

Capítulo 5

Materiales y corrosión en la industria de gas natural

Ángel So,¹ Benjamín Valdéz Salas,² Michael Schorr Wiener,² Mónica Carrillo Beltrán,² Rogelio Ramos Irigoyen,² Mario Curiel Alvarez²

¹ ECOGAS, Mexicali, B.C., México

² Cuerpo Académico Corrosión y Materiales. Instituto de Ingeniería, Universidad Autónoma de Baja California. C.P. 21280, Mexicali, Baja California, México.

angelsom@hotmail.com, berval@uabc.edu.mx

Doi: <http://dx.doi.org/10.3926/oms.84>

Referenciar este capítulo

So Á, Valdez Salas B, Schorr Wiener M, Carrillo Beltrán M, Ramos Irigoyen R, Curiel Alvarez M. *Materiales y corrosión en la Industria de gas natural*. En Valdez Salas B, & Schorr Wiener M (Eds.). *Corrosión y preservación de la infraestructura industrial*. Barcelona, España: OmniaScience; 2013. pp. 87-102.

1. Introducción

La corrosión es un problema en el medio ambiente e industrias, en particular en la industria del petróleo/gas y los ambientes marinos y costeros.¹ Esto ocurre debido a que las características físicas, químicas, biológicas, mecánicas, térmicas y corrosivas de estos fluidos afectan la resistencia a la corrosión de los elementos de la infraestructura industrial y civil. El gas natural (GN) es distribuido y utilizado principalmente como combustible para la generación de electricidad, uso doméstico e industrial, carburación en transportes y como materia prima en la producción de materiales plásticos (Figura 1). El GN se considera una energía limpia y amigable del medio ambiente, ofreciendo importantes beneficios ambientales en comparación con otros combustibles fósiles; con menores emisiones de dióxido de azufre, óxido nitroso y de dióxido de carbono. El GN se obtiene de pozos de petróleo en tierra y en alta mar, perforados y producidos en plataformas marinas; se transporta a la costa por tuberías submarinas de acero inoxidable. Por lo general, se extrae junto con agua salada o salobre y gases corrosivos: principalmente ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). El componente principal es el metano (CH_4), además contiene otros hidrocarburos ligeros. Los materiales más importantes utilizados en la industria del GN son aceros al carbono (CS). El GN generado se purifica para eliminar los contaminantes, luego se transporta en largos ductos de acero pero algunos contaminantes restantes afectan la integridad física de los ductos. Según criterios tecnológicos y económicos, los métodos comúnmente usados para el control de la corrosión de los ductos son la protección catódica (PC), los revestimientos y los inhibidores de corrosión.

La calidad del ambiente, escasez de agua y la energía limpia se han establecido hoy como las disciplinas centrales en la ciencia, tecnología y energía moderna en todo el mundo. Ya están ligados con los problemas actuales del cambio climático, el calentamiento global y la generación de gases de invernadero, en particular CO_2

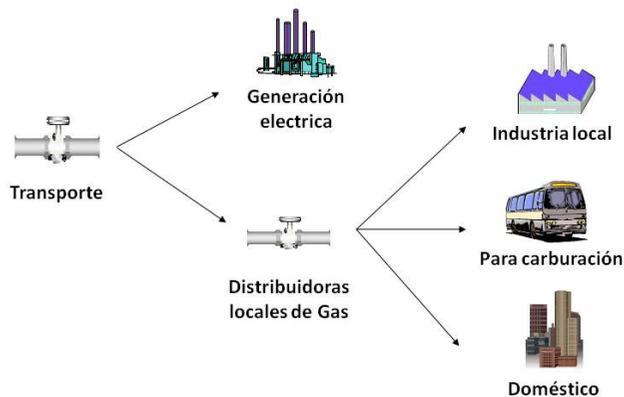


Figura 1. Transporte, distribución y uso del gas natural

Las plantas productoras de energía, queman combustibles fósiles: petróleo, carbón y gas natural (GN). Luego del trágico terremoto y maremoto de Fukushima en Japón, que destruyó las plantas nucleares de producción de electricidad, autoridades Europeas y Americanas, destacaron la conveniencia del uso de GN, debido a sus numerosas ventajas como ser mayor eficiencia, facilidad de transporte, menor formación y emisión de contaminantes, mas bajo precio

comparado con el precio del petróleo que en esta época de crisis económica sube constantemente.² Las autoridades del Medio Ambiente y de la industria en general se enfrentan al reto de disminuir la polución por los contaminantes atmosféricos: SO_x, NO_x, H₂S, y CO_x y controlar la corrosión en las vastas instalaciones de la industria del GN, de los pozos productores, los ductos de transporte y la infraestructura de almacenaje, distribución y uso.

