

Diseño de un Sistema de Protección Catódica para el Interior de un Tanque de Almacenamiento de Petróleo

Design of a Cathodic Protection System for Inside of a Storage Oil Tank

*Ing. Freddie Ramos-Gómez^I, MSc. Yosmari Adamés-Montero^{II},
Dr.C. Rigoberto Marrero-Águila^{III}*

rigo@quimica.cujae.edu.cu

^ICentro de Investigaciones y Desarrollo Técnico (CIDT) del MININT; ^{II}Laboratorio Corrosión del Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET); ^{III} Facultad de Ingeniería Química de la Universidad Tecnológica de La Habana José A. Echeverría (Cujae)

Resumen

La corrosión es la forma de deterioro más frecuente que afecta a los materiales metálicos. Es un serio un problema que se presenta en la industria del petróleo de forma reiterada, debido, entre otras causas, a la presencia del agua de formación en el petróleo y sus derivados, la que está en contacto con los equipos destinados al procesamiento, almacenamiento y transportación de crudos. El estudio de este fenómeno parte de conocimientos básicos sobre el mismo, que van desde el análisis en cada sistema de la influencia de las características de los dos componentes principales del fluido: petróleo y agua de formación, el régimen hidrodinámico, hasta la composición química del metal. El objetivo final de estos estudios es proponer medidas eficaces y económicas para evitar o atenuar el indeseable fenómeno de la corrosión. En este trabajo se propone como método de protección anticorrosiva para el fondo interior de un tanque de almacenamiento de petróleo crudo, la aplicación, como método complementario, de un sistema de protección catódica con ánodos de sacrificio. A través del diseño de dicho sistema se determina el tipo y la cantidad de ánodos a utilizar y su forma de distribución en el fondo del tanque. Se realiza un análisis económico para evaluar la factibilidad de la propuesta que se presenta. Los resultados que se obtienen son aplicables a otros tanques de la industria del petróleo y sus derivados.

Palabras clave: corrosión, acero 15Kp, agua de formación del petróleo, protección catódica

Abstract

Corrosion is the most frequent type of deterioration that affects metallic materials. It is a serious problem that occurs in petroleum industry repeatedly, due, among other causes, to the presence of water formation in oil and its derivatives, which is in contact with the equipment for processing, storage and transportation of crude oil. The study of this phenomenon is based on basic knowledge about it, going on from the analysis in each system, of the influence of the characteristics of the two main components of the fluid: oil and water formation, the hydrodynamic regime, to the chemical composition of the metal. The final objective of these studies is to propose effective and economic methods to avoid or mitigate the undesirable phenomenon of corrosion. In this work, as an anticorrosive protection method for the inner bottom of a crude oil storage tank, the application, as a complementary method, of a cathodic protection system with sacrificial anodes, is proposed. Through the design of the system, the type and quantity of anodes to be used and their distribution at the bottom of the tank, are

determined. An economic analysis is carried out to evaluate the feasibility of the project presented. The results obtained are applicable to other tanks of the petroleum industry.

Keywords: corrosion, steel 15 Kp, petroleum formation water, cathodic protection.

Introducción

El fenómeno de la corrosión es la forma más común de deterioro de los materiales metálicos. Se clasifica, según su mecanismo, en corrosión química y corrosión electroquímica. Esta última se presenta con más frecuencia, por lo que es más importante y ocurre solo en presencia de un electrolito, que es un medio capaz de conducir la corriente eléctrica [1].

El petróleo y sus derivados de por sí no presentan conductividad eléctrica alguna, que es la propiedad que propicia la corrosión electroquímica, por lo que en el manejo de hidrocarburos este tipo de corrosión solo toma lugar ante la presencia del agua de formación o acompañante del petróleo, definida como una fase contaminante [2,3].

Esta agua, conocida también como agua de capa, se presenta de diversas formas, siendo el caso más perjudicial cuando se deposita como una película sobre el acero, que en la mayoría de los casos no es delgada y se acumula como un colchón grueso en los fondos de tanques de almacenamiento de petróleo crudo y sus derivados, y también en tuberías transportadores de estos productos. La elevada agresividad corrosiva de este medio corrosivo se explica a partir de la presencia de especies tales como: el dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y las sales de iones cloruro (Cl^-), las que pueden estar en estado gaseoso o en disolución. El CO_2 y el H_2S actúan como catalizadores de las reacciones de los procesos de corrosión y en muchos sistemas, el problema se ve agravado por la presencia del oxígeno (O_2) disuelto y por la acción de bacterias, que desestabilizan los productos de corrosión que podrían formar capas protectoras [1,4, 5].

