

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA Y TEXTIL



TESIS

**“DISEÑO DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA EN
FONDOS DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO DENTRO DE
UN ENFOQUE DE INTEGRIDAD”**

**PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO QUÍMICO**

**ELABORADO POR
ALVARO RAFAEL ANCO LÓPEZ**

ASESOR

PEDRO ARTURO PIZARRO SOLÍS

**LIMA – PERÚ
2016**

DEDICATORIA

Mi tesis la dedico con todo amor y cariño a mis padres; **Rafael Anco, Paulina López,** y hermanos; **Sandra, Sara y Eduardo,** por la motivación que significan para mí, el apoyo que me brindan para seguir el camino de mi desarrollo personal y profesional.

Y a todos los peruanos que luchan y sueñan por tener un país diferente, donde la igualdad, oportunidades y calidad de vida sean similares a un país desarrollado.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente doy gracias a Dios quien me permitió tener una excelente experiencia en mi universidad, gracias a la **Universidad Nacional de Ingeniería – Facultad de Ingeniería Química y Textil**, que me cobijó y acogió en sus claustros durante mi formación profesional.

A mi asesor y profesor **Ing. Mag. Pedro A. Pizarro Solís**, quien con sus sabios concejos me sirvió de guía para entender más los temas de corrosión y comprender la trascendencia de la investigación.

Agradezco a los **Ing. Angel E. Villon Ulloa** y **Ing. Abel F. Vergara Sotomayor**; que con sus acertadas observaciones y sugerencias se perfeccionó la tesis que ha permitido lograr un producto de mejor calidad, y a todos los catedráticos de mi facultad que con sus conocimientos y experiencias forjaron mi formación de ingeniero.

Agradezco al **Ing. José A. Vargas Montes** que con sus recomendaciones empecé a emprender el camino de la integridad.

Gracias a todas las personas que formaron parte de este etapa de mi desarrollo, por confiar, brindarme su tiempo y apoyo incondicional. Asimismo agradecer a mi familia a quienes va dedicada la tesis.

RESUMEN

El presente trabajo de tesis describe el procedimiento de diseño de un SPC (Sistema de Protección Catódica) para proteger contra la corrosión la base metálica de un tanque de almacenamiento de líquidos peligrosos, el diseño y todo su desarrollo está enfocado dentro del concepto de Integridad, este concepto de Integridad se utiliza a partir del año 2001 y se aplica a toda la ingeniería de diseño, construcción, operación, inspección, reparación y reemplazo de estructuras que sirven para almacenar, transportar, procesar los líquidos y gases. El principal objetivo del presente estudio es utilizar un diseño, donde se muestre el uso de nuevas técnicas y nuevos materiales. Esto servirá como soporte técnico a la industria nacional.

Se utilizan estándares y prácticas recomendadas para almacenamiento de líquidos peligrosos, gestión de integridad, control de la corrosión, selección de materiales, monitoreo ambiental, etc., que son dadas por prestigiosas y serias instituciones como NACE (Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión), API (Instituto Americano de Petróleo), ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos), entre otras, así como patentes y diversas fuentes de información.

Adicional se realiza una evaluación económica tomando tres escenarios diferentes; el primer escenario es un tanque sin protección contra la corrosión, el segundo es un tanque que tiene control contra la corrosión con un sistema de protección catódica convencional, el tercer y último escenario se considera el diseño de ingeniería presentado. Finalmente se realiza una aplicación de integridad para un tanque de almacenamiento, utilizando como medida de control contra la corrosión un diseño SPC mallas, un análisis de evaluación y selección económica en función a los riesgos presentados.

ABSTRACT

The thesis describes procedure the design of SPC (Cathodic Protection System) to protect external carbon steel tank bottom used to storage hazardous liquids, the design and its development are focuses within the concept of Integrity, This concept of Integrity begin used in 2001 that applies to all engineering design, construction, operation, inspection, repair and replacement of structures that are used to; store, transport, process liquids and gases. The main objective of this study is development a new design, where shown moderns techniques and materials. This will serve as support to the domestic industry.

Will be used standards and recommended practices for storage hazardous liquids, integrity management, corrosion control, selection of materials, environmental monitoring, etc., which they are given by prestigious and serious institutions as NACE (National Association of Corrosion Engineers), API (American Petroleum Institute), ASME (American Society of Mechanical Engineers), among others, as well as patents and different sources of information.

Additional economic evaluation taking three different scenarios; the first stage is a tank without corrosion protection, the second is a tank that has corrosion control conventional, the third scenario is considered the engineering design presented in thesis. Finally shown integrity application are performed to a storage tank, using as a corrosion control SPC mesh, analysis of economic evaluation and selection according to the risks presented.

PRÓLOGO

Las recomendaciones y buenas prácticas de ingeniería descritas en el presente trabajo para evitar los problemas que genera la corrosión externa en tanques de almacenamiento, describen un método de protección catódica y muestran otros como alternativa de lucha contra la corrosión. En el ámbito de la ingeniería se cuenta con muchas herramientas capaces de generar disminución en el número de fallas en estructuras y componentes mecánicos a causas de la corrosión, indudablemente, esto último se traduciría en una reducción de las pérdidas económicas asociadas a este fenómeno.

En el contexto ambiental, la prevención de fallas evitaría desastres ecológicos debido a la roturas de tanques, ductos y otros recipientes, en consecuencia, esto se traduciría, a largo plazo, en una mejor disposición de la población hacia las obras de ingeniería e infraestructura; y contribuiría a reducir los conflictos sociales causados por la desconfianza que generan las posibles repercusiones de las fallas.

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
PRÓLOGO	vi
TABLA DE CONTENIDO	vii
CAPÍTULO I	1
GENERALIDADES	1
1.1. <i>TÍTULO</i>	<i>1</i>
1.2. <i>ANTECEDENTES REFERENCIALES</i>	<i>1</i>
1.3. <i>PLANTEAMIENTO DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA</i>	<i>1</i>
1.4. <i>OBJETIVOS</i>	<i>2</i>
1.5. <i>HIPÓTESIS</i>	<i>2</i>
1.6. <i>SISTEMA DE INTEGRIDAD</i>	<i>3</i>
1.7. <i>GESTIÓN DE INTEGRIDAD</i>	<i>3</i>
1.8. <i>MARCO REGULATORIO</i>	<i>4</i>
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO DE TANQUES COMO REQUISITO PRELIMINAR PARA UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA	5
2.1. <i>REQUISITOS</i>	<i>5</i>
2.2. <i>HISTORIA DE NORMAS Y CÓDIGOS</i>	<i>5</i>
2.3. <i>CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES</i>	<i>12</i>

2.4. ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS	12
2.5. DESCRIPCIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO E INSTALACIÓN	13
CAPÍTULO III	18
MARCO TEÓRICO DEL DISEÑO DE UN TANQUE PARA APLICAR SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA	18
3.1. DISEÑO DE TANQUE BAJO NORMA API650 E INTEGRACION CON OTRAS NORMAS	18
3.2. GEOMECÁNICA Y ANÁLISIS GEOTÉCNICO PARA ESCOGER LA FUNDACIÓN DEL TANQUE	21
3.3. ASPECTOS AMBIENTALES EN LA SELECCIÓN GEOGRÁFICA DEL SITIO	24
3.4. SELECCIÓN Y METALURGIA DEL MATERIAL BASE	26
3.5. CRITERIOS DEL MONTAJE E INSTALACIÓN DE LA BASE METÁLICA	34
3.6. UNIÓN DE LA BASE METÁLICA	36
3.7. PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN DE ARENA E INSTALACIÓN DE CINTAS	44
3.8. SELECCIÓN DE ARENA COMO MEDIO ELECTROLÍTICO Y DE SOPORTE	47
3.9. ELECTROLITO: ANÁLISIS DE AGUA Y ARENA PARA MEZCLADO	49
3.10. COMPACTACIÓN DE LA ARENA COMO FACTOR DE SEGURIDAD	53
CAPÍTULO IV	59
MARCO TEÓRICO DE LA CORROSIÓN COMO AMENAZA A LA INTEGRIDAD DE LOS TANQUES Y SU IMPACTO	59
4.1. SISTEMA DE INTEGRIDAD DE TANQUES	59
4.2. CORROSIÓN COMO AMENAZA	65
4.3. PROBLEMAS DE CORROSIÓN EN LOS TANQUES	67
4.4. VELOCIDAD DE CORROSIÓN	72
4.5. ESTADÍSTICAS DE CORROSIÓN EN TANQUES	74
4.6. CONTROL Y MITIGACIÓN DE LA AMENAZA	75
CAPÍTULO V	80

MARCO TEÓRICO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Y SUS AVANCES PARA CONTROL DE LA CORROSIÓN	80
5.1. <i>PROTECCIÓN CATÓDICA</i>	80
5.2. <i>MARCO TEÓRICO</i>	80
5.3. <i>HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA</i>	81
5.4. <i>DESCRIPCIÓN DE PATENTE</i>	85
5.5. <i>DISEÑOS CONVENCIONALES VS LA PATENTE</i>	93
5.6. <i>EVOLUCIÓN DE MATERIALES Y TÉCNICAS DE INSTALACIÓN</i>	96
CAPÍTULO VI	120
CÁLCULOS DEL DISEÑO DE PROTECCIÓN CATÓDICA PARA CONTROL DE LA CORROSIÓN EN UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL	120
6.1. <i>PARAMETROS Y VARIABLES DEL TANQUE</i>	122
6.2. <i>ELECTROLÍTO - ARENA DE RELLENO</i>	124
6.3. <i>DENSIDAD DE CORRIENTE</i>	126
6.4. <i>ÁREA DESNUDA</i>	128
6.5. <i>CANTIDAD DE CORRIENTE REQUERIDA</i>	128
6.6. <i>TEMPERATURA DE OPERACIÓN</i>	129
6.7. <i>LONGITUD MÍNIMA DE ÁNODOS</i>	130
6.8. <i>SEPARACIÓN ENTRE ÁNODOS</i>	130
6.9. <i>LONGITUD DE LINEAS ANÓDICAS POR GEOMETRÍA</i>	132
6.10. <i>CÁLCULO DE NÚMERO Y LONGITUD DE BARRAS DISTRIBUIDORAS DE CORRIENTE</i>	137
6.11. <i>NÚMERO DE CABLES ALIMENTADORES</i>	139
6.12. <i>NÚMERO DE CELDAS DE REFERENCIA</i>	141
6.13. <i>CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CIRCUITO</i>	143
6.14. <i>CÁLCULO DE CAPACIDAD DEL RECTIFICADOR</i>	147
6.15. <i>VIDA UTIL DEL DISEÑO</i>	149

CAPÍTULO VII	150
CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DEL DISEÑO Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS	150
7.1. <i>CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO</i>	150
7.2. <i>EVALUACIÓN DEL SISTEMA Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS</i>	153
7.3. <i>ZONA CRÍTICA Y LIMITACIONES</i>	157
CAPÍTULO VIII	159
EVALUACIÓN ECONÓMICA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	159
8.1. <i>ESCENARIO N° 1: No Implementar algún SPC Contra la Corrosión</i>	159
8.2. <i>ESCENARIO N° 2: Implementar un SPC convencional por corriente impresa</i>	165
8.3. <i>ESCENARIO N° 3: Implementar un SPC por mallas considerando la Integridad</i>	169
8.4. <i>ANÁLISIS DE RESULTADOS</i>	172
8.5. <i>CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS</i>	174
CAPÍTULO IX	175
9.1. <i>CONCLUSIONES</i>	175
9.2. <i>RECOMENDACIONES</i>	176
CAPÍTULO X	178
10.1. <i>BIBLIOGRAFÍA</i>	178
ANEXOS	182

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. TÍTULO

Diseño de un Sistema de Protección Catódica en Fondos de Tanques de Almacenamiento Dentro de un Enfoque de Integridad.

1.2. ANTECEDENTES REFERENCIALES

El presente trabajo de tesis se enmarca dentro de la instalación de sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, orientándose a la aplicación de un diseño de sistemas de protección catódica por Malla GRID para tanques de almacenamiento metálico., Este trabajo está referenciado en información relacionada principalmente a diseños de Protección Catódica, considerando los últimos avances que toma en cuenta las Normas Internacionales API (American Petroleum Institute) & NACE (National Association of Corrosion Engineers) así como la Patente Europea 0503678 y la Patente Americana US5065893.

1.3. PLANTEAMIENTO DE LA REALIDAD PROBLEMÁTICA

Hace 20 años no se pensaba en el Medio Ambiente y en la Seguridad Humana de la forma como se piensa hoy. Los países a través de los entes autorizados implantan reglas para asegurar los compromisos en seguridad y medio ambiente, que exige tener un desarrollo sostenible. Este es el compromiso de los estados y la comunidad mundial en los grandes cambios de este siglo XXI. Bajo este esquema en el Perú no existen reglamentos específicos de implementación de un sistema de protección catódica para proteger tanques atmosféricos de

almacenamiento como si los hay en ductos de transporte establecido en una base legal.

Cabe mencionar que el autor no es dueño de los datos del diseño, por lo que su desarrollo se centra en la obtención de información mediante la investigación de publicaciones, trabajos de tesis, bibliografías, etc., y planificación de la información mencionada.

1.4. OBJETIVOS

Objetivo General: Presentar soluciones a la amenaza de la corrosión externa como parte de la Integridad de Tanques, mediante la implementación de un procedimiento y diagrama de flujo de diseño de un sistema de protección catódica para tanques de almacenamiento metálico.

Objetivo Específico: Proteger de los ataques de la corrosión en el fondo exterior de los tanques de almacenamiento metálico de hidrocarburos líquidos, sustancias químicas, agua y fluidos en general.

1.5. HIPÓTESIS

Hipótesis General: Hoy en día es importante para las empresas que almacenan y transportan hidrocarburos y fluidos químicos, operar bajo un programa de manejo o gerenciamiento integral, es decir operar un tanque, ducto o facilidades de tal forma que los accidentes se minimicen, se mantenga seguro el hidrocarburo o producto dentro del recipiente (tubería, vasija, etc.); surge como hipótesis general garantizar que los trabajadores operen bajo condiciones mínimas de riesgo y metas ambientales vayan más allá de la prevención de fallas catastróficas.

Hipótesis Específico: Surge como hipótesis específica el cómo aumentar la vida útil de los recipientes, disponer de un mantenimiento predictivo-preventivo y si

las necesidades lo ameritan, un mantenimiento correctivo, todo esto para garantizar la seguridad y confiabilidad de los activos, es decir, se busca que la probabilidad de fallas sea muy baja. Por consiguiente se ha venido desarrollando metodologías para el control de la corrosión como la Protección Catódica.

1.6. SISTEMA DE INTEGRIDAD

Es un programa de administración estándar que proporciona los medios para mejorar la seguridad de activos, el programa es de carácter predictivo - preventivo y trata de minimizar las acciones correctivas, teniendo como base los estudios de riesgos. El programa describe un proceso para evaluar y mitigar riesgos con el propósito de reducir la posibilidad y consecuencia de incidentes, el cual requiere la aplicación de teorías de varias disciplinas de la Ingeniería.

Integridad no es un tema solo de mantenimiento, de ingeniería o de operaciones de los activos, en realidad se trata de una disciplina que involucra todas las áreas o departamentos bajo una misma visión, tan poco trata de minimizar costos, minimizar riesgos o maximizar desempeño, se debe considerar el ciclo de vida total desde la concepción de los activos hasta su desincorporación o renovación.

1.7. GESTIÓN DE INTEGRIDAD

Ejecutar el programa según sus lineamientos es realizar “Gestión del Sistema de Integridad”, la gestión de integridad debe ser ejecutada y administrada por un departamento propio (Departamento de Integridad), que es revisada y evaluada por la alta dirección (gerencia), el funcionamiento de un Sistema de Integridad demanda información múltiple y variable que proviene de un trabajo colectivo que involucra diferentes áreas o departamentos como son; ingeniería, mantenimiento, operaciones, calidad, seguridad, medio ambiente, etc., la cantidad de información e integración de datos que ingresan al sistema son clave

para su funcionamiento, analizar toda la información pertinente permitirá identificar los riesgos más significativos, que ayudarán a tomar decisiones más prudentes.

Para iniciar un buen programa de administración de integridad, lo ideal y esencial sería empezar desde el diseño, uso de normas y códigos, una buena selección de material, una buena construcción, etc., documentar esta información ayudará en la trazabilidad de problemas que se puedan presentar en el futuro, el programa es relativamente joven, en la actualidad se aplica a instalaciones que ya fueron puestos en servicio y en caso de proyectos nuevos se viene aplicando desde su inicio.

El presente trabajo de tesis describe un estudio de riesgo por corrosión en tanques y un diseño de protección catódica moderno que al aplicar disminuye el impacto generado por un alto riesgo, desde el CAPITULO II hasta el CAPITULO VII se brindan todas las variables que involucran para tener un buen diseño, describiendo cada una de ellas para aumentar el grado de confiabilidad, en la parte final de la tesis se presentan ANEXOS de aplicación del flujograma de funcionamiento del sistema de integridad en tanques.

1.8. MARCO REGULATORIO

Como base legal tenemos el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos: **Decreto Supremo N° 081-2007-EM - TÍTULO IV - CONTROL DE CORROSIÓN**, en el **Art. 58: Requerimientos de Protección Catódica**, dice: “Las instalaciones metálicas enterradas o sumergidas deberán ser protegidas catódicamente en un plazo no mayor de seis (6) meses después de iniciada la operación. Los criterios técnicos para los Sistemas de Protección Catódica serán tomados de la Norma NACE SP0169”.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO DE TANQUES COMO REQUISITO PRELIMINAR PARA UN SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

2.1. REQUISITOS

Antes de realizar el diseño del sistema de protección catódica, para el caso de tanques nuevos primero se debe conocer el diseño del tanque, identificar todo el mecanismo estructural y su instalación. Para el caso de tanques ya fabricados y en operación se debe tener registros de diseño, fabricación, etc., y si es necesario el historial de relevamiento detallado de control contra la corrosión. Toda esta información servirá para aplicar el diseño de protección catódica.

2.2. HISTORIA DE NORMAS Y CÓDIGOS

Empezaremos definiendo lo que es una norma y un código.

¿Qué es una Norma (Standard)?

Una norma puede ser definida como un conjunto de definiciones y lineamientos para ser tenidos en cuenta por los diseñadores y fabricantes. Las normas pueden partir desde unos pocos párrafos hasta cientos de páginas las cuales están escritos por expertos en la materia. Las normas son consideradas como voluntarias debido a que sirven como lineamientos a seguir, pero no están forzadas por la ley.

¿Qué es un Código (Code) o una Reglamentación?

Un código o una reglamentación es una norma que ha sido adoptada por uno o más cuerpos gubernamentales y posee la fuerza de la ley. También se da este caso cuando una norma ha sido incorporada dentro de un contrato comercial.

Los Códigos y Normas se desarrollan en todo el mundo, son usados por empresas de todo tamaño incluyendo las corporaciones internacionales, propietarias de instalaciones, operadoras de plantas, diseñadoras, constructoras, entes de inspección, compañías de seguros, institutos de investigación, gobiernos locales y nacionales, con el objetivo de cumplir con la calidad, seguridad pública, salud y el medio ambiente. Se van actualizando según avanza la tecnología, el desarrollo de nuevos materiales y se vence los desafíos técnicos a nivel internacional. Por ello los códigos y normas sirven también como medio para la transferencia tecnológica. Esto último genera igualdad entre todos los países como se describe en el Acuerdo de Barreras Técnicas al Comercio de la Organización Mundial del Comercio.

Orígenes del transporte y Almacenamiento en el Petróleo y Gas

El uso de tuberías y tanques para el transporte y almacenamiento de petróleo comenzó luego del perforado del primer pozo en 1859 en Titusville Pennsylvania, la madera era el material usado, pero la poca tecnología, el sabotaje, los derrames y el aumento de la demanda llevó a usar el hierro fundido y el hierro forjado, posteriormente el descubrimiento de hidrocarburos en lugares remotos apresuró el avance de la tecnología. En 1920 se inicia el crecimiento de la industria automotriz, en 1939 se desarrolla la segunda guerra mundial; estos dos eventos hicieron posible la aceleración del desarrollo de la industria petrolera. Desde 1970 a 1990, los ductos se volvieron modernos y versátiles, cumpliendo funciones específicas en las zonas más remotas del

mundo; el transporte por ductos resultó ser más económico por las grandes cantidades de petróleo y gas sobre terreno. Esto hizo posible un posterior desarrollo en el almacenamiento, en las plantas de tratamiento y refinerías, así como en la industria petroquímica.

Orígenes de los Recipientes a Presión

Desde fines del siglo XVIII en Inglaterra y hasta casi mediados del siglo XIX el vapor se convirtió en la primera fuente de poder y estimuló la revolución industrial, las calderas de las primeras máquinas a vapor fueron de un modelo parecido a una tetera, dichas calderas de petróleo crudo fueron el comienzo de los sistemas de presión. En esa época diseñadores y constructores poseían escaso conocimiento, ya que no existían códigos de diseño y construcción que los guíe en sus esfuerzos para manufacturar y operar de una manera segura. Ya en el siglo XX las explosiones de los recipientes a presión en Estados Unidos fueron un fenómeno de importancia, una solución de ingeniería tenía que ser encontrada para proteger a la sociedad y evitar explosiones desastrosas. En 1884 se emite en EEUU la primera norma por la ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos) dando inicio así a la generación de estándares de diseño y fabricación de recipientes.

En la figura N°1, se presenta el número de explosiones industriales desde 1880 hasta 1990 en los EEUU. Se puede ver como a partir de la generación de los códigos y las normas aplicables a la industria, estas explosiones empiezan a disminuir.

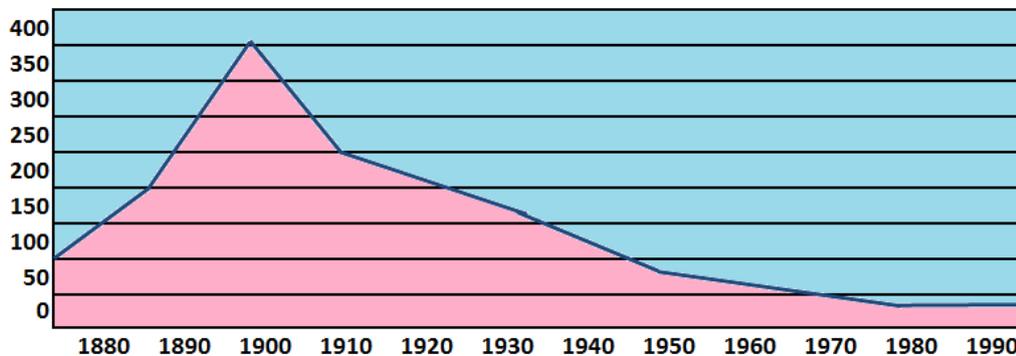


Figura N° 1: Explosiones Industriales desde 1880 hasta 1990 en los EE.UU
Fuente: Diseño de Cañería y Recipientes por Jose Luis Otegui - Universidad Nacional de Mar del Plata

Actualmente el almacenamiento y transporte de fluidos está estandarizado, analizado y organizado considerando lo último en tecnología. Así por ejemplo en la Sección 10 del **HandBook Perry**, que está enfocado exclusivamente a transporte y almacenamiento, se establecen las recomendaciones que se deben seguir en el diseño, construcción y mantenimiento de Plantas de Procesos Químicos, Hidrocarburos, etc. Recomendaciones avaladas por las más prestigiosas y serias organizaciones emisoras de Normas.

A continuación enumeramos las más importantes organizaciones relacionadas con las Normas y que son referenciadas en esta Tesis:

- ANSI: Instituto Nacional Americano de Estándares (American National Standard Institute).
- API: Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute).
- ASME: Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society Mechanical Engineer).
- ASTM: Sociedad Americana de Ensayos de Materiales (American Society for Testing Materials).
- ASA: Asociación de Normas Americanas (Asociation Standard American).
- AWS: Sociedad Americana de Soldadura (American Welding Society).

- NACE: Sociedad Americana de Ingenieros de Corrosión (National Association of Corrosion Engineers).
- NFPA: Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (National Fire Protection Association)

A continuación enumeramos los derivados de las principales Normas que son referenciadas en esta Tesis:

- Norma ASME B31.8S Administración de la Integridad del Sistema de Gasoductos (Managing System Integrity of Gas Pipelines ASME Code for Pressure Piping)
- Norma ASME B31G-2009 Manual para la Determinación de Fuerzas Residuales en Ductos Corroídos (Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines)
- Norma NACE SP0169 Control de la Corrosión Externa en Sistema de Tuberías Metálicas Enterradas o Sumergidas (Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems)
- Norma NACE RP0193 Protección Catódica Externa del acero al carbono de Fondo de Tanques de Almacenamiento (External Cathodic Protection of On-Grade Carbon Steel Storage Tank Bottoms)
- Norma NACE RP0285 Control de Corrosión en Sistemas de Tanques de Almacenamiento Enterrados Mediante Protección Catódica (Corrosion Control of Underground Storage Tank Systems by Cathodic Protection)
- Norma API650 Tanques de Acero con Costura para Almacenamiento de Petróleo (Welded Steel Tanks for Oil Storage)
- Norma API651 Protección Catódica de Tanques de Superficie de Almacenamiento de Petróleo (Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks)
- Norma API580 Inspección Basada en Riesgo (Risk - Based Inspection)
- Norma API581 Inspección Basada en Riesgo con Tecnología (Risk Based Inspection Technology)

- Norma API653 Inspección de Tanques, Reparación, Modificación y Reconstrucción (Tank Inspection, Repair, Alteration, and PIR reconstruction).
- Norma API579-1/ASME FFS-1 Aptitud para el Servicio (Fitness-For-Service)
- Norma API1160 Gestión de Integridad de Sistema de Tuberías de Líquidos Peligrosos (Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines)

A manera de ejemplo se muestra en la tabla N°1, el código ASME BPVC y sus 12 secciones.

