección de metales contra la corrosión. Su función principal es actuar como barrera física entre el metal y el ambiente agresivo, impidiendo el contacto con agentes corrosivos como la humedad, el oxígeno y sustancias químicas.
- Los recubrimientos inorgánicos protegen las superficies contra la corrosión, el desgaste y el calor extremo, entre los ejemplos se encuentran esmaltes de porcelana, revestimientos de cemento de silicato de fraguado químico, recubrimientos vitrificados y cerámicas resistentes

a la corrosión. A diferencia de los recubrimientos orgánicos, son más resistentes a químicos, temperaturas extremas y desgaste. Se utilizan en diversas aplicaciones, como la industria alimentaria, médica, construcción, química y aeroespacial.

1.5.4 Protección catódica

La protección catódica se establece como una técnica de probada eficacia para mitigar la corrosión en estructuras metálicas, actuando como un escudo protector que invierte el flujo de la corriente responsable del deterioro (D.A. Jones,1996). Esta estrategia se materializa en dos métodos principales:

- **Sistemas de corriente impresa:** Una fuente de energía externa, comúnmente una batería o un rectificador, suministra la corriente protectora, impulsándola desde ánodos inertes (generalmente de platino, grafito o titanio) hacia la estructura a proteger. Esta corriente "impuesta" contrarresta la acción corrosiva, preservando la integridad del metal.
- **Sistemas de ánodo de sacrificio:** Se emplean ánodos de metales activos, como el zinc o el magnesio, que se conectan a la estructura. Estos ánodos, al ser más propensos a la corrosión que la estructura misma, se sacrifican, liberando iones metálicos y generando la corriente protectora necesaria para neutralizar la corrosión del metal principal.

La selección del método de protección catódica idóneo depende de diversos factores, incluyendo el tamaño, tipo y entorno de la estructura, así como de los costos asociados a cada método. En definitiva, la protección catódica se posiciona como una herramienta invaluable para combatir la corrosión en estructuras metálicas, extendiendo su vida útil y minimizando los costos de mantenimiento asociados al deterioro por corrosión. Cabe destacar la importancia de contar con la asesoría de expertos en la materia para seleccionar e implementar el método de protección catódica más adecuado en cada caso, asegurando así la eficacia y rentabilidad de la inversión.

1.5.5 Diseño

En el ámbito de la Ingeniería Petroquímica, la corrosión representa un desafío constante que afecta la integridad y la vida útil de las estructuras metálicas. Sin embargo, mediante la implementación de principios de diseño racional, es posible adoptar un enfoque proactivo y eficaz para prevenir o minimizar su aparición, optimizando así los costos y el tiempo asociados al mantenimiento y las reparaciones.

- **Eliminación de Puntos Críticos:**

El diseño inteligente juega un papel fundamental en la prevención de la corrosión. Al

identificar y eliminar espacios muertos o grietas, donde el medio corrosivo se intensifica, se reduce significativamente la probabilidad de que se inicien procesos de deterioro.

- **Diseño bajo Tensión Controlada:**

En situaciones donde el agrietamiento por corrosión bajo tensión es una amenaza potencial, el diseño debe enfocarse en operar los componentes a niveles de tensión por debajo del umbral que desencadena el agrietamiento. Esto se logra mediante análisis de esfuerzos y selección adecuada de materiales.

- **Intercambiabilidad y Estandarización:**

Previendo la posibilidad de daños por corrosión, el diseño debe incorporar la máxima intercambiabilidad de componentes críticos y la estandarización de piezas. Esta estrategia reduce el inventario de repuestos necesarios, simplifica el mantenimiento y la reparación, y optimiza la gestión de recursos.

- **Redundancia para Elementos Críticos:**

Para elementos de gran tamaño y cruciales para la operación, como bombas primarias o ventiladores grandes, se recomienda instalar equipo redundante. Esto permite realizar el mantenimiento de una unidad mientras la otra mantiene la operación en marcha, minimizando el impacto en la productividad y garantizando la continuidad del servicio.

Para la industria petroquímica es muy trascendental concientizar la incorporación de principios de diseño racional desde las primeras etapas de un proyecto, ofrece una herramienta poderosa para combatir la corrosión de manera preventiva, reduciendo costos, optimizando el tiempo de mantenimiento y extendiendo la vida útil de las estructuras metálicas, ya que esta estrategia se alinea con los más altos estándares de la ingeniería moderna, asegurando la confiabilidad, la seguridad y la eficiencia de las infraestructuras.

A continuación, abordaremos información relevante respecto a la clasificación del petróleo y del gas.

1.6 PETRÓLEO AMARGO Y DULCE

En la industria petrolera, la caracterización del crudo es fundamental para su procesamiento y comercialización. El Instituto Americano del Petróleo (API) desarrolló un sistema de clasificación

ampliamente utilizado que se basa en la densidad del petróleo. La gravedad API es una medida crucial utilizada en la industria del petróleo y el gas para determinar la densidad del petróleo crudo.

Desempeña un papel importante en la clasificación de diferentes tipos de petróleo crudo, incluido el petróleo crudo amargo (ver figura 9). Los petróleos crudos ácidos, con alto contenido de azufre y alta acidez, tienen bajos costos y alta disponibilidad. Aunque el procesamiento es más difícil, estos aceites representan una buena oportunidad para muchas refinerías, pero su tratamiento provoca un deterioro acelerado de los equipos debido a la corrosión.

La presencia de azufre en el petróleo crudo y sus derivados representa un desafío significativo para la industria petrolera y el medio ambiente. Durante la combustión, el azufre puede generar dióxido de azufre, un compuesto nocivo que contribuye a la formación de lluvia ácida (Tavan et al., 2020). Este fenómeno ocasiona graves daños a los ecosistemas terrestres y acuáticos, alterando el equilibrio ecológico y generando impactos negativos en la salud humana.

En el ámbito industrial, los óxidos de azufre actúan como venenos para los catalizadores utilizados en las unidades de refinación, reduciendo su eficiencia y elevando los costos de mantenimiento (Mohammadi et al., 2022). Además, el azufre contribuye al deterioro de los equipos, especialmente en aquellos expuestos a crudos ácidos ricos en ácido nafténico (Bamos et al., 2009; Afaf et al., 2015).

Estas características negativas del azufre se traducen en un menor valor económico para los petróleos crudos que lo contienen en altas concentraciones. Por lo tanto, la industria petrolera se enfrenta al reto de eliminar o reducir significativamente el contenido de azufre en el crudo para obtener productos más amigables con el medio ambiente y económicamente más viables.

En definitiva, la presencia de azufre en los combustibles fósiles genera un panorama complejo que involucra tanto el impacto ambiental como los desafíos técnicos y económicos para la industria petrolera. La eliminación o reducción del azufre en el crudo se convierte en un objetivo crucial para promover un desarrollo sostenible en este sector.

México un productor relevante en el mercado petrolero internacional, se posiciona como el quinto mayor productor de crudo a nivel mundial, comercializando una amplia gama de tipos de petróleo preparado, entre estos, destaca el crudo superligero Olmeca, con una gravedad API superior a 39°, que ostenta un mayor valor comercial en comparación con el crudo ligero Istmo (34° API) y el crudo pesado Maya (22° API). Los precios de estos dos últimos tipos de crudo representan, en

promedio, un 94% y un 75% del precio del Olmeca.

La geografía mexicana alberga importantes yacimientos petrolíferos que extraen aceites crudos ligeros o condensados, los cuales constituyen cerca del 14% de la producción nacional (ver figura 10). Estos condensados desempeñan un papel fundamental en la industria petrolera nacional, ya que se emplean en la mezcla con crudos pesados para aligerarlos, incrementando así su valor comercial. De hecho, sirven como materia prima prácticamente directa para la obtención de gasolina, México posee una riqueza petrolera notable, caracterizada por una variedad de tipos de crudo con propiedades únicas. Estas distinciones, determinadas por la región de extracción, dan lugar a clasificaciones que establecen estándares de calidad para cada variedad (PEMEX,2024).

1.6.1 Tipos de Petróleo Mexicano

En 2018, México fue clasificado como el décimo primer país con la mayor cantidad de reservas de petróleo crudo. Este petróleo es la principal fuente de energía producida en México, que se utiliza para producir electricidad, combustible, plástico y otros usos. El American Petroleum Institute clasifica el petróleo crudo según sus grados API. Los grados menores a treinta se consideran pesados, mientras que los grados más altos son ligeros (PEMEX, 2018). La figura 11 divide tres tipos de petróleo en México: Olmeca, Istmo y Maya.

- Istmo:

Crudo medio (32° a 33° API) con 1.8 % de azufre. Sus altos rendimientos de gasolina y destilados intermedios (diésel, gasolina jet y keroseno) lo hacen destacar. La refinería con unidades FCC (Fluid Catalitic Cracker) ofrece el mayor valor económico.

- 2. Maya:

Se clasifica como crudo pesado (21 a 22 API) y amargo (3,4 a 3,8 % de azufre). En comparación con los crudos más ligeros, presenta menores rendimientos de gasolina y diesel apto para la producción de asfalto y gasolina.

- 3. Olmeca:

El título de crudo ligero mexicano (38-39° API) tiene un bajo contenido de azufre (hasta el 0,95%). Su alto potencial para la obtención de lubricantes y petroquímicos lo distingue.

- 4. Altamira:

Se considera crudo pesado (15° a 16.5° API) y tiene un alto contenido de azufre (5.5% a 6.0%). Tiene bajos rendimientos de combustibles ligeros, como Maya. Sus características lo hacen un excelente candidato para la producción de asfalto.

1.7 GAS DULCE

Por otro lado, el gas dulce es un tipo de gas natural con una baja concentración de gases ácidos como el sulfuro de hidrógeno (H_2S) y el dióxido de carbono (CO_2). El gas dulce es más fácil de procesar y transportar que el gas ácido, lo que lo hace más valioso y deseable en el mercado. Además, el gas dulce es menos corrosivo y se puede usar directamente en una variedad de aplicaciones, incluida la producción de energía eléctrica, la calefacción y la producción de plásticos y otros productos químicos.

Ventajas:

- **Procesamiento y transporte simplificados:** La baja concentración de impurezas ácidas facilita su manipulación, reduciendo costos y riesgos asociados.
- **Mayor valor comercial:** Su facilidad de manejo lo convierte en un producto más atractivo para la industria.
- **Menor corrosión:** La ausencia de componentes altamente corrosivos permite su uso directo en diversas aplicaciones.
- **Versatilidad:** Su potencial abarca la generación de energía eléctrica, la calefacción, la producción de plásticos y otros productos químicos.

1.8 GAS AMARGO

Un gas agrio o amargo es aquel que contiene cantidades notables de sulfuro de hidrógeno (H_2S), los valores de estos gases se determinan después de su uso. Según la norma CSA No. 2184, un gas agrio debe contener más de 16 ppmv de H_2S (partes por millón en volumen) para ser transportado por tuberías. Cualquier gas que contenga más de 4 ppmv es un gas agrio para uso doméstico. Hasta 160 ppmv pueden aceptarse para uso de compresores. La definición de gas también incluye el contenido de CO_2 . Para efectos de gas a ventas, es práctico reducir el contenido de CO_2 por debajo del 2% molar (Jorge Barrientos, 2024).

Componentes y propiedades:

- A pesar de su olor desagradable, el gas amargo posee una composición química compleja con diversas aplicaciones prácticas.
- Su componente principal es el mercaptano, responsable del fuerte olor y utilizado en la producción de plásticos y productos químicos.
- El gas amargo se diferencia del gas dulce por su alta concentración de gases ácidos, principalmente dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S). Estas propiedades

corrosivas y tóxicas dificultan su procesamiento y transporte.

CAPÍTULO II
NORMAS ASTM
PARA
DETERMINAR LA
CORROSIÓN EN
NAFTAS Y GAS LP

2. NORMAS ASTM PARA DETERMINAR EL NIVEL DE CORROSIÓN EN NAFTAS Y GAS LP

El nivel de corrosión de las naftas y el gas LP se determina experimentalmente mediante los métodos descritos por las normas ASTM D 130-12 y ASTM 1838-20, respectivamente. A continuación, se muestra dichas normas:

2.1 Norma ASTM D 130-12 para Naftas

Método de prueba estándar para la corrosión al cobre de los productos petrolíferos por la prueba de la tira de cobre

Esta norma es emitida bajo la designación fija D 130; el número inmediatamente siguiente a la designación indica el año de adopción original o, en caso de revisión, el año de la última revisión.

Un número en paréntesis indica el número de reprobación. Un superíndice épsilon (E) indica un cambio de editorial desde la última revisión o reprobación.

Esta Norma ha sido aprobada para su uso por el departamento de agencias de Defensa de los EE.UU.

1 Alcance

1.1 Este método de ensayo cubre la determinación de la corrosión al cobre de la gasolina de aviación, del combustible de la turbina de la aviación, de la gasolina del automóvil, de los solventes (Stoddard), del queroseno, del combustible diésel, del aceite lubricante, de la gasolina natural o de otros hidrocarburos que tienen vapor presión no mayor que 124 kPa (18 psi) a 37,8°C. (Advertencia: Algunos productos, en particular la gasolina natural, pueden tener una presión de vapor mucho más alta de lo que normalmente sería característico de las gasolinas automotrices o de aviación, por lo que deben tener extrema precaución para asegurarse de que el recipiente de presión que contenga gasolina natural u otros productos de alta presión de vapor no se colocan en el baño a 100 °C. Las muestras que tienen presiones de vapor superiores a 124 kPa pueden desarrollar presiones suficientes a 100 °C para romper el recipiente a presión cualquier muestra que tenga una presión de vapor por encima de 124 kPa (18 psi), utilice el Método de Prueba D1838.)

1.2 Los valores indicados en unidades SI (Sistema Internacional) deben considerarse como estándar. Los valores entre paréntesis son sólo información.

1.3 Esta norma no pretende abordar todos los problemas de seguridad, si los hay, asociados con su uso. Es responsabilidad del usuario de esta norma establecer prácticas apropiadas de seguridad y

salud y determinar la aplicabilidad de los requisitos reglamentarios antes de su uso. Para las declaraciones de advertencia específicas, ver 1.1, 7.1 y Anexo A1.

2 Documentos de Referencia

2.1 Normas de la ASTM

D396 Especificación para los aceites de combustible D975 Especificación para los combustibles de turbina de aviación

D1838 Método de prueba para la corrosión de la banda de cobre por gas licuado de petróleo (LP)

D4057 Práctica para muestreo manual de petróleo y productos petrolíferos

D4177 Práctica para muestreo automático de petróleo y productos petrolíferos

D6300 Práctica para la determinación de datos de precisión y tendencia para su uso en métodos de prueba para productos petrolíferos y lubricantes

E1 Especificación para termómetros de líquido en vidrio

ASTM 2.2 Adjuntos

ASTM: Norma de corrosión de banda de cobre ASTM³

3 Terminología

3.1 Siglas:

3.1.1 Instituto de Fabricantes de Abrasivos de CAMI

3.1.2 FEPA- Asociación de la Federación de Productores Europeos

4 Resumen del método de prueba

4.1 Se sumerge una tira de cobre pulida en un volumen específico de la muestra que se está ensayando y se calienta en condiciones de temperatura y tiempo que son específicas de la clase de material que se está probando. Al final del período de calentamiento, se retira la tira de cobre, se lava y se evalúa el nivel de color y empañamiento según la Norma de Corrosión de Tiras de Cobre ASTM.