2. Gas Natural

El GN es una fuente esencial de energía para aplicaciones industriales, residenciales, comerciales y específicamente, para producción de electricidad. También se utiliza como materia prima para la producción de polímeros y plásticos. Los sectores importantes de la industria de GN incluyen la perforación de pozos y extracción del gas, almacenaje y transporte, la licuefacción y posterior vaporización.³⁻⁵

El GN se obtiene en plataformas de costa afuera, se envía a tierra por tuberías submarinas de acero inoxidable, pero también se genera en pozos de tierra adentro. Generalmente, el GN sale acompañado de impurezas como sales, salmueras y gases corrosivos como ácido sulfhídrico (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂), por lo cual debe purificarse antes de su uso. El componente principal del GN es el gas metano (CH₄) pero, a veces, contiene otros hidrocarburos livianos: etano (C₂H₆), propano (C₃H₈) y butano (C₄H₁₀), y en menor cantidad algunos hidrocarburos pesados.

La industria del GN es una parte vital de la industria del petróleo, ambos sectores primordiales de la infraestructura de una nación. Estos sectores sufren de problemas críticos relacionados con corrosión y polución puesto que los contaminantes aceleran la corrosión y los productos de corrosión, como la herrumbre, contaminan los cuerpos de agua. Esta situación obliga a desarrollar y aplicar ingeniería y tecnología de anticorrosión utilizando métodos y técnicas de prevención, protección, monitoreo y control de la corrosión.

GN húmedo, que contiene una mezcla de H₂S y CO₂, es corrosivo hacia el acero al carbono (CS), por lo cual se neutraliza con compuestos, de carácter alcalino. Para la transmisión del gas se utilizan aleaciones resistentes a la corrosión (CRAs por sus siglas en inglés), por ejemplo aceros inoxidables austeníticos UNS S31603 y UNS N08815 para los ductos, bombas y equipamiento.⁶

2.1. Propiedades del Gas Natural

Muchos gases naturales contienen nitrógeno así como dióxido de carbono (CO₂) y ácido sulfhídrico H₂S. Cantidades de argón, hidrógeno y helio pueden estar presentes. La Tabla 1, presenta las propiedades del gas natural antes de ser refinado. Otros componentes del GN en pequeñas proporciones son C + 5 hidrocarburos.

2.1.1. Análisis de Calidad de Gas Natural

El cromatógrafo utiliza un método físico de separación usado para determinar y analizar mezclas complejas, donde los componentes a ser separados son distribuidos entre dos fases.

Todas las separaciones por cromatografía, involucran el transporte de una pequeña muestra a través de una columna, como se muestra en la Figura 2.

El cromatograma es la representación gráfica del análisis realizado; se caracterizan los picos, de cada componente del GN medido por el detector. Cada uno de los picos debe mostrarse uniforme y su tamaño dependerá de la concentración del componente en el gas (Figura 3).

Nombre	Formula	Volumen %
Metano	CH ₄	> 85
Etano	C ₂ H ₆	3-8
Propano	C ₃ H ₈	1-2
Butano	C ₄ H ₁₀	< 1
Pentano	C ₅ H ₁₂	< 1
Dióxido de Carbono	CO ₂	1-2
Acido Sulfhídrico	H ₂ S	< 1
Nitrógeno	N ₂	1-5
Helio	He	< 0.5

Tabla 1. Composición Típica de Gas Natural

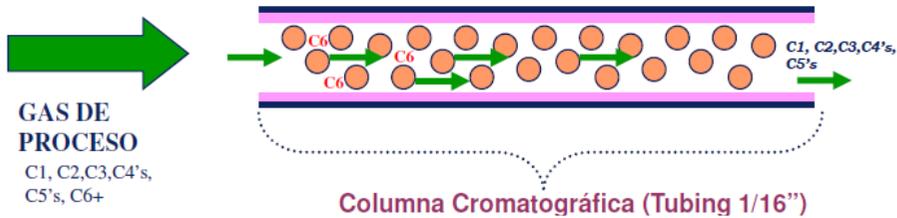


Figura 2. Transporte de gas a través de una columna de análisis cromatográfico

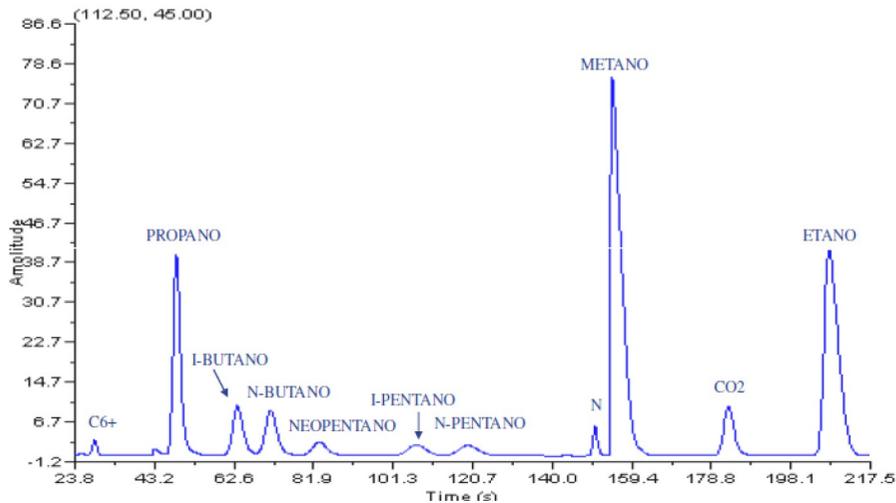
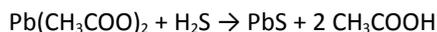