Tabla N° 1: Clasificación Código ASME BPVC (Código de Calderas y Recipientes a Presión)

Fuente: Handbook Perry Section 10 – Transporte y Almacenamiento de Fluidos

Sección	Alcance y Aplicaciones
I	Reglas para la construcción de calderas de potencia
II	Materiales
III	Reglas para la construcción de componentes de plantas nucleares
IV	Calderas de calentamiento
V	Ensayos no destructivos
VI	Reglas recomendadas para el cuidado y operación de calderas de calentamiento
VII	Lineamientos recomendadas para el cuidado y operación de calderas de potencia
VIII	Recipientes a presión
IX	Calificaciones de procedimientos de Soldadura
X	Recipientes a presión de plástico reforzado con fibra de vidrio
XI	Reglas para inspección en servicio de componentes de plantas nucleares
XII	Reglas para construcción y servicio continuado de recipientes para transporte de sustancias peligrosas

La sección VIII de la clasificación del código ASME BPVC fue preparada por un comité de ASME que consistía en sus inicios en recipientes remachados, pero

como el vapor se hizo más común, se cambió a recipientes soldados. En 1916 el proceso de soldadura oxiacetilénica fue desarrollado. Las técnicas de soldadura que se empleaban aquel entonces son utilizadas aún hoy.

Las altas temperaturas en los recipientes remachados no eran compatibles, sobre todo para procesos de “Cracking” en la refinación de petróleo. Las primeras soluciones a este problema consistió en unir con soldadura por arco los bordes de las uniones remachadas, en sus inicios no fueron satisfactorios pero condujeron a la construcción de recipientes a través de la soldadura de fusión de placas. El nuevo problema databa en que no se podían soldar placas muy gruesas, entonces la soldadura oxiacetilénica dio lugar a la soldadura de arco eléctrico pues se descubrieron técnicas para proteger al acero fundido de los elementos perjudiciales del aire.

Entre 1920 y 1930 se construyeron muchos recipientes soldados, pero el comité ASME BPVC se negaba a aprobar el uso de procesos de soldadura. Posteriormente al ser aprobados ASME fue muy estricto, pues exigieron recipientes más gruesos y pesados, más tarde las autoridades jurisdiccionales adoptaron el ASME BPVC como requerimiento a ser seguido.

Los ingenieros de la industria del petróleo no estaban de acuerdo con muchos requisitos de dicho código, pues permitían muchas cosas que en la práctica no eran consideradas seguras. Existieron diferencias en filosofía entre el comité de códigos de ASME y la industria petrolera, pues los recipientes experimentaban corrosión y el fenómeno “creep” mientras operaban.

Forzados legalmente a aceptar el Código ASME de recipientes a presión, el API formó un comité para preparar un código que englobaba la práctica exitosa de la industria y sea sometido a las ASA (Asociación de Normas Americanas) para la adopción del mismo a ser seguida en la industria del petróleo. El comité de código de Calderas conto con la unión de los comités de API y ASME para preparar un código que sería aceptado por ambos cuerpos.

2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES

Los líquidos pueden ser almacenados en diversos sistemas y los podemos clasificar de manera general en “Sistemas Convencionales” y “Sistemas no Convencionales”.

Los sistemas convencionales consisten en tanques superficiales donde las paredes y techo están en contacto con la atmósfera, así como los tanques enterrados. Los tanques superficiales a su vez se clasifican en tanques atmosféricos, tanques a presión, tanques refrigerados y tanques térmicos. Los tanques enterrados son aquellos cubiertos con material sólido y expuesto a presión ocasionado por el empuje o peso del material que los rodea.

Los “Sistemas no Convencionales” son todos aquellos que no están descritos en los reglamentos, requiriendo consideraciones especiales en la construcción y mantenimiento, como son los tanques de concreto.

2.4. ALMACENAMIENTO DE LÍQUIDOS

El Handbook de Perry en la sección 10 de recipientes de almacenamiento y de procesos, nos indica el uso de tanques atmosféricos para almacenar líquidos, y establece que la geometría vertical cilíndrica con base plana y sobre nivel de terreno, es el tipo de recipiente de almacenamiento que genera menor costo de almacenaje (Ver figura N° 2).

Ponen como referente de guía a las normas API, donde indica una lista de códigos como son:

- API Especificación 12B, tanques de producción remachados (Bolted Production Tanks)
- API Especificación 12D, grandes tanques de producción con soldadura (Large Welded Production Tanks)
- API Especificación 12F, pequeños tanques de producción con soldadura (Small Welded Production Tanks)

- API Estándar 650, tanques de acero para almacenamiento de petróleo y derivados.

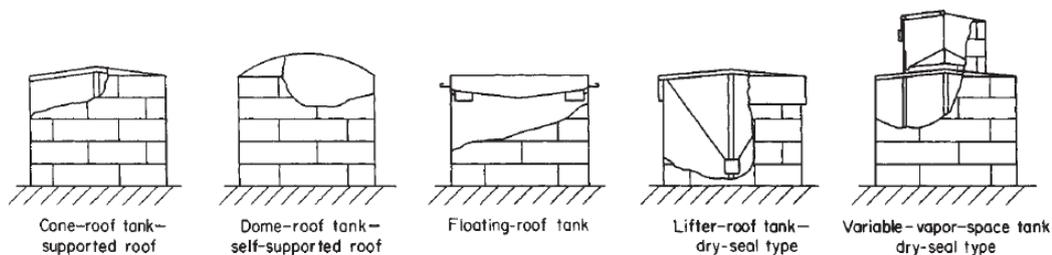


Figura N° 2: Tipos de Tanques Atmosféricos

Fuente: HandBook Perry Section 10-139 Storage and Process Vessels

Cabe mencionar que también se indican otras referencias para almacenamiento de líquidos para diseñar y construir tanques, como la AWWA para almacenamiento de agua, también la UL con sus códigos UL58 “Steel Underground Tanks for Flammable and Combustible Liquids” para almacenar líquidos combustibles en tanques de acero totalmente enterrados y la UL142 “Steel Aboveground Tanks for Flammable and Combustible Liquids” para almacenamiento de líquidos combustibles en tanques de acero soportados sobre nivel del terreno. Las normas UL se superponen a las API, pero incluyen tanques que son demasiado pequeños en comparación con las API, además no son tan detalladas como las API. En la industria se utiliza más las normas API por la mayor descripción en los detalles.

2.5. DESCRIPCIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO E INSTALACIÓN

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos pueden ser subterráneos, enterrados o superficiales. Dentro del tipo de tanques superficiales, la forma que tendrá estará determinada por la volatilidad de los combustibles que almacenará, tal como se puede ver en la tabla N° 2.

Tabla N° 2: Descripción General de Producto a Almacenar

TIPO DE TANQUE	PRODUCTO A ALMACENAR
Vertical Cilíndrico con Techo Fijo	Diesel
Horizontal Cilíndrico	Gasolinas y diesel
Vertical Cilíndrico con techo fijo y membrana interna flotante (evita emanación de vapores a la atmosfera hasta 95%)	Gasolinas

Fuente: Elaboración Propia

El presente trabajo de tesis realizará el diseño de un sistema de protección catódica para un tanque superficial (atmosférico) y que almacene diesel, por lo que será vertical con techo fijo y base plana. La fabricación de este tipo de tanques deberá cumplir con las Normas, Códigos y regulaciones correspondientes.

En los tanques verticales que almacenan altos volúmenes de hidrocarburos, se utiliza la Norma **API650**, donde especifica que se debe aplicar los estándares ASTM A283 y ASTM A285, y otorgar una garantía de 30 años de vida útil contra la corrosión o defectos de fabricación, siendo reemplazados los tanques al término de este período.

Procedimiento de Instalación:

La instalación de los tanques se hará teniendo en cuenta la seguridad según los lineamientos generales marcados en las especificaciones de los códigos NFPA 30.

Preparativos para Instalación:

1.- Se deberá escoger el sitio donde descansará el tanque, preparar el piso para que esté nivelado y libre de perturbaciones, rocas o cascajos.

2.- Se deberá tomar las precauciones necesarias de acuerdo a la presencia de cavernas subterráneas, acueductos, corrientes o estanques de aguas subterráneas y tráfico en el área. El lugar de colocación de los tanques deberá basarse en datos obtenidos por el estudio de mecánica de suelos, una vez establecidas las medidas de seguridad.

3.- Al momento de instalar el tanque deberá ser inspeccionado y verificado por especialistas.

4.- Deberán ser habilitados y demarcados todo el área y perímetro de trabajo según los diseños de instalación.

Cimentación

Los tanques de almacenamiento verticales deben estar soportados por cimientos a base de anillos de concreto. Los anillos deben ser rellenos con arena, con una pendiente máxima respecto del centro al extremo interior del anillo.

El diseño y construcción de los anillos de cimentación (Ver figura N°3) dependerá de los estudios de mecánica de suelos, vientos dominantes, peso muerto del tanque, peso del producto a almacenar al 100% de capacidad del tanque, así como de un factor de seguridad, con el fin de evitar asentamientos.



Figura N° 3: Construcción de Anillos para Tanques
Fuente: Tecna-ICE

Diques de Contención

Todos los tanques de almacenamiento deben estar limitados por diques de contención, cuya construcción será de concreto y acero, impermeabilizados y capaces de resistir la presión hidrostática ejercida por el líquido que llegue a contener. Una baranda de soporte debe ser construida perimetralmente al dique. El propósito fundamental del dique de contención es evitar la contaminación del subsuelo en caso de derrame y que se extienda el producto hacia otras áreas de la estación, para así tener la oportunidad de recuperarlo.

La capacidad volumétrica del dique de contención será como mínimo de 1.2 veces el volumen del tanque de almacenamiento de mayor capacidad dentro de cada dique, más el volumen que ocupen otras construcciones, como son las cimentaciones de los propios tanques.

La distancia mínima de pared a pared, entre dos tanques de almacenamiento verticales, será la mitad del diámetro del tanque de mayor diámetro, para líquidos combustibles (diesel); en el caso de líquidos inflamables (gasolinas) la distancia mínima será igual al diámetro del tanque de mayor diámetro, de acuerdo a NFPA 30.

Dentro de los diques de contención no deberá existir equipos eléctricos, Asimismo, las válvulas de entrada y salida de producto de los tanques de almacenamiento se deben localizar fuera del dique de contención y ningún material combustible, contenedor o tanque portátil (de aire, extintores, etc.) deberá encontrarse en el interior del dique de contención.

Todo tanque de almacenamiento deberá tener como mínimo un frente de ataque, es decir, debe estar localizado adecuadamente para permitir el acceso a través de una calle de servicio para que en caso de siniestro se facilite las operaciones de contra incendio.

Todos los tanques deberán contar con accesos, para lo cual se requerirá la instalación de plataformas, escaleras y pasarelas. Para el acceso de equipo portátil para mantenimiento, se deberá contar con rampas o escaleras.

La figura N°4 muestra un ejemplo de tanque cilíndrico vertical, donde se puede ver los diques de contención en construcción.



Figura N° 4: Ejemplo de Tanque Cilíndrico Vertical Atmosférico de base plana

Fuente: Propia en Campo

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO DEL DISEÑO DE UN TANQUE PARA APLICAR SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA

3.1. DISEÑO DE TANQUE BAJO NORMA API650 E INTEGRACION CON OTRAS NORMAS

En este capítulo mostraremos un resumen del proceso de diseño de un tanque atmosférico de almacenamiento que está bajo la norma **API650**. Se escogió esta norma internacional por ser el referente técnico-económico indicado en el **Handbook de Perry** y además ser la norma más utilizada en la industria petrolera en lo que a construcción de tanques se refiere. Construir un tanque desde cero puede ser muy complejo y requiere un procedimiento iterativo hasta llegar a un diseño aceptable. El primer paso para realizar un diseño de Protección Catódica es conocer el diseño de la estructura a proteger.

El diseño empieza con la selección del tanque que depende de factores técnicos y económicos, como son:

- Lugar de ubicación del tanque
- Presión de vapor y evaporación del líquido
- Costo del líquido almacenado
- Costo de cada tipo de tanque
- Protección contra incendio
- Condiciones locales como lluvias, nieve, vientos, calor, etc.

Criterios para selección de los tanques de almacenamiento

- a) De acuerdo al material base para su construcción, acero (soldado o remachado), aluminio, madera, concreto, etc.
- b) Tipo de construcción. Incluye la forma y geometría de construcción, tanque de techo cónico, techo fijo, techo flotante, esféricos, esferoidales, etc.
- c) Modo de utilización: tanques móviles, tanques permanentes o desarmables, tanques camuflados para diseño militar.
- d) De acuerdo al volumen.
- e) De acuerdo al producto a almacenar, propiedades físicas del fluido como: tensión de vapor o punto de inflamación.

Accesibilidad o lugar

Se debe tener en cuenta la topografía y carácter del suelo donde descansará el tanque, se debe realizar análisis granulométrico a diferentes capas para ver el grado de compactación y composición, todos estos estudios son parte del diseño de tanques en forma general.

Capacidad de almacenamiento

El volumen de almacenamiento está regido por el diseño del tanque, aspectos económicos, así como de las principales condiciones de operación y propiedades físicas del fluido almacenado, presión de vapor verdadera, contenido de azufre (corrosión) y la gravedad API para el caso de hidrocarburos líquidos. Las propiedades físicas son decisivas para la selección del tipo de tanque de almacenamiento a utilizar. Importante es el punto de inflamación, es decir, la menor presión a la cual un hidrocarburo líquido con suficiente vapor puede inflamarse en presencia de una fuente de ignición. Es por estas consideraciones que se empiezan a identificar los espacios que ocupan y sus esferas de influencia, a partir de estas consideraciones salen los conceptos de áreas clasificadas que sirven para tener en cuenta la seguridad. Actualmente esto se evalúa conforme a la norma NFPA 30, criterios de seguridad en la selección del

tipo de tanque, que establecen requerimientos para almacenamiento seguro y adecuado de líquidos combustibles e inflamables con relación a los aspectos de diseño, construcción, capacidad de venteo, sistemas de seguridad, protección contra incendio, protección contra corrosión, espaciamiento, diques o contenedores, control de fuentes de ignición, planes de emergencia, inspección, operación y mantenimiento.

Para el presente trabajo de tesis tenemos como diseño un tanque que almacenará hidrocarburo líquido con un punto de inflamación superior a 37.8° C CLASE II: **diésel** (clasificación de peligrosidad según norma NFPA 30)

$$37,8^{\circ}\text{C} (100^{\circ}\text{F}) < \text{punto de inflamación} < 60^{\circ}\text{C} (140^{\circ}\text{F})$$

Diseño Básico de los Tanques de Acero

Todas las especificaciones de las planchas para la construcción de los tanques han sido estudiadas por **API**. Entre ellos está el tipo de material base como el acero estructural que tiene resistencia de tensión entre: 3800 a 5040 kg/cm². A su vez éstas se ajustan a las especificaciones del ASTM.

El espesor de las planchas varía entre 4,76 mm (3/16") a 22,22 mm (7/8") dependiendo del tamaño del tanque. Para tanques de más de 14,68 metros de diámetro las planchas del fondo son de por lo menos 7,9 mm (5/16") de espesor y 1,83 m de ancho, todos estos valores salen de las fórmulas para diseño de tanques. Fuente: API650 - Apéndice S.3.1 Diseño de planchas de fondos.

El sistema de protección catódica por corriente impresa que se diseña es para un tanque de 28 metros de diámetro, por lo tanto según la Norma API650 - Apéndice S.3.1, los espesores para las planchas de la base del tanque serían de 7,9 mm (5/16").

El fondo del tanque está sujeto a corrosión tanto por la parte externa en contacto con el relleno o suelo, como por la parte interna por las sustancias agresivas o

contaminantes en el producto almacenado, cuyo análisis se detalla en el diseño de tanque para minimizar el impacto.

3.2. GEOMECÁNICA Y ANÁLISIS GEOTÉCNICO PARA ESCOGER LA FUNDACIÓN DEL TANQUE

Escoger el sitio donde se instalará el tanque es muy importante y se debe tener cuidadosa consideración, todas las obras de ingeniería afectan la superficie de la tierra, puesto que se asientan o se abren en cualquier parte de la corteza terrestre. La ingeniería proyecta esas obras, dirige e inspecciona su ejecución.

Para realizar un diseño de ingeniería se debe empezar con analizar el suelo como elemento de soporte de la estructura a construir. La base natural física donde se instalarán los tanques y su Sistema de Protección Catódica debe mantener un nivel de diseño correcto y de total estabilidad, que garantice y evite cualquier potencial daño mecánico por desviación de nivel, daño al sistema de protección catódica, roturas o abolladuras a la instalación. De esta manera se previene fugas y derrames. Asimismo es importante la seguridad del almacenamiento de los hidrocarburos u otros fluidos químicos, para mantener la operatividad y producción dentro del sistema al cual pertenece, para esto se recurre a la geomecánica y el análisis de suelos. Primero se debe realizar estudios de las bases internas donde descansaran los tanques, esto es el suelo a profundidad y su entorno geológico natural. Se debe tener presente los criterios más importantes al momento de realizar un diseño y pensar en los casos más extremos de fallas o errores, por ello en ingeniería se consideran los factores de seguridad. Para el caso de almacenamiento de hidrocarburos y químicos se debe tener presente el comportamiento geológico ante posibles daños como por ejemplo los sismos.

La mecánica de suelos estudia las características físico-mecánicas del suelo, especialmente su comportamiento frente a esfuerzos, tensiones y deformaciones, teniendo en cuenta los factores de formación de suelos como:

- a) Tipo de roca madre o BED-ROCK
- b) El clima
- c) La topografía
- d) Actividad de las plantas y animales
- e) Tiempo

Nos apoyaremos en el estudio de la mecánica de suelos, en donde encontraremos los métodos y aplicaciones para evaluar, por ejemplo la licuefacción de suelos; que es la pérdida de resistencia cuando la presión de agua que llena los vacíos intersticiales del suelo llega a igualar la presión total de confinamiento y por ende produce agrietamientos e inestabilidad de los suelos que soportan tanques de almacenamiento o ductos de hidrocarburos. Se debe también conocer las características granulométricas y los módulos de elasticidad estáticos de los suelos donde están instalados los tanques.

Suelos

Suelo es la capa o película superior de la corteza terrestre que sostiene la vida vegetal. Es un agregado de minerales no consolidados producto de la desintegración y descomposición de rocas preexistentes. La mayoría de los suelos contiene cierto porcentaje de humus, materia orgánica originada por la descomposición de vegetales y animales. Los sedimentos sueltos como la arcilla, limos, arenas y gravas pueden ser de origen fluvial, aluvial y glacial.

“Suelo es la acumulación heterogénea de partículas minerales libres o ligeramente unidas, con vacíos de diversos tamaños, estos vacíos pueden contener agua, aire y materia orgánica.”

Fuente: Compendio de Geología General David Rojas Castellano/Jorge Paredes Ángeles Textos UNI 2008.

En el estudio de la corrosión y la protección catódica es importante conocer el suelo puesto que todas las estructuras metálicas que están enterradas y rodeadas por este elemento de la naturaleza sufren su impacto directamente.

Perfil del Suelo

Es una sección vertical que incluye todos sus horizontes, desde la superficie hasta la roca sobre la que se ha originado, en la figura N°5 se observa claramente cinco horizontes, que de manera general tienen las medidas que se muestran, pero éstas varían de acuerdo a la geografía, vegetación y clima.

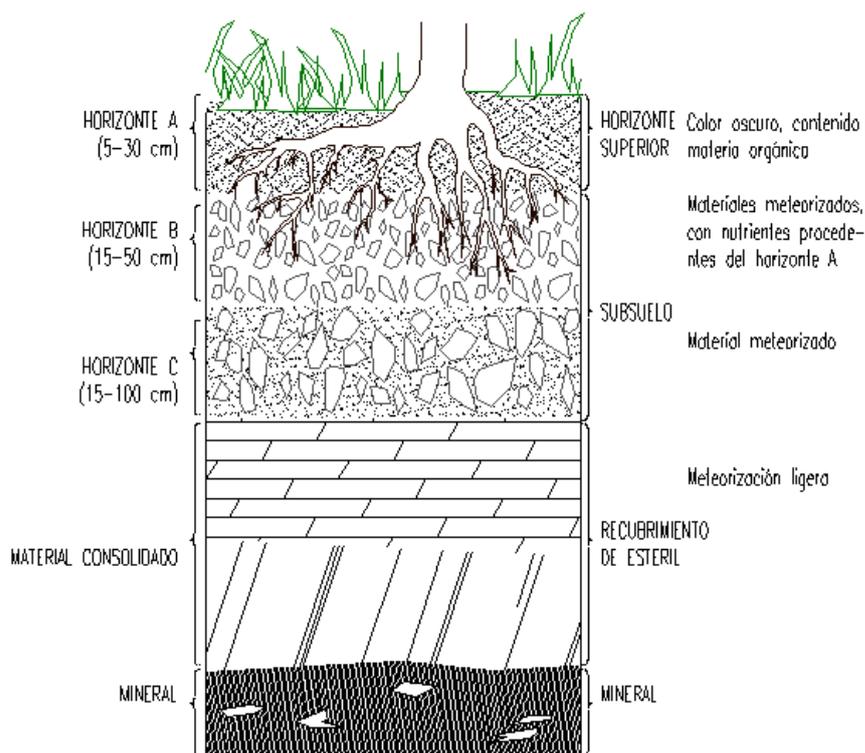


Figura N° 5: Perfil del Suelo
Fuente: Compendio de Geología General UNI –
1° Edic-1998

A continuación presentamos una clasificación general del tipo de suelos que se deben conocer:

Suelos Potencialmente Licuables

- Arena Fina
- Arena Media
- Arena limosas
- Arena de bajo porcentaje de arcilla
- Arena con partículas de cuarzo
- Arena con bajo porcentaje de material orgánico
- Arena con partículas de Grava

Suelos No Licuables

- Rellenos Compactos
- Arcillas Limosas
- Limo con bajo porcentaje de arena fina
- Suelos Orgánicos
- Gravas

Fuente: Estabilidad y comportamiento de los suelos del Perú. Mecánica de Suelos por A. GARRILLO GIL FIC-UNI.

3.3. ASPECTOS AMBIENTALES EN LA SELECCIÓN GEOGRÁFICA DEL SITIO

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos ocupan un lugar físico natural, por ende los fluidos líquidos que se almacenan en los tanques están sujetos a diferentes consideraciones físicas y ambientales. El tanque tiene un radio de influencia en caso de alguna fuga o derrame, y por tanto todo este radio de influencia deberá ser estudiado, más aún, si los tanques están ubicados cerca a lugares ambientalmente sensibles. Lugares sensibles como la situación geográfica local (costa, sierra, selva o mar), la proximidad respecto a fuentes de agua superficial y subterránea (lagos, ríos), la fauna y flora local, poblaciones vulnerables, bosques naturales, etc. Si ocurre por ejemplo, la perforación por corrosión en tanques de almacenamiento, se deberá conocer su impacto de

filtración en caso de fuga o derrame. El primer recorrido del derrame será penetrar la base del suelo si este es poroso y permeable, generando la contaminación de aguas subterráneas o acuíferos en caso de que existan estas reservas de agua natural. Es por ello la importancia de la ubicación geográfica de los tanques.

Un ejemplo de área geográfica es la ciudad de Lima, el acuífero de esta área metropolitana está constituido por materiales aluviales y deltaicos sobre terrenos no muy permeables de naturaleza volcánico-sedimentaria y granítica, la extensión del acuífero es de 260 km², su espesor máximo no es conocido, estimándose entre 400 m y 500 m. Si se colocaran tanques de gran capacidad sobre terrenos permeables sin protección contra la corrosión, existe la posibilidad de generar contaminación a los acuíferos puesto que los tanques que almacenan están en promedio 30 años a más, y es el tiempo suficiente para que los hidrocarburos en caso de fugas o derrames puedan penetrar a la reserva de agua como se puede ver en la siguiente figura N° 6.