5 Significado y uso

5.1 El petróleo crudo contiene compuestos de azufre, la mayoría de los cuales se eliminan durante la refinación. Sin embargo, de los compuestos de azufre que permanecen en el producto de petróleo, algunos pueden tener una acción corrosiva sobre diversos metales y esta corrosión no está necesariamente relacionada directamente con el contenido total de azufre. El efecto puede variar de acuerdo con los tipos químicos de compuestos de azufre presentes. El ensayo de corrosión

en banda de cobre está diseñado para evaluar el grado relativo de corrosión de un producto de petróleo.

6 Aparatos

6.1 Recipiente de presión de corrosión en banda de cobre fabricado en acero inoxidable de acuerdo con las dimensiones indicadas en la ilustración 1.1. El recipiente deberá ser capaz de soportar una presión de prueba de 700 kPa (100 psi) se puede usar la junta, siempre que las dimensiones internas del recipiente sean las mismas que las mostradas en la ilustración 1.1. Las dimensiones internas del recipiente a presión son tales que un tubo de ensayo nominal de 25 mm por 150 mm puede colocarse dentro de la presión buque.

6.2 Tubos de ensayo, de vidrio borosilicato de dimensiones nominales de 25 mm por 150 mm. Las dimensiones internas se deben comprobar como aceptables mediante el uso de una tira de cobre (Véase 7.3 del ASTM). Cuando se añaden 30 ml de líquido al tubo de ensayo con la tira de cobre en él, un mínimo de 5 mm de líquido estará por encima de la superficie superior de la tira.

6.3 Baños de prueba:

6.3.1 Generalidades: Todos los baños de prueba deberán poder mantener la temperatura de prueba a una temperatura de prueba de ± 1 ° C (2 ° F).

6.3.2 Baño maría utilizado para sumergir el (los) recipiente (s) a presión: El baño debe ser suficientemente profundo para sumergir completamente uno o más recipientes a presión (véase 6.1) durante el ensayo. Como medio de baño, use agua o cualquier líquido que pueda ser controlado satisfactoriamente a la temperatura de prueba de la muestra. El baño debe estar equipado con soportes adecuados para mantener cada recipiente a presión en posición vertical cuando esté sumergido.

6.3.3 Baño (s) utilizado (s) para los tubos de ensayo Los baños líquidos se deben instalar con soportes adecuados para sujetar cada tubo de ensayo (véase 6.2) en una posición vertical a una profundidad de aproximadamente 100 mm (4 pulgadas la parte inferior del tubo de ensayo a la superficie del baño. Como medio de baño líquido, se ha encontrado satisfactorio y controlable agua y aceite a la temperatura de ensayo especificada. Los baños de bloques sólidos deberán cumplir las mismas condiciones de control de temperatura e inmersión y deberán comprobarse la medición de la temperatura (transferencia de calor) para cada clase de producto mediante ensayos en tubos llenos de 30 ml de producto más una tira metálica de las dimensiones nominales indicadas más una temperatura sensor.

6.4 Dispositivo de detección de la temperatura (TSD), capaz de controlar la temperatura de prueba deseada en el baño a una precisión de ± 1 ° C o superior. Se ha encontrado que los termómetros de inmersión total ASTM 12C (12F) (ver Especificación E1) o IP 64C (64F) son adecuados para usar en la prueba. Si se utiliza, no más de 10 mm (0,4 pulgadas) de mercurio debe extenderse por encima de la superficie del baño a la temperatura de prueba.

6.5 Soporte de pulido, para sujetar firmemente la tira de cobre sin dañar los bordes durante el pulido. Puede utilizarse cualquier tipo conveniente de soporte (véase el Apéndice X1) siempre que la tira se mantenga firmemente y que la superficie de la tira que está siendo pulida esté soportada por encima de la superficie del soporte.

6.6 Tubos de ensayo de visión, tubos de ensayo de vidrio plano, son convenientes para proteger las tiras de cobre corroídas para una inspección o almacenamiento cercano (véase el Apéndice X1 para la descripción de un vidrio plano tubo de visión). El tubo de ensayo de visualización deberá ser de dimensiones tales que permita la introducción de una tira de cobre (véase 7.3) y de vidrio libre de estrías o defectos similares.

6.7 Pinzas con puntas de acero inoxidable o de politetrafluoroetileno (PTFE), para el uso en el manejo de las tiras de cobre, se han encontrado adecuados para su uso.

6.8 Dispositivo de temporización, electrónico o manual, capaz de medir con precisión la duración de la prueba dentro de la tolerancia permisible.

7 Reactivos y materiales

7.1 Disolvente de lavado: Se puede utilizar cualquier volátil, menos de 5 mg / kg de disolvente de hidrocarburo de azufre, siempre que no muestre ningún empañamiento cuando se ensaya durante 3 horas a 50 °C (122 °F). El 2,2,4 trimetilpentano (iso- octano) de pureza mínima del 99,75% es el disolvente del árbitro y debe utilizarse en caso de disputa.

7.2 Materiales de preparación / pulido de superficies, grado 00 o lana fina de acero o papel grano de carburo de silicio o tela de diversos grados de finura incluyendo grados de 65 μm (220 grados CAMI grade o P220 FEPA -grado); también un suministro de grano o polvo de carburo de silicio de tamaño de 105- μm (grano 120 a 150-grano o grado P120 a P150 FEPA) y algodón absorbente (algodón). Un grado comercial es adecuado, pero el grado farmacéutico está más comúnmente disponible y es aceptable.

7.3 Especificación de las tiras de cobre utilice tiras de 12,5 \pm 2 mm (1/2 pulgadas) de ancho, de 1,5 a 3,2 mm (1/16 a 1/8 de pulgada) de grosor y corte 75

- 3) Tapa nudosa
- 4) Doce hilos por pulgada Rosca NF o equivalente
- 5) Tapa interior del casquillo para proteger el anillo "O" cuando cierra el recipiente a presión
- 6) Anillo de goma sintética sin libre de azufre
- 7) Tubo sin costuras

Material: acero inoxidable Construcción soldada

Máxima presión de prueba: 700 kPa

NOTA 1-Dimensiones en milímetros.

NOTA 2-Todas las dimensiones sin límites de tolerancia son valores nominales.

8 Normas de corrosión para Tiras de Cobre ASTM

8.1 Se trata de reproducciones en color de tiras reactivas típicas que representan grados de desgaste y corrosión cada vez mayores, estando las reproducciones revestidas para protección en plástico y constituidas en forma de placa.

8.1.1 Mantenga los Estándares de Corrosión de Tiras de Cobre ASTM protegidos con plástico de la luz para evitar la posibilidad de desvanecimiento. Inspeccione el desvanecimiento comparando dos placas diferentes, una de las cuales ha sido cuidadosamente protegida de la luz (por ejemplo, una nueva placa). Observe ambos conjuntos en luz diurna difusa (o equivalente) primero desde un punto directamente encima y luego desde un ángulo de 45 °. Si se observa alguna evidencia de desvanecimiento, particularmente en el extremo izquierdo de la placa, se sugiere que la que esté más desvanecida con respecto a la otra sea descartada.

8.1.1.1 Alternativamente, coloque una tira opaca de tamaño adecuado (por ejemplo, cinta aislante negra de 20 mm (3/4 de pulgada)) a través de la parte superior de la porción coloreada de la placa cuando se compró inicialmente. A intervalos retire la tira opaca y observe. Cuando haya alguna evidencia de desvanecimiento de la parte expuesta, las normas serán reemplazadas.

8.1.1.2 Estas placas son reproducciones a todo color de tiras típicas. Se han impreso en hojas de aluminio por un proceso de 4 colores y están encerradas en plástico para protección. Las instrucciones para su uso se dan en el reverso de cada placa.

8.1.2 Si la superficie de la cubierta de plástico muestra un rascado excesivo, se sugiere que la placa sea reemplazada.

9 Muestras

9.1 De conformidad con D4057 o D4177, o con ambos, es especialmente importante que todos los tipos de muestras de combustible que pasen por una clasificación de bandas de baja decoloración se recojan en botellas de vidrio oscuro, botellas de plástico u otros recipientes adecuados que no afectan las propiedades corrosivas del combustible. Evitar el uso de recipientes de estaño para la recolección de muestras, ya que la experiencia ha demostrado que pueden contribuir a la corrosión de la muestra.

9.2 Llene los envases lo más completamente posible y ciérrelos inmediatamente después de tomar la muestra. Un espacio de cabeza adecuado en el recipiente es necesario para proporcionar espacio para la posible expansión térmica durante el transporte. Se recomienda que las muestras volátiles se llenen entre 70% y 80% de la capacidad del recipiente. Tenga cuidado durante el muestreo para proteger las muestras de la exposición a la luz solar directa o incluso a la luz diurna difusa. Realizar la prueba tan pronto como sea posible después de la recepción en el laboratorio e inmediatamente después de abrir el recipiente.

9.3 Si se observa en la muestra agua suspendida (es decir, neblina), se seca mediante filtrado de un volumen suficiente de muestra a través de un filtro cualitativo rápido medio, en el tubo de ensayo limpio y seco prescrito. Realice esta operación en una habitación oscura o bajo un escudo protegido contra la luz.

9.3.1 El contacto de la tira de cobre con agua antes, durante o después de la finalización de la prueba conducirá a la tinción, dificultando la evaluación de las tiras.

10 Preparación de tiras reactivas

10.1 Preparación de la superficie eliminar todos los defectos superficiales de los seis lados de la tira obtenidos de un análisis previo (véase la Nota 1). Una manera de lograr esto es usar papel de grado 00, lana de acero fina o de carburo de silicio de grado de finura 00 tal como se requiera para lograr los resultados deseados de manera eficiente. Termine con papel o tela de carburo de silicio de 65 μm (220 grados CAMI grado o P220 FEPA), quitando todas las marcas que pueden haber sido hechas por otros grados de papel usados anteriormente. Asegúrese de que la tira de cobre preparada esté protegida de la oxidación antes de la preparación final, como por inmersión de la tira en el disolvente de lavado, de la cual puede retirarse inmediatamente para su preparación final (pulido) o en la que puede almacenarse para uso futuro.

NOTA 1-Sólo es necesaria la preparación final (10.2) para las tiras prepulidas compradas comercialmente, aunque si se están analizando muestras de gasolina, las tiras pre- pulidas pueden usarse "tal cual" (es decir, sin pasar por el procedimiento final de pulido) , basado en los resultados de un estudio inter-laboratorio frente a tiras de cobre preparadas manualmente. No se ha realizado ninguna evaluación estadística que incluya tiras de cobre prepulidas utilizando tipos de muestra distintos de la gasolina en este momento. Vea la Sección 14 para más detalles. Se han presentado datos de apoyo en la sede de ASTM International y se pueden obtener solicitando el Informe de Investigación RR: D02-1703.

10.1.1 Como procedimiento manual práctico para la preparación de la superficie, coloque una hoja de papel o tela de carburo de silicio sobre una superficie plana y humidézcala con queroseno o disolvente de lavado. Frote la tira contra el papel o tela de carburo de silicio con un movimiento circular, protegiendo la tira del contacto con los dedos usando papel de filtro sin cenizas o usando guantes desechables. Alternativamente, la superficie de la tira puede prepararse mediante el uso de máquinas accionadas por motor que utilicen grados adecuados de papel seco o tela.

10.2 Preparación final

10.1 Para las tiras preparadas o en las tiras nuevas que se utilicen por primera vez, retire una tira de su ubicación protegida, tal como retirándola del disolvente de lavado. Para evitar una posible contaminación de la superficie durante la preparación final, no permita que los dedos entren en contacto directo con las tiras de cobre, por ejemplo, usando guantes desechables o sujetando las tiras en los dedos protegidos con papel de filtro sin cenizas. Lustre primero los extremos y luego los lados con los granos de carburo de silicio de 105 μm (grano 120 a 150-grano o P120 a P150 grado FEPA) recogidos con una almohadilla de algodón humedecida con disolvente de lavado. Limpie vigorosamente con almohadillas frescas de algodón (algodón) y luego manipúlelas sin tocar la superficie de la tira con los dedos. Apriete en un torno y pulir las superficies principales con granos de carburo de silicio en el algodón absorbente. No pulir en un movimiento circular. Frote en la dirección del eje largo de la tira, llevando la carrera más allá del extremo de la tira antes de invertir la dirección. Limpie todo el polvo de metal de la tira frotando vigorosamente con almohadillas limpias de algodón absorbente hasta que una almohadilla fresca permanezca sin manchar. Cuando la tira esté limpia, sumerja inmediatamente en la muestra preparada.

10.2.1 Es importante pulir uniformemente toda la superficie de la tira para obtener una tira uniformemente teñida. Si los bordes muestran desgaste (superficie elíptica), es probable que muestren más corrosión que el centro. El uso de un tornillo de banco (ver Apéndice X1) facilitará el pulido uniforme.

10.2.2 Es importante seguir el orden de preparación con el material de carburo de silicio de tamaño correcto como se describe en 10.1 y 10.2. La preparación final es con polvo de carburo de silicio de 105 μm . Este es un tamaño de grano mayor que el papel de 65 μm utilizado en la etapa de preparación de la superficie. La razón de este uso de granos de carburo de silicio mayores en la preparación final es producir asperezas (rugosidad controlada) sobre la superficie del cobre, que actúan como sitios para el inicio de reacciones de corrosión.

11 Procedimiento

11.1 Generalidades - Existen diversas condiciones de ensayo, que son en general específicas para determinadas clases de producto, pero en ciertas clases pueden aplicarse más de un conjunto de condiciones de prueba de tiempo o temperatura, o ambas. En general, la gasolina de aviación se someterá a ensayo en un recipiente a presión a 100° C y otros combustibles de alta presión de vapor, como la gasolina natural, a 40 °C. Los demás productos líquidos se someterán a ensayo en un tubo de ensayo a 50 °C, 100 °C o incluso a temperaturas más elevadas. Las condiciones de tiempo y temperatura que se dan a continuación son de uso común y se citan en las especificaciones de la ASTM para estos productos donde existen tales especificaciones. Sin embargo, son sólo guías. También pueden utilizarse otras condiciones cuando así lo exijan especificaciones o por acuerdo entre las partes. Las condiciones de tiempo y de temperatura de la prueba se registrarán como parte del resultado (véase 13.1).

11.2 Procedimiento del recipiente a presión - Para uso con gasolina de aviación y muestras de presión de vapor más altas.