Figura 3. Cromatograma resultante de un análisis por cromatografía de gas de una muestra de gas natural

2.1.2. Detección de Acido Sulfhídrico

El ácido sulfhídrico (H₂S) pertenece a la familia química de los ácidos minerales; es altamente tóxico, corrosivo y reactivo. También se le conoce con otros nombres: sulfuro de hidrógeno, gas amargo e hidrógeno sulfurado.

El equipo para la detección de ácido sulfhídrico en el transporte de gas natural por ductos, se muestra en la Figura 4. El modo de operación consiste en que el H₂S reacciona por contacto con una cinta impregnada de acetato de plomo, la cual previamente es de color blanco y comienza a tornarse marrón debido a la siguiente reacción química:



La velocidad del cambio de color en la cinta es directamente proporcional a la concentración de H₂S en la corriente de gas. Así, si la velocidad del cambio de color es medida y la concentración de H₂S en la corriente de gas es determinada. El método ASTM usado es D 4084-82: Análisis de Sulfuro de Hidrógeno en Gases Combustibles (Método de Velocidad de Reacción del Acetato de Plomo).^{7,8}

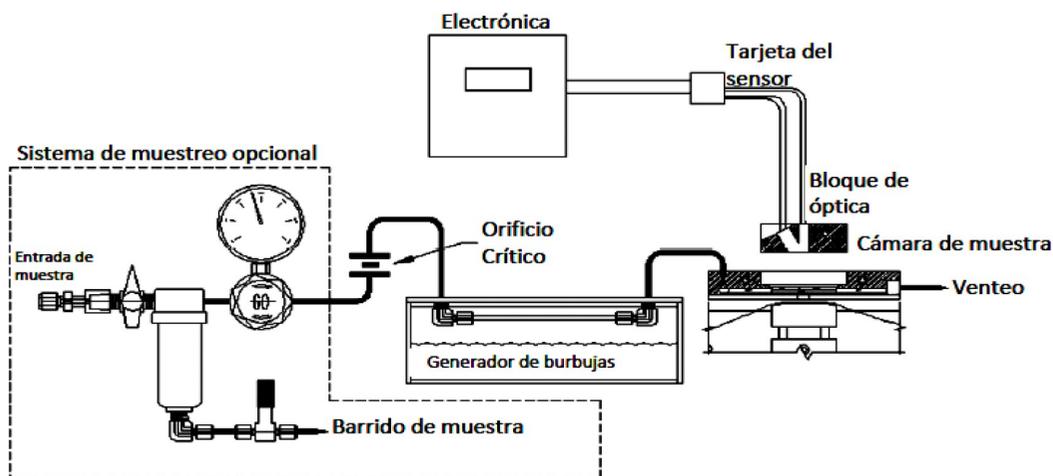


Figura 4. Diagrama de flujo del sistema para la detección y análisis de H₂S

2.1.3. Detección de Humedad

La concentración máxima de humedad en el transporte de GN según la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 es de 110 mg/m³.

La espectroscopía de absorción láser de diodo sintonizable es una técnica altamente selectiva, sensible y versátil para medir trazas en el análisis de un gas. La fuente de láser de diodo se emite en la región del infrarrojo cercano (NIR) y es ideal para espectroscopía óptica debido a su estrecho ancho de banda, capacidad de sintonización, estabilidad, compacidad y habilidad de operación a temperatura ambiente debido a pérdidas del sistema y otras fuentes.

3. Gas de Pizarra (Shale Gas)

El gas pizarra o gas esquisto, es un tipo de gas natural que no aparece en bolsas como el gas natural convencional, sino que se encuentra enquistado sobre formaciones rocosas de origen orgánico conformadas por la pizarra, la cual se conoce desde principios del siglo XX, pero que en la última década en EEUU constituye una fuente central de energía. En 2010, un 20% de su energía es producida por el “Shale” gas.

El Departamento de Energía de EEUU considera que el uso de este gas reducirá drásticamente las emisiones de gases de invernadero, que producen las plantas generadoras de electricidad que actualmente consumen combustibles fósiles como carbón y petróleo. En el suroeste de EEUU ya se explotan grandes depósitos de “Shale” gas. Además, se están descubriendo y operando campos de gas pizarra en Europa.⁹⁻¹¹

Existen dos problemas críticos relacionados con la explotación de estas fuentes de gas que son la posible contaminación de los acuíferos de agua potable durante la extracción del gas, y que la producción de gas se incrementa mediante una técnica mecano-química de fractura hidráulica (fracking) con la inyección de ácidos inorgánicos (HCl, H₂SO₄) y grandes cantidades de agua salada que es obtenida de otros pozos, para aumentar el flujo de gas. Algunos ambientalistas expresan su preocupación de que tal fractura podría provocar sismos locales, los cuales a su vez afectarían la infraestructura de la región.