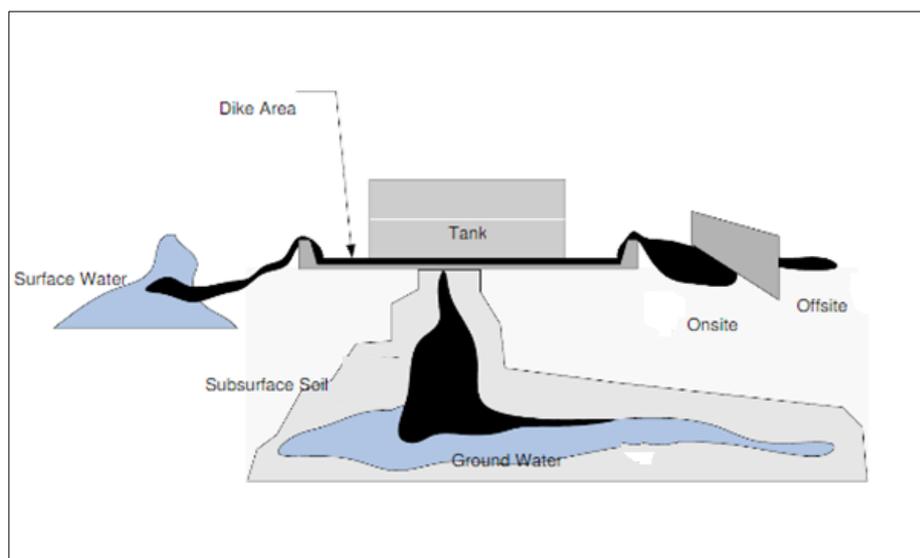


Figura N° 6: Impacto Ambiental por Fuga en un Tanque
Fuente: API RBI 580

3.4. SELECCIÓN Y METALURGIA DEL MATERIAL BASE

De la diversidad de materiales para fabricar recipientes, el tipo dependerá de la clase de líquido, servicio del recipiente y condiciones de almacenamiento. En la industria del petróleo se prefiere los tanques de acero por ser un material de alta resistencia mecánica, y como lo especifica la norma **API650**, se debe utilizar una buena técnica de soldadura para que permita una mayor versatilidad en el diseño con forma cilíndrica que se apoya sobre el terreno.

Así para la fabricación de tanques atmosféricos (clasificación comercial más utilizada) por ejemplo se utilizan aceros:

A) Para uso Normal:

ASTM A36

ASTM A283 (C)

ASTM A285 (C)

B) Para condiciones severas se usan aceros modificados:

A-131 Acero Naval

A-537 A-442 Alta Presión

A-516 Temperaturas Bajas

A-662 Presión y Temperaturas medias

Descripción del Acero

Las aleaciones férricas constituyen más del 90% en peso de los materiales metálicos empleados por el hombre. El carbono es el elemento de aleación más barato y eficiente para endurecer el acero. El carbono se añade al acero en cantidades variables entre un 0,04% y un 0,4% en peso, obteniéndose aceros de bajo carbono (0,04% a 0,3% de C), medio carbono (0,3% a 0,7% de C) y alto carbono (0,7% a 1,7% de C), y fundiciones (1,8% a 4,0% de C). Las

propiedades mecánicas son fuertemente dependientes del contenido de carbono y del tipo de tratamiento.

Existen también los aceros aleados que emplean una cantidad significativa de elementos de aleación diferentes del carbono (Ni, Cr, Mo, V, Si, Al, Cu, W, Ti, Co, Zr, Pb, B entre otros); estos elementos suponen un importante aumento en el costo del material pues contribuyen en las propiedades mecánicas y efectos contra la corrosión. Fuente: James F. Shackelford, Introducción a la Ciencia de los Materiales, U. California. Pearson Prentice Hall 2005 y Michael Ashby/David Jones, Materiales para Ingeniería 2, Editorial Reverte 2006.

Descripción de Selección del Material Base según API650

La sección 2 de la norma API650, especifica que los materiales de uso para fabricación de los tanques está sujeta a modificaciones y limitaciones de acuerdo a cada realidad. Al momento de la adquisición se exige la certificación del fabricante y pruebas preliminares antes de empezar a usarlos. Para la fabricación del tanque se tiene una gama de aceros a seleccionar desde el grupo I al grupo IIA, así como los materiales base de acero de sustitución de grupo IV al grupo VI.

Para la selección del material base del tanque se requiere los datos de temperatura y espesor de las láminas de acero. Para los tanques que son diseñados bajo esta norma, se recomienda utilizar los aceros del grupo I al grupo IIIA, las características de cada acero se especifican en las normas ASTM (ver Tabla N°3) cada grupo que se presenta en la tabla esta designada a una condición de trabajo y se diferencian en composición química y tratamiento.

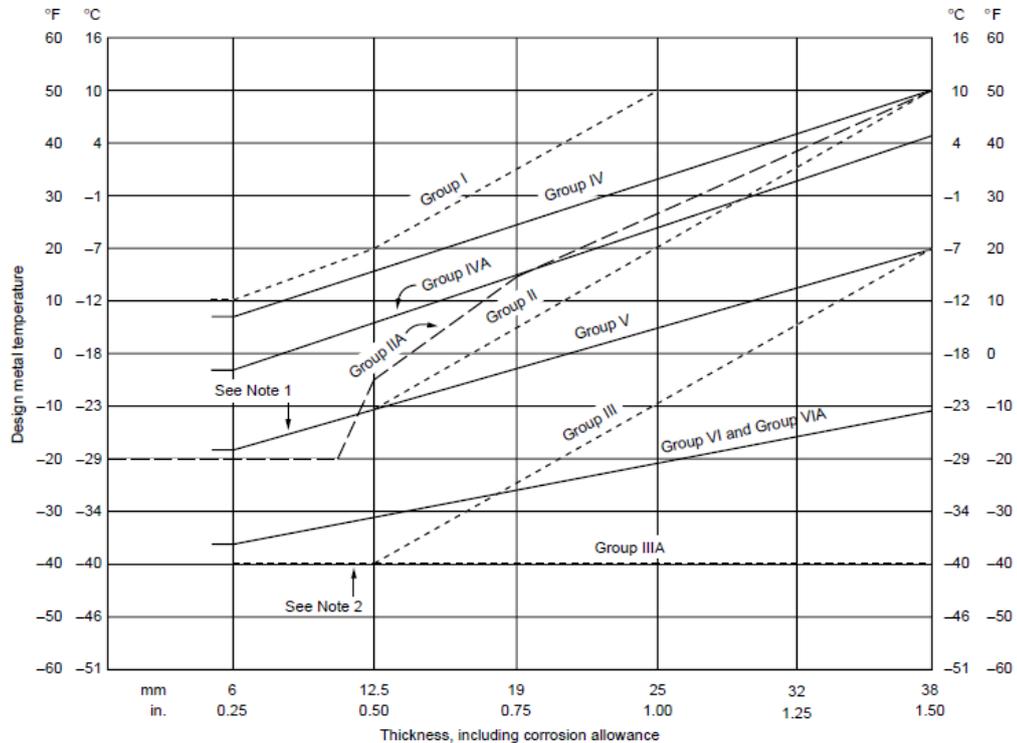


Figura N°7: Selección de Material Base del Tanque utilizando API650
Fuente: API650

Para lugares donde las temperaturas son bajas y se requieran espesores menores o iguales a 1,5 pulgadas se sigue el criterio de acuerdo a la figura N°7. Para el diseño de protección catódica del tanque que protegeremos debemos conocer el diseño del tanque en general, que está sujeto a la ubicación geográfica y física donde se instalará y a las normas internacionales americanas que están ampliamente aceptadas en la industria del petróleo y gas. A continuación como ejemplo, mostraremos en la figura N°8 un mapa climatológico y de líneas térmicas que se maneja en Estados Unidos, como información de base para determinar la temperatura promedio donde se instalará el tanque y luego buscar el metal base óptimo. Los diseñadores pueden aplicar este criterio en territorio peruano.

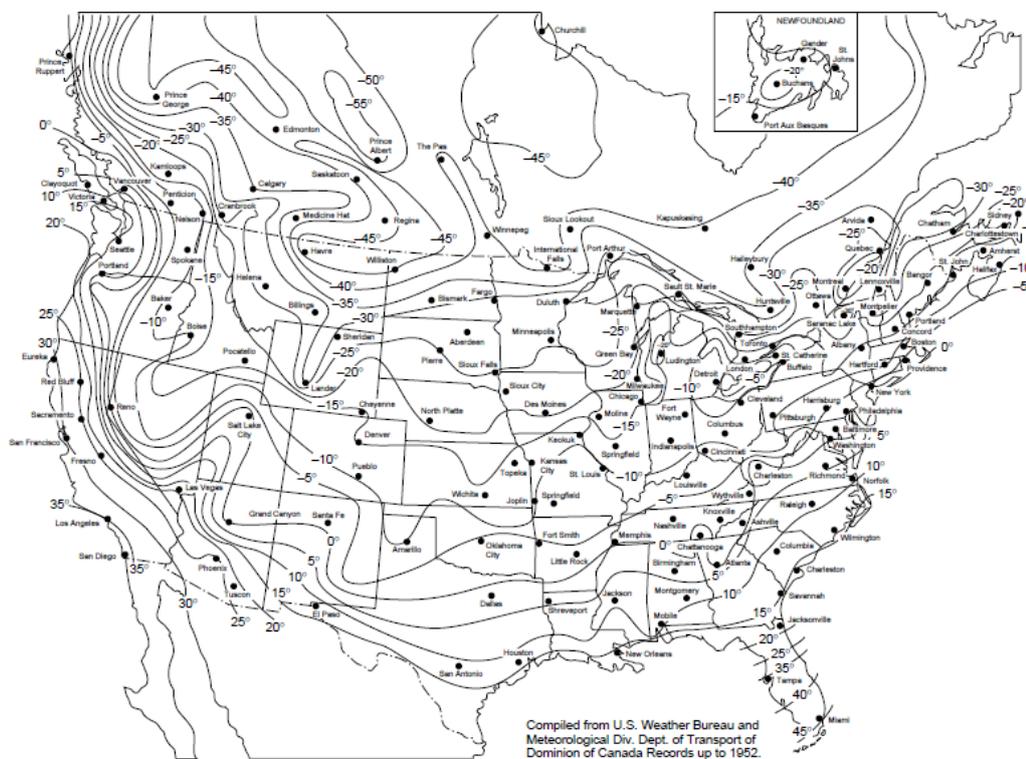


Figura N° 8: Mapa Isotérmico-Climatológico de EEUU
Fuente: API650

Los tanques de almacenamiento de Diesel se instalarán en el departamento de Moquegua Provincia de Ilo, cuyo clima es seco y cálido con sol casi todo el año, la temperatura varía entre 17°C y 25°C, la temperatura promedio anual es de 22°C. Fuente: The Timenow Reliable Current Time of the World (www.es.thetimenow/weather/perú).

A continuación mostramos la tabla N°3 donde se busca el material base del tanque de acuerdo al grupo al que pertenece.

Tabla N° 3: Lista de Material Base del Tanque
Fuente: API650

Group I As Rolled, Semikilled		Group II As Rolled, Killed or Semikilled		Group III As Rolled, Killed Fine-Grain Practice		Group IIIA Normalized, Killed Fine-Grain Practice	
Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes
A 283 C	2	A 131 B	7	A 573-58		A 131 CS	
A 285 C	2	A 36	2, 6	A 516-55		A 573-58	10
A 131 A	2	G40.21M-260W		A 516-60		A 516-55	10
A 36	2, 3	Grade 250	5, 8	G40.21M-260W	9	A 516-60	10
Grade 235	3, 5			Grade 250	5, 9	G40.21M-260W	9, 10
Grade 250	6					Grade 250	5, 9, 10
Group IV As Rolled, Killed Fine-Grain Practice		Group IVA As Rolled, Killed Fine-Grain Practice		Group V Normalized, Killed Fine-Grain Practice		Group VI Normalized or Quenched and Tempered, Killed Fine-Grain Practice Reduced Carbon	
Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes	Material	Notes
A 573-65		A 662 C		A 573-70	10	A 131 EH 36	
A 573-70		A 573-70	11	A 516-65	10	A 633 C	
A 516-65		G40.21M-300W	9, 11	A 516-70	10	A 633 D	
A 516-70		G40.21M-350W	9, 11	G40.21M-300W	9, 10	A 537 Class 1	
A 662 B				G40.21M-350W	9, 10	A 537 Class 2	13
G40.21M-300W	9					A 678 A	
G40.21M-350W	9					A 678 B	13
E 275	4, 9					A 737 B	

Notas:

(2) Debe ser Rolled, Semikilled o Killed.

(3) Espesor $\leq 0,75$ in.

(6) El contenido de Manganeso será 0,80 – 1,2% por análisis de calor para espesores superiores a 0,75 in.

Explicación de las Nota (2):

* As Rolled, es el tratamiento físico a que se somete las planchas de acero para determinar la energía de impacto necesaria durante el servicio, consiste en la selección de un tipo de laminación por parte del cliente de acuerdo a la ubicación de la instalación de su estructura. Son tres tipos; laminación en caliente a altas temperaturas, normalización con rodadura y laminación termomecánica.

* Killed y Semikilled, es el acero desoxidado mediante silicio y/o aluminio para reducir el contenido de oxígeno a un mínimo tal que no ocurran reacciones durante el proceso de solidificación del metal Fe como el FeO o el carbono como CO. Los desoxidados totalmente (Killed) se solidifican sin burbujeo de gas y los desoxidados parcialmente (Semikilled) son aquellos donde se presenta porosidad por la salida de monóxido de carbono.

Utilizando esta información y los criterios de selección de la Norma API650 tendremos dos alternativas de selección de acero:

- a) ASTM A36 con planchas de un máximo de espesor 40 mm (1,5")
- b) ASTM A283 grado C con planchas de un máximo de espesor 25 mm (1")

Características de los Aceros ASTM A36 y A283 Seleccionados

Para el presente trabajo de tesis, el tanque de almacenamiento usará como material para las láminas, el acero al carbono ASTM A36 o ASTM 283 Grado C, estos son aceros de uso estructural adecuados para soldadura y corresponden a los aceros de bajo carbono. En las tablas del N°4 al N°7 se muestran la composición química y propiedades mecánicas de estos aceros.

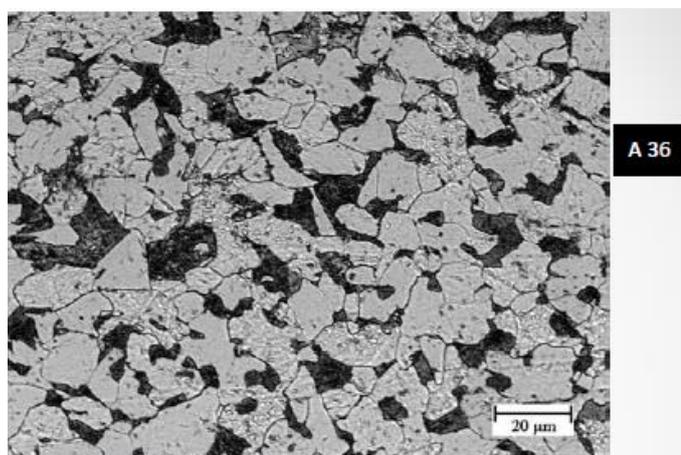


Figura N° 9: Vista Microscópica Acero ASTM A36
Fuente: Internet

Tabla N° 4: Composición Química del Acero ASTM A36

	Hasta 3/4 in.	Sobre 3/4 in. Hasta 1-1/2 in.	Sobre 1-1/2 in. Hasta 2-1/2 in.	Sobre 2-1/2 Hasta 4 in.	Sobre 4 in.
Carbono	0,25	0,25	0,26	0,27	0,29
Manganeso	--	0,80/1,20	0,85/1,20	0,85/1,20	0,85/1,20
Fósforo	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Azufre	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Silicio	0,40 máx.	0,40 máx.	0,15/0,40	0,15/0,40	0,15/0,40
Cobre min % cuando se especifica de acero de cobre	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20

Fuente: Aceros Mexicanos AHMSA for OIL&GAS

Tabla N° 5: Propiedades Mecánicas del Acero ASTM A36

Resistencia a la tracción	58 000 – 80 000 psi [400-550 MPa]
Min. Punto de fluencia	36 000 psi [250 MPa]
Elongación en 8"	20% min
Elongación en 2"	23% min
Densidad	7,85 gramos/cm ³

Fuente: Aceros Mexicanos AHMSA for OIL&GAS

Tabla N° 6: Composición Química del Acero ASTM A283 (A,B,C,D)

	Grado A	Grado B	Grado C	Grado D
Carbono, máx.	0,14	0,17	0,24	0,27
Manganeso, máx.	0,90	0,90	0,90	0,90
Fósforo, máx.	0,035	0,035	0,035	0,035
Azufre, máx.	0,04	0,04	0,04	0,04
Silicio				
Placas de menos de 1 1/2 in, máx.	0,40	0,40	0,40	0,40
Placas de más de 1 1/2 in	0,15-0,40	0,15-0,40	0,15-0,40	0,15-0,40
Cobre min % cuando se especifica de acero de cobre	0,20	0,20	0,20	0,20

Fuente: Aceros Mexicanos AHMSA for OIL&GAS

Tabla N° 7: Propiedades Mecánicas del Acero ASTM A283 (A,B,C,D)

	Grado A	Grado B	Grado C	Grado D
Resistencia a la tracción	45 000 -60 000 psi [310 - 415 MPa]	50 000 -65 000 psi [345 - 450 MPa]	55 000 75 000 psi [380 - 515 MPa]	60 000 -80 000 psi [415 - 550 MPa]
Min. Punto de fluencia	24 000psi [165 MPa]	27 000psi [185 MPa]	30 000psi [205 MPa]	33 000psi [230 MPa]
Elongación en 8"	27% min	25% min	22% min	20% min
Elongación en 2"	38% min	28% min	25% min	23% min

Fuente: Aceros Mexicanos AHMSA for OIL&GAS

Descripción de los elementos en la composición de los aceros que utilizaremos en nuestros tanques:

1. El contenido de azufre mejora la maquinabilidad, pero debe ser controlado con el manganeso, la relación de contenido de manganeso y azufre reduce la temperatura de transición dúctil-frágil.
2. El contenido de fósforo con un porcentaje adecuado mejora las propiedades de corte, en exceso reduce la ductilidad.
3. El silicio es un desoxidante importante porque remueve el oxígeno durante el vaciado y proceso de solidificación.
4. El acero que contiene entre 0,20 a 0,25% de cobre es usado para alta resistencia a la corrosión.

3.5. CRITERIOS DEL MONTAJE E INSTALACIÓN DE LA BASE METÁLICA

Como se mencionó anteriormente existen diferentes normas internacionales para la construcción e instalación de tanques, pero la más utilizada en la industria petrolera son las normas API, la presente tesis realiza su trabajo en un tanque bajo la norma **API650**, asimismo el uso de esta norma recomienda utilizar la norma **API651** para poder conseguir el mejor rendimiento y diseño en lo que se refiere a instalación del sistema de protección catódica por corriente impresa.

La norma **API650**, describe los procedimientos de instalación de todas las partes de un tanque atmosférico como; base, paredes, techo, cimentación, etc. Para el presente trabajo de tesis nos enfocaremos en el estudio de la base del tanque. En la norma API650 se detalla los procedimientos de construcción; los primeros pasos antes de la instalación de la planchas de acero de la base, que es seleccionar el área y habilitar el terreno, por ejemplo para realizar la cimentación de un tanque se debe hacer estudios preliminares de suelo, sub suelo, se debe considerar un anillo de concreto en la parte externa, se debe

construir un muro contraincendios, nivelación y compactación del terreno natural debajo del tanque, después se considera la instalación de una capa de membrana dieléctrica cuya función es impermeabilizar la base de terreno natural, se coloca un relleno de soporte, se coloca el sistema de protección catódica, y finalmente se instala las planchas de la base que se unen por soldadura, después se ensambla con las paredes donde se debe tener en cuenta las juntas y uniones que conectan al tanque con las tuberías de drenaje, despacho, alimentación, etc., con el fin de evitar interferencias eléctricas en la protección catódica.

Condiciones para la Unión de las partes en la fabricación de un tanque

Una vez seleccionada el tipo de material (metal base), se procede con la unión de las planchas de metal tanto en la base, como pared, techo, accesorios, etc. Luego se continúa con el montaje y ensamble de todo el cuerpo cilíndrico del tanque.

La unión de todas las partes del tanque es por soldadura, la junta de todas las planchas de acero (base, paredes, techo) de accesorios, soportes, etc. se especifican de manera detallada en la norma **API650, sección 3**. En el **ítem 3.4** se indica que todas las placas para la base del tanque deberán tener un espesor mínimo de 6 mm, que no incluye el espesor adicional de tolerancia por corrosión. En el **ítem 3.6** se indica el mínimo espesor requerido para las planchas de acero de las paredes del tanque en función al diámetro (tabla N° 8)

Tabla N° 8: Espesores para paredes de tanques

Nominal Tank Diameter (See Note 1)		Nominal Plate Thickness (See Note 2)	
(m)	(ft)	(mm)	(in.)
< 15	< 50	5	$\frac{3}{16}$
15 to < 36	50 to < 120	6	$\frac{1}{4}$
36 to 60	120 to 200	8	$\frac{5}{16}$
> 60	> 200	10	$\frac{3}{8}$

Fuente: API650, 3.6 : Diseño de pared del tanque

El tanque que se está considerando para el diseño de protección catódica tiene 28 metros de diámetro y por lo tanto según la tabla N°8, el espesor de las paredes sería mínimo de 6 mm ó 1/4".

3.6. UNIÓN DE LA BASE METÁLICA

En la norma **API650**, desde el **ítem 3.1.1.1**, hasta **3.1.1.8**, definen todas las formas de soldaduras de unión que se pueden dar. En el **ítem 3.1.3.4** se indica que las planchas en la base del tanque y del techo solo deben estar unidos por superposición de dos láminas de acero con soldadura de filete en un solo borde (single-welded lap joint). Es por ello que para el tanque del trabajo de tesis, se considera que las planchas de la base (bottom plate) se unen por traslape y soldadura de filete.

En la figura N° 10 mostramos un esquema de las uniones por soldadura para la unión de la pared con la base y para la unión entre planchas de acero en la base del tanque.

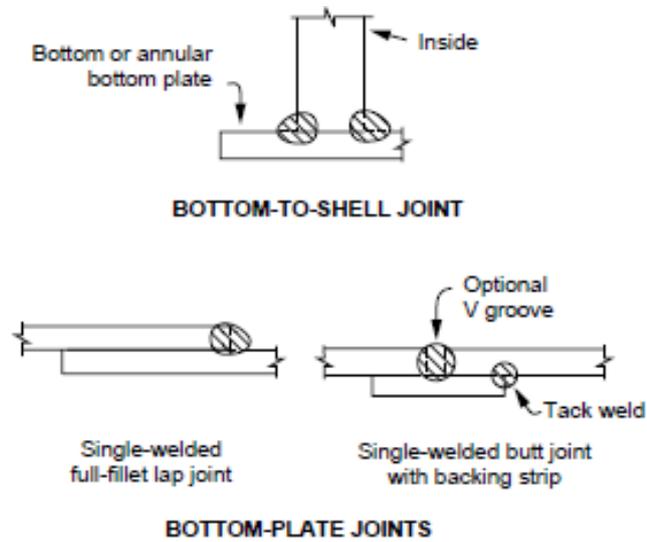


Figura N° 10: Uniones soldadas típicas para las planchas en la base del tanque

Fuente: API650, ítem 3.1.5.1

La simbología de soldadura es según la AWS (American Welding Society) y que se usan también la figura N° 11 para la unión soldada vertical de planchas de acero para la pared del tanque.

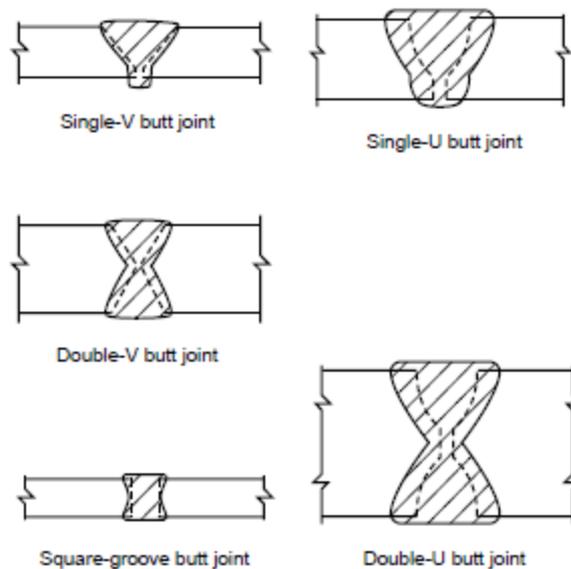


Figura N° 11: Unión soldada vertical de planchas de acero en la pared del tanque

Fuente: API650, ítem 3.1.5.1

El ítem 3.1.5.4 de la norma indica que las planchas de acero de la base deben ser rectangulares y de bordes rectos y que los traslapes de tres placas deben estar alejados al menos 300 mm, uno de otro, alejado de la pared del tanque, alejado de las uniones soldadas de planchas anulares, y alejado de las uniones entre las planchas anulares y las de base. Las planchas de la base requieren ser soldadas solo por el tope de los bordes traslapados por medio de una soldadura continua.