El proceso de separación del agua acompañante del petróleo del crudo, que se lleva a cabo en las plantas de tratamiento primario, no es lo suficientemente eficiente, por lo que una considerable cantidad de agua queda emulsionada en el producto y luego, durante el tiempo de almacenamiento o transportación, se segrega y se acumula en el fondo de los equipos, donde se originan los principales problemas de corrosión.

Diversas técnicas de protección contra la corrosión han sido desarrolladas para interiores de los tanques y oleoductos que experimentan estos procesos de deterioro, considerando el tipo de corrosión, el material de construcción y las condiciones del medio [6].

Ha sido demostrado que la corrosión que se origina por la interacción electroquímica entre el medio corrosivo en cuestión y el acero de construcción de estas estructuras, es básicamente del tipo localizada, lo que le da una peligrosidad mayor al fenómeno, ya que ocurre con mayor intensidad y es más difícil su detección. Por todo esto, es razonable estudiar el sistema acero/medio corrosivo antes de decidir cuál método de protección se debe utilizar [7,15].

Los procesos de corrosión en la industria del petróleo pueden dar lugar a accidentes del tipo derrame o escape que en ocasiones pueden estar seguidos por un incendio o una explosión, si estos no son mitigados a tiempo. Es conocido que el incendio necesita de un combustible para que ocurra, y los sistemas de almacenamiento y transportación masiva de combustibles por lo general son tanques y oleoductos, convirtiéndose así en los puntos con mayores peligros de accidente. El escape de gases y el derrame de hidrocarburos, por lo general, están originados por una falla mecánica del material metálico que es precedida por la corrosión, que constituye la causa primaria [2,3, 8].

La acumulación de agua en el fondo de tanques y oleoductos da lugar a la corrosión localizada en diferentes puntos de la estructura, luego se extiende como corrosión generalizada sobre la superficie, desgastándola y disminuyendo el espesor del material en la zona afectada. Se llega al incumplimiento de los requisitos de espesor necesario para soportar la presión interna, aplicada en conducciones por las bombas de trasiego o por la presión hidrostática en el fondo de tanques, y puede dar lugar a una falla en esta zona, propiciando el derrame del agua o hidrocarburo. Las fallas más frecuentes que se reportan en la industria petrolera en países industrializados se asocian como causa primaria a la corrosión con un 33 % de incidencia [2,3].

Ante esta situación, se impone la necesidad de la aplicación de métodos de protección anticorrosiva que sean a la vez efectivos y económicos, para disminuir los importantes daños descritos [6]. Por tal motivo, se plantean como

objetivos del presente trabajo, caracterizar el medio agresivo que afecta al metal, compuesto por el petróleo como tal y el agua de formación, perteneciente a una batería de tratamiento de crudo, caracterizar un acero que se utiliza para la construcción de tanques y oleoductos, diseñar el sistema de protección catódica a aplicar y analizar la factibilidad económica de su implementación.

Materiales y métodos

En la tabla 1 se muestran las normas utilizadas que describen con detalles los procedimientos aceptados y los factores que intervienen en la realización de las pruebas de laboratorio que se le realizan habitualmente al petróleo crudo.

En la tabla 2 aparecen los índices determinados a una muestra de agua acompañante del petróleo, que actúa como medio corrosivo para el acero de construcción de los equipos, según la normativa actual que se emplea en la industria petrolera.