Se considera que esta tecnología avanzará y será desarrollada para convertir a EEUU en un exportador central de gas a otros países convertido en gas licuado (GNL).

4. Corrosión e Incrustación

En la industria del gas natural ocurren problemas de corrosión de instalaciones metálicas y la obstrucción de tuberías y otros dispositivos por el depósito de incrustaciones, sobre todo en aquellos campos donde la fuente es de tipo “Shale” gas. Prácticamente se pueden encontrar fenómenos de corrosión de tipo localizado como las picaduras, corrosión galvánica que se genera por contacto de metales disimilares, corrosión microbiológica inducida por microorganismos de diversos tipos, corrosión asistida por efectos mecánicos, entre otros.

Para dar seguimiento a la corrosividad del medio externo o del gas hacia la infraestructura metálica utilizada para la explotación, conducción y procesamiento, es necesario coleccionar y analizar una serie de datos de parámetros como la composición química de aguas y suelos, condiciones de operación, contenido microbiológico, composición del gas, temperaturas, presiones y métodos de control de corrosión utilizados (inhibidores de corrosión, recubrimientos, protección catódica, etc.).

La corrosión se puede predecir mediante la elaboración de modelos particulares que permiten calcular la velocidad de corrosión potencial basándose en la química del agua, suelo y el gas, y los parámetros de producción y operación, los cuales son considerados como los factores primarios que influyen en el mecanismo de la corrosión.

En el caso de la incrustación, esta puede determinarse a través del cálculo de los índices de saturación (IS) mediante el uso de diversos modelos como el Tomson-Oddo. Este parámetro indica la tendencia a la formación de incrustación y también el tipo y masa de la misma. La

incrustación potencial es calculada en los yacimientos y a condiciones de superficie, con el fin de predecir la incrustación en el fondo de los pozos productores y en las instalaciones superficiales. La composición química más común de las incrustaciones es calcita o carbonato de calcio (CaCO_3), aunque también pueden presentarse algunos sulfatos o silicatos.

El análisis de los parámetros antes mencionados, permite la elaboración de programas exitosos de evaluación y monitoreo de corrosión e incrustación que permiten a su vez tener programas de mantenimiento más robustos y eficientes. Sin embargo, es importante mencionar que debido a que las características entre una instalación y otra son muchas veces diferentes, se hace necesario aplicar rediseño de programas para poder dar solución a los problemas de corrosión e incrustación.

5. Tuberías de Gas Natural

Los ductos fabricados de acero al carbono juegan un papel importante en la economía mundial por su empleo para el transporte y conducción de muchos tipos de fluidos: aguas potables y servidas, petróleo crudo y combustibles derivados, lodos de minerales de hierro y en particular para la transmisión de gas natural. Estas tuberías operan en su gran mayoría enterradas en el suelo y se detectan por las instalaciones adicionales como son bombas, válvulas y estaciones para el control de protección catódica. En los Estados Unidos de Norteamérica existen más de medio millón de kilómetros de tuberías de GN, con diámetros de alrededor de 0,8 m y espesor de pared de 5 a 7 mm, según la corrosividad del fluido transportado y de la agresividad del suelo. Estos ductos sufren eventos de corrosión, a veces fatales con daño a la propiedad cuando ocurren explosiones. Los accidentes causados por corrosión interna constituyen el 36%, mientras que el 64% es debido a corrosión externa.^{12,13}

La aplicación eficiente de métodos de protección y control de la corrosión contribuirá a la seguridad y salud del personal, evitará la contaminación ambiental y la economía de operación de la tubería.

Los aceros al carbono, en particular los del grupo 5L, especificados por el American Petroleum Institute (API) se utilizan en las tuberías de transporte de GN. En algunos casos, donde se requieren mejores propiedades mecánicas, se usan aceros de baja aleación que contienen Mn, Ni o Cr.

En las tuberías aparecen distintos tipos de corrosión como son la corrosión por picaduras, corrosión galvánica, corrosión inducida por microorganismos (MIC) y fracturas por corrosión bajo esfuerzos (SCC).

Organismos Internacionales como NACE (National Association of Corrosion Engineers) han dedicado mucho esfuerzo para combatir y/o mitigar la corrosión en tuberías de GN, preparando y publicado estándares para controlar la corrosión.

La especificación NACE SP0110, describe la metodología para evaluar la corrosión interna en tuberías que transportan gas húmedo. Se analizan el efecto corrosivo del agua condensada y de hidrocarburos líquidos que afectan la integridad de la tubería. El objetivo principal es evitar la reducción del espesor de pared del ducto y determinar qué zonas de este están corroídas.¹⁴

Otra especificación, la NACE SP0210 evalúa la corrosión externa de tuberías enterradas en el suelo, analizando la presencia y efectos de la corrosión microbiológica (MIC), el SCC o fracturas por corrosión bajo esfuerzos y daños mecánicos.