Para la parte anular del tanque se debe tener consideraciones especiales, la sección 3.1.5.5 y 3.1.5.6 de la norma recomienda utilizar soldaduras a tope con unión paralela de los lados, la sección 3.5 de la norma explica las consideraciones que se deben tener en cuenta para la zona anular de la base por ser de máximo estrés, a continuación vemos la representación de unión entre pared del tanque y la base en la figura N° 12.

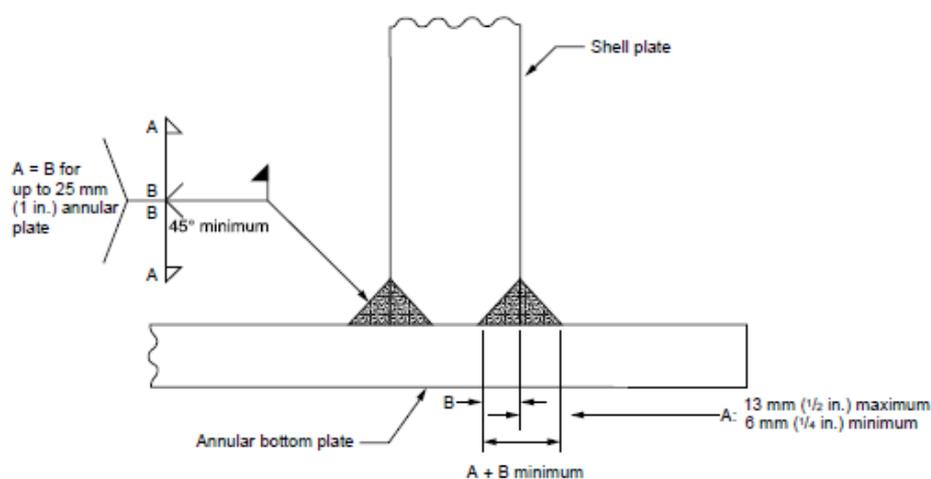


Figura N° 12: Unión Pared - Base de Láminas de Acero
Fuente: API650

La norma API650 nos da todas las recomendaciones para diseño y construcción de la cimentación, la zona anular de concreto y sus características se indican en el apéndice B de la norma. A continuación se muestra algunas representaciones del anillo en las figuras N°13 y N°14.

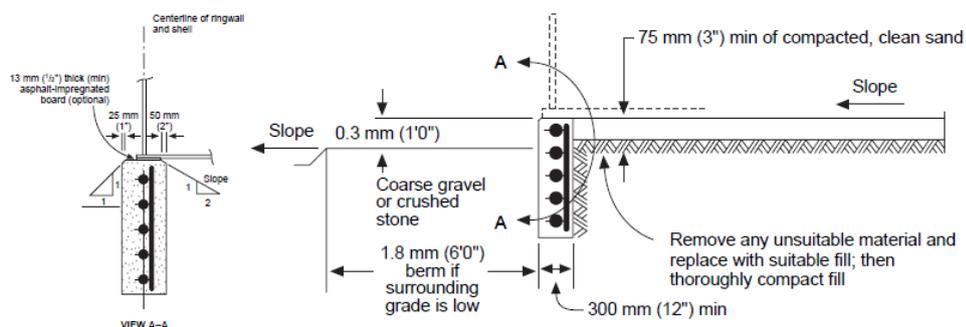


Figura N° 13: Vista corte de Anillo de Soporte
Fuente: API650

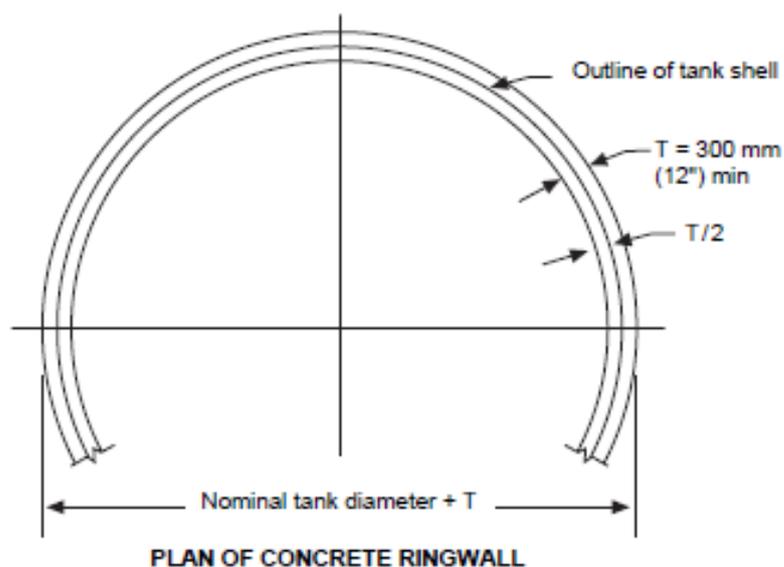


Figura N° 14: Vista Planta y Dimensiones Mínimas del Anillo
Fuente: API650

Soldaduras de la base por Filete (fillet weld)

Tipo de soldadura de forma triangular y que une dos superficies en ángulo recto entre sí, sea en una unión de superposición, una unión en T, una unión de esquina. Las soldaduras de filete son el tipo más común de soldadura, son más resistentes a la tracción y a la compresión que al corte, de manera que los

esfuerzos determinantes son los de corte, para el caso de tanques los esfuerzos que más predominan son las de tracción y de compresión.

Durante la operación de la soldadura se emplean elevadas temperaturas, existe la posibilidad de cambios metalúrgicos de la matriz del metal en la vecindad de la soldadura, además pueden introducirse tensiones residuales debido a la sujeción o sistema de montaje o incluso debido al sentido en que se hace la soldadura.

Rendimiento y Análisis de las Soldaduras

Muchas estructuras de acero como tanques de almacenamiento y barcos se mantienen unidas por soldadura. Y cuando ocurren incidentes de roturas rápidas o fallas por fatiga, se deben generalmente a debilidades en las soldaduras. La figura N°15 muestra un esquema de una operación típica de soldadura por arco eléctrico o soldadura electrógena.

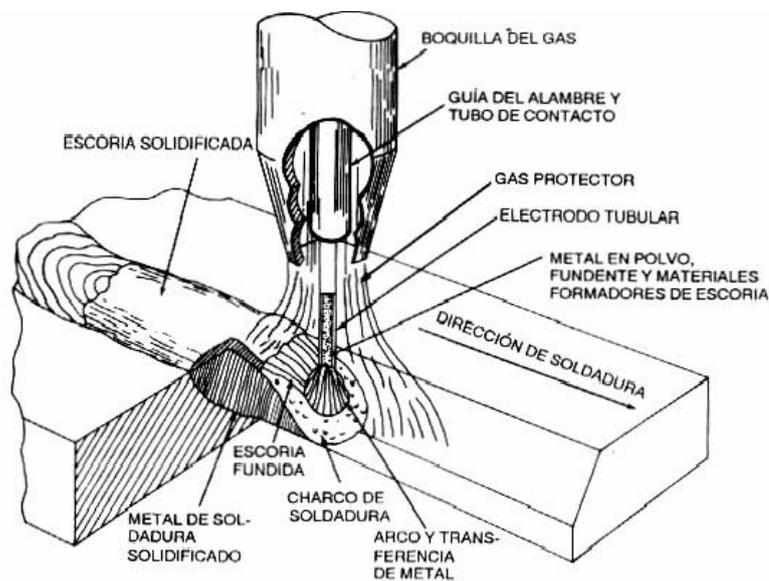


Figura N° 15: Esquema de Operación de Soldadura por Arco Eléctrico

En la operación de soldadura se establece un arco eléctrico entre el electrodo (que contiene un metal de aporte y fundente) y las planchas originales. El calor procedente del arco funde el metal de aporte, que rellena el hueco entre las placas en forma de baño fundido. Pese a la pérdida de calor del baño a través

del metal frío, ésta se sustituye por la energía procedente del arco. De hecho, puede fundirse también algo de material base. Como el arco avanza, el acero fundido que va quedando atrás se solidifica con rapidez, uniendo las dos placas. La figura N°16 muestra un perfil de la variación de temperatura en la soldadura desde el baño hasta el metal base.

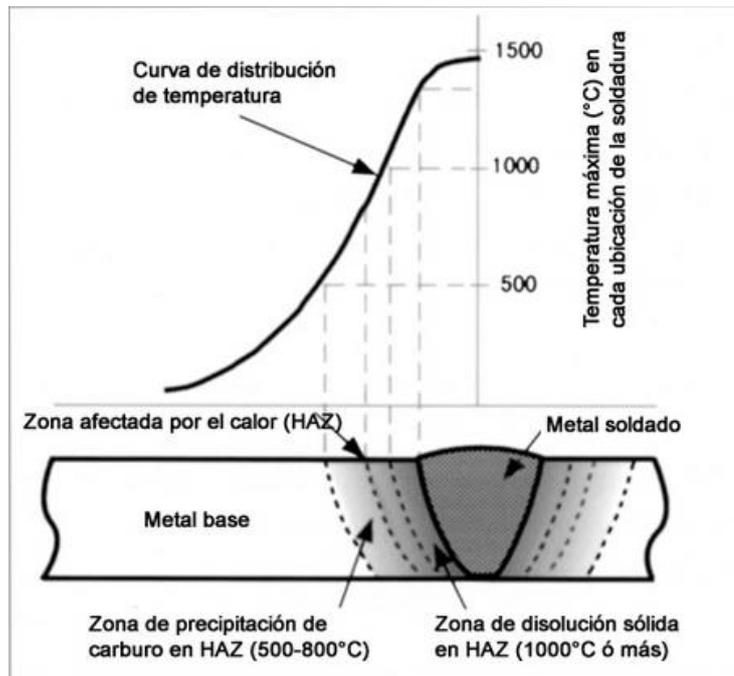
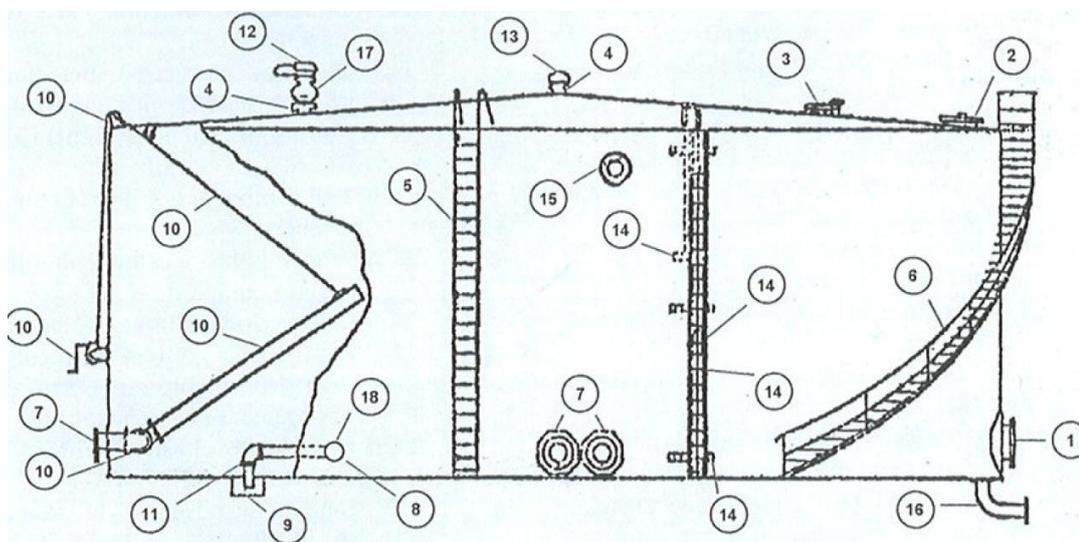


Figura N° 16: Esquema de Perfil de Temperatura en la Soldadura

Como el electrodo se va moviendo a lo largo de la soldadura, se forman playas (franjas paralelas) isotérmicas en el frente del baño como si se tratara de ondas. El paso de esta “onda” térmica por la soldadura provoca un calentamiento muy rápido en el frente del baño de la soldadura, y un enfriamiento algo menos rápido del metal una vez ha pasado el frente. Como consecuencia, la sección de la placa o metal base que se ha calentado experimenta un cambio en sus propiedades mecánicas. Por esta razón se le denomina “Zona Afectada por el calor” (ZAC). Lo que menos se desea en una soldadura es que aparezca martensita en la zona ZAC, que son duras y frágiles, pues esto puede potenciar la “fragilidad por hidrógeno”. Todas las soldaduras contienen cantidades de

hidrógeno atómico. Como el hidrógeno tiene un tamaño atómico muy pequeño se difunde rápidamente en el acero (incluso a temperatura de ambiente) y coalesce para formar huecos, que en un material frágil como la martensita crecen en forma de grietas. Estas grietas pueden crecer, por ejemplo por fatiga, hasta que son lo suficientemente grandes para causar la rotura. Este análisis también es mencionado en la norma **API650, sección 3.3, Consideraciones especiales**. Fuente: Michael Ashby/David Jones, **Materiales para Ingeniería, Editorial Reverté**.

Durante la construcción y montaje se deben considerar los accesorios del tanque ver figura N°17, que si bien es cierto no influyen en la metalurgia de la base del tanque ni en el diseño del sistema de mallas, son importantes para considerar peso, volumen y futuros trabajos que puedan interrumpir o modificar físicamente el sistema de protección catódica ya instalado como parte del diseño general del tanque.



**Figura N° 17: Accesorio para Tanques de Techo Cónicos Normalizados /
Usual accessories for standard cone-roof tanks
Fuente: Instituto Superior de Energía – Diaz de Santos Pág 277**

1. Boca de hombre en la virola (Shell manhole)
2. Boca de hombre en el techo (Roof manhole)
3. Tapa de registro para sondaje (Gauge hatch)
4. Tubo para venteo (Roof nozzle for vent)
5. Escalera de gato (Ladder)
6. Escalera espiral (Spiral Stairway)
7. Virola en la pared (Two Shell nozzles)
8. Brida y tubo para drenaje de agua (Flange and tube for wáter draw-off)
9. Sumidero (Sump)
10. Conjunto para extracción a altura variable (polea, cable, cabrestante y tubo de inclinación variable); Swing line unit complete (sheave, cable, winch and swing line)
11. Drenaje de agua decantada (Water draw-off)
12. Venteo controlado para productos volátiles (válvula P/V); Conservation vent (volatile products)
13. Venteo libre para productos no volátiles; Free vent (nonvolatile products)
14. Indicador de nivel con flotador (indicadores de nivel con regleta exterior y a la altura a la vista); Level gauge float (target-type and ground-roading-type indicators)
15. Tubos para cámara de espumación (Connection for foam chamber)
16. Drenaje (Drain)
17. Apagallamas (Flame arrester)
18. Válvula antihielo (Antifreeze valve)

Todos estos accesorios, así como el indicador de nivel de líquido a almacenar, los vientos externos y la presión atmosférica, aumentan la carga y esfuerzos de la base.

3.7. PROCEDIMIENTO DE COLOCACIÓN DE ARENA E INSTALACIÓN DE CINTAS

Actividades de la Instalación

El procedimiento que se muestra a continuación es parte de la construcción de los tanques de almacenamiento de Diesel, después de ubicar el sitio de instalación, realizar el estudio geotécnico y de fundación del terreno, se procede con la siguiente secuencia:

- A. Acondicionamiento del Área.
- B. Control de la ubicación y destino de la arena.
- C. Colocación de la primera capa de 2 pulgadas de arena.
- D. Colocación de las cintas de Protección Catódica.
- E. Colocación de capa superior de arena.

A. Acondicionamiento del Área

Primera actividad de construcción es formar un anillo de concreto (trabajo civil especializado), luego se realiza compactación de terreno natural, limpieza y acondicionamiento del área que está dentro del anillo. La siguiente actividad de suma importancia es colocación una geomembrana que se explica con más detalle en el acápite 5.6.2., se revisa que todas las soldaduras de la geomembrana estén correctamente unidas, lo más tendida y uniforme posible para poder colocar sin problemas una primera capa de mezcla de arena con agua y cemento.

B. Control de la ubicación y destino de la arena

Para lograr una buena selección y control de la arena se debe enviar un supervisor o especialista a la mina o cantera de extracción, para verificar el

origen y luego se irá custodiando al material hasta que sea depositado en el lugar adecuado, este paso se hará las veces que sea necesario.

C. Colocación de la primera capa de 2 pulgadas de arena

Una vez tengamos acondicionada el área procedemos a colocar la primera capa de arena de un espesor de 2 pulgadas, la capa de arena debe estar bien compactada, la compactación está muy ligado al control de calidad de los trabajos realizados en campo (si no se realiza puede producir mala estabilidad o subsidencia). Es muy importante elegir una prueba de laboratorio adecuada para reproducir en campo, la relación entre pesos volumétricos de la arena, cemento y agua. En los últimos años han aparecido muchas técnicas de laboratorio, la prueba dinámica del Proctor es la que ha alcanzado mayor difusión.

La arena es mezclada de acuerdo a ensayos de laboratorio denominado Proctor, primero se realiza un ensayo a nivel de laboratorio (Ensayo Proctor) donde se obtiene la relación volumétrica de los componentes de mezclado, el resultado es al 100%. Cuando se pasa al terreno propiamente dicho, es decir la mezcla dentro del anillo del tanque se utiliza los resultados del Proctor (3,2% en volumen de cemento y 7,14% en volumen de agua tratada) y luego se hace un nuevo ensayo Proctor con esta última mezcla que deberá estar por lo menos al 95% del ensayo Proctor original (Proctor Modificado).

La mezcla de arena con el cemento se debe realizar en un área determinada y cerca al área donde se utilizará, esto debe realizarse con brazos de retroexcavadora o maquinaria pesada por la gran cantidad de volumen que se utiliza.

La dosificación por metro cubico es:

Cemento 42,50 Kg (0,03594 m³)

Arena Fina Seleccionada 1582 Kg (1,00 m³)

Agua Seleccionada 80 Litros (0,08 m³)

Características de los materiales

Arena:

Procedencia Cantera San Pablo Km 42 Panamericana Sur

Tamaño Máximo Nominal 2,36 mm

Módulo de Fineza 1,25%

Contenido de Humedad 1,32%

Cemento: Portland Tipo 1P

Para el caso de la capa fina de 2", se coloca la mezcla de manera manual con ayuda de carretillas con llantas de goma y se compacta con pistones manuales para evitar cualquier tipo de abolladura a la geomembrana. Este paso se debe realizar en horarios, ya sea a primeras horas de la mañana o últimas horas de la tarde, con la finalidad de que la temperatura ambiente esté baja y garantice que la geomembrana esté lo más tensada posible ya que con las altas temperaturas la geomembrana tiende a dilatarse.

D. Colocación de las cintas de Protección Catódica

Cuando ya se haya colocado la primera capa de arena de 2 pulgadas y se ha compactado, entra un equipo especializado para colocar las cintas metálicas de Protección Catódica que se especifica con más detalle en el acápite 5.6.3.

E. Colocación de Capa Superior de Arena

Una vez terminado la instalación del Sistema de Protección Catódica, procedemos a la colocación de la arena restante en dos capas siguiendo la misma dosificación ya mencionada, tendiéndola y compactándola entre capas, con una

compactación del 95% del proctor modificado de acuerdo a los ensayos de laboratorio.

En este caso por ser ya una capa más gruesa se utiliza compactadores mecánicos a diferencia de la primera capa que se recomienda sea manual, para evitar descargas puntuales y daños en la geomembrana. El mismo procedimiento se realiza para la última capa y en ésta se deja con la superficie en pendientes que indica la norma **API650**.

3.8. SELECCIÓN DE ARENA COMO MEDIO ELECTROLÍTICO Y DE SOPORTE

La arena es el material escogido como medio electrolítico y de soporte para la base del tanque del presente diseño, según lo recomendado por **API651**.

Este material está al alcance y es muy económico. Las costas de todo el Perú están bordeadas por muchos arenales con dunas y las playas están cubiertas por kilómetros y kilómetros de arena. Estas arenas han estado probablemente en las playas y en las dunas por millones de años, y son un excelente material para muchos trabajos de ingeniería.

Las arenas son el resultado de la desintegración de las rocas y pueden estar constituidas por una gran variedad de especies minerales; los granos pueden ser redondeados, parcialmente redondos o angulosos.

En la superficie de toda cantera se pueden ver las capas sucesivas, diferenciándose una de otras por variaciones de color o del grosor del grano. En la tabla N° 9 mostramos un cuadro del tamaño de partícula de este material respecto a otros.

Tabla N° 9: Cuadro de Definición de Tamaño de Partícula
Fuente: American Society Sedimentationists

Ingles	Castellano	Dimensiones (mm)
Bouler	Guijarro grande	256 a mas
Granule	Gránulo	2 a 4
Very Coarse Sand Grain	Arena de grano muy grueso	1 a 2
Coarse Sand Grain	Arena de grano grueso	½ a 1
Medium Sand Grain	Arena de grano medio	¼ a ½
Fine Sand Grain	Arena de grano fino	1/8 a ¼
Very Fine Sand Grain	Arena de grano muy fino	1/16 a 1/8
Silt Particle	Limo	1/256 a 1/16
Clay Particle	Partícula arcillosa	Menores a 1/256

Las arenas pueden clasificarse por su textura: Vítreas, Granulosas, Cristalinas y Lisas; pueden ser incoloras, grises, blancas, negras, rojas, pardas, verdes, amarillas, etc. En la tabla N° 10 se señala la clasificación de la arena respecto a otras partículas según su tamaño y en la tabla N° 11 se dan sus composiciones en función del tipo de cloruro y los aniones presentes.

Tabla N° 10: Clasificación de la Arena según Norma Británica y ASTM
Fuente: American Society Sedimentationists

Descripción de la Partícula	Tamaño de la Partícula (mm)	
	Normas Británicas	ASTM
Grava	60 – 2	> 2
Arena	2 – 0,06	2 – 0,075
Limo	0,06 – 0,002	0,075 – 0,005
Arcilla	< 0,002	< 0,005

Tabla N° 11: Composición General de las Arenas
Fuente: American Society Sedimentationists

El principal componente de la arena es el Silicio	
Sales en forma de cloruros	Aniones
Sodio	Cloruros
Potasio	Sulfatos
Magnesio	Nitritos
Calcio	Boratos
Aluminio	Yodatos
Otros	Nitratos
	Oxalatos
	Cloratos

3.9. ELECTROLITO: ANÁLISIS DE AGUA Y ARENA PARA MEZCLADO

Ciertas aguas naturales pueden corroer a metales, calizas, cemento y productos derivados (materiales de construcción, hormigones, etc.). Esta agresividad de estas aguas depende de los siguientes factores: anhídrido carbónico libre, alcalinidad y pH. Sin embargo existen otros elementos que contribuyen a que el agua sea más agresiva, como los ácidos húmicos, el oxígeno, el ácido sulfhídrico, las sales, los microorganismos, etc.

El agua para la mezcla con la arena de relleno en la instalación del **Sistema de Mallas Anódicas**, servirá para bajar la resistividad y aumentar la conductividad iónica. Dicha mezcla servirá como medio electrolítico y debe tenerse conocimiento de algunas de sus características físico-químicas. Se tiene dos opciones para el tipo de agua que se debe utilizar; la primera es utilizar “Agua Tratada” que implica más costos por la calidad y cantidad y la segunda opción, utilizar agua de fuentes naturales, en cuyo caso se requiere realizar análisis de elementos contaminantes como cloruros, sulfuros, bacterias, etc., para aceptar su uso o descartarlo y seguir buscando la más aceptable.

A continuación presentaremos algunos valores y criterios para la selección de tipos de aguas naturales, en caso se opte por utilizar aguas diferentes a las tratadas industrialmente. Para este caso el agua que se utiliza en la mezcla con arena deberá provenir principalmente de fuentes de agua dulce como; pozos, ríos, agua subterránea, lagos, etc., siendo importante la consideración de no usar agua de mar por la alta concentración de sales y en especial por el alto contenido de cloruros, así como las aguas servidas por su alto contenido de bacterias que son potenciales agentes corrosivos. En la tabla N° 12 se muestra un análisis representativo de las características de las aguas naturales según su fuente de origen.