Tabla 1
Normas utilizadas para regular las pruebas de laboratorio realizadas al hidrocarburo

Indices	Métodos
Gravedad (°API)	ASTM D- 1298
Densidad a 20 °C (g/cm ³)	ASTM D- 1298
Azufre Fluorescencia RX (% m/m)	ASTM D- 1552
Asfaltenos (% m/m)	IP-143
Carbon Conradson (% m/m)	ASTM D- 189-81
TAN (mg KOH/g)	ASTM D- 664
Viscosidad cinemática (mm ² /s)	
20 °C	ASTM D- 445-75
40 °C	
50 °C	
80 °C	
100 °C	
Contenido de sales (mg/L)	ASTM D- 1548
Valor calórico ASTM D 4868 (Kcal/Kg)	ASTM D- 240
Bruto	
Neto	
Factor de caracterización, Koup	UOP-375
Metales (ppm)	
∇	Fluorescencia de rayos X ISO 6332-88
Fe	
Ni	

Tabla 2
Normas utilizadas para la caracterización del agua
acompañante (medio corrosivo)

Indices	Métodos
Sodio (mg/L)	ISO 9964/3:1993
Potasio (mg/L)	ISO 9964/3:1993
Cloruros (mg/L)	APHA 98 edición 20 (2000)
Sulfatos (mg/L)	APHA 98 edición 20 (2000)
Carbonatos (mg/L)	ISO 9963/1 2010
Densidad (g/cm ³)	APHA:98 Edición 20 (2000)
Sólidos Totales	APHA:98 Edición 20 (2000)
pH (25 °C)	ISO 10523

Se realizó además una inspección visual, un análisis de composición química y la certificación de las muestras pertenecientes al acero de construcción y reparación de tanques de almacenamiento de crudo. Se utilizó un espectrómetro multicanal digital modelo Spectrolab N°6536. En cada caso se reportó el valor promedio de tres mediciones. El ensayo se subcontrató a un laboratorio especializado en este tipo de determinaciones.

Para la selección y diseño del sistema de protección catódica a aplicar en fondos de tanques de almacenamiento de crudo, se necesita tener en cuenta los siguientes factores, recomendados por la literatura especializada [6,9, 10, 11].

Selección del sistema de protección catódica más adecuado.

Selección del tipo de ánodo a emplear.

Área del acero en contacto con el agua, que necesita ser protegido.

Densidad de corriente requerida. Corriente total para la protección.

Corriente de salida de los ánodos.

Correcta localización de los ánodos, para lograr buena distribución de la corriente de protección.

Instalación del sistema.

Monitoreo del sistema de protección catódica.

Tiempo de vida útil que se desea.

Resultados y discusión

En la tabla 3 se muestran los resultados de los ensayos físico-químicos realizados a los petróleos pertenecientes a una región de la franja norte costera de Cuba, después del proceso de deshidratación que se efectúa en la planta de tratamiento primario.

De acuerdo a los valores gravedad $^{\circ}$ API se infiere que los petróleos clase venta de la región que se estudia, se clasifican como pesados. Por el contenido de azufre se consideran altamente sulfurosos y agrios [12,13].

Tabla 3
Caracterización físico-química del petróleo crudo estudiado

Indices	Valor
Gravedad ($^{\circ}$ API)	14,1
Densidad a 20 $^{\circ}$ C (g/cm 3)	0,968
Azufre Fluorescencia RX (% m/m)	6,98
Asfaltenos (% m/m)	16,03
TAN (mg KOH/g)	1,83
Viscosidad cinemática (mm 2 /s)	
20 $^{\circ}$ C	6431,5
40 $^{\circ}$ C	1233
50 $^{\circ}$ C	628
80 $^{\circ}$ C	129,32
100 $^{\circ}$ C	59,02
Contenido de sales (mg/L)	78,8
Valor calorico ASTM D 4868 (kcal/kg)	
Bruto	9980
Neto	9384
Factor de caracterización, Koup	11,3
Presencia de metales (ppm)	
V	69
Fe	19
Ni	25

En la tabla 4 se observa la clasificación establecida para los hidrocarburos en función de su gravedad específica y densidad, utilizada en este estudio, resultando que la muestra en cuestión se encuentra dentro del intervalo perteneciente a los crudos pesados (densidad: 0,968 g/cm³).

Tabla 4
Clasificación según densidad o gravedad °API

Clasificación de crudos	Densidad (g/cm ³)	Gravedad (°API)
Superligeros	< 0,83	> 39
Ligeros	0,83 - 0,87	39,0 - 31,1
Medianos	0,87 - 0,92	31,1 - 22,3
Pesados	0,92 - 1,00	22,3 - 10,00
Crudos extrapesados (viscosidad máxima en condiciones de reposo en el orden de los 10 ³ m·Pa·s)	> 1,00	< 10,00
Arenas bituminosas o asfaltos naturales	> 1,00	< 10,00

Caracterización físico-química del agua acompañante de petróleo

La composición química del agua acompañante del petróleo se presenta en la tabla 5. Se observa que los iones mayoritarios en el agua de capa, son los cloruros (Cl⁻), Sodio + Potasio (Na⁺ + K⁺), cuyos valores indican la presencia de agua de mar, filtrada a través de las rocas sedimentarias, dada la proximidad de los yacimientos a las costas [13].