6. Plantas de Regasificación

Las plantas de regasificación que reciben en terminales marítimas el gas natural licuado para su almacenamiento y distribución tierra adentro, están constituidas por una serie de equipamientos de diferentes tamaños construidos con una diversidad de materiales que pueden ser afectados por corrosión.^{15,16} En la Tabla 2, se presenta un listado de equipos y materiales utilizados en las plantas de regasificación.

Equipamiento	Materiales
Instalación portuaria	Concreto reforzado
Tubería y bombas de GNL	Acero inoxidable
Tanques de almacenamiento GNL	Concreto reforzado con aleación de Fe-Ni
Vaporizador de GNL	Aleación de aluminio UNS A95052
Tuberías y bombas de agua de mar	Acero inoxidable
Turbinas de vapor y gas	Acero inoxidable, aleación Ni
Tanques de almacenamiento	Compositos reforzados con fibra de vidrio

Tabla 1. Equipamiento y materiales en plantas de regasificación

Se producen grandes cantidades de GN en países en los cuales la producción es mayor que el consumo e.g. Indonesia, Argelia, Dubai, etc. El GN se purifica, se deshidrata, se remueven gases ácidos e hidrocarburos pesados. Posteriormente, mediante operaciones de enfriamiento y compresión el GN se transforma en GN licuado conocido como GNL (LNG en inglés), el cual es transportado en buques especiales, llamados criogénicos (Figura 5). Donde el gas se mantiene licuado a temperatura -160°C .

Una planta de regasificación se compone de dos unidades centrales: el puerto para el almacenaje de dos buques criogénicos y el intercambiador de calor de aluminio (open rack-vaporizer), donde el gas licuado se convierte en gas, mediante el calentamiento con agua de mar, a temperatura de alrededor de 20°C .

El GNL se descarga del barco en grandes tanques de almacenaje fabricados de concreto reforzado, revestido interiormente por láminas de una aleación de Fe-Ni resistente al ataque del GNL.

Actualmente operan en el mundo alrededor de 100 de plantas de regasificación en Europa, Asia, América Latina y EEUU. En México se conocen tres plantas, en el Pacífico, Costa Azul; en el Golfo de México, Tampico y últimamente comenzó a producir una planta en Manzanillo, Colima que abastece de GN a centrales termoeléctricas en las zonas Centro y Occidente del país; las cuales dejarán de consumir combustóleo y reducen las emisiones de CO_2 a la atmósfera.



Figura 5. Barco transportador de gas natural licuado en recipientes criogénicos

6.1. Equipos y Materiales

Una planta de regasificación consiste de dos partes: la terminal de equipos y materiales portuarios en la acosta y las instalaciones que incluyen los equipos de procesos: tanques, bombas, filtros, intercambiadores de calor, tubos de distintos diámetros y los ductos de transmisión del GN. La gran mayoría de ductos están hechos de CS, basado en las regulaciones del American Petroleum Institute (API), que especifican su composición química, espesor de pared, propiedades mecánicas y condición de soldaduras. En la Figura 6, se presenta un esquema con los distintos procesos que se realizan en una planta típica de regasificación de GNL.

El equipo prominente de la planta es el vaporizador (Figura 7), compuesto de tubos de la aleación de aluminio UNS A95052. Su resistencia de la corrosión proviene de la formación de una capa delgada de Al_2O_3 que le otorga la condición de pasividad. Además se depositan sales marinas de Na, Mg, Ca, Fe y Mn, provenientes del agua de mar, con un típico color rojizo (Figura 8). Otros equipos de la planta son fabricados de materiales resistentes a la corrosión.

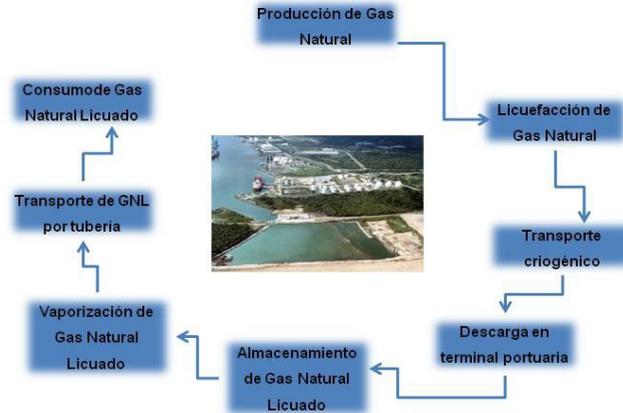


Figura 6. Diagrama de flujo de los distintos procesos realizados una planta de regasificación de gas natural licuado



Figura 7. Vista general de una instalación típica de vaporizadores de gas natural licuado



Figura 8. Corrosión en y depósitos en tubos de aluminio de un vaporizador de gas natural licuado expuesto a agua de mar por la cara exterior

6.2. Control de corrosión

Las plantas de regasificación están ubicadas en las costas de océanos y mares, sufren de los vientos marinos portadoras de gotas salinas, de una alta humedad, que se depositan en los equipos y provocan varios tipos de corrosión.¹⁶

Corrosión marina, en particular en las zonas donde se rompen las olas (splash zone), que generan una espuma blanca, con alto contenido de burbujas de aire, que aportan oxígeno para la corrosión.