Tabla N° 12: Análisis Representativo de Aguas Naturales
Fuente: Geological Survey Water Supply (paper 1812)

Análisis de Aguas Típicas Superficiales y Subterráneas de EEUU						
Característica Físico-Químico (Miligramos/Litro)	Río Baltimore	Río Detroit	Río Mississippi	Pozos poca profundidad	Pozos de 122 a 183 m profundidad	Pozos de 149 a 610 m profundidad
Sílice (SiO ₂)	5.9	2.1	5.5	25	8.3	21
Hierro (Fe)	0.00	0.17	0.40	0.03	0.72	0.01
Manganeso(Mn)	0.00	0.14	0.00	0.01	0.00
Calcio(Ca)	8.5	28	37	65	12	26
Magnesio(Mg)	2.6	7.0	8.9	23	6.1	6.2
Sodio(Na)	3.6	4.1	17	14	7.5	86
Potasio(K)	1.5	0.9	5.1	1.8	0.7	1.9
Bicarbonatos(HCO ₃)	25	92	128	179	78	254
Carbonatos(CO ₃)	0	0	0	0	0	0
Sulfatos(SO ₄)	9	18	48	112	3.8	11
Cloruros(Cl)	5.5	8	10	18	3	40
Fluoruros(F)	0.1	0	0.4	0.8	0.4	0.7
Nitratos(NO ₃)	4.7	0.5	3.2	0.2	1.2	0
Sólidos Disueltos	59	129	222	410	87	318
Dureza como CaCO ₃	32	99	129	256	55	90
Dureza no Carbonatos	11	24	24	110	0	0
Conductancia Especifica (Microohmios a 25°C)	91	213	324	535	137	533
pH	6.4	7.6	7.7	7.9	6.8	7.2
Color	5	3	5	5	5	0

La temperatura juega un papel muy importante en la solubilidad de las sales y principalmente de los gases y por lo tanto influye en la conductividad eléctrica y en el valor del pH. Para el presente diseño la temperatura del sistema está influenciada por la temperatura de operación del tanque que según diseño, condiciones de operación y fluido que se almacenará es de **28°C**. También el ambiente externo tendrá influencia como el aire, la humedad, el tamaño del tanque, el suelo, el clima y el entorno en general.

Consideración importante: Si a la instalación metálica no se le aplica Protección Catódica, entonces la mezcla de arena con agua (electrolito) tendrá efectos corrosivos. El contacto entre el electrolito con el metal base puede producir corrosión debido al anhídrido carbónico, alcalinidad, pH, oxígeno, sulfuros, sales, microorganismos, etc., **Fuente: Rodier, Jean, Libro Análisis de aguas y Comité D19 de la ASTM, Manual de Aguas de Uso Industrial.**

En la tabla N° 13, se dan los datos promedio de los componentes del agua de mar. Como se puede observar, la alta cantidad de sales y otros componentes hacen que el agua de mar no sea apta para cualquier tipo de mezclas con arena en diseños de ingeniería para sistemas ON-SHORE de protección catódica.

Tabla N° 13: Composición Promedio de Componentes Principales de Agua de Mar

Fuente: Petrophysics – Djebbar Tiab and Erle Donaldson (Pág 60)

Composicion del Agua de Mar

Por Sustancia	Abundancia (ppm)
Cloruros Sódicos	27 200
Sales Magnésicas	5 540
Sulfato Cálcico	1 260

Por elementos	Abundancia (ppm)
Cloro (Cl)	52 292
Sodio (Na)	30 597
SO ₄	7698
Magnesio (Mg)	3725
Calcio (Ca)	1197
Hierro (Fe)	0,01
Potasio (K)	1106
HCO ₃	25
SiO ₂	6
CO ₃	0,207
Bromo (Br)	0,189

3.10. COMPACTACIÓN DE LA ARENA COMO FACTOR DE SEGURIDAD

Compactación de Suelos

Es el término que se utiliza para describir el proceso de densificación de un material mediante medios mecánicos; el incremento de densidad se obtiene al

disminuir el contenido de aire en los vacíos, en tanto se mantiene el contenido de humedad aproximadamente constante.

El objetivo de la compactación es mejorar las propiedades ingenieriles en los siguientes aspectos:

- a) Aumentar la resistencia al corte, mejorar la estabilidad y la capacidad de carga de la cimentación.
- b) Disminuir la compresibilidad y por consiguiente reducir la permeabilidad.
- c) Disminuir los vacíos, por consiguiente reducir la permeabilidad.
- d) Reducir el potencial de expansión, contracción o expansión por congelamiento.

En el presente diseño del sistema de protección catódica por mallas, la compactación es importante para dar soporte y estabilidad al tanque y servir como elemento electrolítico entre el metal de la base y los ánodos. Hay dos etapas importantes como son la compactación del suelo natural que es la base de todo el sistema y la compactación de suelo artificial de arena, que comprende un área circular interno al anillo de concreto que soportara la base del tanque.

Análisis Estadístico de Compactación

El control de compactación se lleva a cabo realizando ensayos cada cierto volumen de material y aceptando todo el volumen de la obra como satisfactorio. Si los resultados de esos ensayos aislados superan un valor mínimo especificado, son aprobados.

La relación típica entre la densidad seca, el contenido de humedad y la energía de compactación se obtiene a partir de los ensayos de compactación en laboratorio de las normas **ASTM D-698-78** y **ASTM D-1557-78**.

Para el presente trabajo de Tesis se está considerando un tanque de almacenamiento de Diesel donde se deberá realizar y evaluar la compactación

del terreno natural de la base y de la arena que soporta la base plana del tanque de acero. En las figuras N°18 y N°19 se muestran la compactación en el suelo natural.



Figura N° 18: Compactación del Terreno Natural
Fuente: Tecna-Ice/Maple Etanol



Figura N° 19: Terreno Natural Compactado
Fuente: Tecna-Ice

A continuación en las figuras N°20 y N°21 se representan depresiones o burbujas de vacío generadas por una mala compactación y licuación de la arena base que está debajo del tanque. Este fenómeno puede generar daños mecánicos potenciales, pero también son puntos propicios para empezar la corrosión por falta de alcance de la corriente de la protección catódica.

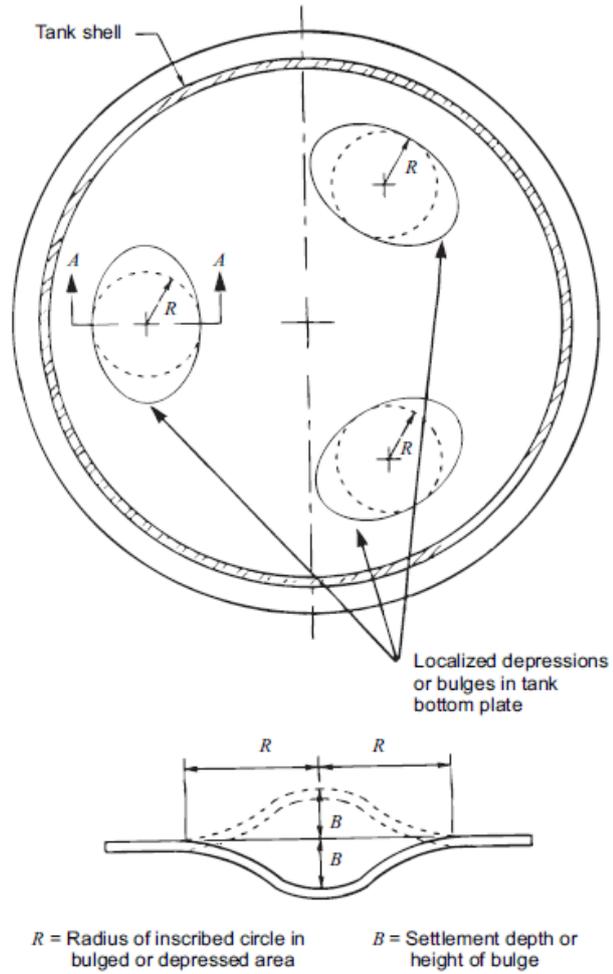


Figura N° 20: Zonas con Depresión y Formación de Vacíos
Fuente: API653 Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction.

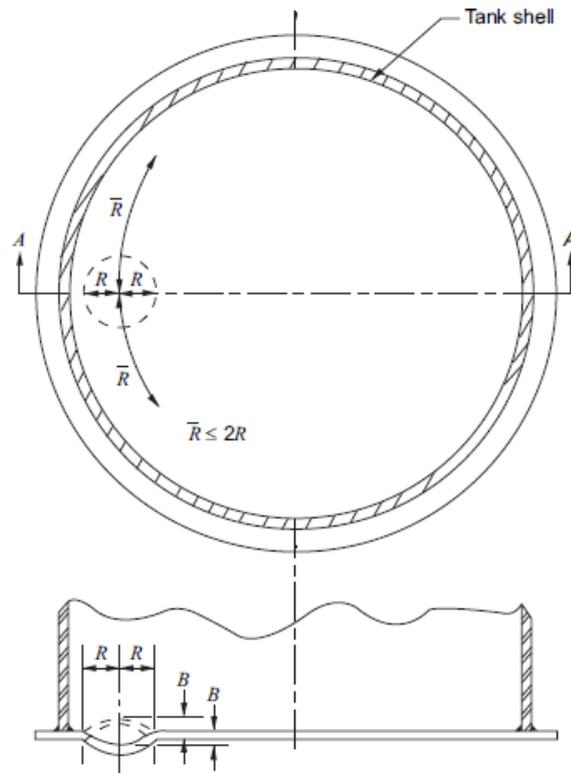


Figura N° 21: Zonas con Depresión y Formación de Vacíos cerca a la Pared
Fuente: API653 Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction.

Movimiento del Terreno Superficial

El movimiento del terreno sin consolidar y la roca base por efectos de una mala selección del lugar, pueden generar desviaciones. En la figura N°22 se presenta el desnivel sufrido por un tanque, que puede ser el resultado de la acción del peso, presión y gravedad, o también puede deberse a la acción del agua (lluvia, nivel freático elevado, filtración, etc.), sismos, desplazamiento constante de vehículos pesados cerca a la instalación, construcción de obras cercanas sin estudios previos de sus efectos, etc.

Otro factor, cuyo impacto es mínimo en tanques, pero en oleoductos y gasoductos cobra relevancia, es el movimiento geológico natural como la

ubicación de fallas geológicas, que son fracturas con desplazamiento de bloques, producto de esfuerzos tectónicos.

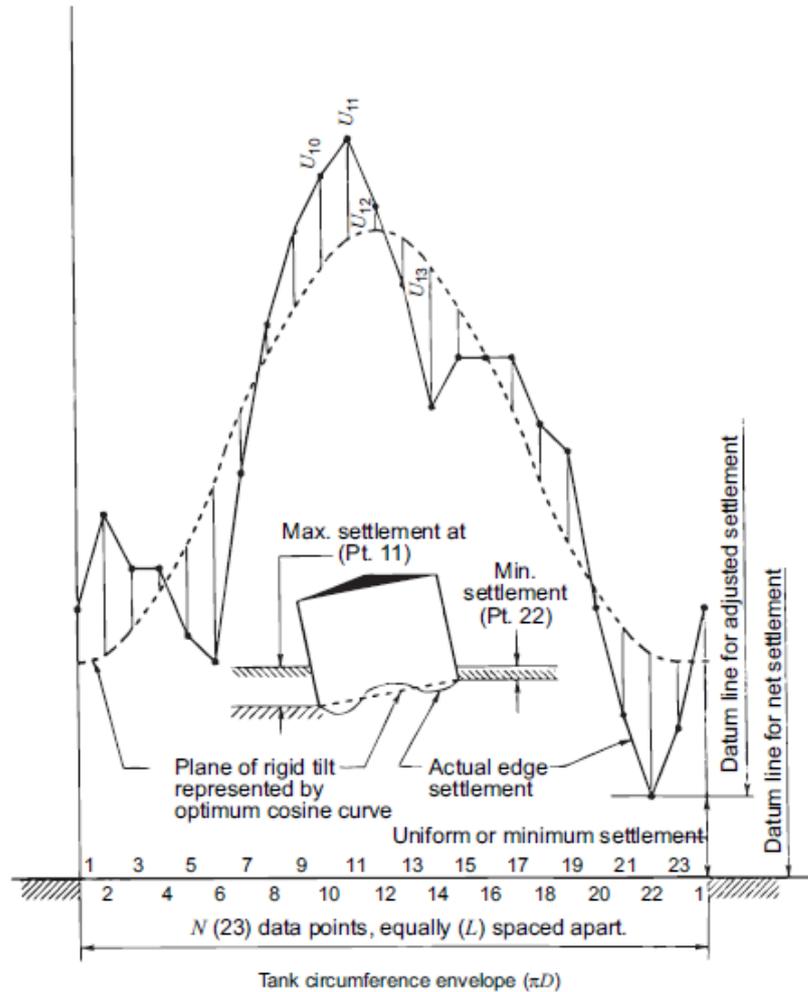


Figura N° 22: Desviación de Nivel de un Tanque Atmosférico
Fuente: API653 Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction.

CAPÍTULO IV

MARCO TEÓRICO DE LA CORROSIÓN COMO AMENAZA A LA INTEGRIDAD DE LOS TANQUES Y SU IMPACTO

4.1. SISTEMA DE INTEGRIDAD DE TANQUES

En la presente sección se muestran los nuevos conceptos que se desarrollan a nivel global acerca del control integral de la infraestructura física de transporte y almacenamiento de los hidrocarburos, su nueva administración y gerenciamiento utilizando las nuevas tecnologías en ingeniería, materiales, geología, etc., y su interrelación que tiene con los programas de salud, medio ambiente y seguridad.

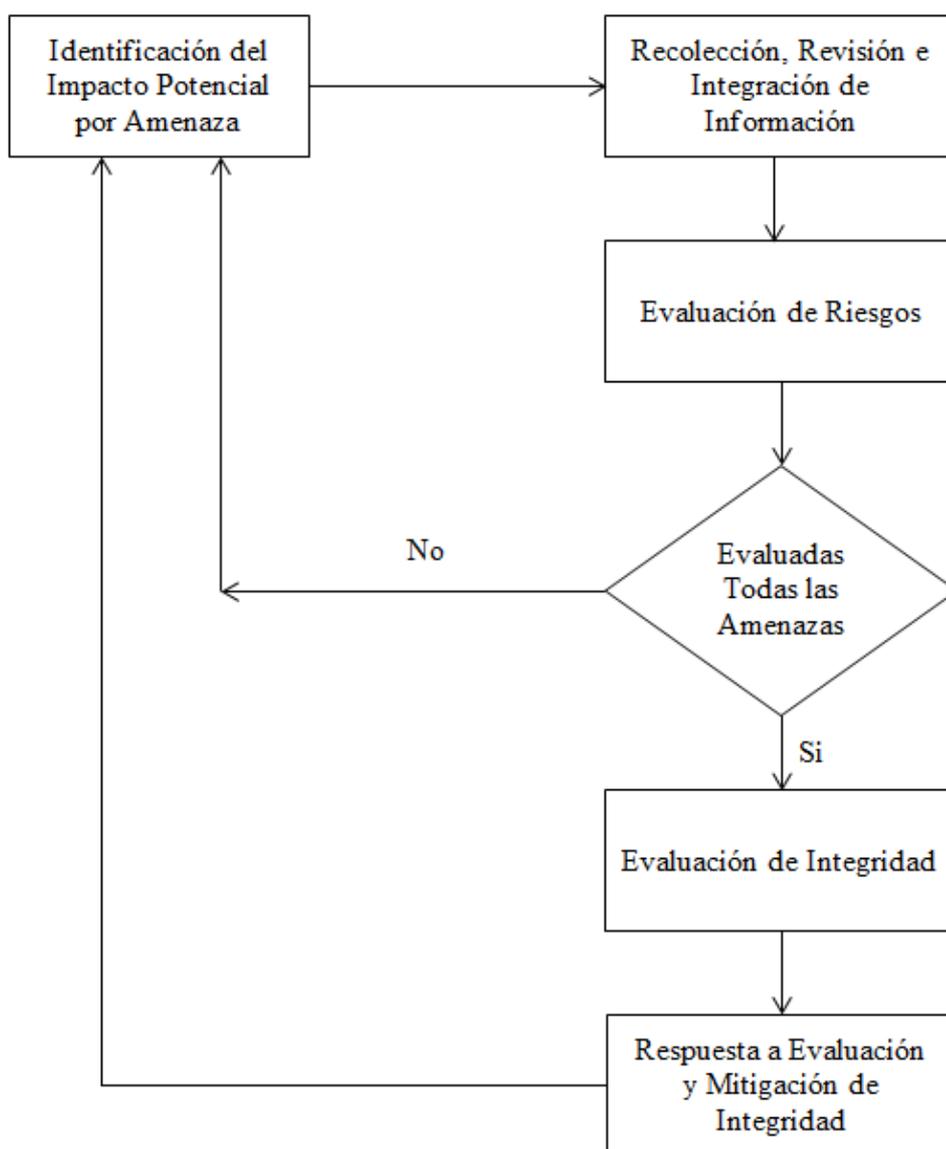
Integridad:

Esta estructura validada nos ayuda a mejorar con el tiempo (concepto en el acápite 1.4.), se ha convertido en una herramienta importante para la ingeniería puesto que se va retroalimentando. En la tabla N°14 se muestra el diagrama de flujo general de funcionamiento de un sistema de integridad.

Un sistema de Integridad se basa en un estudio de riesgos, es importante resaltar que un estudio de riesgos adecuadamente diseñado y efectivamente implementado se convierte en un soporte conceptual y funcional de un efectivo Sistema Integral de Gestión. En los últimos años la API de EEUU publicó los documentos API580, API581 donde se muestran los criterios y metodologías para el gerenciamiento de riesgos, así como las recomendaciones a seguir para los estándares de inspección API510, API570 y API653.

Tabla N° 14: Flujograma de Proceso del Plan de Administración de Integridad

Fuente: ASME B31.8S-2004



Tomaremos como referencia las normas americanas de integridad de transporte de Gas como son ASME B31.8S que clasifica a las amenazas en 9 grupos y la norma de transporte de líquidos y condensados API RP1160 que clasifica a las

amenazas en 7 grupos, que son los mismos que aplican para el caso de los tanques de almacenamiento.

Para el caso de tanques de almacenamiento en grandes volúmenes que se encuentran en terminales, refinerías, estaciones de bombeo, etc., su integridad está considerada en las normas ya mencionadas (API510, API570 y API653) y a su vez estas normas están referenciadas dentro de API RP1160 como parte de un sistema de transporte efectivo de hidrocarburos para sistemas ON-SHORE.

En la tabla N°15 mostramos la clasificación de amenazas en el transporte de hidrocarburos líquidos por ductos y a partir de allí su relación para el caso de almacenamiento, con sus formas de identificación y medidas de prevención.

Tabla N° 15: Clasificación de Amenazas Para Ductos de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Condensados

Fuente: API RP1160

Amenazas	Problemas Identificados a Través de la Recopilación e Integración de Datos	Medidas Preventivas
Clima y Riesgo Geológico	Inspección en cruces de ríos y efectos del cauce sobre las tuberías	Instalación de redes de protección y reemplazo de los cruces con perforaciones direccionales
Corrosión Interna	Anomalías internas descubiertas en los puntos bajos de las tuberías	Inyección de inhibidores y corridas frecuentes de Pigs
Daño por Terceros	Paso por propiedades de terceros y poblaciones/Ataques	Instalar marcadores de línea de vista, mantener bien los Derechos de Vía, mejorar los contactos con los propietarios de tierras, o establecer acuerdos
Falla de Equipos	Filtraciones o manchas en las instalaciones de montaje o bridas	Realizar inspecciones frecuentes, realizar registro de deterioros y procedimientos de torque en bridas.
Daño Mecánico con Fallas Retardadas	Alineación de anomalías por evaluaciones MFL con las anomalías geométricas revela lugares vulnerables	Incremento de patrullaje aéreo y estricto control en nuevas construcciones
Corrosión Externa	Alineación de anomalías por evaluaciones MFL con bajas lecturas de la protección catódica	Aumentar la protección catódica e incrementar los relevamientos en la línea
Operaciones Incorrectas	Sobretensión causada por arranques mal coordinados y paradas inesperadas por fallas de energía	Realizar estudios hidráulicos avanzados que optimicen la puesta en marcha, mejora de instalaciones eléctricas en zonas remotas.

En la tabla N°16 mostramos cuatro alcances de la “Evaluación de las Mitigaciones” por determinadas consecuencias que nos muestra la Norma **API 1160** en el transporte y almacenamiento de hidrocarburos líquidos.

Tabla N° 16: Consecuencias y Mitigación de Impactos
Fuente: API1160

Consecuencias	Evaluación de las Mitigaciones
Contaminación de aguas de acuíferos potables y naturales	Instalar detectores de hidrocarburos cerca de la tubería y en áreas cercanas a acuíferos, simulacros de derrames destinados a la contención rápida
Ignición de nubes de vapor en zonas pobladas	Educar a la población de los peligros de las nubes de vapor, proveer teléfonos de emergencia, incrementar con frecuencia la inspecciones en línea
Liberación y fugas subterráneas	Instalar detectores de fuga, incremento de las inspecciones en línea, plan de emergencias.
Acumulaciones de pequeñas fugas y grandes liberaciones posteriores	Instalar detectores de fuga, incrementar inspecciones en línea, mejorar la tecnología de patrullaje

Como se podrá ver la corrosión está dentro del grupo de amenazas a los sistemas de transporte y almacenamiento, los riesgos de corrosión pueden ser extremadamente altos, pueden dañar al sistema y procesos de operación. En la actualidad se realiza cuantificaciones y ranqueo de riesgos para priorizar y tomar decisiones, los riesgos según su definición es el producto matemático de la probabilidad de falla por el costo total por falla, para lo cual mostramos como ejemplo la tabla N°17 y N°18, aquí se puede explicar claramente la definición cuantitativa de riesgo donde la probabilidad (Análisis de frecuencia de falla) es un valor cuantitativo obtenido por API de un estudio efectuado en los EEUU entre 1983 y 1993 en 61 refinerías de petróleo con más de 10 000 tanques de almacenamiento y los costos por fallas (Análisis de consecuencias de falla) se pueden medir en dólares y consiste en calcular los costos totales que implican la fuga del producto como: remediación ambiental, penalidades, multas, reparación, parada de producción, etc.

Tabla N° 17: Evaluación de Riesgos por Amenaza de Corrosión para 35 Tanques de REPSOL (ranking for 35 tanks)

Fuente: Estudio API RBI

Codigo de Tanque	Características Generales			Costo Total de Reparación (\$)	Costo Total de Remediación (\$)	Total de Consecuencias (\$/fuga)	Probabilidad de Fuga (fuga/año)	Riesgo (\$/año)
	Servicio	(MBB)	Diametro (m)					
31-T1D	CRUDO	200	48.80	17.10	41225.07	2950629.92	0.014688	43944.36609
31-T1K	CRUDO	141	39.90	17.90	30183.58	3029173.23	0.067608	206836.9952
31-T1N	CRUDO	141	39.90	17.90	30183.58	194.40	0.004392	133.4200882
32-T4	GASOLINA PRIMARIA	7	11.90	10.90	8703.86	3029173.23	0.000216	656.1814514
31-T8A	MTBE/GASOLINA 97	50	29.90	12.80	9565.64	194.40	0.000072	0.70272288
31-T8B	GASOLINA 97	50	29.90	12.80	9565.64	107964437.69	0.000072	7773.439514
31-T9A	GASOLINA 97	15	18.00	11.10	8912.77	1260000.00	0.0009504	12059.74697
31-T9B	GASOLINA 90	15	18.00	11.10	8912.77	1260000.00	0.08784	111461.2977
31-T10A	TURBO	30	22.60	12.80	9126.68	107962106.30	0.000072	7773.928775
31-T10B	TURBO	30	22.60	12.80	9126.68	107962106.30	0.5508	59470555.13
31-T11B	KEROSENE	3.5	9.40	9.10	8642.87	1260000.00	0.000072	91.34228664
31-T14A	RESIDUAL	12	14.30	12.80	10776.80	107962106.30	0.096912	10463868.05
31-T14B	RESIDUAL	12	14.30	12.80	10776.80	107964862.20	0.323136	34890816.08
31-T15A	PETR. IND./R500	13	15.00	12.90	11063.67	43139370.08	0.000072	3106.83123
31-T15B	PETR. IND./R500	13	15.00	12.90	11063.67	43139370.08	0.000216	9320.49369
31-T21	GASOLEO a FCC	11	13.80	12.80	10580.29	5040000.00	0.5292	272315.8895
31-T27	KEROSENE	8	12.50	11.00	10102.08	43149842.52	0.02088	901179.6432
31-T33	R500/PETR. IND.	5	10.70	9.10	9518.00	43122834.65	0.014688	633527.9957
31-T101	SLOP	5	9.60	10.80	9205.68	107967273.62	0.000144	15548.61302
31-T102A	RESIDUAL	100	36.60	15.10	26652.64	43147637.80	0.001656	71496.62497
31-T102B	MATERIAL DE CORTE	100	36.60	14.60	26652.64	3122874.02	0.002736	8617.104942
31-T103B	GASOLINA FCC	45	27.10	12.80	18188.61	43175196.85	0.000072	3109.923753
31-T202B	RESIDUAL	141	39.90	17.90	30183.58	43175196.85	0.000144	6221.574782
31-T202E	RESIDUAL	141	39.90	17.90	30183.58	1260000.00	0.167328	215883.8381
31-T202F	RESIDUAL	146	45.90	14.40	37383.91	43181259.84	0.054072	2336918.505
31-T209A	GASOLINA 84	141	39.90	17.90	10365.12	3240.00	0.002736	37.22360832
31-T209B	GASOLINA 84	141	39.90	17.90	10365.12	3240.00	0.509184	6927.509422
31-T210A	GASOLINA	46	22.80	17.90	9137.08	107988287.40	0.307152	33171624.92
31-T210C	KEROSENE	46	22.80	17.90	9137.08	107988287.40	0.42912	46343854.79
31-T210D	TURBO	135.5	46.20	14.40	10986.40	107984498.03	0.039672	4284396.858
31-T213A	DIESEL 2	141	39.90	17.90	10365.12	107984498.03	0.19008	20527663.59
31-T213B	DIESEL 2	141	39.90	17.90	10365.12	107986909.45	0.19008	20528121.95
31-T333A	ASFALTO MC 30	15.1	15.50	12.80	11276.96	3240.00	0.000072	1.04522112
31-T333B	ASFALTO RC 250	15.1	15.50	12.80	11276.96	3240.00	0.000072	1.04522112
31T210B	KEROSENE	46	22.80	17.90	9137.08	252.00	1.0008	9396.591264

A continuación mostramos la tabla N° 18 los siete parámetros de probabilidad de falla (PoF) por amenazas para determinar los riesgos, estos valores son dinámicos y sirven para la evaluación y reevaluación después de aplicar las mitigaciones o decisiones de control de las amenazas. En la tabla N° 17 se utilizó solamente las probabilidades de falla por efectos de corrosión externa, para este estudio en la matriz de riesgo se considera que la probabilidad de fuga es igual a la probabilidad de falla (API580 RBI sección 5.3).