Tabla 5
Composición físico-química del agua acompañante de petróleo

Indíces	Valores
Na ⁺ + K ⁺ (mg/L)	17 726,63
Cl ⁻ (mg/L)	20 078,88
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	74,46
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	4 344
pH (25 °C)	8,21
Sólidos totales (mg/L)	40 028
Densidad (g/cm ³)	1,028
Conductividad (25 °C) (mS/cm)	58,15
Resistividad (Ω·cm)	17,18

El valor de pH (8,14), está asociado a la capacidad tampón del agua y evita que los niveles de pH del agua lleguen a ser demasiados básicos o ácidos. Teniendo en cuenta la muy alta concentración de iones cloruro (20 078,88 mg/L), la conductividad eléctrica del agua de capa y la del agua de

mar (≈ 56 mS/cm) y el pH, pudiera considerarse al agua de capa como similar al agua de mar. El valor de la conductividad (58,15 mS/cm) tiene una marcada influencia en la agresividad corrosiva de esta agua, porque facilita el transporte de cargas y por tanto el fenómeno de la corrosión.

Composición química del material metálico

La composición química del acero que se empleó en el estudio se presenta en la tabla 6, obteniéndose un acero estructural que se clasifica como tal según la norma GOST de Rusia [14].

Usualmente se emplean en Cuba, para la construcción y reparación de tanques, los aceros 15 Kp para tanques y el 10 GT para oleoductos de la franja norte costera.

Tabla 6
Composición química del acero 15 Kp empleado en el estudio (%)

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Al
0,13	0,01	0,79	0,013	0,019	0,01	0,01	0,03	0,04

El acero estudiado puede considerarse como bajo aleado al contener elementos, cuya concentración supera la establecida para los aceros al carbono, sin sobrepasar el 2,5 % en peso [14].

Es conocido que la composición química de los aceros de baja aleación influye poco en la velocidad de corrosión cuando, como en este caso, la difusión del oxígeno es el paso más lento en el mecanismo de la corrosión.

Características y estado del tanque estudiado

El tanque de crudo que se seleccionó para el estudio pertenece a una batería de tratamiento de la franja norte de crudos. Según inspecciones recientes realizadas no se detectaron salideros o averías en los fondos, que hayan provocado la necesidad de reparar tanques con urgencia, pero la existencia de cierto desgaste en las planchas que conforman los fondos y el primer rolo inferior, determinó la sustitución completa de esta parte del tanque.

Para la reparación del tanque que se seleccionó, se tuvo en cuenta como criterio la disminución de espesores del primer rolo, el tiempo de explotación y el estado del techo, que es otra de las partes más vulnerables del mismo.

En la tabla 7 se presentan las características del tanque objeto de estudio, con sus dimensiones y espesores:

Tabla 7
Características del tanque estudiado

Características generales		Espesor del fondo	
Capacidad (m ³)	Diámetro (m)	Inicial (mm)	Ultima inspección (mm)
2000	15,18	7	6,50

Por lo general, en cada reparación se cambian el techo, las escaleras, las barandas, parte del fondo y el último rolo. No es extraño que en muchas ocasiones se requiera del cambio total del fondo.

Tradicionalmente, estas estructuras al ser reparadas o de nueva instalación, se protegen con pinturas especiales, sin embargo, no siempre se les aplica un sistema complementario, como puede ser la protección catódica. Un buen recubrimiento con un sistema de protección catódica adecuado, es el método ideal para proteger interiormente el fondo de los tanques, con lo se logra alargar considerablemente el período de vida útil de las planchas de acero, que son muy costosas, unido al trabajo humano y movimiento de recursos que conlleva una reparación capital [12].

Se propone como protección primaria para la protección interior del fondo y el primer rolo, un sistema de pinturas del tipo epoxi-amina y epoxi-fenólico, que debe ser aplicado hasta un espesor total de 300 µm.