11.2.1 Para la gasolina de la aviación y el combustible de la turbina de aviación coloque 30 ml de muestra, completamente limpios y libres de cualquier agua suspendida o arrastrada (ver 9.3) en un tubo de ensayo químicamente limpio y seco de 25 mm por 150 mm. Dentro de 1 minuto después de terminar la preparación final (pulido), deslice la tira de cobre en el tubo de muestra. Coloque el tubo de muestra en el recipiente a presión (Ilustración 1.1) y atornille bien la tapa. Si se va a analizar más de una muestra esencialmente al mismo tiempo, es

permisible preparar cada recipiente a presión en el lote antes de sumergir completamente cada recipiente a presión en el baño líquido a 100 ° C (+/- 1 ° C) (212°F +/- 2°F) siempre que el tiempo transcurrido entre las muestras primera y última se mantenga al mínimo. Después de 2h +/- 5 min en el baño, retirar el recipiente a presión y sumergir durante unos minutos en agua fría (agua del grifo). Abra el recipiente de presión, retire el tubo de ensayo y examine la tira como se describe en 11.4.

11.2.2 Para gasolina natural: Realice el ensayo exactamente como se describe en 11.2.1 pero a 40 ° C (104 ° F) y durante 3 h +/- 5 min.

11.2.3 Para la gasolina automotriz (opcional, véase 11.3.1) Realizar el ensayo exactamente como se describe en 11.2.1 pero a 50 ° C (122 ° F) y durante 3 h +/- 5 min. Véase 13.2 en la sección Informe sobre la necesidad de informar que se utilizó un recipiente a presión para realizar esta opción de prueba para diferenciar entre las muestras de gasolina automotriz analizadas por el procedimiento del párrafo 11.3.1 usando el procedimiento de tubo de ensayo.

11.3 Procedimiento del tubo de ensayo: Para uso con la mayoría de los productos líquidos.

11.3.1 Para el Combustible Diesel, Combustible, Gasolina Automotriz- Coloque 30 ml de muestra, completamente despejados y libres de cualquier agua suspendida o arrastrada (ver 9.3), en un tubo de ensayo químicamente limpio y seco de 25 mm por 150 mm y dentro de 1 minuto después de completar la preparación final (pulido), deslice la tira de cobre en el tubo de muestra. Si se va a analizar más de una muestra esencialmente al mismo tiempo, es posible preparar cada muestra en el lote tapando cada tubo con un tapón ventilado, tal como un corcho ventilado antes de colocar cada tubo en un baño mantenido a 50°C +/- 1 ° C (122 +/- 2 ° F), siempre que el tiempo transcurrido entre la primera y última muestra preparada se mantenga al mínimo. Proteja el contenido del tubo de ensayo de la luz fuerte durante la prueba. Después de 3 h +/- 5 min en el baño, examine la tira como se describe en 11.4. Para las pruebas de combustible y gasóleo, a especificaciones distintas de las Especificaciones D396 y D975, a menudo se utiliza una temperatura de 100 ° C (212 ° F) durante 3 h como un conjunto alternativo de condiciones. Algunas gasolinas automotrices con una presión de vapor por encima de 80 kPa a 37,8°C presentaron pérdidas de evaporación superiores al 10% de su volumen. Si las pérdidas de evaporación son evidentes, se recomienda que se use el Procedimiento del recipiente a presión (ver 11.2 y 11.2.3). Además, si el laboratorio decide reducir o mitigar cualquier pérdida de evaporación asociada con el análisis de gasolinas automotrices (incluso si la presión de vapor correspondiente es ≤ 80 kPa), existe la opción de que el laboratorio

pruebe las muestras usando el procedimiento de vaso a presión (véanse 11.2 y 11.2.3).

11.3.2 Para limpiadores (Stoddard) solvente y queroseno realice la prueba exactamente como se describe en 11.3.1 pero a 100 ° C (212 ° F).

11.3.3 Para Aceite Lubricante realice el ensayo exactamente como se describe en 11.3.1, pero los ensayos pueden realizarse por tiempos variables y a temperaturas elevadas distintas de 100 ° C (212 ° F). Por razones de uniformidad, se sugiere que se utilicen incluso incrementos de 5 ° C, comenzando con 150 ° C.

11.4 Prueba de la tira:

11.4.1 Vacíe el contenido del tubo de ensayo en un receptor de tamaño adecuado. Si se usa un recipiente hecho de vidrio, tal como un vaso de precipitados de

150 ml de altura deje que la tira se deslice suavemente para evitar romper el vidrio. Retire inmediatamente la tira con pinzas y sumerja en solvente de lavado. Retirar la tira de inmediato, secar e inspeccionar si hay evidencia de manchado o corrosión en comparación con los Estándares de Corrosión de la Franja de Cobre. La etapa de secado de la tira puede hacerse mediante transferencia con papel de filtro, secado al aire, o por otros medios adecuados. Sostenga tanto la tira de prueba como la placa de tira estándar de tal manera que se observe una luz reflejada de ellos en un ángulo de aproximadamente 45 °C.

11.4.2 Al manipular la tira reactiva durante la inspección y la comparación, se puede evitar el peligro de marcar o manchar si se inserta en un tubo de vidrio plano (véase el Apéndice X1), que puede taparse con algodón absorbente.

12 Reporte de Resultados

12.1 Interpretar la corrosión de la muestra de acuerdo con una de las clasificaciones de la Norma de Corrosión de Tiras de Cobre de la ASTM que se enumeran en la Tabla A.

12.1.1 Cuando una tira está en el estado de transición obvio entre la indicada por cualquiera de dos tiras estándar adyacentes, clasifique la muestra en la clasificación más manchada. Si una tira parece tener un color anaranjado más oscuro que la tira estándar 1b, considere que la tira observada sigue perteneciendo a la clasificación 1; sin embargo, si se observa alguna evidencia de color rojo, la tira observada pertenece a la Clasificación 2.

12.1.3 La tira A 2a se puede confundir con una tira 3a si la capa braseada de la tira 3a está completamente enmascarada por una tonalidad magenta. Para distinguir, sumerja la tira en disolvente de lavado; una tira 2a aparecerá como una tira 1b, mientras que una tira 3a no cambiará.

12.1.3 Para distinguir una tira de 2c de una tira de 3b, coloque una tira de prueba en un tubo de ensayo de 25 mm por 150 mm y lleve a una temperatura de 340

+/- 30 ° C en 4 a 6 min con el tubo acostado sobre un plato caliente. Ajuste la temperatura observando un termómetro de alta destilación insertado en un segundo tubo de ensayo. De este modo, una tira 2c asumirá el color de una tira 2d y etapas sucesivas de deslustre; una tira 3b adquirirá la apariencia de una tira 4a.

12.1.4 Repita el ensayo si se observan manchas debidas a huellas dactilares o debido a manchas de partículas o gotitas de agua que puedan haber tocado la tira de prueba durante el período de digestión.

12.1.5 Repetir el ensayo también si los bordes afilados a lo largo de las caras planas de la tira parecen estar en una clasificación más alta que la mayor parte de la tira; en este caso, es probable que los bordes fueran bruñidos durante la preparación (pulido).

13 Reporte

13.1 Informar de la corrosión de acuerdo con una de las clasificaciones enumeradas en la Tabla A. Indicar la duración de la prueba y la temperatura de ensayo en el siguiente formato:

Corrosión de la tira (Xh/Y°C), Clasificación Zp

Dónde:

X = duración de la prueba, en horas

Y = temperatura de la prueba, °C

Z = categoría de la clasificación (1,2,3, o 4) y

p = descripción por clasificación de acuerdo con Z (por ejemplo, a, b, etc.)

Si se utilizó un recipiente a presión para analizar específicamente muestras de gasolina para automóviles (véase 11.2.3), informe el uso de un recipiente a presión con los resultados determinados en 13.1.

14 Precisión y tendencia

14.1 En el caso de los datos de aprobación / reprobación, actualmente no se dispone de ningún método generalmente aceptado para determinar la precisión, excepto para los tipos de muestras de gasolina (véanse los apartados 14.1.1 y 14.1.2) analizados utilizando el procedimiento del tubo de ensayo indicado en 11.3.1. No se ha determinado la tendencia para este método de ensayo.

14.1.1 Sobre la base de un estudio inter-laboratorio de gasolina de 2008 realizado en 18 laboratorios que recibieron un conjunto aleatorizado de 12 muestras de gasolina, se determinó que

las tiras de cobre pre- pulido⁵ proporcionaban resultados estadísticamente "equivalentes" en comparación con las tiras de cobre manualmente preparadas, es decir, el grado de desacuerdo predecible entre las tiras de cobre prepulido y pulido manualmente no fue estadísticamente significativo). Además, la información de precisión en 14.1.2 fue determinada por el estadístico como parte de este estudio.

14.1.2 Dado que los resultados obtenidos por este método de ensayo no son numéricos e implican clasificaciones multicategorías (por ejemplo, 1, 2, 3 y 4) y descripciones de clasificación (por ejemplo, a, b, c, etc.) las técnicas estadísticas, como la práctica D6300, no son adecuadas para determinar la precisión. En cambio, se utilizó un enfoque de simulación estadística para evaluar matemáticamente el "grado de desacuerdo" en las condiciones de repetibilidad ("r") y de reproducibilidad ("R") para el conjunto de datos ILS. Con base en el enfoque estadístico seguido, no se determinó diferencia estadísticamente significativa en los porcentajes de desacuerdo entre las condiciones r y R para clasificar las clasificaciones en las categorías 1, 2 y 3. Sin embargo, para la clasificación clasificatoria 4, las muestras mostraron un mayor desacuerdo dentro de la clasificación. Con base en esta información, el estadístico determinó que, a largo plazo, la precisión del análisis (es decir, "r" y "R") es que hay nominalmente un 5% de probabilidad de que la diferencia entre dos calificaciones exceda los criterios de la Tabla 2.

15 Palabras clave (Keywords)

- 1.1 Gasolina automotriz; gasolina de aviación; combustible para turbinas de aviación; corrosión del cobre; tira de cobre; corrosión al cobre; gasolina natural.

Tabla A. Identificación de tiras de cobre

| Clasificación | Designación | Descripción |
|---------------|-------------|-------------|
|---------------|-------------|-------------|

| Lamina recién pulida | | ... | B |
|----------------------|--|-----|---|
| 1 | Ligero Empañamiento recién pulida | | a. Naranja claro, casi igual que la tira b. Naranja oscuro |
| 2 | Moderado empañamiento | | a. rojo claro b. Lavanda c. Multicolor con azul lavanda o plata, o ambos, Sobreponiendo el rojo claro d. Plateado e. Metálico o oro |
| 3 | Mancha oscura | | a. Magenta cubierto de manchas negras b. Multicolor con rojo y verde mostrado (pavo real) pero no gris |
| 4 | Corrosión marrón con verde | | a. Negro transparente, gris oscuro o apenas visible b. Grafito o negro lustroso c. Negro brillante |

^A El Estándar de Corrosión de Tiras de Cobre ASTM es una reproducción coloreada de tiras características de estas descripciones.

^B La tira recién pulida se incluye en la serie solamente como una indicación de la apariencia de una tira correctamente pulida antes de una prueba; no es posible duplicar esta apariencia después de una prueba incluso con una muestra completamente no corrosiva.

Tabla B. Categorías

| Clasificación | Ambas Clasificaciones en una clasificación | Clasificación en el límite de cada clasificación |
|---------------|---|---|
| 1, 2, 3 | 1 categoría con letras dentro de la categoría más cercana con letra | 1 categoría con letras, o |
| 4 | 2 categorías con letras | 2 categoría con letras, o categoría más cercana con letra |

2.2 NORMA ASTM 1838-20 PARA GAS LP

Método estándar para la determinación de Corrosión de la tira de cobre por gases licuados de petróleo (LP)¹

Esta norma se publica con la designación fija D1838; el número que sigue inmediatamente a la designación indica el año de adopción original o, en caso de revisión, el año de la última de la última revisión. Un número entre paréntesis indica el año de la última reprobación. Un superíndice epsilon (s) indica un cambio de redacción desde la última revisión o reprobación.

1 Alcance

1.1 Este método de ensayo cubre la detección de la presencia de componentes en los gases de petróleo licuados que pueden ser corrosiva al cobre.

NOTA 1—Para una prueba de tira de cobre equivalente aplicable a productos de petróleo menos volátiles, consulte el Método de prueba D130.

1.2 Los valores indicados en unidades SI deben considerarse estándar

1.2.1 Excepción—Los valores entre paréntesis son solo para información.

1.3 Esta norma no pretende abordar todos los problemas de seguridad, si los hay, asociados con su uso. Es responsabilidad del usuario de esta norma establecer prácticas apropiadas de seguridad, salud y medio ambiente y determinar la aplicabilidad de las limitaciones reglamentarias antes de su uso. Para declaraciones de advertencia específicas, consulte 7.1, 10.3.1 y el Anexo A2.

Esta norma internacional fue desarrollada de acuerdo con los principios de normalización reconocidos internacionalmente establecidos en la Decisión sobre los principios para el desarrollo de normas, guías y recomendaciones internacionales emitida por el Comité de Obstáculos Técnicos al Comercio (OTC) de la Organización Mundial del Comercio. El Anexo A2.

2 Referencia Documental

ASTM Standards:2

D130 Test Method for Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test

D1265 Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases, Manual Method

D3700 Practice for Obtaining LPG Samples Using a Float-ing Piston Cylinder

ASTM Adjuncts:

ADJD0130, ASTM Copper Strip Corrosion Standard for Petroleum³

3 Terminología

3.1 Abreviaciones:

3.1.1 CAMI—Instituto de Fabricantes de Abrasivos Recubiertos 3.1.2 FEPA—Federación de Asociaciones de Productores Europeos.

4 Resumen del método de prueba

4.1 Se sumerge una tira de cobre pulido en aproximadamente 100 mL de la muestra y expuesta a una temperatura de 37,8 ° C (100 ° F) para 1 cilindro de presión de trabajo adecuada. Al final de este período, la tira de cobre se retira y se clasifica como una de las cuatro clasificaciones del Estándar de corrosión de tira de cobre de ASTM (ADJD0130).

5 Importancia y uso

5.1 Los límites de corrosión del cobre aseguran que no se experimentarán dificultades en el deterioro de los accesorios, conexiones de cobre y aleación de cobre que se usan comúnmente en muchos tipos de equipos de utilización, almacenamiento y transporte.

6 Aparatos

6.1 Cilindro de prueba de corrosión, construido en acero inoxidable con un cierre superior removible de junta O-ring de acuerdo con las dimensiones dadas en la ilustración 2.1.

Proporcione una manguera inerte flexible, como una compuesta de aluminio o acero inoxidable, que permita invertir el cilindro de prueba como se requiere en el procedimiento (ver 6.1.1). El conjunto completo, incluyendo el cilindro para la prueba de corrosión, deberá estar fabricado para soportar una presión hidrostática mínima de 6900 kPa (1000 psig). No deberán percibirse fugas al analizarse a 3450 kPa (500 psig) con gas.

6.1.1 Se pueden utilizar conexiones giratorias con un adaptador para adaptarse a una tubería de 6,4 mm (1/4 pulg.).

6.1.2 El conjunto se probará para verificar el cumplimiento de la clasificación de presión mínima de 6900 kPa (1000 psig) mediante prueba hidrostáticas o un protocolo de prueba alternativa aceptable para la autoridad local que tenga jurisdicción, antes del primer uso.