Tabla N° 18: Determinación de Probabilidad de Falla (PoF) para Análisis de Riesgo

Fuente: The Definitive Approach and Its Role in Risk Management - W.Kent Muhlbauer

Evaluación de Riesgos de una Muestra	
Información General	
Frecuencia de Falla (FoF)/Frequency of Failure	Evento/milla-año
PoF - Daño mecánico(+Daño por terceros)	% prob/milla-año
PoF - Operaciones Incorrectas	% prob/milla-año
PoF - Sabotage & robo	% prob/milla-año
PoF - Geo-amenazas	% prob/milla-año
PoF - Corrosión Externa	% prob/milla-año
PoF - Corrosión Interna	% prob/milla-año
PoF - Cracking	% prob/milla-año
Consecuencia de Falla (CoF)	Consecuencia/Incidente
Zona de Peligro	Consecuencia area/incidente
Daños del Receptor	Consecuencia/Incidente
Negocios e Inversiones	Consecuencia/Incidente
Costos de Reparación	Consecuencia/Incidente
Costos Indirectos	Consecuencia/Incidente

4.2. CORROSIÓN COMO AMENAZA

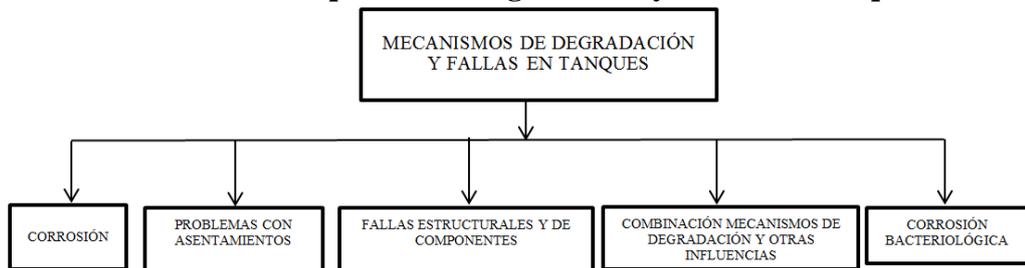
Toda la superficie metálica del tanque está expuesta a la corrosión: paredes, techo, soporte base, etc., la superficie del tanque está en contacto con el medio ambiente, con el fluido que almacena y el suelo base que sirve para su descanso. Es por ello que la amenaza de corrosión está clasificada en interna y externa. La Corrosión Interna se dará en la superficie que está en contacto con el fluido, en este caso Diesel de almacenamiento, mientras que la corrosión externa se

dará en la superficie que está en contacto con el medio ambiente y el suelo soporte de la base de descanso.

El presente trabajo de tesis esta realizado bajo un enfoque holístico, evaluando la integridad de los tanques bajo las API653, API580 y toda la información que se necesita recolectar para obtener una garantía de construcción y operación efectiva. El diseño de protección catódica está orientado a proteger el tanque contra la amenaza de corrosión externa en la base, es decir en el soporte de las planchas de acero que están sobre suelo seleccionado o arena. Este diseño sigue las recomendaciones de las normas: **API652**, **API651**, **NACE0285**, **NACE0193**, la patente de diseño mencionado en la introducción y otras normas publicadas. Las otras amenazas de corrosión interna y externa que no cubre la protección catódica de nuestro diseño, son también de suma importancia y también se encuentran dentro del programa de integridad para mitigar el efecto de la corrosión, pero éstas no se profundizan en la presente tesis.

A continuación mostramos la tabla N° 19 con un esquema integral de mecanismo de degradación y modos de fallas en la base de tanques de almacenamiento según API653.

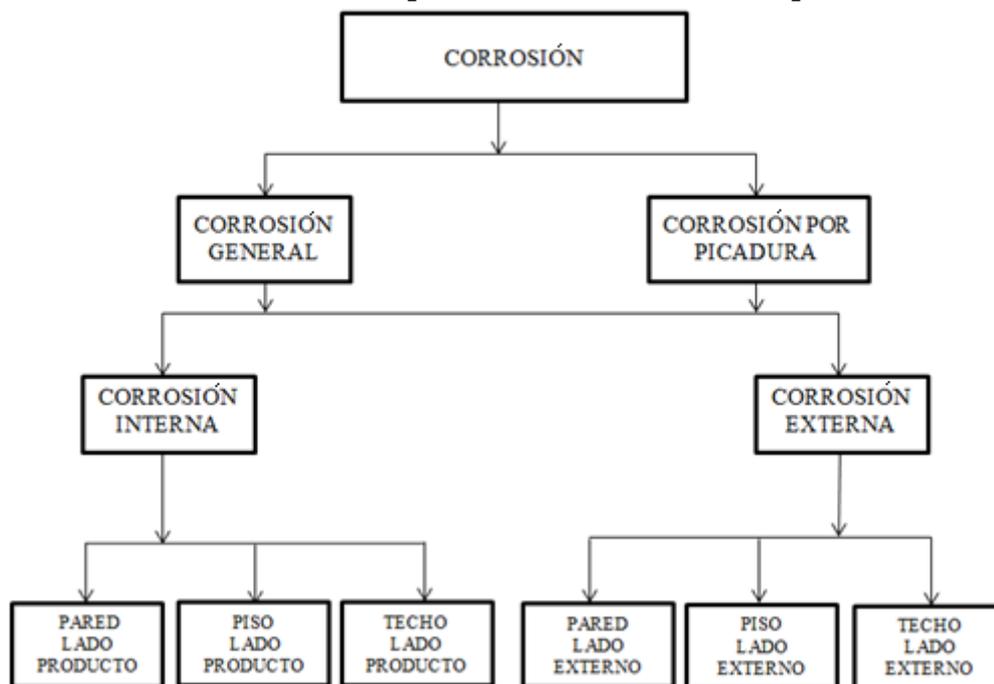
Tabla N°19: Esquema de Degradación y Fallas en Tanques



Fuente: Elaboración Propia

A continuación mostramos la tabla N°20 con un esquema de ataque por corrosión para toda la estructura de un tanque de almacenamiento.

Tabla N° 20: Esquema de Corrosión en Tanques

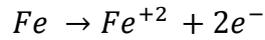


Fuente: Elaboración Propia

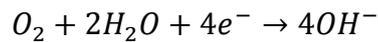
4.3. PROBLEMAS DE CORROSIÓN EN LOS TANQUES

La corrosión puede ser definida como el deterioro de un metal resultante de una reacción con su ambiente. La corrosión de estructuras de acero es un proceso electroquímico, para que este proceso ocurra, deben existir áreas con diferentes potenciales eléctricos, éstas deben estar eléctricamente conectadas y en contacto con un electrolito. Hay cuatro componentes requeridos para una celda de corrosión; Ánodo, Cátodo, camino metálico conectando el ánodo con el cátodo y el electrolito, cada parte tiene un rol y es como sigue:

- a. En el ánodo, el metal base se corroe liberando electrones y formando iones de metal positivo. Para el acero una reacción anódica común es:



- b. En el cátodo, las reacciones químicas toman lugar usando electrones liberados por el ánodo. Ninguna corrosión toma lugar en el cátodo, una reacción catódica común es:



- c. El camino metálico provee un camino para que los electrones liberados en el ánodo fluyan al cátodo.
- d. El electrolito contiene iones y conduce corriente desde el ánodo al cátodo por movimientos iónicos, el electrolito contiene ambos: iones cargados negativamente llamados aniones y iones cargados positivamente llamados cationes que son atraídos al ánodo y cátodo respectivamente. El terreno húmedo es el electrolito más común para las superficies externas del tanque, mientras que el agua y el barro o sedimento generalmente son los electrolitos para las superficies internas, tal como se aprecia en la figura 23.

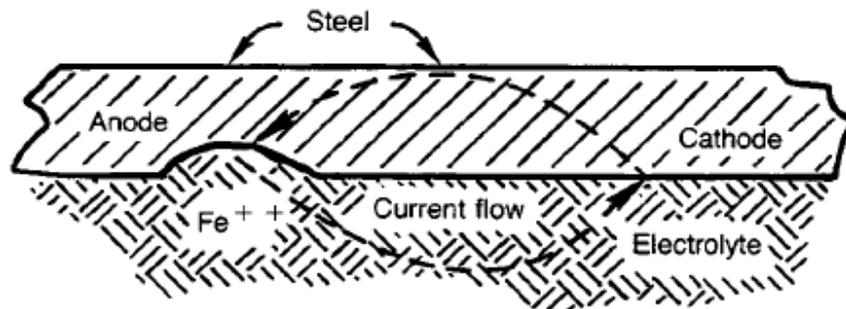
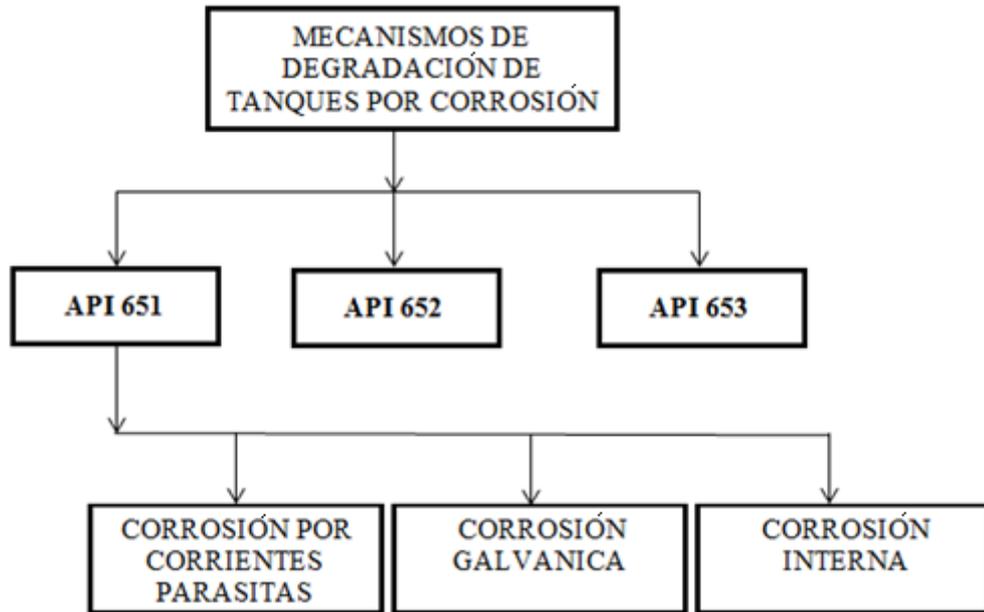


Figura N° 23: Celda Electroquímica
Fuente: API651

Mecanismos de degradación según normas asociadas a los tanques

El diseño del sistema de protección catódica del presente trabajo de tesis es aplicado a un tanque fabricado bajo norma internacional API650. Esta norma exige para que el tanque tenga su certificación API, utilizar las normas API651 enfocado en la protección catódica de la base del tanque. Así mismo se está utilizando los nuevos conceptos de integridad de tanques y se añade información de la API653 y API580 para tener conocimiento de la integridad de un tanque durante la vida útil y garantizar una óptima operatividad.

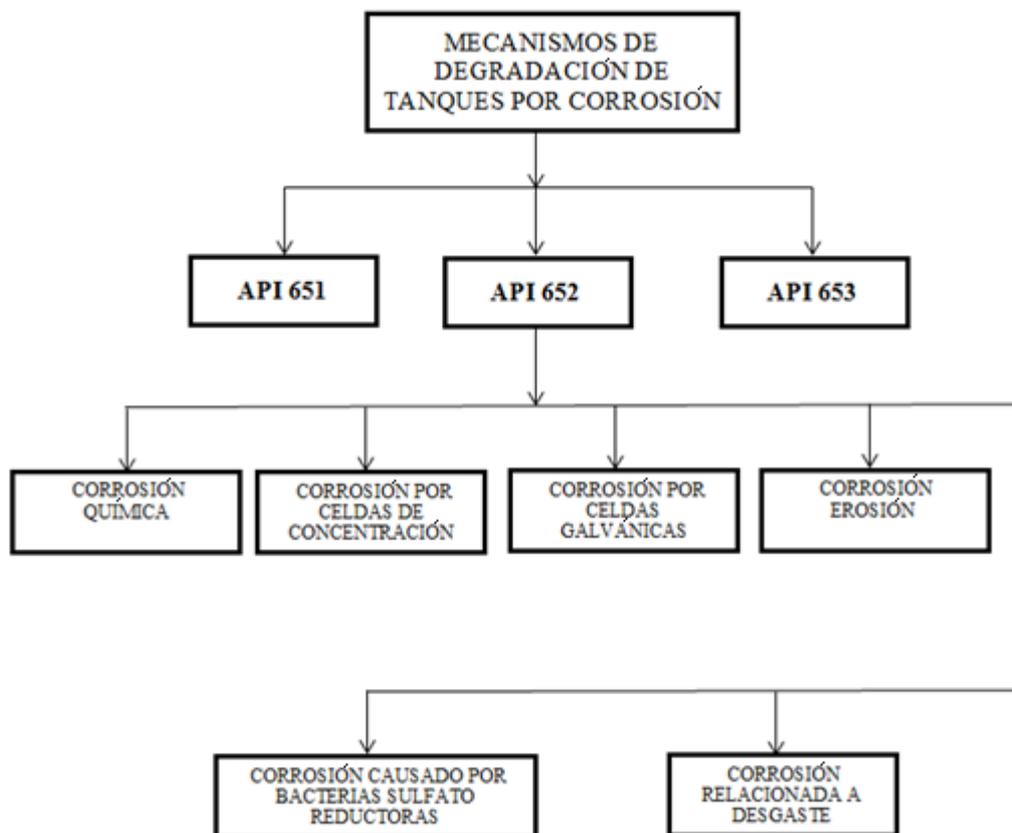
En la tabla N°21 se muestran los mecanismos de degradación de tanques, la práctica recomendada que nos da el API651 es de proteger contra corrosión la base del tanque que está en contacto con el suelo a través del uso de la protección catódica, menciona tres mecanismos de corrosión pero solo los dos primeros (corrosión galvánica y por corrientes parasitas), están dentro del alcance de la técnica recomendada, el tercero se refiere a la parte de la base en contacto con el fluido de contenido donde se aplicaría la norma API652. La aplicación del presente proyecto de tesis está asociado a lo que indica la norma API651, sin embargo por temas de integridad mencionamos los otros mecanismos.

Tabla N° 21: Esquema de Mecanismo Corrosión API651

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla N°22 la recomendación práctica que nos da el API652 está enfocado en la protección contra la corrosión de la base del tanque en el lado del producto almacenado, utilizando las técnicas de aplicación de recubrimientos (linings). Esta recomendación práctica presenta seis mecanismos de corrosión con sus diferentes formas de ataque, que dependen de la interrelación entre la base metálica y el contenido de almacenamiento.

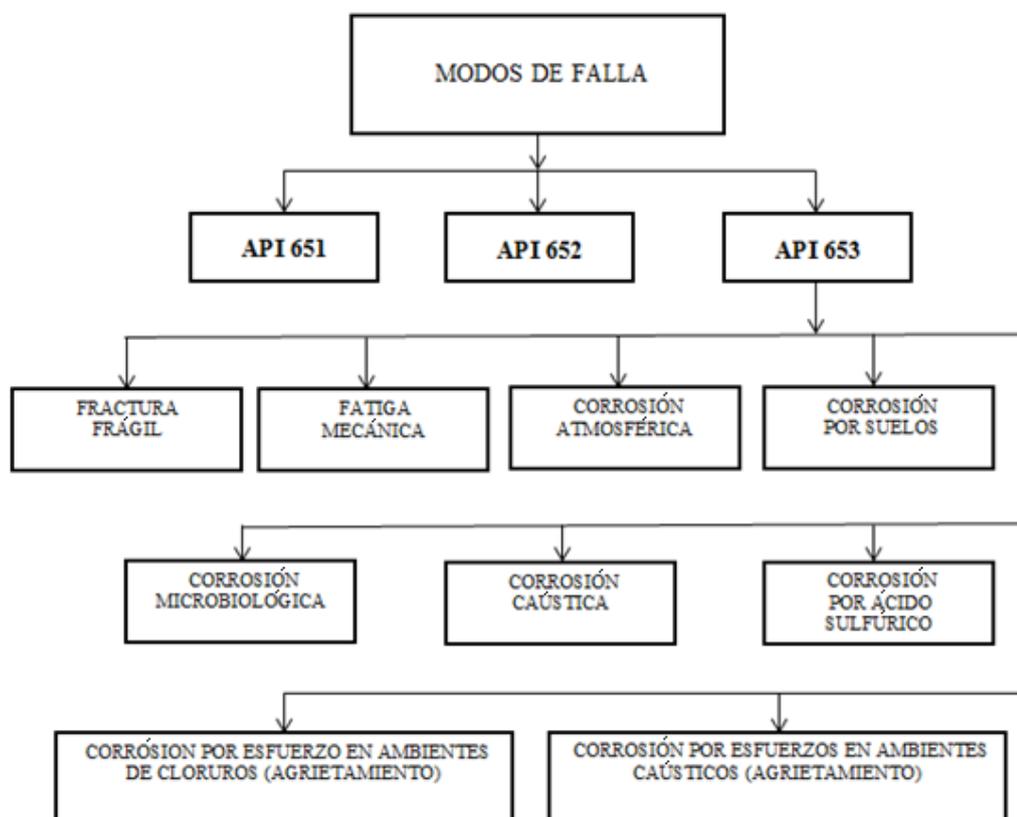
Tabla N° 22: Esquema de Mecanismo Corrosión API652



Fuente: Elaboración Propia

Los códigos API651 y API652 proveen reglas para el diseño, fabricación, inspección y ensayos de equipamiento nuevos, estos códigos no toman en cuenta que el equipo puede degradarse en servicio. En los estudios de integridad se hacen evaluaciones de ingeniería para demostrar la confiabilidad estructural de un componente que **se encuentra en servicio** y con sus defectos o daños producto de ese servicio. Los métodos y criterios que lo justifican están dados por la API653. En la tabla N°23 se muestran todos los modos de falla (incluye corrosión) que tienen los tanques (base, techo, paredes, etc.). El presente trabajo de tesis está asociado con los mecanismos equivalentes descritos por el API651.

Tabla N° 23: Esquema de Mecanismo de Fallas API653



Fuente: Elaboración Propia

4.4. VELOCIDAD DE CORROSIÓN

En ingeniería se maneja mucho el término velocidad de corrosión (corrosión rate). Una unidad de medida de la velocidad de corrosión es el “mdd”, que indica la pérdida en peso de metal en miligramos tras evaluar el material corroído en un dm^2 y en un día. Se considera que es pérdida uniforme de peso. Existe también el “mpy”, que nos indica el valor de la velocidad de corrosión en milésimas de pulgada de penetración anual.

En la base de información se tiene como velocidad de corrosión para el hierro según NACE CP3, un valor de **0.463 mpy** para una densidad de corriente de $1 \mu\text{A}/\text{cm}^2$ como muestra la tabla N°24.

Tabla N° 24: Velocidad de Corrosión de Metales Puros

Metal/Aleación	Elemento/ Estado de Oxidación	Densidad (g/cm ³)	Peso Equivalente (gm)	Velocidad de Penetración Equivalente a 1 $\mu\text{A}/\text{cm}^2$ ^[1]	
				(mpy)	10 ⁻³ mm/año ^[2]
Metales Puros					
Hierro	Fe/2	7.87	27.93	0.463	11.5
Níquel	Ni/2	8.90	29.36	0.431	10.8
Cobre	Cu/2	8.96	31.77	0.463	11.6
Aluminio	Al/3	2.70	8.99	0.435	10.87
Plomo	Pb/2	11.3	103.6	1.20	29.9
Zinc	Zn/2	7.14	32.7	0.598	14.95
Estaño	Sn/2	7.26	59.35	1.07	26.7
Titanio	Ti/2	4.51	23.93	0.69	17.3
Zirconio	Zr/4	6.52	22.81	0.457	11.4

Fuente: NACE CP3

Ahora mostraremos la tabla N°25 con los datos experimentales de Laboratorio de Investigación del Departamento de Tecnología del Petróleo de la “University of Technology de Baghdad” publicado en la revista “Engineering Journal, Abril-2014”, donde se puede observar que la velocidad de corrosión del acero en arena es aproximadamente **0.487 mpy (ó 2.67 mdd)**.

Tabla N° 25: Velocidad de Corrosión de Acero en Diferentes Medios

Media	Corrosion rate (mdd)	Corrosion rate (mpy)
Soil	18.93628	3.4516
Sand	2.6717933	0.4870
Porcelanite stone	0.516	0.094055
Gravel	0.2231	0.040666

Fuente: Department of Petroleum Technology

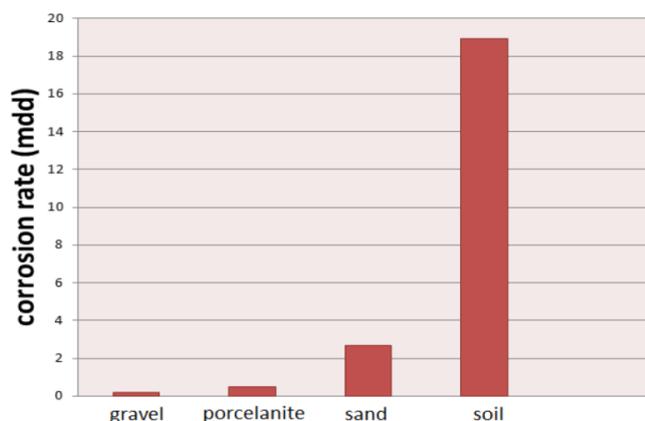


Figura N° 24: Comparación de velocidades
Fuente: Department of Petroleum Technology

Se puede notar que las velocidades de corrosión obtenidos en el laboratorio en arena son muchos menores que en suelos arcillosos, limo o con características orgánicas, y su valor es cercano al del hierro puro para una densidad de corriente de $1 \mu\text{A}/\text{cm}^2$.

4.5. ESTADÍSTICAS DE CORROSIÓN EN TANQUES

A continuación mostraremos en la tabla N° 26 datos estadísticos de ataque por corrosión en tanques de almacenamiento de hidrocarburos con promedios de 4400 galones/tanque y de 21 años de vida/tanque. Los reportes finales realizados por EPA (Environmental Protection Agency) en los EEUU, muestran que de 500 tanques inspeccionados 143 presentaron perforaciones con fugas de producto, hubo tres explosiones de tanques y tres incendios, los 4 casos más críticos mostraron tanques sin recubrimientos y sin sistemas de protección catódica. Se observa que el 75.5% de las causas de la perforación, son debido a la corrosión externa.