Adicionalmente, y como sistema de protección complementaria, se propone un sistema de protección catódica, ya que los recubrimientos no son perfectos porque tienen cierta porosidad y además se deterioran en el tiempo. La protección catódica en estos casos se dirige a aquellas zonas del metal que quedan desprotegidas al fallar localmente la protección por recubrimientos [11].

Tipo de protección catódica a aplicar y selección del tipo de ánodo a emplear

La NACE (National Association of Corrosion Engineers) recomienda utilizar el sistema de protección catódica por ánodos galvánicos cuando se requieren bajos niveles de corriente de protección, teniendo en cuenta las características del fluido que se almacena [9]. Como se trata de una batería de tratamiento de crudo, donde se trasiegan productos altamente inflamables, se considera la mejor opción el empleo del sistema por ánodos de sacrificio. Se escogieron

ánodos base aluminio por tener una adecuada capacidad de corriente y menor peso, lo que facilita su instalación. En específico se seleccionaron ánodos de aleación aluminio-indio [9,11,16].

Para los cálculos se consideró una vida útil de 5 años y un equivalente electroquímico de 1 490 A·h/kg, con una masa por ánodo de 62,5 kg. Los valores de densidad de corriente seleccionados son los mayores para cada uno de los intervalos mencionados en la literatura, ya que se toma en cuenta la alta agresividad del agua acompañante del petróleo proveniente de los pozos de Cuba, es decir, fueron seleccionados los valores críticos del intervalo recomendado. En la tabla 8 aparecen los resultados obtenidos.

Tabla 8
Datos para el diseño de la protección catódica por ánodos de sacrificio

Acero recubierto	S (m ²)	Di (mA/m ²)	mA	It Ma (Kg)	No. min
Con recubrimiento en buenas condiciones	180,9	30	5426,7	159,5	3
Con recubrimiento dañado	180,9	60	10 853,4	319,0	6

donde

S: Área de acero a proteger

Di: Densidad de corriente recomendada

It: Corriente total necesaria

Ma: Masa de ánodos necesaria

No. Mín: Número mínimo de ánodos necesarios

Posteriormente se siguieron los pasos para la correcta instalación de los ánodos que serán colocados en el fondo del tanque, según un posterior diseño de detalle.

Localización de los ánodos

Para una mejor distribución de la corriente son propuestos 3 ánodos si la superficie se encuentra protegida por un recubrimiento en buen estado y 6 ánodos si la superficie del recubrimiento está dañada. Los ánodos deben estar los distribuidos de forma que aseguren que la corriente se distribuya lo más homogéneamente posible, tanto en el fondo como en la pared vertical del primer rolo. Se tendrá en cuenta que a medida que cada punto se aleja del

centro del tanque, aumenta en forma progresiva el área a proteger, estando la mayor área en el perímetro.

Instalación

Los ánodos se sueldan directamente sobre la estructura a proteger, valiéndose del inserto metálico de que disponen para este fin, o bien mediante soportes fijos preparados en la pared y el fondo del tanque. A la base del ánodo se le aplica pintura para evitar que se desgaste en esa zona y pueda desconectarse del inserto metálico [17].

Análisis económico

Para el estudio de viabilidad de la protección catódica por ánodos de sacrificio, se realizó la comparación entre el costo de inversión en el montaje de la estructura objetivo (tanque) y el costo de la aplicación del método de protección.

El precio de compra de un tanque de 30 m³ en el año 2012 era de 20 000 USD. (18; 19) Se realizó un ajuste por capacidad para 2 000 m³ y se hizo uso de la Regla del Punto 6 (n = 0,6), como se muestra en la ecuación 1:

$$\text{Costo}_A = \text{Costo}_B \cdot \left(\frac{\text{Capacidad}_A}{\text{Capacidad}_B} \right)^n \quad (1)$$

El costo de un tanque de 2 000 m³ resultó de 248 527,95 USD. Aplicando el método de Peters, [18,19] se estimó el costo de inversión de instalación del tanque de las características mencionadas, obteniéndose los valores de la tabla 9.