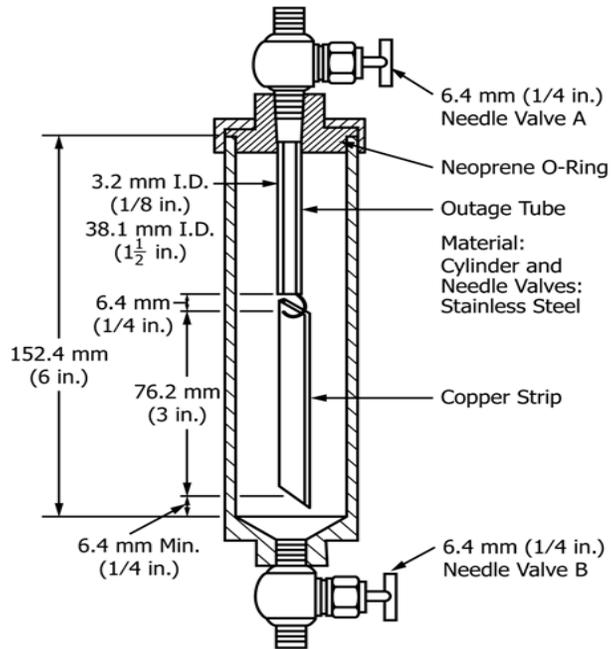


Ilustración 2.1 Cilindro de ensayo de corrosión de tiras de cobre

Tabla C. Equivalentes métricos

| Equivalentes métricos | | | |
|-----------------------|------|----------|-----|
| Pulgadas | mm | Pulgadas | Mm |
| 1/8 | 3.2 | 3 | 76 |
| 1/4 | 6.4 | 6 | 152 |
| 1 1/2 | 38.1 | | |

La autoridad local competente puede exigir pruebas adicionales

6.1.3 Se debe verificar la hermeticidad del conjunto mediante prueba de fugas a un mínimo de 3450 kPa (500 psig) con gas inerte antes del primer uso, siempre que se reemplacen los componentes del conjunto que contienen presión, o de otro modo anualmente.

6.1.4 Verifique la presencia y longitud (aprox. 60 mm) del tubo sifón que se muestra en la ilustración 2.1, para proporcionar un volumen libre adecuado por seguridad. También puede incorporarse un dispositivo de alivio de presión de seguridad en el diseño del cilindro de prueba de corrosión, si se desea. Si se incorpora un dispositivo de alivio de presión, asegúrese de que ninguno de los materiales de su construcción afectará los resultados de la prueba.

6.2 Baño de agua, capaz de mantenerse a una temperatura de $37,8 \pm 0,5$ °C (100 ± 1 °F). Equipado con soportes adecuados para sujetar cada el cilindro de prueba en posición vertical. Asegúrese de que la profundidad del baño sea suficiente para cubrir por completo el cilindro y las válvulas durante la prueba.

6.3 Dispositivo sensor de temperatura (dispositivo sensor de temperatura, TSD): capaz de monitorear la temperatura de prueba deseada en el baño con una precisión de $\pm 0,5$ °C (1 °F) o mejor.

6.4 Prensa para pulir tiras, para sujetar la tira de cobre con firmeza sin desfigurar los bordes. Para ver las prensas convenientes, consulte el Método de prueba D130.

7 Materiales

7.1 Solvente de lavado: Podrá utilizarse cualquier solvente volátil con menos de 5 mg/kg de hidrocarburo de azufre, siempre que no muestre ningún teñido en absoluto cuando se prueba durante 3 horas a 50 °C (122 °F). El 2,2,4- trimetilpentano (iso-octano) con 99,75 % de pureza es el solvente de referencia y debe utilizarse en caso de disputa. (Advertencia: Extremadamente inflamable, consulte el Anexo A2.)

7.2 Especificación de las tiras de cobre: Utilice tiras de $12,5 \pm 2$ mm (1/2 in.) de ancho, de 1,5 a 3,2 mm (1/16 a 1/8 in.) de grosor, y corte 75 ± 5 mm (3 in.) de largo a partir de cobre acabado en frío, de superficie lisa, temple duro, con una pureza superior al 99,9 %; las barras de bus eléctrico son generalmente adecuadas. Perfore un orificio de 3,2 mm (1/8 in.) a aproximadamente 3,2 mm (1/8 in.) de uno de los extremos en el centro de la tira. Las tiras pueden utilizarse repetidamente, pero deberán desecharse cuando la superficie muestre picaduras o rasguños profundos que no pueden eliminarse con el procedimiento de pulido especificado, o cuando la superficie se deforme o las dimensiones de la tira de cobre caigan fuera de los límites especificados.

7.3 Preparación de la superficie/materiales de pulido: lana de acero de grado 00 o más fina; tela o papel de lija de carburo de silicio de diversos grados de finura incluyendo grado 65 μm (grado CAMI de grano 220 o grado FEPA P220); también un suministro de carburo de silicio en grano o polvo de 105 μm (grado CAMI de grano 120 a 150, o grado FEPA P120 a P150) y algodón absorbente. Un grado comercial es adecuado, pero la lana de algodón de grado farmacéutico está más disponible y es aceptable.

7.4 Estándar de corrosión en tiras de cobre de ASTM (ADJD0130), hay placas disponibles. Se describen en detalle su cuidado y verificación de estabilidad en el Método de prueba D130.

8 Preparación de las tiras

8.1 Preparación de la superficie—Remueva todas las imperfecciones de la superficie en los seis lados de la tira obtenida de un análisis anterior. Una forma de lograrlo es utilizar lana de acero o papel de carburo de silicio de grado 00 o más fino, o tela del grado de finura que sea necesario para conseguir los resultados deseados de manera eficiente. Haga el acabado con una tela o papel de carburo de silicio de grado 65 μm (grado CAMI de grano 220 o grado FEPA P220), eliminando todas las marcas que podrían haber sido hechas por otros grados de papel utilizados previamente. Asegúrese de que la tira de cobre preparada esté protegida contra la oxidación antes de la preparación final, por ejemplo, sumergiendo la tira en solvente de lavado desde el cual puede retirarse de inmediato para la preparación del acabado (pulido) o en el cual puede guardarse para su uso futuro.

8.1.1 Solo se requiere la preparación final (8.2) para las tiras prepulidas adquiridas comercialmente.

8.1.2 Como un procedimiento manual práctico para la preparación de la superficie, puede colocarse una hoja de papel de carburo de silicio sobre una superficie plana y puede humedecerse con solvente de lavado antes de frotar la tira contra el papel de carburo de silicio o tela con un movimiento circular. Proteja la tira del contacto con los dedos, por ejemplo, usando un papel de filtro sin cenizas.

Alternativamente, la superficie de la tira puede prepararse con máquinas accionadas por motor utilizando los grados apropiados de papel o tela secos.

8.2 Preparación final: Para las tiras preparadas en 8.1 o las tiras nuevas que se utilizan por primera vez, retire una tira de su ubicación protegida, por ejemplo, sacándola del solvente de lavado. Para evitar una posible contaminación de la superficie durante la preparación final, no permita que los dedos entren en contacto directo con las tiras de cobre, por ejemplo, usando guantes desechables o sosteniendo las tiras en los dedos protegidos con papel de filtro sin cenizas. Pula primero los extremos y luego los lados con los granos de carburo de silicio de 105 μm (de 120 a 150 de grado CAMI o de P120 a P150 de grado FEPA) recogidos con una almohadilla de algodón absorbente humedecida con disolvente de lavado. Limpiar vigorosamente con almohadillas limpias de algodón absorbente y posteriormente manipular sin tocar la superficie de la tira con los dedos. Se han encontrado adecuadas para su uso unas pinzas acolchadas (para evitar que se raye la superficie). Fije la tira de cobre en un tornillo de banco o soporte adecuado y pula las superficies

principales con granos de carburo de silicio sobre algodón absorbente. No pulir con movimientos circulares. Frote en la dirección del eje largo de la tira, llevando el trazo más allá del final de la tira antes de invertir la dirección. Limpie todo el polvo metálico de la tira frotando vigorosamente con almohadillas limpias de algodón absorbente hasta que quede una almohadilla nueva sin ensuciar. Cuando la tira esté limpia, con un retraso mínimo, conéctela al tubo de inmersión y bájela en el cilindro de prueba de corrosión preparado.

8.2.1 Es importante pulir toda la superficie de la tira de manera uniforme para obtener una tira manchada uniformemente. Si los bordes muestran desgaste (superficie elíptica) probablemente mostrarán más corrosión que el centro. El uso de prensas de banco facilitará el pulido uniforme.

8.2.2 Es importante seguir el orden de preparación con el carburo de silicio de tamaño correcto como se describe en 8.1 y 8.2. La preparación final se hace con polvo de carburo de 105 μm (grado CAMI de grano 120 a 150, o grado FEPA P120 a P150). Este es un grano de mayor tamaño que el del papel de grado 65 μm (grado CAMI de grano 220, o grado FEPA P220) utilizado en la etapa de preparación de la superficie. La razón del uso de granos de carburo de silicio de mayor tamaño en la preparación final es producir asperezas (rugosidad controlada) en la superficie del cobre, las que actúan como sitios para la iniciación de reacciones de corrosión.

9 Muestreo

9.1 Obtenga una muestra de un punto del sistema de GLP que proporcione una muestra representativa del volumen sometido a ensayo, por ejemplo, de una corriente de flujo dinámico o de un recipiente bien mezclado, según proceda. Preferiblemente, recoger la muestra directamente en el cilindro de ensayo de corrosión (6.1) después de haberlo preparado para el ensayo (10.1). Prestar especial atención a las notas de seguridad y advertencia de las prácticas D1265 y D3700.

9.2 Alternativamente, recoger una muestra de acuerdo con las Prácticas D1265 y D3700.

9.2.1 Si la muestra se recoge por primera vez en un cilindro de muestreo, asegúrese de que las superficies interiores sean inertes y no reaccionen con especies corrosivas. Pueden utilizarse cilindros de muestreo con revestimientos internos protectores (inertes) o tratamientos superficiales (como vidrio fundido).

9.3 El lavado con GLP de un cilindro de ensayo preparado (humedecido), como se hace en una estación de muestreo de flujo continuo, puede invalidar el ensayo al secar las paredes del cilindro. Si bien una estación de muestreo de flujo continuo puede ayudar a asegurar que se tome una muestra representativa, se tendrá cuidado de seguir el procedimiento para tomar una muestra para

este método de ensayo a fin de eliminar el aire pero no hacer fluir GLP líquido excesivamente a través del cilindro, lo que podría secar las superficies mojadas (10.3).

9.4 El tiempo transcurrido entre la toma de la muestra y el inicio del ensayo deberá ser el mínimo posible (preferiblemente sólo unos minutos) (véase Nota 3).

9.5 En caso de controversia, la muestra se tomará directamente en un cilindro de ensayo de corrosión.

10 Procedimiento

10.1 Con la válvula B (Fig. 2.1), abra, coloque aproximadamente 1 ml de agua destilada en un cilindro de prueba limpio y agite para humedecer las paredes; permita que el resto se drene del cilindro, inserte la tira de cobre recién pulida suspendida del gancho en el tubo de inmersión asegurándose de que la parte inferior de la tira esté al menos a 6,4 mm (1/4 pulg.) de la parte inferior del cilindro ensamblado.

10.2 Antes de tomar una muestra de prueba, deberá purgarse el aire del cilindro de prueba que tiene la muestra a analizar, de una manera que no seque las paredes del cilindro.

10.2.1 Procedimiento A:

10.2.1.1 Sosteniendo el cilindro de prueba en posición vertical para no mojar la tira de cobre con agua, conecte la fuente de muestra a la válvula A del cilindro de prueba (Fig. 2.1) por medio de un tramo corto de manguera inerte flexible que ha sido purgada con la muestra. Admita algo de muestra en el cilindro abriendo la válvula en la fuente de la muestra y luego la válvula A.

10.2.1.2 Cierre la válvula A sin desconectar el cilindro de prueba de la fuente de muestra. Invierta el cilindro de prueba y abra la válvula B para purgar el aire del cilindro de prueba. Regrese el cilindro de prueba a la posición vertical y drene cualquier líquido residual a través de la válvula abierta B. Cierre la válvula B. Continúe con 10.3

10.2.2 Procedimiento B:

10.2.2.1 Sosteniendo el cilindro de prueba en posición vertical para no mojar la tira de cobre con agua, conecte el GLP de grado reactivo a la válvula A del cilindro de prueba (Ilustración 2.1) por medio de un tramo corto de manguera inerte flexible que haya sido purgada con el GLP grado reactivo. Admita un poco de GLP de grado reactivo en el cilindro abriendo la válvula en la fuente de la muestra y luego la válvula A.

10.2.2.2 Cierre la válvula A sin desconectar el cilindro de prueba del GLP de grado reactivo. Invierta el cilindro de prueba y abra la válvula B para purgar el aire del cilindro de prueba. Regrese

el cilindro de prueba a la posición vertical y drene cualquier líquido residual a través de la válvula abierta B. Cierre la válvula B. Desconecte el GLP de grado reactivo.

10.2.2.3 Conecte la fuente de muestra a la válvula A del cilindro de prueba (ilustración 2.1) por medio de un tramo corto de manguera inerte flexible que se haya purgado con la muestra, continúe con 10.3.

10.3 Sostenga el cilindro de prueba en posición vertical toma muestras. Con la válvula B cerrada abra la válvula A y llene el cilindro de prueba con la muestra. Cuando el cilindro de prueba este lleno cierre la válvula A, la válvula de suministro de la muestra y desconecte el tubo.

10.3.1(Advertencia: proporcione un medio seguro para la eliminación de vapores y líquidos durante este y los procedimientos posteriores).

10.4 Tan pronto como se desconecte la manguera inerte flexible y con el cilindro en posición vertical, abra la válvula A ligeramente de modo que todo el líquido que esté por encima del tubo sifón sea eliminado del cilindro de prueba. Cuando el vapor salga por primera vez de la válvula A cierre la válvula A.

10.5 Con una demora mínima, y apenas resulte práctico hacerlo después de llenar y ventilar (como se describe en 10.4) el cilindro de prueba (consulte la Nota 3), sumerja el cilindro de prueba en el baño de agua mantenido a $37,8 \pm 0,5$ °C (100 ± 1 °F). Permita que el cilindro de prueba permanezca en el baño durante $1 \text{ h} \pm 5 \text{ min}$.

10.6 Al final del período de prueba, retire el cilindro del baño y, manteniendo el cilindro en posición vertical, abra la válvula inferior a una unidad de eliminación adecuada (10.3.1) hasta que se descargue todo el líquido y la mayor parte del vapor.

10.7 Cuando solo quede una ligera presión en el cilindro, desarme inmediatamente y compare inmediatamente la tira de cobre que ha estado expuesta a los gases licuados de petróleo con el Estándar de corrosión de tira de cobre de ASTM (ADJD0130).