Tabla N° 26: Estadísticas de Ataque Corrosivo en Tanques

REPORTE FINAL - EPA (Department of Health Services) ESTUDIO DE CORROSION EN TANQUES - Nov 1988					
					
CONTENIDO DE LOS TANQUES					
<u>Material Almacenado</u>	Todos los Tanques	% todos los Tanques (n/500)	Tanques Perforados	% Tanques Perforados (n/143)	% Tanques Perforados de Acuerdo al Material Almacenado
Gasolina	233	46.6 %	73	51.0 %	31.3 %
#2 Fuel Oil	128	25.6 %	39	27.3 %	30.5 %
Waste Oil	43	8.6 %	7	4.9 %	16.3 %
Diesel Fuel	33	6.6 %	11	7.7 %	33.3 %
Solventes	14	2.8 %	6	4.2 %	42.9 %
#4 Fuel Oil	11	2.2 %	1	0.7 %	9.1 %
Kerosene	11	2.2 %	3	2.1 %	27.3 %
Motor Oil	8	1.6 %	1	0.7 %	12.5 %
Waste water/oil	4	0.8 %	0	0.0 %	0.0 %
Aviation Fuel	3	0.6 %	0	0.0 %	0.0 %
Transmission Oil	3	0.6 %	1	0.7 %	33.3 %
#6 Fuel Oil	2	0.4 %	0	0.0 %	0.0 %
Soda Caustica	2	0.4 %	0	0.0 %	0.0 %
Jet Fuel	2	0.4 %	0	0.0 %	0.0 %
Hypodlorito de Sodio	1	0.2 %	1	0.7 %	100.0 %
Otros Aceites	1	0.2 %	0	0.0 %	0.0 %
Desconocido	1	0.2 %	0	0.0 %	0.0 %
	500	100 %	143	100 %	
<u>Causas de las Perforaciones:</u>					
			(n)	(n/143)	
	Corrosion Externa		108 =	75.5 %	
	Corrosion Interna		9 =	6.3 %	
	Combinacion Corrosion Interna/Externa		21 =	14.7 %	
	Falla en Soldaduras		4 =	2.8 %	
	Daño Mecanico Externo		1 =	0.7 %	
			143	100 %	

Fuente: National Service Center for Environmental - EEUU

4.6. CONTROL Y MITIGACIÓN DE LA AMENAZA

Los principales métodos para el control y la mitigación de la corrosión en estructuras enterradas o que están en contacto directamente con el suelo son los recubrimientos (coatings) y la Protección catódica (PC).

Los recubrimientos o coatings son películas continuas y delgadas, de material aislante eléctrico que se colocan encima de la superficie metálica, su función es aislar al metal del contacto directo con el electrolito y poner una alta resistencia eléctrica para que la reacción electroquímica no ocurra fácilmente. Sin embargo todos los recubrimientos (coatings), independientemente de la calidad general

del fabricante, contienen agujeros (holes) ó poros que son referidos como “holidays” y que se forman durante la aplicación del recubrimiento, transporte o instalación de la superficie metálica recubierta. Los holidays también se desarrollan por la degradación del recubrimiento (coating) y con mayor velocidad, si hay esfuerzos del suelo sobre la superficie de la estructura (Soil-Stress) y movimientos del terreno sobre la estructura. La degradación del coating en servicio puede llevar a su desprendimiento (disbonding) sobre la superficie metálica, generando más exposición con el electrolito o el medio externo, y con ello a una alta velocidad de corrosión en el holiday o una ruptura o fuga dentro de la región con desprendimiento. Por esto, es raro encontrar estructuras con recubrimientos (coatings) sin presencia de Protección catódica. La primera función del recubrimiento (coating) en la Protección catódica es reducir la superficie del metal expuesta y de esta manera reducir la corriente que se necesitaría para proteger a la estructura enterrada.

La Protección catódica (PC) es una técnica que reduce la velocidad de corrosión en la superficie del metal haciéndolo cátodo dentro de una celda electroquímica, cambiando por tanto, el potencial del metal hacia una dirección más negativa. Utiliza para ello, una fuente de poder externa o suministro electrónico, que pueden ser ánodos de sacrificio o corriente impresa, en el caso de corriente impresa utiliza adicionalmente una fuente de poder llamada rectificador y en cualquiera de los dos casos, los ánodos siempre están enterrados.

Sistemas de Recubrimientos para Tanques

El presente trabajo de tesis está enfocado en la base externa, teniendo como objetivo mitigar la corrosión externa de contacto entre el suelo y fondo del tanque, sin embargo como control para integridad del tanque, mostraremos en forma general el sistema de mitigación de la corrosión externa que se utiliza para evitar la corrosión en las paredes y en toda el área de contacto atmosférico. Para estos casos la industria posee una amplia gama de posibilidades de

protección como pinturas anticorrosivas, que dependen del tipo de recubrimiento, pero más de la manera en que son aplicadas. Si se aplican de la mejor forma, prolongarán la vida útil (durabilidad) de la estructura y/o extenderán los periodos de mantenimiento.

En el campo de los recubrimientos con pinturas, el objetivo es prevenir o retardar la iniciación de la corrosión. Se inicia con el conocimiento de la corrosividad del ambiente en el que serán expuestas las estructuras y de la selección adecuada de los recubrimientos de pintura, sobre todo si son ambientes particularmente agresivos como costas, zonas industriales o zonas de alta circulación vehicular. La experiencia muestra que muchas veces no se protege según el tiempo previsto, y su rendimiento no radica en la calidad de las pinturas sino en la preparación de las superficies, los métodos de aplicación y la supervisión.

En consecuencia no solo se necesita un sistema adecuado de pintura como por ejemplo sistema de epóxico para ambientes marinos, sino todos los aspectos que puedan influir en el desempeño durante la vida de la estructura.

Como se puede ver en la figura N° 25 la corrosión empezó atacar las paredes de un tanque disolviendo los óxidos por la superficie.



Figura N° 25: Corrosión en las Paredes de un Tanque
Fuente: Corpro

El método de preparación de la superficie (lijado, esmerilado, chorreado o granallado) y el patrón requerido para la verificación de si es chorreado comercial o arenado a metal blanco, son aspectos a considerar, así como el tiempo entre la preparación de superficie y la aplicación de la primera capa de pintura (imprimante), tipo de pintura (alquídicas, acrílicas, epóxicas, poliuretanas, etc.), método de aplicación (brocha, pistola, etc.), número de capas e intervalo de tiempo entre capas, espesor de película húmeda y película seca entre cada capa, lugar de aplicación, condiciones ambientales como temperatura, humedad relativa, frecuencia y rendimiento de inspección y de mantenimiento, y por último los procedimientos de reparación de componentes dañados.

La realización de ensayos es esencial para la toma de decisiones y elaboración de especificaciones. Mediante ensayos normalizados pueden ser evaluados las propiedades de las pinturas (contenido de sólidos, lavabilidad, resistencia al impacto), y como buenas prácticas de selección se deben recurrir a ensayos de corrosión acelerada en cámaras que simulan condiciones atmosféricas (marina, industrial, etc.). Se debe tener en cuenta que estos ensayos sirven para evaluar comparativamente el desempeño de los sistemas de pinturas frente a la acción

exacerbada de un agente deteriorante (neblina salina, humedad, radiación ultravioleta, dióxido de azufre, etc.) pero no permiten realizar predicciones a largo plazo para estimar la vida útil de los materiales protegidos en condiciones de servicio. En general proteger las estructuras metálicas expuestas al medio ambiente requiere tomar en cuenta una serie de consideraciones, como conocimiento y experiencia en diseño y ensayos.

CAPÍTULO V

MARCO TEÓRICO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA Y SUS AVANCES PARA CONTROL DE LA CORROSIÓN

5.1. PROTECCIÓN CATÓDICA

La protección catódica es un método ampliamente aceptado para el control de la corrosión en tanques y líneas enterradas o sumergidas. La corrosión puede reducirse a valores prácticamente nulos mediante la aplicación adecuada de protección catódica, la cual es una técnica preventiva que hace que toda la superficie del metal a proteger, actúe como el cátodo de una celda electroquímica.

5.2. MARCO TEÓRICO

La corrosión como proceso electroquímico se explicó en el acápite 4.3. La protección catódica es un método de control de corrosión de estructuras metálicas enterradas o sumergidas, tales como tuberías, intercambiadores de calor, tanques, muelles, plataformas, etc.

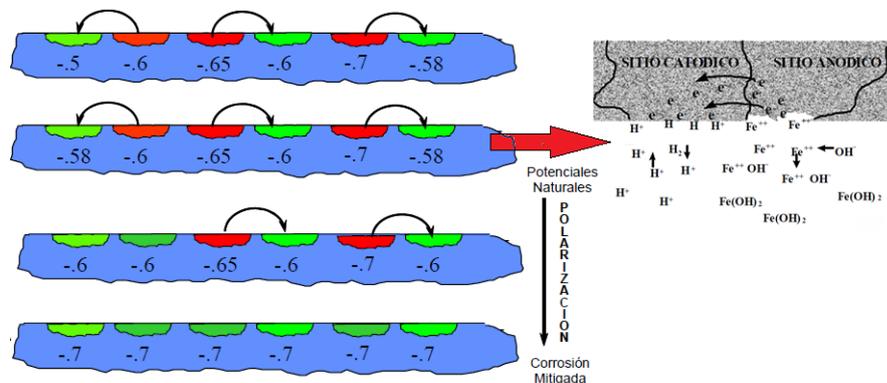


Figura N° 26: Polarización Mitigando Corrosión

Fuente: NACE CP2

La Protección Catódica es una técnica para reducir la velocidad de corrosión de una superficie de metal, haciendo que todas las discontinuidades de la estructura se comporten como el cátodo de una celda electroquímica ver figura N° 26, esto se cumple cambiando el potencial de la superficie en una dirección electronegativa con el uso de una fuente de corriente externa (Protección catódica por corriente impresa) o utilizando ánodos de sacrificio (Protección catódica por ánodos galvánicos).

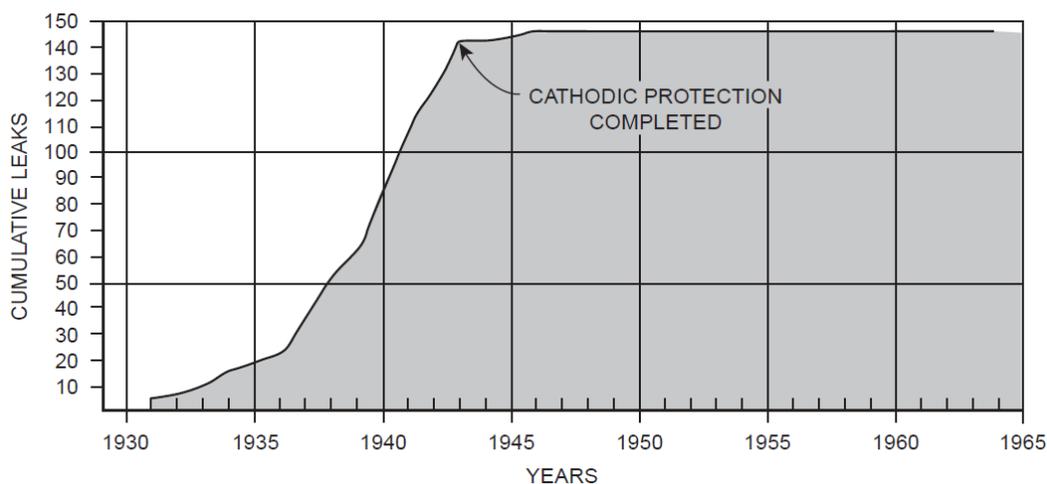
Cuando se usan ánodos de sacrificio, la corriente de protección catódica para proteger el acero expuesto en la tubería es suministrado por la relación galvánica entre el ánodo y el acero, entonces la velocidad de corrosión podría reducirse en las tuberías subterráneas si todo el metal expuesto en su superficie se vuelve un colector de corriente.

Cómo se explicó en el acápite 4.6, generalmente las estructuras en contacto con el suelo se protegen mediante recubrimientos y protección catódica. Al inicio actúa como protector principalmente el recubrimiento, ya que la protección catódica protege al acero solo en los poros o discontinuidades del recubrimiento. Pero luego durante el “servicio” ocurre la degradación del recubrimiento, llegándose a presentar su desprendimiento. Es en estas zonas desprendidas donde ahora actúa la protección catódica.

5.3. HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

En 1928 Robert J. Kuhn llamado “Padre de la Protección Catódica” instaló el primer rectificador en una tubería de gas en New Orleans – EEUU y encontró por experimentos que con un potencial de $-0,85$ VDC contra un electrodo saturado de Cobre/Sulfato de Cobre, se proveía suficiente protección contra cualquier forma de corrosión. En 1954 la NACE International acepta este valor que hoy es utilizado a nivel mundial.

Como se muestra en la figura N° 27, la fuga de contenidos por corrosión fue creciendo hasta los años 1945, tiempo después se detuvo gracias a la aplicación de la Protección catódica.



**Figura N° 27: Efectividad de la PC en Avance de Fugas por Corrosión
EEUU**

Fuente: Peabody's Control of Pipeline Corrosión - NACE International

La protección catódica empezó a utilizarse como técnica a inicios de los años 40, y desde su aparición fue evolucionando, tanto el material base de recipiente como el de los ánodos. En la tabla N° 27 se muestran la evolución de los ánodos junto con sus principales características.

Tabla N° 27: Evolución de los Ánodos – NACE CP3 y CP4

Ánodos	Año	Vida Útil
Grafito	1940	Se consumen rápido, se acortan y achican en diámetro a medida que se corroen. Usados ampliamente por su fácil producción y disponibilidad.
Hierro	1947	Fácil disponibilidad, es un ánodo soluble por lo que se necesita cantidades relativamente grandes para obtener capacidades de drenajes razonables.
Aluminio	1950	Solo aplicaciones marinas, pues los cloruros activan las zonas pasivas. Se usan activadores para evitar la pasivación y auto-corrosión
Magnesio	1950	Se utiliza como ánodo de sacrificio. Se le alea con otros metales para evitar su rápido autoconsumo y degradación uniforme.
Zinc	1950	Se usó por primera vez en 1824 por tanto es una de las más antiguas, sin embargo se modificó su composición metalúrgica en los años 50 para mejorar su eficiencia.
Titanio platinado	1960	Tienen más demanda de corriente en el tiempo. Tienen comportamientos muy variables. Han fallado prematuramente en aplicaciones superficiales y profundas.
MMO (Para Ind. Electroquímica)	1970	Alta vida útil, alta eficiencia debida a que la superficie activa se encuentra pre-oxidada, revolucionó los procesos electroquímicos reemplazando al grafito completamente.
MMO (Para Protección Catódica)	1980	No cambia dimensiones físicas a medida que se deterioran. La vida útil está en función de la densidad de corriente, pero debe tenerse en cuenta la “atenuación”.
Poliméricos	1980	Se fabrican extrusando un recubrimiento de polímero semiconductor sobre un cable de cobre, el material activo del ánodo consiste en una matriz de polímeros cargada con carbono conductor.

Fuente: Elaboración Propia

Debido a su tamaño, usualmente los tanques son diseñados para contener el líquido a una presión ligeramente mayor que la atmosférica. Las normas empleadas por la industria petrolera son originadas en el estándar de la API. Se usa principalmente el código API650 para aquellos tanques nuevos y se cubren aspectos tales como materiales, diseño, proceso y pasos de fabricación, mientras que el código API653 se usa para la evaluación, reconstrucción o modificación de tanques anteriormente usados. Por esta razón mostramos a continuación en la tabla N° 28 el avance de esta norma desde su creación en 1936.

Tabla N° 28: Historial API – “ Background on Past Editions of API”
Fuente: API653

API Standard 12C: All-Welded Oil Storage Tanks		API Standard 650: Welded Tanks for Oil Storage	
Edición	Fecha de Publicación	Edición	Fecha de Publicación
Primera	Julio 1936	Primera	Diciembre 1961
Segunda	Octubre 1937	Segunda	Abril 1964
Tercera	Abril 1940	Tercera	Julio 1966
Cuarta	Marzo 1941	Cuarta	Junio 1970
Quinta	Mayo. 1942	Quinta	Julio 1973
Sexta	Agosto 1944	Sexta	Abril 1977
Séptima	Agosto 1946	Séptima	Noviembre 1980
Octava	Setiembre 1948	Octava	Noviembre 1988
Novena	Octubre 1950	Novena	Julio 1993
Diez	Setiembre 1951	Diez	Noviembre 1998
Once	Setiembre 1952	Once	Junio 2007
Doce	Octubre 1954	Once-adenda	Noviembre 2008
Trece	Setiembre 1955		
Catorce	Octubre 1957		
Quince	Noviembre 1958		

5.4. DESCRIPCIÓN DE PATENTE

El sistema de mallas que emplearemos en el diseño para proteger la base metálica de los tanques de almacenamiento fue desarrollado y patentado en los EEUU. A este sistema se le aplicará las recomendaciones establecidas por API, NACE, ASME, etc. La patente US5065893 fue presentada el 15 de marzo de 1991 y publicada 19 de noviembre de 1991. Así mismo la patente Europea con número de publicación EP0503678B1 fue presentada el 16 de marzo de 1992 y publicada el 28 de junio de 1995, ambas patentes tienen el mismo nombre “Cathodic Protection System and Method for Above-Ground Storage Tank Bottoms” que en español es “Sistema de Protección Catódica para Fondos de Tanques de Almacenamiento sobre el Suelo” y los inventores son los mismos, liderado por el señor David. H. Kroon de nacionalidad Americana.

La invención aplica para la protección catódica de los fondos metálicos de tanques nuevos y/o tanques usados. Indica el uso de una membrana de seguridad dieléctrica instalada cerca y paralela del fondo base y pone un electrolito conductor entre la membrana y la base metálica del fondo del tanque. Este electrolito debe estar bien compactado para soportar el peso del tanque y contener en forma horizontal las cintas anódicas distribuidas en forma de una matriz o malla cuadrangular interconectadas a unas barras conductoras de titanio. El aislante dieléctrico cubre el entorno del conductor electrolítico que está bajo la malla de ánodos y en contacto directo con el fondo del suelo natural del tanque. Debe cerciorarse de no haber contacto metálico entre el ánodo y el fondo tanque. Las cintas anódicas se extienden transversalmente y deben estar soldadas a las barras de titanio. Estas cintas deben estar distribuidas de manera uniforme. Se deben colocar de manera estratégica celdas de referencia para tener valores representativos del potencial del sistema protegido. La malla de ánodos se cubre con una capa de arena, que es el electrolito. De los conductores de titanio que están conectados a la malla salen cables que son enviados al rectificador externo. De los electrodos de referencia también salen los cables hacia la parte externa para el monitoreo de los potenciales.

El uso de la membrana es muy importante no solo por su función dieléctrica, sino también porque permite contener fugas y prevenir la contaminación del suelo o si lo hubiera de acueductos naturales.

Los métodos de protección catódica convencionales no utilizan la membrana geo-sintética.

DETALLES DE CADA COMPONENTE

Detalle N° 1:

Vista del fragmento de sección vertical del sistema de protección catódica de la patente para un tanque nuevo. La figura N° 28 muestra el sistema de protección catódica completamente instalada, la malla anódica, electrodo permanente, kit de aislamiento, geomembrana, el rectificador y la caja de conexiones.

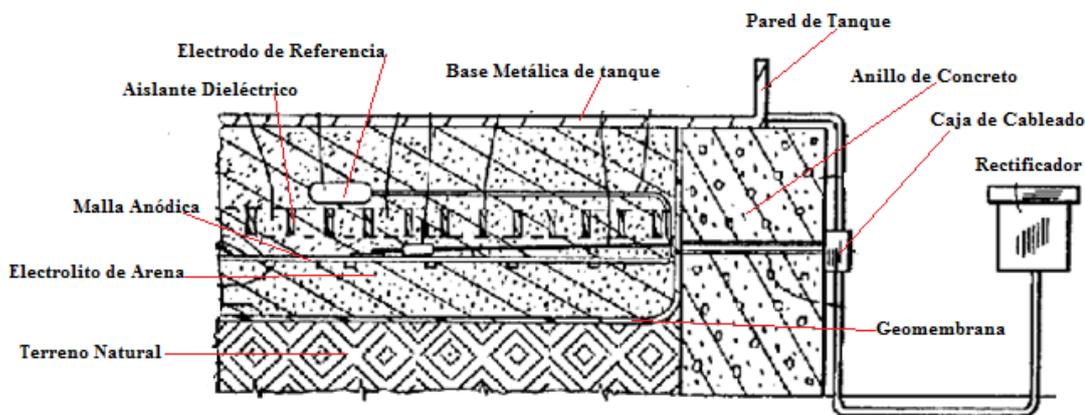


Figura N° 28: Vista Lateral para Tanque Nuevo
Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 2:

Vista del fragmento de sección vertical de un sistema de protección catódica de la patente de un tanque reconstruido con doble fondo. La figura N° 29 muestra el sistema de protección catódica instalado sobre una base de un tanque que esta fuera de servicio, los componentes son similares a un nuevo sistema.

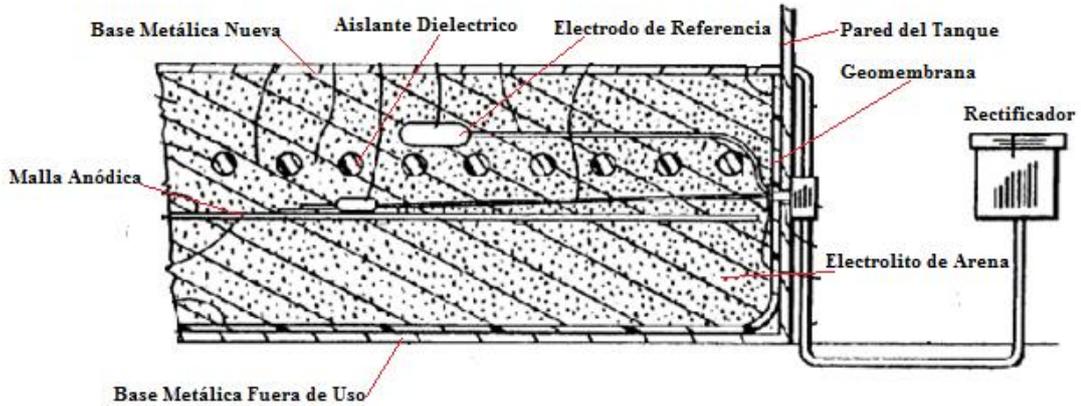


Figura N° 29: Vista Lateral para Tanque Reconstruido
Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 3:

Aislantes reticulares que se ubican entre fondo tanque y la malla anódica para separar eléctricamente y garantizar el no contacto entre el fondo del tanque con la malla de ánodos y conductores eléctricos, la figura N° 30 muestra un sistema de mallas dieléctricas que se coloca entre la malla anódica y la base del tanque para separar y no hacer corto, sin embargo esta opción es opcional por tema de costos y según el criterio que se tome en construcción.

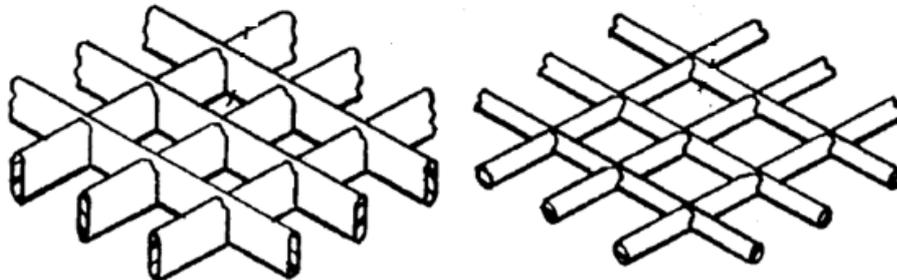


Figura N° 30: Aislantes Reticulares Dieléctricos
Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 4:

Vista superior de conexión de las cintas anódicas que se extienden transversalmente a la barra conductora de titanio y la unión soldada de ésta al cable de la fuente de alimentación “Power Feed”.

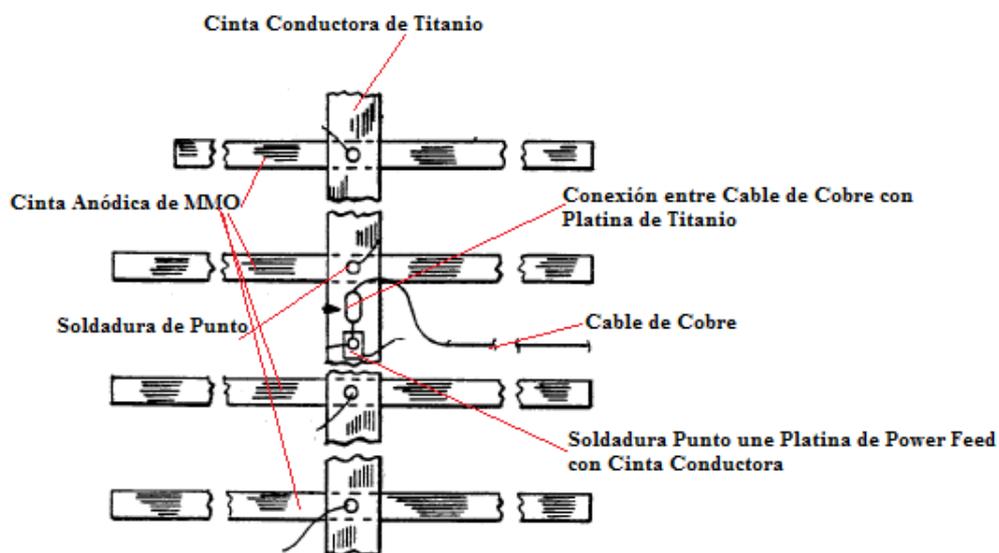


Figura N° 31: Conexión cintas anódicas a Barra de titanio y la unión soldada al Cable de la Fuente de Alimentación
Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 5:

Por medio de una compresión hidráulica se unen las hebras de cobre conductor con hebra conductora de titanio, que luego son encapsulados con una resina epóxica especial. Seguido va la conexión del conductor de titanio con lámina de titanio por soldadura de punto.