Tabla 9
Cálculo del costo de inversión total

Concepto	Indice	Valor monetario (USD)
Equipamiento	100	248 527,95
Instalación del Equipamiento	47	116 808,14
Instrumentación y Control (Instalados)	18	44 735,03
Tuberías (Instaladas)	66	164 028,45
Electricidad (Instalada)	11	27 338,07
Edificaciones (Incluye Servicios)	18	44 735,03
Preparación del Terreno	10	24 852,8
Facilidades de Servicios Auxiliares	70	173 969,57
Terrenos	6	14 911,68
Ingeniería y Supervisión	33	82 014,22
Gastos de Construcción	41	101 896,46
Ganancias del Contratista	21	52 190,87
Contingencias	42	104 381,74
Capital Trabajo	86	213 734,04
Costo de Inversión Total	569	1 414 124,04

El costo de inversión total de la instalación del tanque resultó de aproximadamente 1,4 millones de USD.

Por otro lado, el costo de la protección interior del tanque se divide en los siguientes aspectos [11,18].

Costo de los ánodos de sacrificio

Costo de los recubrimientos empleados

Costo de la mano de obra (se estima que sea hasta el 12 % de cada tarea)

El costo de un ánodo de aleación Aluminio-Indio-Zinc de 37,70 kg de peso en el año 2012 era de € 173,23 [16]. Ajustando por capacidad y actualizando el precio queda que los ánodos utilizados para la protección poseen un precio de € 265,00 cada uno. Para un total de 6 ánodos a utilizar (considerando que el recubrimiento se puede encontrar dañado) el costo de adquisición sería de € 1 590,00.

El costo de la mano de obra se estima en un 12 % del costo total de los ánodos (CUP), entonces el costo de instalación es de 190,8 CUP.

El costo de aplicación de la protección anticorrosiva primaria con pinturas a un tanque de 1 000 m³ en el año 2015 era de 80,82 CUP/m² y 24,29 CUC/m² [18].

En este caso el área a proteger es de 204,72 m², entonces ajustando por capacidad y actualizando el precio por el método de Marshall y Swift mediante la ecuación 2 [20].

$$\text{Costo}_{\text{Actual}} = \text{Costo}_{\text{Original}} \cdot \frac{\text{Índice presente}}{\text{Índice original}} \quad (2)$$

Queda que el costo de la protección anticorrosiva con pinturas para un tanque de 2 000 m³ es de 25 830,87 CUP y 7 760,94 CUC. Al sumar el costo de la adquisición e instalación del sistema de protección catódica resultan como valores totales 26 021,67 CUP y 9 350,94 CUC. Si se considera una moneda única, se obtiene un valor de 35 372,61. En la tabla 10 se muestra el desglose del costo total de la protección del tanque.

Tabla 10
Costo total de la protección del tanque

Concepto	Divisas	Moneda nacional (CUP)
Adquisición de ánodos de aleación de aluminio	€ 1 590	-
Mano de obra	-	190,80
Aplicación de recubrimiento	7 760,94 CUC	25 830,87
Totales	9 350,94	26 021,67
Importe total en moneda única	35 372,61	

Es ampliamente considerado que para que la protección anticorrosiva de una estructura sea viable económicamente, el costo de su total aplicación no debe exceder el 5 % del costo de la misma [6]. En este caso el importe total de la protección (35 372,61) representa solo el 2,5 % del costo del tanque (1,4 millones), por lo que se evidencia que el método anticorrosivo recomendado es económicamente factible.

Conclusiones

- 1. Los petróleos estudiados, pertenecientes a la región de la franja norte costera de Cuba, después del proceso de deshidratación, de acuerdo a los valores gravedad °API clasificaron como pesados, y por el contenido de azufre se consideran altamente sulfurados y agrios.**
- 2. Se corroboró, mediante la caracterización físico-química del medio corrosivo, que el agua acompañante del petróleo es altamente**

agresiva para el acero de construcción de los elementos que procesan, almacenan y conducen al crudo.

- 3. El método de protección catódica por ánodos de sacrificio, combinado con el uso de recubrimientos, resultó económicamente acertado para la protección interior de los fondos de tanques de almacenamiento de crudo, pues el costo total de la aplicación de ambos métodos combinados no excedió el 5 % del costo total de un tanque.**

Recomendaciones

Para la continuación de este trabajo se recomienda realizar el diseño de detalle del sistema de protección catódica propuesto, donde aparezcan además, entre otros aspectos, los elementos de control y monitoreo de la protección.