10.8 Manipulando solo con pinzas de acero inoxidable, compare la tira expuesta con el Estándar de corrosión en tira de cobre de ASTM (ADJD0130). Consulte la Sección 11 para obtener orientación y clarificación. Sostenga la tira de prueba y el estándar de forma que se pueda observar la luz reflejada por ellos en un ángulo de aproximadamente 45°. Al manipular la tira de prueba durante la inspección y la comparación, el peligro de marcar o manchar la tira puede evitarse si se la inserta en un tubo de prueba plano, el que luego puede taparse con un algodón absorbente.

10.9 Si la tira de cobre entra en contacto con las paredes humedecidas con agua del cilindro, o se salpican gotas de agua en la tira de cobre durante el llenado de la muestra, esto puede provocar manchas aisladas en la tira de cobre que normalmente son de naturaleza circular o aparecen en los bordes de la tira, o ambas. La presencia de estas manchas aisladas deberá ignorarse al calificar la tira de cobre, a menos que se cumplan las condiciones en 10.9.1, en cuyo caso deben seguirse las indicaciones de 10.9.1. Las áreas decoloradas o las manchas irregulares en la tira de cobre son evidencia de la corrosividad de la muestra.

10.9.1 Si la presencia o el número de manchas, o ambas, en la tira de cobre afecta la capacidad del usuario de interpretar o calificar la tira de cobre de acuerdo con los criterios detallados en la Tabla 1, los resultados del análisis deberán considerarse sospechosos y deberá repetirse el análisis de la muestra.

10.10 Si la tira de cobre muestra cualquier decoloración apreciable de la tira de cobre, el interior del cilindro deberá pulirse con lana de acero y lavarse con un solvente de lavado antes de utilizar el cilindro para otra prueba.

| Tabla D. ASTM Clasificaciones de las tiras de cobre. | | |
|---|--------------------|--|
| Clasificación | Designación | Descripción |
| Listón recién pulido | ... | B |
| 1 | Teñido leve | Naranja claro, casi igual que la tira recién pulida Naranja oscuro |
| 2 | Teñido moderado | Naranja oscuro Lavanda Multicolor con azul lavanda o plateado, ambos, superpuesto sobre rojo burdeos Plateado Latón u oro |
| 3 | Deslustre oscuro | Vetas magenta sobre tira de color bronce Multicolor con vetas rojas y verdes (pavo real), pero no grises |
| 4 | Corrosión | Negro, gris o marrón oscuro transparente con suaves vetas verde pavo real Grafito o negro opaco Negro brillante o azabache |

11 Interpretación de los resultados

11.1 Interprete la corrosividad de la muestra de conformidad con una de las clasificaciones indicadas en la Tabla D.

11.1.1 Cuando una tira está en un evidente estado de transición entre lo indicado por dos clasificaciones adyacentes, califique la muestra de acuerdo con la clasificación más teñida, a menos que una tira parezca tener un color anaranjado más oscuro que la Clasificación 1, en cuyo caso, considere que la tira observada aún sigue perteneciendo a la Clasificación 1. Sin embargo, si se observa cualquier evidencia de color rojo, la tira observada pertenece a la Clasificación 2.

11.1.2 Una tira de Clasificación 2 (rojo burdeos) puede confundirse con una tira de Clasificación 3 (magenta sobre tira de color bronce), si el bronceado de fondo de la tira de Clasificación 3 está completamente cubierto por un matiz de color magenta. Si es necesario distinguir entre dos, sumerja la tira en solvente de lavado; una tira de Clasificación 2 (rojo burdeos) aparentará ser una tira de Clasificación 1 (naranja oscuro), mientras que una tira de Clasificación 3 (magenta sobre tira de color bronce) no cambiará.

11.1.3 Si es necesario distinguir una tira de Clasificación 2 (multicolor con azul lavanda o plata, o ambos, superpuesto sobre rojo burdeos) de una tira de Clasificación 3 (multicolor con vetas rojas y verdes (pavo real), pero no grises), se puede colocar una tira de prueba en un tubo de prueba de 25 por 150 mm y llevar a una temperatura de 340 ± 30 °C durante 4 a 6 minutos con el tubo acostado sobre una placa caliente, y ajustar la temperatura según sea apropiado utilizando un dispositivo sensor de temperatura en un segundo tubo de prueba. Una tira de Clasificación 2 asumirá un color plata o etapas sucesivas de teñido que también están dentro de la Clasificación 2, mientras que una tira de Clasificación 3 asumirá la apariencia de una tira de Clasificación 4 (negro, gris o marrón oscuro transparente con suaves vetas verde pavo real).

12 Reporte de resultados

12.1 Informe los resultados de conformidad con una de las clasificaciones indicadas en la Tabla D, y haga referencia a este método de prueba. Indique la duración y la temperatura de la prueba.

13 Precisión y sesgo

En el caso de los datos de clasificación ordinal, actualmente no se dispone de ningún método generalmente aceptado para determinar la precisión o el sesgo.

14 Palabras claves

corrosión del cobre; tira de cobre; gases licuados del petróleo

RESUMEN DE CAMBIOS

El subcomité D02.H0 ha identificado la ubicación de los cambios seleccionados a esta norma desde la última edición. (D1838 – 16) que pueden afectar el uso de esta norma. (Aprobado el 1o de Julio, 2020.)

(1) La Sección 10 fue modificada por una ligera revisión a 10.2 e identificando la descripción de purga actual como Procedimiento A

10.2.1, y agregar un procedimiento de purga alternativo que utilice GLP de grado reactivo como Procedimiento B, 10.2.2.

ASTM International no adopta ninguna posición con respecto a la validez de cualquier derecho de patente afirmado en relación con cualquier elemento mencionado en esta norma. Se advierte expresamente a los usuarios de esta norma que la determinación de la validez de cualquiera de tales derechos de patente, y el riesgo de infracción de tales derechos, son de su entera responsabilidad.

Esta norma está sujeta a revisión en cualquier momento por el comité técnico responsable y debe revisarse cada cinco años y, si no se revisa, volver a aprobarse o retirarse. Sus comentarios son bienvenidos, ya sea para la revisión de esta norma o para normas adicionales, y deben dirigirse a la sede de ASTM International. Sus comentarios serán estudiados detenidamente en una reunión del comité técnico responsable, a la que podrá asistir. Si considera que sus comentarios no han sido escuchados de forma justa, deberá hacer llegar su opinión al Comité de Normas de ASTM, en la dirección que se indica más abajo.

Los derechos de autor de esta norma pertenecen a ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959, Estados Unidos. Pueden obtenerse reimpressiones individuales (copias individuales o múltiples) de esta norma poniéndose en contacto con ASTM en la dirección arriba indicada o en el 610-832-9585 (teléfono), 610-832-9555 (fax), o service@astm.org (correo electrónico); o a través del sitio web de ASTM (www.astm.org). Los derechos de fotocopia de la norma también pueden obtenerse en el Copyright Clearance Center, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923, Tel: (978) 646-2600; <http://www.copyright.com/>

CAPÍTULO III
OBJETIVOS Y
PREGUNTA DE
INVESTIGACIÓN

3. OBJETIVOS

Objetivo General

- Desarrollar un procedimiento adaptado para determinar el nivel de corrosión en muestras de Naftas y Gas LP

Objetivos específicos

- Redactar el procedimiento para determinar la corrosión para el Gas LPG en placa de cobre mediante la norma ASTM D 1838-21.
- Redactar el procedimiento para determinar la corrosión de naftas en placa de cobre mediante la norma ASTM D-130.

3.1 PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿Es posible adaptar el método de corrosión de la norma ASTM 1838-21 y ASTM D130 a una práctica de laboratorio para determinar el nivel de corrosión en naftas y gas LPG?

CAPÍTULO IV
METODOLOGÍA
Y
EXPERIMENTACIÓN

4. METODOLOGÍA Y EXPERIMENTACIÓN

4.1. Reactivos utilizados

Iso-octano

Se selecciono el 2,2,4-trimetilpentano de pureza mínima del 99,75%, comúnmente conocido como iso-octano (CAS 540-84-1), compuesto orgánico perteneciente a la familia de los alcanos, se presenta en estado líquido a temperatura ambiente, exhibiendo un color incoloro y una volatilidad considerable (quimicafacil.net, 2023). Cabe destacar su inmiscibilidad con el agua, característica que lo diferencia de otros compuestos polares, en cuanto a su aroma, presenta una fragancia similar a la de la gasolina, lo que lo convierte en un elemento fácilmente reconocible.

Gas LP

El Gas Licuado de Petróleo (GLP), también conocido como gas propano o gas butano, presenta diversas propiedades que lo convierten en una opción atractiva para diversos usos. A continuación, se detallan algunas de sus características más importantes:

- **Composición:** está compuesto principalmente por hidrocarburos, como el butano y el propano, en proporciones variables según su origen y aplicación.
- **Aspecto:** Es un gas transparente, incoloro en su estado puro.
- **Olor:** Naturalmente inodoro, se le añade mercaptano durante su procesamiento para darle un olor distintivo a huevo podrido, permitiendo su fácil detección en caso de fugas.
- **Combustión:** se caracteriza por su alta eficiencia en la combustión, generando una llama de color azul intenso y liberando una cantidad mínima de hollín.
- **Toxicidad:** Los gases producto de la combustión completa del GLP, como el dióxido de carbono y el vapor de agua, no son tóxicos ni cancerígenos, siempre que se utilice en condiciones adecuadas de ventilación. En la figura 15 se muestra el cilindro donde se guarda la muestra.

Nafta pesada

Producto líquido resultante de la destilación parcial de hidrocarburos, compuesto por una variedad de hidrocarburos, incluyendo aromáticos, olefínicos, parafínicos y nafténicos Figura 16. Se emplea principalmente como solvente en diversos productos agrícolas, como aerosoles. Es altamente

inflamable, por lo que se debe manipular y almacenar con extrema precaución (PEMEX 2024).

4.2 Materiales y equipo

- Cámara para Nafta:

El cilindro presurizado anticorrosivo tiene una forma cilíndrica y está construido en acero inoxidable, un material reconocido por su alta resistencia a la corrosión para el ASTM D 130-12. Para brindar una protección adicional contra el deterioro químico, se le puede incorporar una banda de cobre en la superficie interna del recipiente. Esta banda actúa como barrera física contra los agentes corrosivos, prolongando la vida útil del recipiente y garantizando su integridad a lo largo del tiempo. Las dimensiones del recipiente se detallan en el método ASTM D 130-12 y están diseñadas para albergar un tubo de ensayo de 25 mm de diámetro y 150 mm de largo. El cilindro presurizado anticorrosivo está diseñado para soportar una presión de prueba de 700 kPa (100 psi), útil para realizar experimentos o pruebas que requieran condiciones de alta presión.

- Cámara para Gas LP

El cilindro de prueba de corrosión, fabricado en acero inoxidable y con un cierre superior removible con junta tórica, debe cumplir con estrictos requisitos de presión y hermeticidad, sus dimensiones, detalladas en el ASTM D 1838-20, garantizan un volumen adecuado para las pruebas, ver figura 17. El conjunto completo, incluyendo el recipiente, debe soportar una presión hidrostática mínima de 6900 kPa (1000 psig). Se realizan pruebas hidrostáticas o protocolos alternativos antes del primer uso y pruebas de fugas anuales con gas inerte a 3450 kPa (500 psig). El recipiente incluye un tubo sifón de 60 mm para seguridad y puede incorporar un dispositivo de alivio de presión que no afecte los resultados de la prueba.

- Tubos de ensayo:

Los tubos de ensayo utilizados en las pruebas son de vidrio borosilicato, un material conocido por su alta resistencia química y térmica. Las dimensiones nominales de los tubos son de 25 mm de diámetro y 150 mm de longitud, lo que los hace adecuados para contener volúmenes de líquido de hasta 55 ml. Para garantizar la precisión de las dimensiones internas de los tubos de ensayo, se emplea un método de verificación con una tira de cobre.

Este método consiste en introducir la tira de cobre en el tubo de ensayo y añadir 30 ml de líquido. Si el nivel del líquido supera en al menos 5 mm la superficie superior de la tira, se considera que las dimensiones internas del tubo son aceptables.

- Tira de cobre:

Las tiras de cobre utilizadas en las pruebas de corrosión deben tener dimensiones específicas (ancho de $12,5 \pm 2$ mm, grosor de 1,5 a 3,2 mm y longitud de 75 ± 5 mm) y estar fabricadas con cobre acabado en frío de superficie lisa, temple duro y pureza superior al 99,9%. Se debe perforar un orificio de 3,2 mm en el centro de la tira, a 3,2 mm de un extremo. Si bien las tiras de cobre pueden reutilizarse, deben desecharse cuando presenten picaduras o rasguños profundos que no se puedan eliminar con el pulido especificado, si la superficie se deforma o si las dimensiones caen fuera de los límites establecidos.

- Baño maría:

El baño de agua es controlado termostáticamente sumerge los recipientes a presión de prueba de corrosión de tiras de cobre debe ser suficientemente profundo para sumergir completamente uno o más cilindros a presión durante el análisis según las especificaciones de ASTM, como medio de baño, use agua. El baño debe estar equipado con soportes adecuados para mantener cada recipiente a presión en posición vertical cuando esté sumergido. Nota: Temperaturas para cada análisis:

ASTM D 1838-20 a $37,8 \pm 0,5$ °C (100 ± 1 °F)

ASTM D 130-12 a 50 °C (122 °F)

- Dispositivo sensor de temperatura (temperature sensing device, TSD):

Para las pruebas de los ASTM se adoptó un termómetro para controlar la temperatura del baño maría.

- Prensa para pulir tiras

Seleccionar un soporte que garantice el pulido uniforme y preciso, evitando cualquier daño en los bordes.