Corrosión atmosférica en la región costera y condensaciones de la humedad durante las noches frías. Las plantas de electricidad que queman combustibles fósiles que producen gas de ácidos corrosivos, e.g. SO_x , NO_x que causan la precipitación de lluvia ácida.

Corrosión industrial. Los equipos, maquinarias e instalaciones en el terreno, cerca de la costa, sufren de corrosión galvánica cuando se componen de metales de distinto potencial electroquímico. Además las pinturas de los tanques y bombas se deterioran por la humedad, las lluvias y los vientos que aportan contaminantes corrosivos.

El control de la corrosión se consigue mediante la selección de materiales resistentes a tales tipos de corrosión y la aplicación de pinturas y revestimientos y de la protección catódica.

6.3. Protección Catódica

La protección catódica fue aplicada por primera vez en el año 1824 por Hamphry Davy un químico e inventor Británico, al sujetar pedazos cortos y gruesos de hierro a la parte exterior del casco de cobre de un barco, por debajo de la línea del agua. El hierro, por tener un potencial electroquímico estándar mucho más negativo (-0.44V) que el cobre (+0.34V), juega el papel de ánodo de sacrificio en la celda de corrosión, formada por el casco de cobre y el pedazo de hierro. Así, por primera vez fue reducida dramáticamente la velocidad de corrosión del cobre, en agua de mar.

El análisis de las condiciones electroquímicas para la aplicación de protección catódica, muestra que esta es efectiva y económicamente benéfica, cuando la corrosión ocurre en las condiciones de despolarización por oxígeno con control del proceso de difusión, por ejemplo, la corrosión de metales en suelo, agua y soluciones acuosas neutras. Por esta razón, la protección catódica ha encontrado mayor aplicación para protección de estructuras metálicas de acero subterráneas (cables, gasoductos, oleoductos, acueductos, tanques de gasolina, etc.), construcciones y barcos en aguas dulces y del mar, equipos en las industrias en contacto con agua y soluciones acuosas neutras, muelles de concreto reforzado, plataformas de petróleo, etc.

6.4. La protección catódica (PC) se puede aplicar por dos métodos

6.4.1. Protección catódica por ánodo de sacrificio

Se lleva a cabo conectando eléctricamente la estructura metálica con un metal (protector), cuyo potencial de corrosión es más negativo (más anódico) que el potencial de la estructura, en las condiciones dadas. De esta manera, el metal protector juega el papel de ánodo en la celda de corrosión estructura metálica-ánodo protector, provocando la polarización catódica necesaria de la estructura metálica.

Como ánodos de sacrificio se utilizan metales baratos como aleaciones de zinc, magnesio y aluminio cuyos potenciales electroquímicos son suficientemente negativos, metales que no se pasivan y no generan capas de productos de corrosión con propiedades protectoras en el ambiente de uso. Para mejorar la eficiencia y estabilidad de funcionamiento de los ánodos protectores, éstos se colocan en un lecho de materiales de relleno específicos, que mantienen la humedad necesaria y electroconductividad alrededor de estos ánodos. De esta manera se garantiza su disolución homogénea, así mismo, se evita su pasivación. La función del ánodo de sacrificio está limitada a una distancia determinada que depende de la conductividad del medio y el potencial electroquímico del ánodo. Una desventaja de esta protección electroquímica es la pérdida irrevocable del ánodo de sacrificio y su reemplazo periódico. Además, esta protección no es aplicable en ambientes con una alta resistencia eléctrica.

Para estructuras metálicas de grandes dimensiones, los ánodos galvánicos de sacrificio no pueden suministrar una corriente suficiente, por lo que no pueden proporcionarle una protección catódica completa. Por esta razón, en estos casos se utiliza la PC por corriente impresa.

En la Figura 9 se muestra la protección catódica con ánodos de sacrificio que ha sido instalada para proteger de la corrosión a los filtros del agua de mar que es utilizada como fluido de enfriamiento en los vaporizadores de una planta regasificadora de GNL.

6.4.2. Protección catódica por corriente impresa

Este método ofrece varias ventajas, comparado con el método de PC por ánodo de sacrificio: mayor eficiencia, posibilidad para protección de estructuras metálicas de área grande, la corriente exterior y el potencial aplicado se controlan y ajustan de una manera fácil, etc.