Referencias bibliográficas

1. CAMEJO J. J., DOMÍNGUEZ J. A., MARRERO R. "Apuntes sobre la corrosión y protección contra la corrosión". Monografía Facultad de Ingeniería Química. Cujae. 2014, ISBN 978-959-261-524-2
2. SANTOS K., MARRERO R. "La problemática de la corrosión en la industria del petróleo. Ejemplos de casos en Cuba". Monografía Facultad de Ingeniería Química. Cujae. 2014, ISBN 978-959-261-524-3
3. GROYSMAN, A. "Corrosion in Systems for Storage and Transportation of Petroleum Products and Biofuels". Ed. Springer. 2014, ISBN 978-94-007-7883-2 (eBook)
4. CUELI A., ADAMÉS Y., RIVERA Y. DAVIS, J. "Efecto corrosivo del agua acompañante del petróleo, contaminada con H₂S, sobre el acero (API 5L X₅₂)". *Revista Cubana de Química*. 2013, 25(2).
5. CUELI A., ADAMÉS Y., RIVERA Y. "Efecto corrosivo del agua acompañante del petróleo contaminada con CO₂ sobre el acero de los ductos". *Revista Cubana de Ingeniería*. 2013, 4(3), septiembre – diciembre.
6. CAMEJO J., DOMÍNGUEZ J. A. "Métodos químico tecnológicos de protección contra la corrosión". Monografía Facultad de Ingeniería Química. Cujae. 2013, ISBN 978-959-261-524-1
7. FERNÁNDEZ B., CASAS M. E., RONDA M., DAVIS J., ADAMÉS Y. "Estudio de las afectaciones por corrosión en las condiciones actuales del separador de gas-petróleo-agua. Informe de Proyecto CEINPET. 2001, p.2306.
8. DOMÍNGUEZ F., M. B. "Manual de prevención de los riesgos químicos". Monografía. Grupo GREDES, Cujae. 2002.

9. National Association of Corrosion Engineering. "Internal Cathodic Protection Systems in Oil-treating Vessels". Norma NACE RP0575 (1995). E:U:
10. ROBERGE, P. R. "Handbook of Corrosion Engineering". Ed. McGraw Hill. (1999).
11. Manual de Protección Catódica. Empresa Wilson Walton International. Procat. Madrid. 2006.
12. BOGOMOLOV, A. I, GAILE A. A. "Química del petróleo y gas natural". Edit. MIR, Moscú. 1984.
13. AYLLON R., ALBA, M., ALVAREZ, L., SORIA, G., GONZÁLEZ, C., MARTÍNEZ, N. "Determinación grupal de los compuestos órgano azufrados en las fracciones combustibles de los yacimientos de mayor producción de Occidente", CEINPET. Etapa de Proyecto 44. ECINPET. 2016.
14. GULIAEV, A. P. Metalografía. Tomo I. Ed. MIR, Moscú, 1983
15. ADAMÉS, Y., CASAS M. E., CUELI, A., RIZO, I. "Comportamiento del agua de formación del petróleo y de las aguas residuales en instalaciones petroleras desde el punto de vista de la corrosión". Revista CENIC Ciencias Químicas. 2014, 45, pp. 81-89.
16. GONZÁLEZ J A. "Ánodos de Sacrificio de aleación de aluminio, para intercambiador de calor en agua de mar". Empresa InCorr. Madrid, (2012).
17. RIZO I., CASAS, M. E., DAVIS, J., ADAMÉS, Y. "Protección catódica en interior de tanques de petróleo. Informe de Proyecto CEINPET 2306, 2001.
18. PAUMIER, M. "Estudio de la corrosión en fondos de tanques de hidrocarburos". Tesis de Maestría Cujae, La Habana, 2015.
19. JAMES R., PENNEY, ROY, FAIR, JAMES R. AND WALAS, STANLEY. "Chemical Process Equipment Selection and Design" Ed. Butterworth-Heinemann (Elsevier), Ámsterdam, Third Edition. 2012, ISBN: 978-0-12-396959-0
20. SCOTT JENKINS. CEPCI Updates. August (prelim.) and July 2017. <http://www.chemengonline.com/2017-cepci-updates-august-prelim-and-july-final>.