- **Pinzas:**
De preferencia debe ser de puntas de acero inoxidable o de politetrafluoroetileno (PTFE), para el uso en el manejo de las tiras de cobre, evitando el contacto con las manos.
- **Lijas.:**
Lana de acero de grado 00 o lana fina de acero o papel grano de carburo de silicio o tela de diversos grados de finura incluyendo grados de 65 μm (220 grados CAMI grade o P220 FEPA -grado); también un suministro de grano o polvo de carburo de silicio de tamaño de 105- μm (grano 120 a 150-grano o grado P120 a P150 FEPA). Para los análisis se usan lija del grado 400.
- **Guantes desechables.**
Evita el contacto de las tiras con los dedos, ya que puede alterar el resultado.
- **Algodón de grado comercial:**
Para limpiar el residuo después de la pulida.
- **Estándar de corrosión en tiras de cobre de ASTM (ADJD0130)**

La placa colorimétrica está compuesta por 13 tiras de aluminio impresas incrustadas en la Marca de plástico. Para interpretar los resultados se sostiene tanto la tira de prueba como la placa de tira estándar de tal manera que se observe una luz reflejada de ellos e un ángulo de 45 °C. La placa esta clasifica en 4 grupos:

Tabla I. Niveles de corrosión (Elaboración propia).

| Clasificación | Designación | Descripción |
|----------------------|---------------------------|---|
| 1 | Ligeramente Empañado | a. Naranja claro, casi igual que la tira recién pulida b. Naranja oscuro |
| 2 | Moderadamente Empañado | a. rojo claro b. Lavanda c. Multicolor con azul lavanda o plata, o ambos, Sobreponiendo el rojo claro d. Plateado |

| | | |
|---|---------------|---|
| | | e. Metálico o oro |
| 3 | Mancha Oscura | a. Magenta cubierto de manchas negras b. Multicolor con rojo y verde mostrado (pavo real) pero no gris |
| 4 | Corrosión | a. Negro transparente, gris oscuro o marrón con verde apenas visible b. Grafito o negro lustroso c. Negro brillante |

Tabla II. Letra de corrosión (Fuente: Elaboración propia, 2024).

| Clasificación | Descripción | Apariencia |
|---------------|-------------------------------|--|
| A | Superficie limpia y brillante | Sin deslustre ni manchas |
| B | Ligeramente deslustrada | Deslustre ligero y uniforme, sin picaduras |
| C | Moderadamente deslustrada | Deslustre notable, con posible decoloración y picaduras leves |
| D | Fuertemente deslustrada | Deslustre intenso, con picaduras significativas y posible recubrimiento |
| E | Severamente deslustrada | Recubrimiento grueso y extenso, con picaduras profundas y posible desintegración |

4.3 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DE NIVEL DE CORROSIÓN GAS LP

4.3.1 Toma de muestra

Se va al campo a recolectar la muestra en los tanques de almacenamiento o bien durante el proceso de criogénicas en el Complejo Petroquímico Gas Burgos, en primera estancia se purgan las líneas, para tomar la muestra en las balas. Posteriormente se lleva al laboratorio para realizar lo más pronto posible el análisis.

4.3.2 Preparación de la placa de cobre

Especificaciones: Usar placas de aproximadamente $12,5 \text{ mm} \pm 2$ de ancho, 1.5 a 3.2 mm de espesor

y aproximadamente $75 \text{ mm} \pm 5 \text{ mm}$ de largo de superficie, perfore un orificio a 3.2 mm desde uno de los extremos en el centro de la placa. Las placas pueden utilizarse varias veces siempre y cuando estén en buenas condiciones, de lo contrario serán desechadas cuando la superficie de la tira muestre imperfecciones o rasguños.

Remover todas las imperfecciones de la superficie en los seis lados de la tira obtenida de un análisis anterior. Una forma de lograrlo es utilizar lana de acero o papel de carburo de silicio de grado 00 o más fino, o tela del grado de finura que sea necesario para conseguir los resultados deseados de manera eficiente. Haga el acabado con una tela o papel de carburo de silicio de grado $65 \mu\text{m}$ (grado CAMI de grano 220 o grado FEPA P220), eliminando todas las marcas que podrían haber sido hechas por otros grados de papel utilizados previamente. Asegúrese de que la tira de cobre preparada esté protegida contra la oxidación antes de la preparación final, por ende, la placa debe ser lavada sumergiendo en un recipiente con 2,2,4 trimetilpentano (iso-octano) de un mínimo de 99.75 % de pureza, posteriormente se cuida la lámina del contacto con los dedos mediante el uso de guantes desechables para eliminar todos los defectos superficiales que presenta la lámina en sus seis lados que fue utilizada en un análisis anterior, un manera de lograr es fijar la lámina de cobre en la prensa u otro sujetador adecuado para realizar la pulida de las superficies principales con un paño de algodón adsorbente que contenga las partículas del polvo de carburo de silicio. No pulir con movimientos circulares. Pulir en la dirección del eje longitudinal de la lámina, llevando el trazo más allá del extremo de la lámina antes de invertir la dirección. Limpiar todo el polvo de metal de la lámina frotándola con la almohadilla de algodón de tal manera que no quede ninguna mancha, ver figura 21.

Es importante pulir toda la superficie de la tira de manera uniforme para obtener una tira manchada, si los bordes muestran desgaste (superficie elíptica) probablemente mostrarán más corrosión que el centro. El uso de la prensa facilitará el pulido uniforme.

4.3.3 Preparación de la cámara

Con la tapa abierta del cilindro coloque aproximadamente 1 mL de agua destilada, en el cilindro de prueba limpio y agite para humedecer las paredes, permita que el resto se drene del cilindro.

Cuando la lámina este limpia, inserte la tira de cobre recién pulida en el gancho del tubo de

inmersión que esta soldado en la tapa del cilindro asegurándose de que la parte inferior de la tira este al menos a 6.4 mm (1/4 pulg) de la parte inferior del cilindro ensamblado. Mantener el cilindro de ensayo en posición vertical par que no se moje la lámina de cobre con agua. Es crucial eliminar el aire del cilindro de prueba antes de extraer una muestra para análisis. Esto se realiza para evitar que el aire contamine la muestra y afecte los resultados del análisis.

4.3.4 Toma de la muestra

Sostenga el cilindro de prueba en posición vertical pues al manipular el cilindro de prueba, evite inclinarlo o agitarlo, ya que esto podría mojar la tira de cobre con agua, esto para asegurar que la tira permanezca seca y aislada del agua, posteriormente conecte la fuente de muestre (bala) a la válvula A del cilindro de prueba, ver figura 26. Admita algo de muestra en el cilindro abriendo la válvula en la fuente de la muestra y luego la válvula A. Cierre la válvula A sin desconectar el cilindro de prueba de la fuente de muestra. Invierta el cilindro de prueba y abra la válvula B para purgar el aire del cilindro de prueba. Regrese el cilindro de prueba a la posición vertical y drene cualquier líquido residual a través de la válvula abierta B. Mantenga el cilindro en posición vertical con la válvula B cerrada, abra la válvula A y llene el cilindro de prueba con la muestra. Abra la válvula A ligeramente de modo que todo el líquido que esté por encima del tubo sifón sea eliminado del cilindro de prueba. Cierre la válvula A se observa que sale vapor.

4.3.5 Realización de la prueba

Se sumerge el cilindro de prueba en un baño maría a $37,8\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 0,5^{\circ}\text{C}$ ($100 \pm 1\text{ }^{\circ}\text{F}$). y se deja que el cilindro permanezca $1\text{ h} \pm 5\text{ min}$.

4.3.6 Comparación con el patrón de referencia ASTM D130

Una vez concluido el período de prueba, retire con cuidado el cilindro del baño de agua, asegurándose de mantenerlo en posición vertical durante todo el proceso. Abra lentamente la válvula inferior para permitir la liberación gradual del líquido y la mayor parte del vapor hacia un recipiente de eliminación adecuado (ver figura 29). Espere pacientemente hasta que la presión remanente dentro del cilindro se reduzca a un nivel mínimo. Proceda a desarmar el cilindro de manera inmediata para manipular con unas pinzas de acero inoxidable o acolchonadas la tira de cobre (ver figura 30). Compare meticulosamente la apariencia de la tira de cobre extraída con las

imágenes de referencia del Estándar de corrosión de tira de cobre ASTM (ADJD0130). Para una evaluación precisa, asegúrese de sostener la tira de prueba y el estándar de forma que se pueda observar la luz reflejada por ellos en un ángulo de aproximadamente 45°C (ver figura 31).

4.3.7 Redactar el reporte

Informe de resultados de conformidad con una de las clasificaciones indicadas en la Tabla 1 del ASTM D1838-20, para este método hoy en día se registra solo con número la corrosión, haga referencia a este método de prueba. Indique la duración y la temperatura de prueba.

4.4 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINACIÓN DE NIVEL DE CORROSIÓN PARA NAFTAS

4.4.1 Toma de muestra

El punto de partida crucial de control de calidad inicia en el área de muestreo, donde se extraen las muestras de nafta directamente de su origen. Para las naftas ligera y pesada, el procedimiento de muestreo se siguen estrictas pautas establecidas en la instrucción operativa correspondiente, asegurando la integridad de la muestra: conexión del cilindro o bala, purga de líneas, las muestras se almacenan en botellas de vidrio al 80% de su capacidad siguiendo los mismos criterios de volumen y etiquetado. Se debe tener en cuenta que la muestra recolectada no debe extra expuesto al sol y evitar el uso de recipientes de estaño para la recogida de muestras, ya que la experiencia ha demostrado que pueden contribuir a la corrosión de la muestra.

4.4.2 Preparación de la placa de cobre

Especificaciones: Usar placas de aproximadamente 12,5 mm \pm 2 de ancho, 1.5 a 3.2 mm de espesor y aproximadamente 75 mm \pm 5 mm de largo de superficie, perfore un orificio a 3.2 mm desde uno de los extremos en el centro de la placa. Las placas pueden utilizarse varias veces siempre y cuando estén en buenas condiciones, de lo contrario serán desechadas cuando la superficie de la tira muestre imperfecciones o rasguños.

Remover todas las imperfecciones de la superficie en los seis lados de la tira obtenida de un análisis previo. Una forma de lograrlo es utilizar lana de acero o papel de carburo de silicio de grado 00 o

más fino, o tela del grado de finura que sea necesario para conseguir los resultados deseados de manera eficiente. Haga el acabado con una tela o papel de carburo de silicio de grado 65 μm (grado CAMI de grano 220 o grado FEPA P220), eliminando todas las marcas que podrían haber sido hechas por otros grados de papel utilizados previamente. Asegúrese de que la tira de cobre preparada esté protegida contra la oxidación antes de la preparación final, por ende, la placa debe ser lavada sumergieron en un recipiente con 2,2,4 trimetilpentano (iso-octano) de un mínimo de 99.75 % de pureza, posteriormente se cuida la lámina del contacto con los dedos mediante el uso de guantes desechables para eliminar todos los defectos superficiales que presenta la lámina en sus seis lados que fue utilizada en un análisis anterior, un manera de lograr es fijar la lámina de cobre en la prensa u otro sujetador adecuado para realizar la pulida de las superficies principales con un paño de algodón adsorbente que contenga las partículas del polvo de carburo de silicio. No pulir con movimientos circulares. Pulir en la dirección del eje longitudinal de la lámina, llevando el trazo más allá del extremo de la lámina antes de invertir la dirección. Limpiar todo el polvo de metal de la lámina frotándola con la almohadilla de algodón de tal manera que no quede ninguna mancha.

Es importante pulir toda la superficie de la tira de manera uniforme para obtener una tira manchada, si los bordes muestran desgaste (superficie elíptica) probablemente mostrarán más corrosión que el centro. El uso de prensas de banco facilitará el pulido uniforme.

4.4.3 Preparación de la cámara

Se verifica que la cámara este limpia y seco.

4.4.4 Toma de la muestra

Transfiera 30 mL de nafta a analizar libre de materia suspendida o agua en un tubo de ensaye limpio y seco. Después de pulido no excediendo el minuto deslice la tira de cobre en el tubo de ensayo, posteriormente coloque el tubo de muestra en el recipiente a presión y atornille bien la tapa.

4.4.5 Hacer la prueba

Con ayuda de un gancho de alambre sujete la cámara desde el ojo de elevación para sumergir la cámara en el baño maría a 50 °C (122 ° F) y durante 3 horas \pm 5 min.

4.4 .6 Comparación de la tabla

Retire la cámara del baño con ayuda del gancho de alambre, dejar enfriar en agua de grifo por unos minutos la cámara, saque el tubo de ensayo del interior de la cámara y una vez frío vacíe la nafta del tubo de ensayo en un vaso de precipitados de 150 ml de altura, deje que la tira se deslice suavemente para evitar romper el vidrio, con unas pinzas de acero inoxidable retire la lámina de cobre e introduzca en un vaso de precipitado con iso-octano de lavado. Retirar la tira de inmediato, secar e inspeccionar si hay evidencia de manchado o corrosión Evite tocar la placa directamente con los dedos.

Evalúe la corrosión colocando la lámina de cobre sobre la placa de patrones estándares de corrosión ASTM, observando de tal manera que el ángulo de luz reflejada en ellas sea de aproximadamente 45°, esto se logra apoyando el estándar sobre la base de madera que ya tiene este ángulo de inclinación para poder identificar correctamente el grado de corrosión con el más semejante.

NOTA: Para distinguir entre las tiras de cobre 2c y 3b en la prueba ASTM D130-12, se utiliza un método de calentamiento controlado.

Procedimiento:

- Colocar la tira de prueba en un tubo de ensayo
- Calentar el tubo de ensayo: Sitúe el tubo de ensayo horizontalmente sobre una placa caliente y caliente la muestra a una temperatura de 340 ± 30 °C en un lapso de 4 a 6 minutos.
- Monitorear la temperatura: Emplee un termómetro insertado en un segundo tubo de ensayo para verificar y ajustar la temperatura durante el proceso de calentamiento.
- Observar el cambio de color: Tras el calentamiento, la tira de cobre 2c cambiará de color, asemejándose a una tira 2d y mostrando etapas sucesivas de deslustre. Por otro lado, la tira de cobre 3b adquirirá la apariencia de una tira 4a.

La tira 2c es más sensible al calor y experimenta un cambio de color más pronunciado, mientras que la tira 3b es menos reactiva y su apariencia se asemeja más a la tira 4a. Para cerciorarse del resultado compare el resultado con la tabla de ASTM D130-12.

4.4.7 Redactar reporte

Registre el resultado de la corrosión con una de las clasificaciones enumeradas en la Tabla del ASTM D 130-12, registre la fecha y hora de muestreo en la libreta y/o formato correspondiente, además de escribir en la bitácora sobre la parte de las observaciones la hora de entrada y de salida de esta prueba y comunique los resultados a las partes interesadas.

CAPÍTULO V
ADAPTACIÓN DEL
MÉTODO PARA
DETERMINAR LA
CORROSIÓN EN
PETRÓLEO CRUDO

5. Manual de Prácticas: Determinación de la Corrosión al Cobre en Naftas

5.1 Preparación de láminas de cobre

El ensayo ASTM D130-12 establece los requerimientos para la preparación de láminas de cobre con dimensiones específicas para evaluar la corrosividad de diversos productos petrolíferos. Si bien el estándar ASTM D130-12 describe las dimensiones y características de las láminas de cobre comercialmente disponibles, en este caso se presenta una alternativa económica y optimizada para la obtención de dichas láminas a partir de un tubo de cobre común. Para hacer las láminas de cobre se utilizó un tubo de cobre de diámetro exterior adecuado para obtener las dimensiones deseadas de las láminas.

5.1.1 Materiales

1. Tubo de cobre de 1/2 pulgada,
2. Segueta para metales o cortadora de tubos,
3. Martilló
4. Regla o flexómetro
5. Dos pedazos de madera
6. Pinzas

5.1.2 Corte del tubo de cobre

- Utilizar un pulidor para metales o cortadora de tubos para cortar el tubo de cobre en dos secciones de igual longitud.
- Asegurarse de que los cortes sean rectos y perpendiculares al eje longitudinal del tubo.

5.1.3 Acondicionamiento de muestra de cobre

- Colocar una de las secciones de tubo de cobre sobre una superficie plana y sólida.
- Utilizar un martillo con ayuda de los pedazos de madera aplanar el tubo de cobre de manera uniforme, aplicando presión gradual hasta obtener una lámina delgada.
- Evitar golpes bruscos o excesivos que puedan deformar o agrietar la lámina.