En la Figura 10 se muestra un esquema general de PC por corriente impresa, aplicada a una estructura metálica que se corroe como puede ser el caso de una tubería enterrada. El polo negativo de la fuente de corriente directa o rectificador de corriente se conecta con cables eléctricos a la estructura metálica que se desea proteger, mientras que el polo positivo es conectado a un electrodo auxiliar (ánodo). El voltaje de la corriente directa que se aplicará, debe ser de tal valor que garantice el estado inmune de la estructura (protección catódica).

Como materiales de ánodos galvánicos se utilizan acero y acero gris (ánodos solubles), o aceros inoxidable, grafito, aleaciones de plomo (ánodos insolubles). Los ánodos pueden ser de forma tubular y varilla sólida, o de cintas continuas de materiales especializados. Estos incluyen acero gris con alto contenido de Si (silicio), grafito (C), mezcla óxidos de metales, alambres de platino (Pt) y niobio (Nb) con recubrimientos, entre otros. Los ánodos son enterrados en el suelo en una “cama” de materiales de relleno, que mantienen un ambiente húmedo y aseguran una buena conductividad. Para muchas aplicaciones son instalados hasta 60 m de profundidad, en una cavidad vertical o pozo profundo con diámetro de 25 cm, donde el ánodo se rodea de carbón conductor para mejorar su función y vida útil.



Figura 9. Protección catódica por medio de ánodos de sacrificio que ha sido instalada para proteger de la corrosión a los filtros de agua de mara utilizada en los vaporizadores de una planta de regasificación de gas natural licuado

Es aconsejable en suelos que presentan una baja resistividad y que por ende realizan una mejor conducción cerrando el circuito de interconexión para la PC y también que el ánodo esté construido de un metal más electropositivo que la estructura a proteger. En la Figura 11, se esquematiza la aplicación de la protección catódica por corriente impresa para la protección de una tubería enterrada.

Los sistemas de protección catódica comúnmente son acompañados de sistemas de recubrimientos que coadyuvan a tener una mejor protección, ya que la superficie de metal desnudo expuesto al medio corrosivo es mínima.

6.5. Medición de Potencial en Ductos

El levantamiento de potenciales en intervalos cortos (CIS), es realizado para el monitoreo del nivel de protección catódica en el sistema de corriente impresa o de ánodos galvánicos. En cada punto de medición deberán registrarse las lecturas ON y OFF correspondientes, y éstas solo tendrán validez cuando exista una sola celda de referencia de cobre-sulfato de cobre en contacto con el suelo.

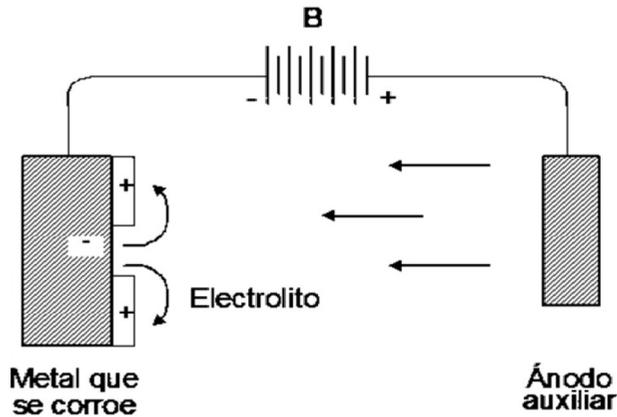


Figura 10. Diagrama general de un sistema de protección catódica por corriente impresa

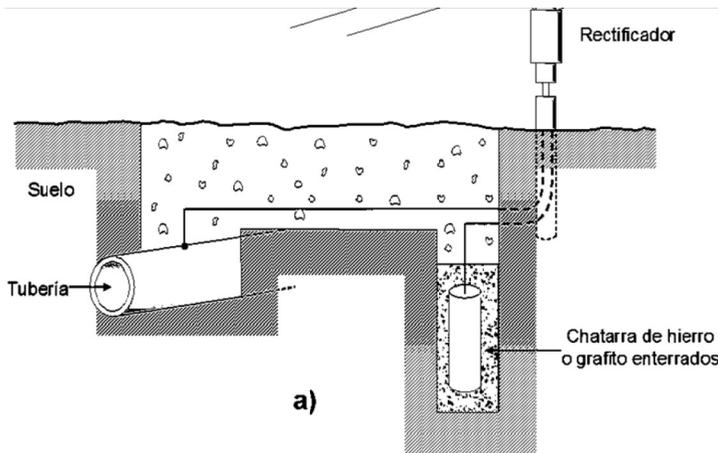


Figura 11. Esquema de protección catódica por corriente impresa para una tubería enterrada

Para la obtención de lecturas en ON/OFF se realiza una instalación de interruptores de corriente con sincronización satelital en cada uno de los registros con ánodo de sacrificio, de esta manera todos los equipos se sincronizarán para encender y apagar los ánodos de sacrificio al mismo tiempo.