5.1.4 Corte de las láminas

- Utilizar un pulidor para metales o tijeras para cortar la lámina de cobre en rectángulos con las dimensiones especificadas en el ensayo ASTM D130-12:

Ancho: $12,5 \pm 2$ mm

Grosor: 1,5 a 3,2 mm

Longitud: 75 ± 5 mm

- Asegurarse de que los cortes sean rectos y perpendiculares a los bordes de la lámina.

A continuación, se hace la propuesta de una práctica didáctica para desarrollar a nivel planta piloto:

5.2 Introducción

El presente manual describe el procedimiento para determinar el nivel de corrosión del cobre en petróleo. Esta prueba se basa en la exposición de una lámina de cobre pulida a la nafta durante un tiempo determinado a una temperatura específica, y la posterior evaluación del grado de corrosión mediante comparación con patrones estándar. La información obtenida de esta prueba es útil para evaluar la agresividad corrosiva en petróleos y su potencial impacto en equipos y tuberías durante su almacenamiento y transporte.

5.2.1 Materiales

- ❖ Petróleo (libre de materia suspendida o agua)
- ❖ Tubo de ensayo de vidrio borosilicato limpio y seco (50 ml)
- ❖ Lámina de cobre
- ❖ Lija fina (grano 400)
- ❖ Probeta de 50 mL
- ❖ Baño maría
- ❖ Pinzas de acero inoxidable
- ❖ Vaso de precipitado (250 ml)
- ❖ Iso-octano
- ❖ Algodón
- ❖ Guantes de látex
- ❖ Placa de patrones estándares de corrosión ASTM D130-12

- ❖ Termómetro
- ❖ Bitácora de laboratorio

5.2.2 Procedimiento

5.2.3 Preparación de la lámina de cobre

- Pulir la superficie de la lámina de cobre con lija fina (grano 400) en dirección longitudinal para obtener una superficie uniforme y libre de rayones.
- Lavar la lámina de cobre con iso-octano y secarla cuidadosamente con el algodón.
- Evitar el contacto directo con la lámina de cobre con las manos para prevenir la transferencia de grasa o aceites, de preferencia use guantes.

5.2.4 Preparación de la muestra

- Asegurarse de que la nafta esté libre de materia suspendida o agua.

5.2.5 Exposición de la lámina de cobre en el petróleo:

- Introducir la lámina de cobre pulida en el tubo de ensayo.
- Transfiera 30 mL de petróleo a analizar en el tubo de ensayo.
- Cerrar herméticamente el tubo de ensayo con su tapa o bien con ayuda de un pedazo de bolsa y liga cerrar la parte superior.
- Colocar el tubo de ensayo dentro de la probeta de 250 ML
- Sumergir la probeta en el baño maría, ajustando la temperatura a $50^{\circ}\text{C} \pm 0.5^{\circ}\text{C}$.
- Mantener la probeta en el baño maría durante un período de 3 horas \pm 5 minutos.

5.2.6 Retiro de la lámina de cobre y evaluación de la corrosión

- Retirar la probeta del baño maría una vez finalizado el tiempo de exposición.
- Sacar el tubo de ensayo de la probeta cuidadosamente y vaciar cuidadosamente la nafta en un recipiente adecuado para su posterior uso.

- Con pinzas de acero inoxidable, retirar la lámina de cobre del tubo de ensayo y sumergirla en el vaso de precipitado con iso-octano.
- Agitar suavemente el vaso de precipitado durante unos segundos para eliminar cualquier residuo de nafta adherido a la lámina de cobre.
- Retirar la lámina de cobre del iso-octano y secarla cuidadosamente con algodón, evitando frotar la superficie.

- Colocar la lámina de cobre sobre la placa de patrones estándares de corrosión ASTM D 130-12.
- Observar la lámina de cobre bajo un ángulo de luz reflejada de aproximadamente 45° (apoyando la placa de patrones sobre la base de madera con el ángulo indicado).
- Comparar la apariencia de la lámina de cobre con los patrones estándar de corrosión para identificar el grado de corrosión correspondiente.

5.2.7 Registro de resultados

- Registrar el resultado de la corrosión en la libreta o formato correspondiente, incluyendo la fecha, temperatura de ensayo, tiempo de exposición y grado de corrosión observado (según la placa de patrones ASTM D130-12).
- Anotar en la bitácora de laboratorio la hora de inicio y finalización de la prueba, así como cualquier observación relevante durante el procedimiento.

RESULTADOS

6. RESULTADOS DE LA PRÁCTICA

En esta experiencia práctica se adaptó y desarrolló el método ASTM D-130 12 de tira de cobre para evaluar la corrosión de manera exitosa, se cumplió con el objetivo de hacerla compatible con los equipos y materiales disponibles en el Laboratorio de la Unidad de Aprendizaje de Análisis Físicoquímicos de Hidrocarburos de la carrera de Ingeniería Petroquímica en la Facultad de Química de la UAEMéx

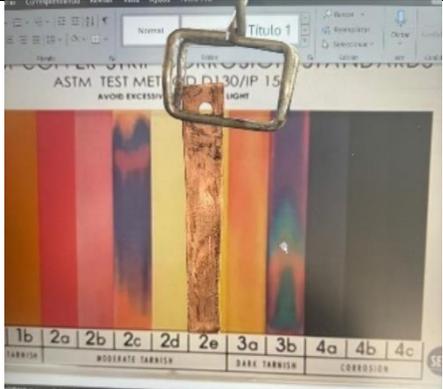
Esta práctica adaptada representa un avance significativo en la formación de ingenieros petroquímicos porque permite a los estudiantes adquirir experiencia práctica en la evaluación de la corrosión en productos derivados del petróleo utilizando equipos y materiales accesibles.

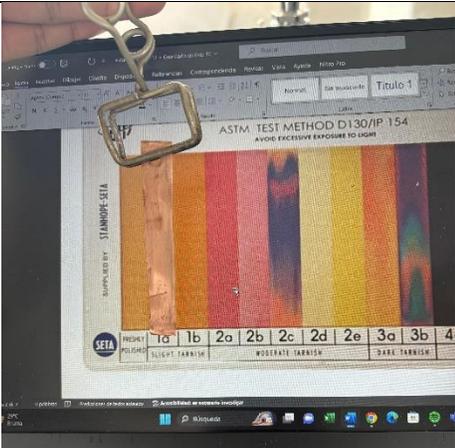
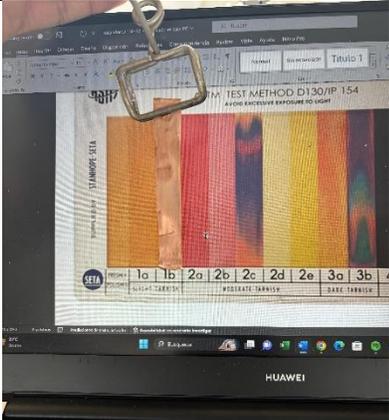
Es importante destacar que la adaptación del método ASTM D-130 12 mejora la educación y abre nuevas perspectivas para la investigación en ingeniería petroquímica. Con una metodología de evaluación de corrosión accesible y efectiva, se facilita la realización de estudios que contribuyan a una mejor comprensión de este fenómeno y al desarrollo de estrategias para reducirlo. Por lo tanto, se espera que esta idea sirva como modelo para la adaptación de otras metodologías de análisis a las condiciones específicas de los laboratorios educativos. Esto ayudará a formar ingenieros petroquímicos capaces de enfrentar los desafíos de la industria actual.

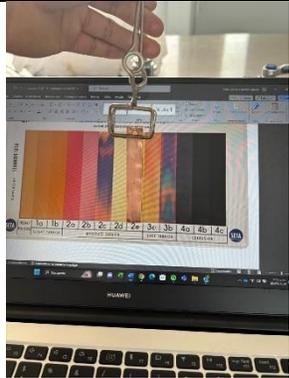
Consecuentemente, se llevaron a cabo diversas pruebas de corrosión con cuatro tipos de petróleo distintos, la prueba inicial se llevó a cabo con el petróleo del pozo Furbero 1173 (Coatzintla, Ver.) y al finalizar la prueba se detectó una corrosión de nivel 3a en la tira de cobre, la segunda prueba fue con el petróleo del pozo Agua fría 817 (Venustiano Carranza, Pue.) este petróleo está un poco más viscoso pero esto no fue un problema para la prueba porque el nivel de corrosión que se observó fue 3a, en tercer lugar, se tomó otra muestra de petróleo del pozo Santiago 7 (Francisco Z. Mena, Pue.), con la misma técnica, la única diferencia fue que la lámina tenía un color naranja casi parecido al que tenía antes de las pruebas, lo que resultó en un nivel de corrosión 1b, esto indica que el petróleo es bueno porque no contiene altas concentraciones de azufre, lo que retrasa la corrosión en los metales y los tubos que transportan la materia prima. Por último, se tomó una muestra del pozo Huehuetepc 8 (Francisco Z. Mena, Pue.), a diferencia de mis pruebas anteriores, debido a que no se podía determinar con precisión el nivel de corrosión, se utilizó un tubo de

ensaye con la tira de cobre dentro y se calentó con un mechero hasta alcanzar una temperatura de 340 °C (± 30 °C) en un lapso de 4 a 6 minutos, después del calentamiento, se comparó la lámina de cobre con el patrón estándar y se descubrió que el nivel de corrosión fue 3a debido a la presencia de color magenta. Ver los resultados en la siguiente tabla III, las cuales cada muestra se realizó dos veces:

Tabla III. Resultados de las pruebas realizadas en laboratorio (Elaboración propia, 2024).

| DETERMINACION DEL NIVEL DE CORROSION EN PETROLEO | | | | |
|--|--------------|----------------|---|--|
| Pozo | Experimentos | Nivel | Descripción | Evidencia |
| Furbero 1173 (10:30- 13:30h) | 1 | 3 ^a | Sin deslustre ni manchas a. Magenta cubierto de manchas negras |  |
| | 2 | 3a | Sin deslustre ni manchas a. Magenta cubierto de manchas negras |  |
| Agua fría 817 | 1 | 3 ^a | Sin deslustre ni manchas a. Magenta cubierto de manchas negras |  |

| | | | | |
|---------------------------------------|----------|----------------------|--|--|
| <p>(10:37-13:37 h)</p> | <p>2</p> | <p>3^a</p> | <p>Sin deslustre ni manchas a. Magenta cubierto de manchas negras</p> |  |
| <p>Santiago 7 (10:00-13:00 h)</p> | <p>1</p> | <p>1b</p> | <p>Deslustre ligero y uniforme, sin picaduras a. Naranja claro, casi igual que la tira recién pulida</p> |  |
| | <p>2</p> | <p>1b</p> | <p>Deslustre ligero y uniforme, sin picaduras a. Naranja claro, casi igual que la tira recién pulida</p> |  |

| | | | | |
|--|---|----------------|---|---|
| Huehuetepec 8 (10:05- 13:05h) | 1 | 3 ^a | Sin deslustre ni manchas a. Magenta cubierto de manchas negras |  |
| | 2 | 3 ^a | Sin deslustre ni manchas a. Magenta cubierto de manchas negras |  |

Asimismo, la corrosión en el contexto de la industria petroquímica, es un desafío multifacético que requiere un enfoque integral para su prevención y mitigación. En respuesta a estos problemas, la industria petroquímica debe implementar estrategias sofisticadas de gestión de la corrosión que incluyan la selección adecuada de materiales resistentes a la corrosión y reducir el riesgo de degradación, así como la aplicación de recubrimientos protectores como pinturas, revestimientos metálicos puede actuar como barrera contra agentes corrosivos y extender la vida útil de los materiales. El uso de inhibidores de corrosión para reducir la velocidad de las reacciones electroquímicas y la tasa de corrosión. Finalmente, la mejor alternativa para reducir la corrosión en un proyecto es construir estructuras y equipos que minimicen el contacto con agentes corrosivos, reducir los costos operaciones de mantenimiento y prevenir el remplazo de quipos por corrosión.

CONCLUSIONES

7.CONCLUSIONES

Fue posible adaptar la metodología ASTM D-130 12 de tira de cobre para determinar el nivel de corrosión en varias muestras de petróleo crudo en el Laboratorio de la Unidad de Aprendizaje de Análisis Físicoquímicos de Hidrocarburos de la carrera de Ingeniería Petroquímica en la Facultad de Química de la UAEMéx, con los materiales y equipos disponibles en el laboratorio de adaptó esta metodología haciéndola más versátil, práctico y accesible para los alumnos.

La investigación actual ha demostrado que los tres tipos de crudo en México tienen características intrínsecas distintas por su condición petrológica o de subsuelo. Para determinar su calidad, se utilizan indicadores como los grados API y la concentración de azufre. Estos indicadores son cruciales para determinar el nivel de corrosión y el efecto que podría tener en la infraestructura de las refinarias. El crudo Maya es el más pesado, con una viscosidad (Saybolt Seconds Universal 25°C) de 320 y una acidez de aproximadamente 3.4%. Esto representa un problema importante para la infraestructura porque se presentan varios tipos de corrosión y su procesamiento requiere refinarias con unidades de alta conversión que transforman la fracción pesada en productos de mayor valor. Sin embargo, la alta concentración de azufre hace que los equipos de metal sean más susceptibles a sufrir daños por el efecto de corrosión. El Istmo debido a su baja concentración de azufre (1.8%), el crudo medio de 32-33° API con viscosidad (Saybolt Seconds Universal 25°C) de 60 no se considera un medio corrosivo agresivo. Sin embargo, debe considerarse su nivel de corrosividad moderada durante su procesamiento. La formación de pequeñas cavidades en la superficie del metal indica la posibilidad de que este tipo de crudo provoque la corrosión por picaduras. Se pueden utilizar inhibidores de corrosión o revestimientos protectores en tuberías y equipos de procesamiento para reducir este tipo de corrosión. Finalmente, el Olmeca crudo super ligero (38-39° API), con una viscosidad muy baja de 38 (Saybolt Seconds Universal), se destaca por su baja corrosividad y es una opción atractiva para el transporte y la industria petroquímica. Dado que la corrosión no afecta los materiales de manera rápida o progresiva, su bajo contenido de azufre (0.73-0.95%) reduce el riesgo de corrosión en la infraestructura. El uso de inhibidores y recubrimientos especiales reduce significativamente el impacto de la corrosión, lo que reduce los costos de mantenimiento y reemplazo de equipos dañados. Dado que ofrece ventajas económicas y ambientales en comparación con otros tipos de crudo, el crudo ligero es atracción más rentable para la industria petroquímica.

Con base en esta clasificación, se concluye que los petróleos crudos analizados son Ligero y Pesado del tipo Istmo y maya.

No fue posible por el momento, determinar el nivel de corrosión en Gas LP por la falta de algunos equipos, como el cilindro de muestreo (bala) y la cámara de prueba, los cuales son necesarios para adaptar la metodología ASTM D1838-20 a una práctica. Por lo tanto, en la sección de recomendaciones se indica que materiales se pueden adquirir para seguir con esta norma, ya que para los ingenieros petroquímicos en formación es fundamental contar con estos conocimientos, ya que les ayudara a mejorar la experiencia práctica dentro del campo laboral en la Industria Petroquímica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- J.H. Payer et al., Mater. Perform., Vol 19 (No. 9), June 1980, p 19–20
- SCIRP Open Access. (s/f). Scirp.org. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de <https://www.scirp.org/journal/paperinformation?p>
- Ancione, G., Bartolozzi, V., Bragatto, P., & Milazzo, M. F. (2023). Monitoring equipment corrosion due to sour crude oils: A Bayesian approach. *Chemical Engineering Transactions*, 99, 337–342. <https://doi.org/10.3303/CET2399057>
- (S/f). Fastercapital.com. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de <https://fastercapital.com/topics/factors-affecting-corrosion-in-sour-crude-oil-pipelines.html>
- (S/f-b). Researchgate.net. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de https://www.researchgate.net/publication/249339982_Burst_Tests_on_Pipeline_With_Long_External_Corrosion
- (S/f). Researchgate.net. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de https://www.researchgate.net/publication/342281466_Effects_of_depth_in_external_and_internal_corrosion_defects_on_failure_pressure_predictions_of_oil_and_gas_pipelines_using_finite_element_models
- Okonkwo, P., Shakoor, R., Benamor, A., Amer Mohamed, A., & Al-Marri, M. (2017). Corrosion behavior of API X100 steel material in a hydrogen sulfide environment. *Metals*, 7(4), 109. <https://doi.org/10.3390/met7040109>
- Parangusan, H., Bhadra, J., & Al-Thani, N. (2021). A review of passivity breakdown on metal surfaces: influence of chloride- and sulfide-ion concentrations, temperature, and pH. *Emergent Materials*, 4(5), 1187–1203. <https://doi.org/10.1007/s42247-021-00194-6>
- Popov, G., Kasyanov, A., Bolobov, V., & Krivokrysenko, E. (2019). Study of factors enabling initiation and behavior of grooving corrosion. *E3S Web of Conferences*, 121, 03004. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912103004>
- (S/f). Researchgate.net. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de https://www.researchgate.net/publication/265794975_Development_of_mathematical_models_to_predict_the_atmospheric_corrosion_rate_of_carbon_steel_in_fragmented_subtropical_environments

- Wen, X., Bai, P., Luo, B., Zheng, S., & Chen, C. (2018). Review of recent progress in the study of corrosion products of steels in a hydrogen sulphide environment. *Corrosion Science*, 139, 124–140. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.05.002>
- Zhang, Y., Lv, G., Wang, H., Si, B., & Cheng, Y. (2008). Corrosion damage evolution and residual strength of corroded aluminum alloys. *Journal of University of Science and Technology Beijing (English Edition)*, 15(4), 430–433. [https://doi.org/10.1016/s1005-8850\(08\)60081-x](https://doi.org/10.1016/s1005-8850(08)60081-x)
- Zhang, Y., Yuan, R., Yang, J., Xiao, D., Luo, D., Zhou, W., Tuo, C., Wu, H., & Niu, G. (2022). Effect of tempering on corrosion behavior and mechanism of low alloy steel in wet atmosphere. *Journal of Materials Research and Technology*, 20, 4077–4096. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2022.08.138>
- Zhu, X.-K. (2023). Recent advances in corrosion assessment models for buried transmission pipelines. *CivilEng*, 4(2), 391–415. <https://doi.org/10.3390/civileng4020023>
- Influencing Factors. (s/f). Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica). Scielo.sa.cr. Recuperado el 15 de mayo de 2024, de <https://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v28n3/0379-3982-tem-28-03-00127.pdf>
- (S/f). Academia.edu. Recuperado el 15 de mayo de 2024, de https://www.academia.edu/40165894/Corrosion_en_Refinerias
- Fernández, C. S. (2016, marzo 16). Corrosión galvánica. *Construcción Patología Rehabilitación*; Carlos Sanjuán Fernández. <https://www.patologiasconstruccion.net/2016/03/corrosion-galvanica/>
- del Petróleo, G. L. (s/f). Hoja de Datos de Seguridad. Pemex.com. Recuperado el 15 de mayo de 2024, de <https://www.pemex.com/comercializacion/productos/HDS/gas/HDS%20SAC%20%20Gas%20licuado%20del%20petr%C3%B3leo%20TRI-11%20v1.1.pdf>
- Ligera, N. (s/f). Hoja de Datos de Seguridad. Pemex.com. Recuperado el 15 de mayo de 2024, de <https://www.pemex.com/comercializacion/productos/HDS/gas/HDS%20SAC%20Nafta%20Ligera.pdf>
- Pesada, N. (s/f). Hoja de Datos de Seguridad. Pemex.com. Recuperado el 15 de mayo de

2024, de <https://www.pemex.com/comercializacion/productos/HDS/gas/HDS%20SAC%20Nafta%20Pesada.pdf>

- (S/f). Merckmillipore.com. Recuperado el 15 de mayo de 2024, de https://www.merckmillipore.com/MX/es/product/Isooctane,MDA_CHEM-104727
- Isooctano. (s/f). Fishersci.es. Recuperado el 16 de mayo de 2024, de <https://www.fishersci.es/es/es/browse/80014072/isooctane>
- Nafta pesada. (2017, diciembre 28). RECOPE. <https://www.recope.go.cr/productos/calidad-y-seguridad-de-productos/nafta-pesada/>
- Corrosion Trabajo Final. (s/f). Scribd. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de <https://es.scribd.com/document/612984597/CORROSION-TRABAJO-FINAL>
- (S/f-b). Studocu.com. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de <https://www.studocu.com/es-mx/document/instituto-politecnico-nacional/fisicoquimica-de-materiales-peligrosos/corrosion/79890634>
- Gas, N. (s/f). Dirección General de Gas Natural y Petroquímicos. Gob.mx. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/12459/Documento_Gas_Natural_2015.pdf
- (S/f). Studocu.com. Recuperado el 18 de septiembre de 2024, de <https://www.studocu.com/bo/document/universidad-de-aquino-bolivia/ingenieria-de-gas-y-petroleo/gas-dulce-y-gas-amargo-propiedades-del-gas-natural/53653763>
- (S/f-a). Novaoil.mx. Recuperado el 21 de mayo de 2024, de <https://www.novaoil.mx/post/tipos-de-petroleo-en-mexico#:~:text=El%20azufre%20es%20uno%20de,le%20conocer%C3%A1%20como%20petr%C3%B3leo%20dulce.>
- Tipos de Petróleo Crudo en México. (s/f). Com.mx. Recuperado el 27 de septiembre de 2024, de <https://www.puertodosbocas.com.mx/ultimas-noticias/288-tipos-de-petroleo-crudo-en-mexico-2019.>

GLOSARIO

A

Ánodo-La noción de ánodo se emplea en el ámbito de la física para nombrar a un electrodo con carga positiva. La etimología de ánodo nos lleva a una expresión griega que puede traducirse como “camino ascendente”. El científico británico Michael Faraday (1791-1867) fue quien empleó el concepto por primera vez.

Acero inoxidable-La normativa europea UNE-EN 10088, define el acero inoxidable como la aleación de hierro con un contenido de cromo $>10,5\%$ y de carbono $<1,2\%$. Esta aleación de cromo, es la mínima necesaria para generar una capa protectora superficial autorregenerable (capa pasiva), que proporcione resistencia a la corrosión.

Afinidad-Tendencia de los átomos, moléculas o grupos moleculares a combinarse con otros.

Alcalino- Elementos situados en el grupo 1 de la tabla periódica, todos tienen un solo electrón en su nivel energético más externo, con tendencia a perderlo, con lo que forman un ion mono positivo, M^+ . Los alcalinos son los del grupo I A y la configuración electrónica del grupo es ns. por ello se dice que se encuentran en la zona "s" de la tabla.

ASTM- Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales, por sus siglas en inglés (American Society for Testing and Materials o ASTM International), es una organización de estándares internacionales que desarrolla y publica acuerdos voluntarios de normas técnicas para una amplia gama de materiales, productos, sistemas y servicios.

Asfaltos-El asfalto es una sustancia de tonalidad oscura que se obtiene como residuo de la destilación del petróleo crudo. Se emplea en el pavimentado de carreteras y en la impermeabilización de muros y tejados.

Azufre-El azufre es un elemento químico de número atómico 16 y símbolo S. Es un no metal abundante e insípido. El azufre se encuentra en forma nativa en regiones volcánicas y en sus formas reducidas formando Sulfuros y Sulfosales o bien en sus formas oxidadas como Sulfatos. Es un elemento químico esencial para todos los organismos y necesario para muchos aminoácidos y por consiguiente también para las proteínas. Se usa principalmente como fertilizante pero también en la fabricación de pólvora, laxantes, cerillas e insecticidas.

API-API son las siglas en inglés del Instituto Americano del Petróleo.

C

Cátodo- Son electrodos que tienen carga eléctrica negativa.

Cavitación-La cavitación es la formación y explosión repentina de burbujas de vapor. Este proceso tiene lugar en puntos del interior de la bomba en los que la presión cae por debajo de la presión de vapor del medio bombeado.

Capa pasivadora-La corrosión en el acero se debe a un proceso químico en el que, la reacción entre el acero con contenido de hierro y el oxígeno, forma una capa de óxido de hierro provocando de esta forma la destrucción del material. Este problema se ve agravado por otros factores ambientales, como son las atmósferas calientes y húmedas, las zonas costeras, o las áreas industriales. Este proceso de corrosión provoca una disminución de las propiedades mecánicas y físicas y un debilitamiento del acero que conlleva un deterioro progresivo de las estructuras.

Carcome- Deteriorar o disminuir algo poco a poco.

CAMI-Instituto de Fabricantes de Abrasivos Recubiertos

Celda electroquímica-Una celda electroquímica es un dispositivo mediante el cual la energía química se transforma en energía eléctrica o viceversa. Celda electrolítica es aquella que requiere de energía eléctrica para que la reacción química se lleve a cabo.

Corrosión-La corrosión es un proceso electroquímico que deteriora el metal al reaccionar con el ambiente. El proceso de corrosión deteriora el hierro dentro del acero implicando la pérdida de sus características principales como pueden ser la dureza o resistencia.

Cloruros-Los cloruros son compuestos que llevan un átomo de cloro en estado de oxidación formal -1. Por lo tanto corresponden al estado de oxidación más bajo de este elemento ya que tiene completado la capa de valencia con ocho electrones.

D

Destilado-Método de separación de fases, que se encuentra entre los métodos de separación de mezclas. La destilación consiste en el uso consecutivo y controlado de dos procesos físicos: la vaporización y la condensación, usándolas de manera selectiva para separar los componentes de una mezcla por lo general de tipo homogéneo, es decir, en la que no pueden distinguirse a simple vista sus componentes.

Densidad - La densidad es una magnitud escalar que permite medir la cantidad de masa que hay en determinado volumen de una sustancia.

E

Electroquímica-Rama de la química que estudia la transformación entre la energía eléctrica y la energía química, en otras palabras, las reacciones químicas que se dan en la interfase de un conductor eléctrico (llamado electrodo, que puede ser un metal o un semiconductor) y un conductor iónico (el electrolito) pudiendo ser una disolución y en algunos casos especiales, un sólido.

Electrón-El electrón del griego *ηλεκτρον*, ámbar, comúnmente representado como e^- es una partícula subatómica de tipo fermiónico. En un átomo los electrones rodean el núcleo, compuesto únicamente de protones y neutrones.

Electrolito-Sustancia que se descompone en iones (partículas cargadas de electricidad) cuando se disuelve en los líquidos del cuerpo o el agua, permitiendo que la energía eléctrica pase a través de ellos. Algunos de los ejemplos de electrolitos son el sodio, el potasio, el cloruro y el calcio.

Erosión-Es la degradación de la superficie de un material por acción mecánica, a menudo por contacto con líquido, abrasión por un barro, o partículas, burbujas, o gotas suspendidas en un gas o líquido que fluye a alta velocidad.

G

Grafito-Mineral untuoso, de color negro y lustre metálico, constituido por carbono cristalizado, que se puede producir artificialmente y se usa en la fabricación de lapiceros y en otras aplicaciones industriales.

Gravedad-La gravedad o fuerza de gravedad es un fenómeno de la naturaleza por el cual los cuerpos que poseen masa se atraen entre sí de manera recíproca, con mayor intensidad conforme más masivos sean dichos cuerpos.

F

FEPA-Federación de Asociaciones de Productores Europeos.

H

Halógeno-Se emplea para hacer referencia a cada uno de los seis elementos químicos que forman parte del grupo 17 de la tabla periódica, y son los siguientes: el bromo, el cloro, el yodo, el flúor y el astato. Estos elementos tienen en común ciertos comportamientos químicos, como ser que forman sales de sodio que se parecen mucho entre ellas; por esta razón, la etimología de su nombre se puede traducir como «productores de sales».

Herrumbre-Especie de polvo rojizo y amarillento que produce el hierro a causa de la oxidación.

Humedad-Cantidad de vapor de agua que contiene el aire

M

Mena-Es un mineral del que se puede extraer un elemento, un metal generalmente, por contenerlo en cantidad suficiente para ser aprovechado. Así, se dice que un mineral es mena de un metal cuando mediante minería es posible extraer ese mineral de un yacimiento y luego mediante metalurgia obtener el metal de ese mineral.

N

Nivel energético-Es la distribución espacial de la carga eléctrica con la reactividad, de especial importancia son los niveles energéticos del HOMO (orbital molecular más alto ocupado) y del LUMO (orbital molecular más bajo vacío).

O

Oxidación-La oxidación es una reacción química donde un compuesto cede electrones, y por lo tanto aumenta su estado de oxidación. La reacción química opuesta a la oxidación se conoce como reducción, es decir cuando una especie química acepta electrones.

P

Pasivados-El pasivado es un tratamiento superficial que se realiza con productos químicos a los aceros inoxidable para renovar la capa pasiva que es la que protege al acero de la corrosión

Pasivación-Sucede cuando el cromo presente en el acero inoxidable entra en contacto con el oxígeno en el aire. Esta reacción química forma una capa pasiva de óxido de cromo, la cual protege la superficie de acero inoxidable.

Ph-Potencial de Hidrógeno es una medida para determinar el grado de alcalinidad o acidez de una disolución. Con el pH determinamos la concentración de hidrogeniones en una disolución.

Politetrafluoroetileno-El politetrafluoretileno (PTFE) es un polímero similar al polietileno, donde los átomos de hidrógeno están sustituidos por flúor. La fórmula química del monómero es $CF_2=CF_2$.

Polar-Molécula en la que la distribución de las cargas eléctricas no es simétrica respecto a un centro.

Potencial electroquímico-Es una medida termodinámica del potencial químico que no omite la contribución energética de la electrostática, se expresa en la unidad de J/mol.

T

Tensión-La tensión es la presión de una fuente de energía de un circuito eléctrico que empuja los electrones cargados (corriente) a través de un lazo conductor, lo que les permite trabajar como, por ejemplo, generar una luz.

V

Volatilidad-Medida de la tendencia de una sustancia a pasar a la fase de vapor.