Los valores de potencial son plasmados en gráficas cuyo eje de las ordenadas corresponde al valor del potencial y el eje de las abscisas a la ubicación a lo largo del ducto. El objetivo del levantamiento de potenciales en intervalos cortos es evaluar el desempeño de la protección

catódica a lo largo de un ducto. Esta evaluación se realiza bajo los parámetros establecidos por el criterio de protección catódica de acuerdo a la Norma de Referencia NRF-047-PEMEX-2007.

En la gráfica de la Figura 12, se muestra la lectura y registro de potenciales en un ducto de acero al carbono paralelo a una línea de alta tensión. La línea roja establece la referencia de los -850 milivolts de protección, la línea azul es el perfil *on* y la línea verde es el perfil *off*.

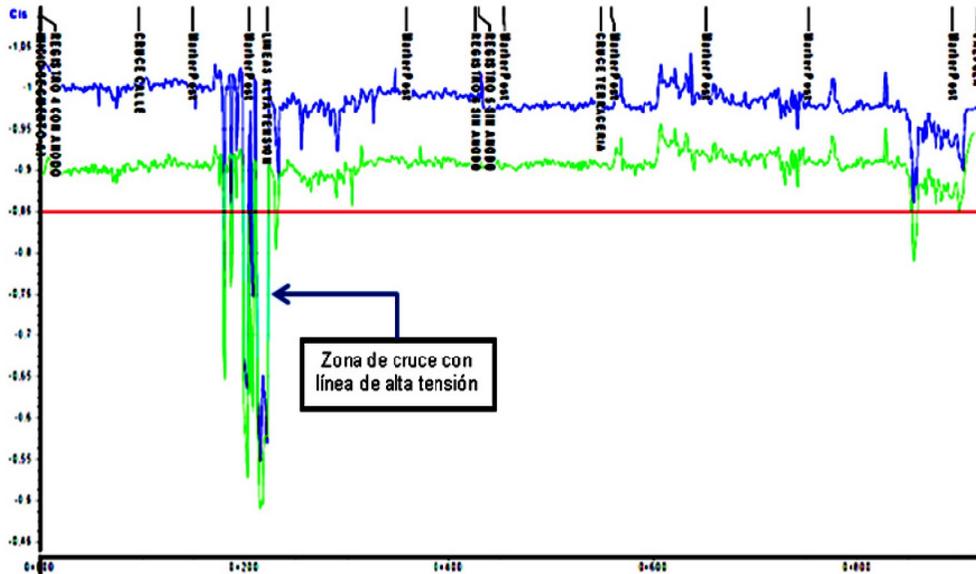


Figura 12. Perfil de Potenciales Ducto/Suelo registrados en una línea de conducción de GN que cruza con una instalación eléctrica de alta tensión

Referencias

1. Raichev R, Veleva L, Valdez B. *Corrosión de metales y degradación de materiales*. Universidad Autónoma de Baja California. 2009.
2. Park A. *Upgrading the disaster*. Time Magazine. April 25, 2011.
3. Heidersbach R. *Metallurgy and Corrosion Control in Oil and Gas Production*. Wiley. 2011. <http://dx.doi.org/10.1002/9780470925782>
4. Smith RV. *Practical Natural Gas Engineering*. PeenWell. 1990.
5. Mokhatab S, Poe WA, Speith JG. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Elsevier. 2006.
6. Chilingar GV, Mourhatch R, Al-Qahtani GD. *The Fundamentals of Corrosion and Scaling for Petroleum and Environmental Engineers*. Gulf Publishing Company. 2008.
7. ASTM D 4084-82. *Análisis de Sulfuro de Hidrógeno en Gases Combustibles (Método de Velocidad de Reacción del Acetato de Plomo)*.
8. NACE MR0175/ISO 15156-3. *Petroleum and Natural Gas Industries Materials for Use in H2S Containing Environments in Oil and Gas Production*. Houston, TX: NACE.
9. Science and Technology Section, The Economist, February 16, 2013: 32.
10. Science and Technology Section, The Economist, February 2, 2013: 53.

11. Wong J, Thomson S. *Chemically treating assets in the Bakken formation*. Materials Performance. February 2013; 52(2): 42-46.
12. Beavers JA, Thompson NG. *External Corrosion of Oil and Natural Gas Pipelines*. ASM Handbook, Vol. 13C. Corrosion: Environments and Industries. Materials Park, OH: ASM International. 2006: 1.015-1.025.
13. Srinivassar S, Eden DC. *Natural Gas Internal Pipeline Corrosion*. ASM Handbook, Vol. 13C. Corrosion: Environments and Industries. Materials Park, OH: ASM International. 2006: 1.026-1.036.
14. NACE Standard SP0110. *Wet Gas International Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines*. Houston, TX: NACE; 1998.
15. Valdez B, Schorr M, So A, Eliezer A. *LNG Regasification Plants: Materials and Corrosion*. MP. 2011; 50(12): 64-68.
16. Roberge PR. *Corrosion Engineering Principles and Practice, Seawater*. New York, NY: McGraw-Hill; 2008: 276-277.