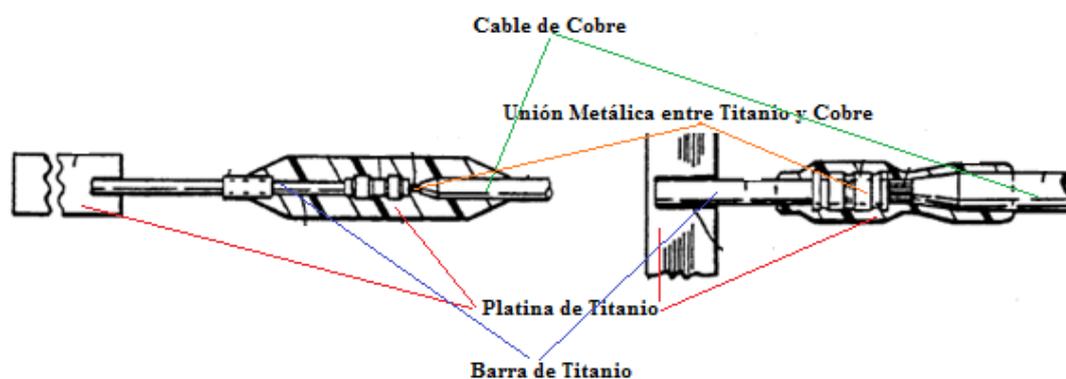


Figura N° 32: (Izq.) Unión Cable de titanio con cable de cobre. (Der) Unión platina de titanio con cable de titanio
Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 6:

Vista de corte transversal de cinta anódica de titanio donde se observa la capa de óxidos de metales nobles.

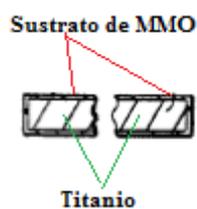


Figura N° 33: Cinta de Titanio
Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 7:

Distribución de las cintas anódicas, barras conductoras, cables de alimentación eléctrica “Power Feed” y electrodos de referencia en la base de tanques grandes, la figura N° 34 muestra un sistema de mallas completamente interconectados con los electrodos permanentes y los cables de alimentación de corriente.

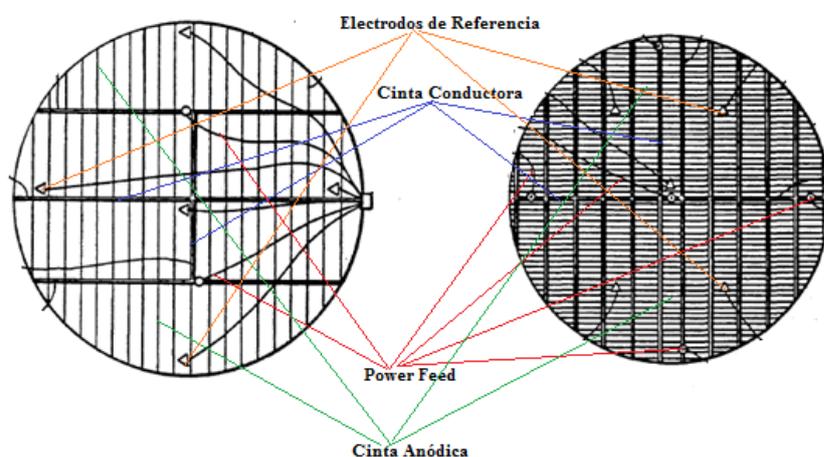


Figura N° 34: Esquema de cintas anódicas, cintas conductoras, cables y electrodos de referencia para tanques grandes
Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 8:

Localización de cintas anódicas, barra conductora, celdas de referencia y cables de alimentación eléctrica "Power Feed" para tanques pequeños, la figura N° 35 muestra la distribución de electrodos permanentes y los dos cables de alimentación.

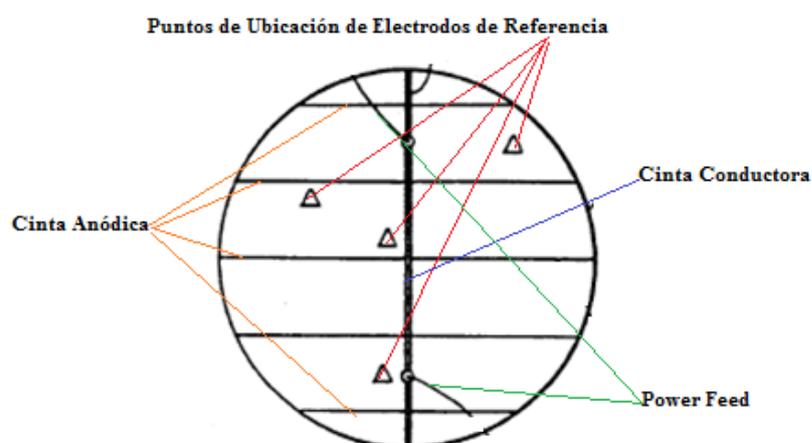


Figura N° 35: Esquema de cintas anódicas, barra conductora, cables y electrodos de referencia para tanques pequeños
Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 9:

Vista superior de la instalación de cintas anódicas de mallas, barras conductoras, cables de alimentación eléctrica “Power Feed” y celdas de referencia para tanques

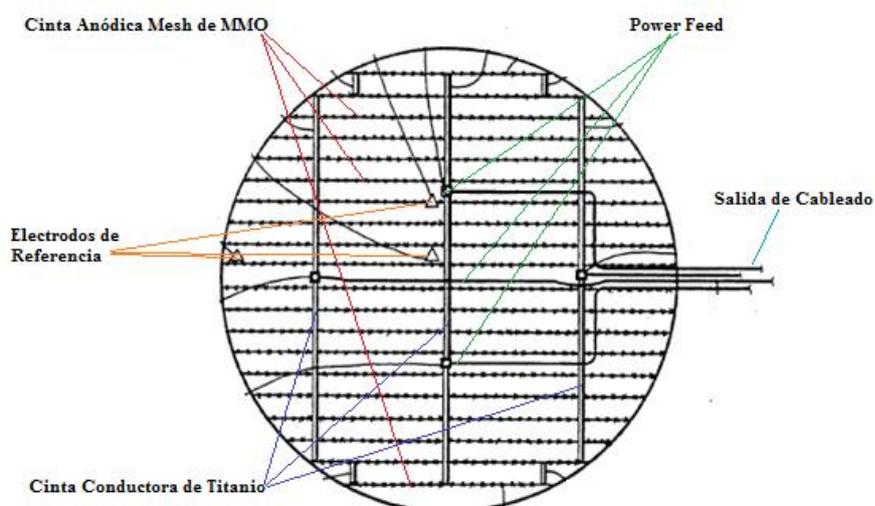


Figura N° 36: Esquema de cintas anódicas de mallas, barras conductoras, cables de alimentación eléctrica y celdas de referencia para tanques de almacenamiento

Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 10:

Conexión por soldadura de punto entre la cinta anódica de malla con la barra conductora de titanio. La cinta anódica es una malla extendida de sustrato de titanio bañada con una capa de óxidos de metales nobles.

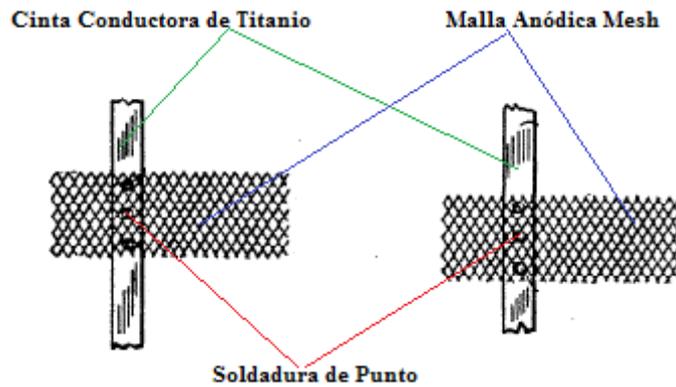


Figura N° 37: Unión por soldadura de punto entre la barra conductora y cinta anódica de malla.

Fuente: United States Patent - Kroon

Detalle N° 11:

Otras formas de distribución de los ánodos: distribución de ánodos en forma radial, concéntrica y espiral, y su conexión a las barras conductoras. La figura N° 38 muestra diferentes formas geométricas de distribución de las cintas anódicas, cintas conductoras, disposición de cables de alimentación eléctrica y las celdas de referencia en la base externa de tanques de almacenamiento.

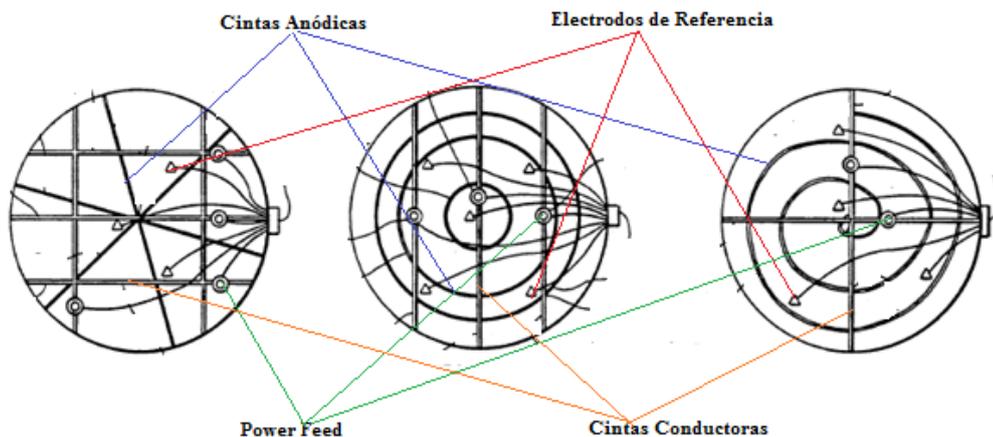


Figura N° 38: Esquema de otras formas de distribución de los ánodos
Fuente: United States Patent - Kroon

5.5. DISEÑOS CONVENCIONALES VS LA PATENTE

Se consideran diseños clásicos o convencionales a todos los sistemas de protección catódica donde se utilizan los terrenos naturales como medios de conducción e instalación de los ánodos. Así tenemos en las figuras N°39 y N°40 donde se muestran los sistemas de protección catódica con corriente impresa y con ánodos de sacrificio respectivamente. En ambos casos los ánodos y su backfill correspondiente, se hallan instalados en el suelo natural. En la figura N°41 se tienen dos sistemas de protección catódica con corriente impresa, uno de ellos de cama vertical y profunda y el otro de cama horizontal. También aquí estas camas de ánodos se hallan en el suelo natural, pero la base del tanque descansa sobre una capa de arena. Esta capa de arena se instala con el fin de asegurar una mayor uniformidad y conductividad en la zona (medio) a donde llegan las corrientes de protección. En la figura N°42 también tenemos dos sistemas de protección catódica con corriente impresa y donde la base de cada tanque descansa sobre una capa de arena. Sin embargo en este caso los ánodos (incluido su backfill) están en el suelo natural y distribuidos equidistantemente alrededor del tanque. En uno de ellos estos ánodos están inclinados de arriba hacia abajo y desde afuera hacía adentro mirando al centro del eje del tanque. Mientras en el otro los ánodos están instalados verticalmente.

Después de la publicación de las patentes mencionadas de David H. Kroon, las normas empezaron a recomendar el uso de sistema “GRID” de mallas anódicas y el uso de geo-membranas como alternativa a los sistemas convencionales de protección catódica. Las ventajas de estos nuevos sistemas de protección catódica son: (a) el uso de mallas anódicas (b) la aplicación de geo-membranas para aislamiento de interferencias eléctricas y control de derrames por fugas, (c) la optimización del volumen de los espacios utilizados, (d) la selección de arena para la fundación, entre otras.

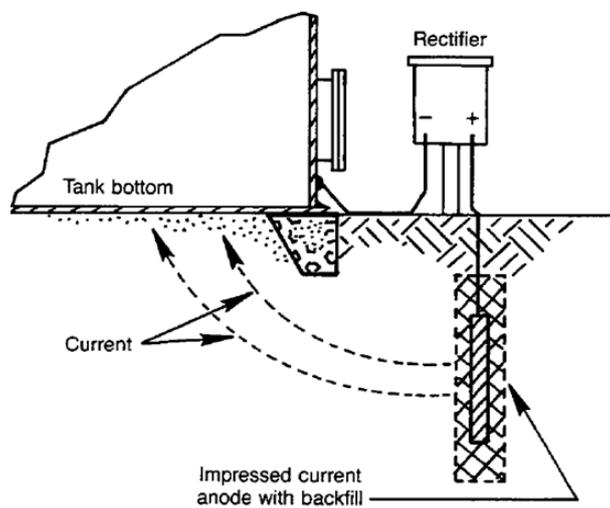


Figura N° 39: Protección Catódica con Corriente Impresa
Fuente: API651

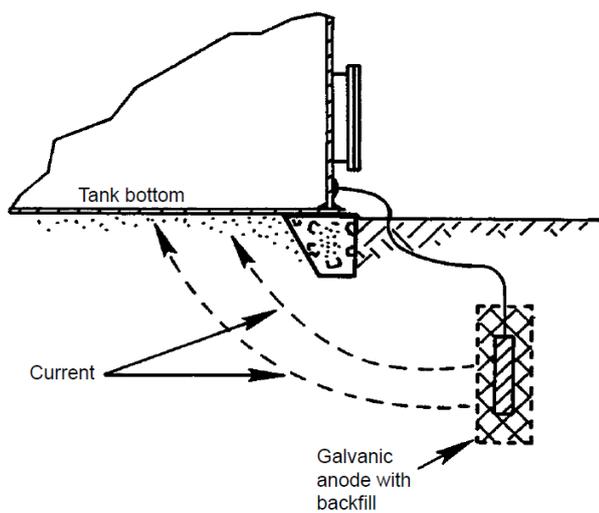


Figura N° 40: Protección Catódica Galvánica con Ánodos de Sacrificio
Fuente: API651

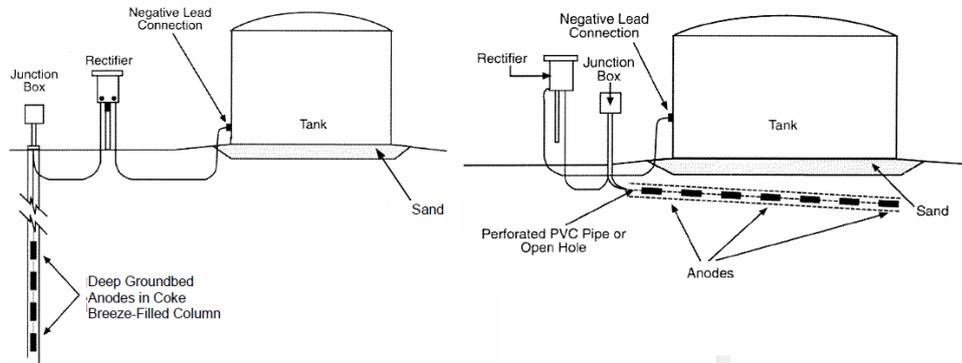


Figura N° 41: Protección Catódica con Corriente Impresa – Camas Profundas
Fuente: NACE RP 0193

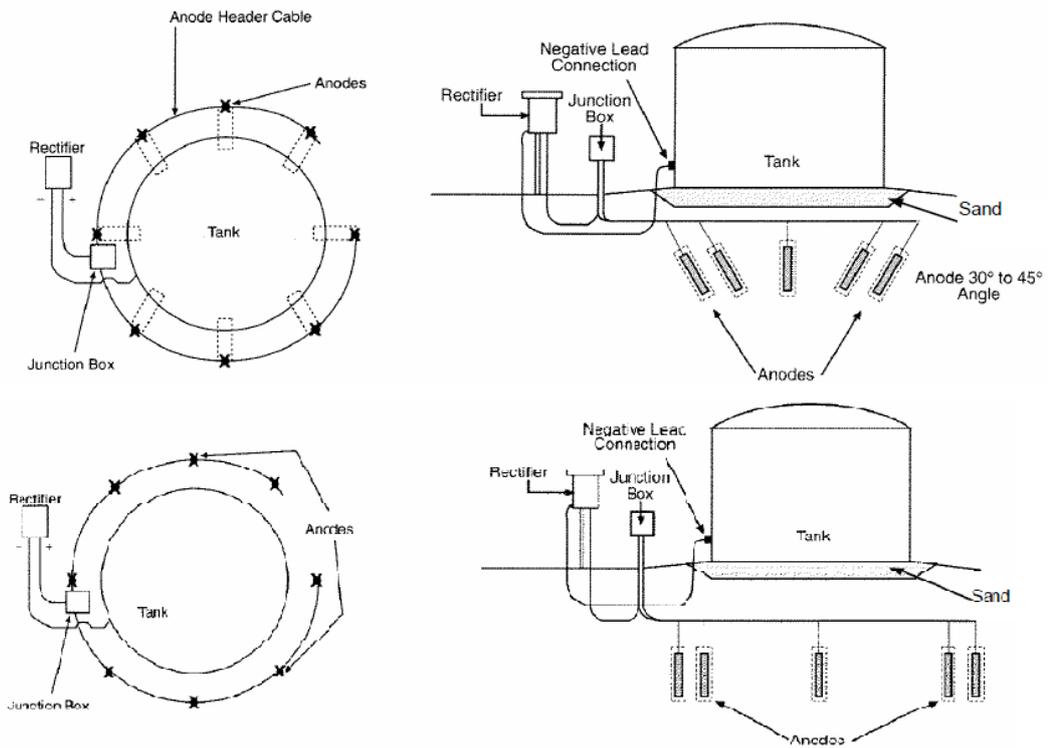


Figura N° 42: Protección Catódica con Corriente Impresa con lecho Vertical y Angular
Fuente: NACE RP 0193

5.6. EVOLUCIÓN DE MATERIALES Y TÉCNICAS DE INSTALACIÓN

Los materiales constituye una necesidad en el mundo moderno del cual el ser humano no puede prescindir, sin embargo existen varios problemas, tales como; la escasez, el costo, el agotamiento, la captación, la contaminación, por tal motivo se debe hacer un seguimiento de su evolución con el determinado fin de conocer el comportamiento mecánico, electrónico, químico, biológico, etc., y comprender su aplicabilidad.

Es importante comprender que los materiales como las técnicas de ingeniería se extienden rápido en los países desarrollados, el uso y aplicación de estos avances limita a los países en vías de desarrollo.

5.6.1 ÁNODOS DE MEZCLAS DE ÓXIDOS DE METAL Y SU DESARROLLO

Los primeros ánodos usados para la protección catódica por corriente impresa, fueron fabricados en los años 1940 y generalmente fueron hechos de grafito. Desde esa fecha los ánodos han ido evolucionando y en la actualidad se llegan a utilizar una variedad de materiales. Uno de los más modernos son los ánodos de MMO (Mezcla Mixta de Óxidos), con propiedades de alto rendimiento y bajos costos de energía.

A mediados de los 50 la producción comercial del titanio se adelantó en la URSS, REINO UNIDO Y EEUU, pues su mercado principal fue la industria espacial. Un investigador llamado J.B. COTTON de la División de metales del Instituto Central de Investigación (ICI) del Laboratorio del Reino Unido, demostró que el titanio tenía excelentes propiedades de resistencia a la corrosión y a la erosión. Por este motivo se utilizó en la industria espacial y electroquímica.

En la industria electroquímica, el titanio cuando se polarizaba anódicamente en electrolito acuoso, se formaba una capa pasiva de óxido de titanio, por ello y con el fin de desarrollar un revestimiento conductor estable, C.H. ANGELL del ICI-Laboratorio de Reino Unido, desarrolló el titanio platinado (revestimiento de platino sobre un sustrato de titanio) que rápidamente fue aplicado para sistemas de protección catódica.

El titanio platinado fue una alternativa al ánodo de grafito para el uso en la producción de cloro e hidróxido de cloro, pues ya no se formarían los lodos de grafito durante las operaciones. Sin embargo el costo de titanio platinado era alto y tanto el platino como el titanio eran metales relativamente escasos. De repente se presentaron altas velocidades de corrosión en el platino en salmuera diluida con presencia de componentes orgánicos, acortando el tiempo de vida de los estos ánodos. El ICI descubrió que HENRI BEER un empleado de MAGNETO CHEMIE en HOLANDA, tenía recientemente una patente de electrodo de Rodio-Titanio. Las dos empresas llegaron a un acuerdo para que HENRI BEER prosiguiera con la formulación de varios recubrimientos, enfocados principalmente al reemplazo del ánodo de grafito en las celdas de cloro.

Bajo este programa se obtuvo el recubrimiento de óxido de rutenio que fue superior al Platino-Platino/Iridio. La industria del Cloro y el ICI del Reino Unido estaban en un desarrollo lento. Fue entonces que HENRI BEER se unió a DENORA, una compañía electroquímica italiana para aprovechar el recubrimiento de Óxido de Rutenio y luego presentó la primera patente identificado como MMO (MIXED METAL OXIDE). El recubrimiento se aplica como una pintura que contiene compuestos solubles de los dos metales y luego se descompone térmicamente para formar una capa adherente de óxidos mixtos. Este recubrimiento de $\text{RuO}_2\text{-TiO}_2$, sobre titanio fue el primer electrodo de MMO de éxito comercial.

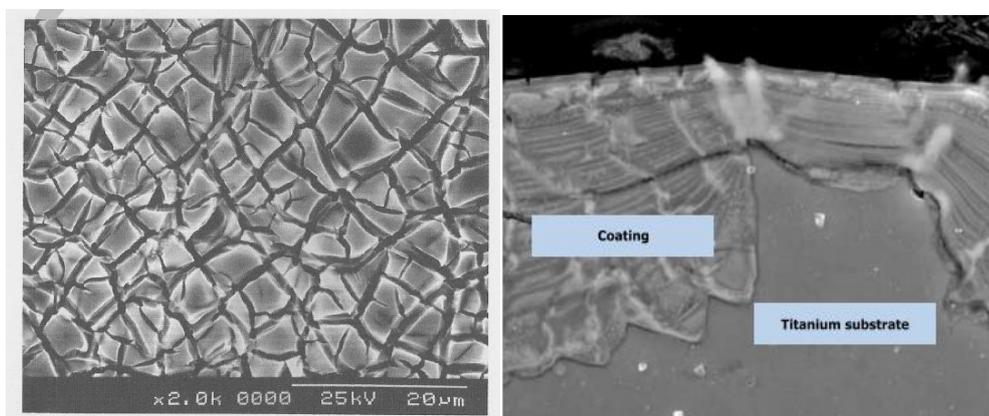


Figura N° 43: Vista a Microscopio Electrónico de un recubrimiento de MMO-“Mud-Cracked”
Fuente: NACE Paper MMO

En 1967 sale la segunda patente (British Patent 1,195,871:1967) que fue presentada por HENRI BEER, usando una menor cantidad de óxido de rutenio. Desde 1970 los electrodos de MMO tuvieron transformaciones en su uso en la producción de cloro, cloruro de sodio, hipoclorito de sodio. El RuO_2 fue sustituido en parte por el IrO_2 (óxido de iridio), para contrarrestar la disolución de óxido de rutenio en un medio ambiente altamente alcalino en la superficie del ánodo. La presencia del iridio aumenta la eficiencia del sustrato. A continuación se muestra en la tabla N°29 los datos experimentales de sobrepotencial y el consumo de los ánodos para diferentes materiales, en la electrólisis de cloruro de sodio.

**Tabla N° 29: Sobrepotencial y consumo de ánodos
Electrólisis del cloruro de sodio
Fuente: Water Star – MMO**

Electrolito (electrolyte):	25% cloruro de sodio (sodium chloride)	
Temperatura(temperature):	90°C	
Densidad de corriente (current density):	3kA/m ²	
Ánodo (Anode)	Sobrepotencial del cloro (chloride overpotential en mV)	Pérdida de peso en ánodos (weight loss from ánodos en kg/Ton cloro)
Graphite	≈ 400	2,0 – 3,0
Platinum	≈ 200	0,4 – 0,8
RuO ₂ - TiO ₂	≈ 50	< 0,03

La incorporación del óxido de tantalio en lugar de óxido de titanio prolongó el rendimiento mediante la inhibición de la formación de TiO₂ en la interfaz del revestimiento/sustrato.

Existen muchas combinaciones de óxidos de los metales del grupo del platino, pero en la actualidad solo mezclas de: TiO₂-RuO₂, TiO₂-RuO₂-IrO₂, TiO₂-RuO₂-SnO₂ y **TaO₂-IrO₂** se usan comercialmente. El desarrollo de los electrodos de MMO aumentó significativamente la estabilidad, la eficiencia de la corriente y los voltajes de funcionamiento. Este desarrollo de electrodos de MMO rápidamente fue utilizado en los ánodos de Protección Catódica por corriente impresa.

La NACE International realizó pruebas de aceleración de tiempo de vida de los ánodos de MMO en soluciones de cloruro de sodio, hidróxido de sodio y ácido sulfúrico. Las pruebas en ácido sulfúrico mostraron un tiempo de vida mayor a 40 años, tal como se muestra en la figura N° 44.

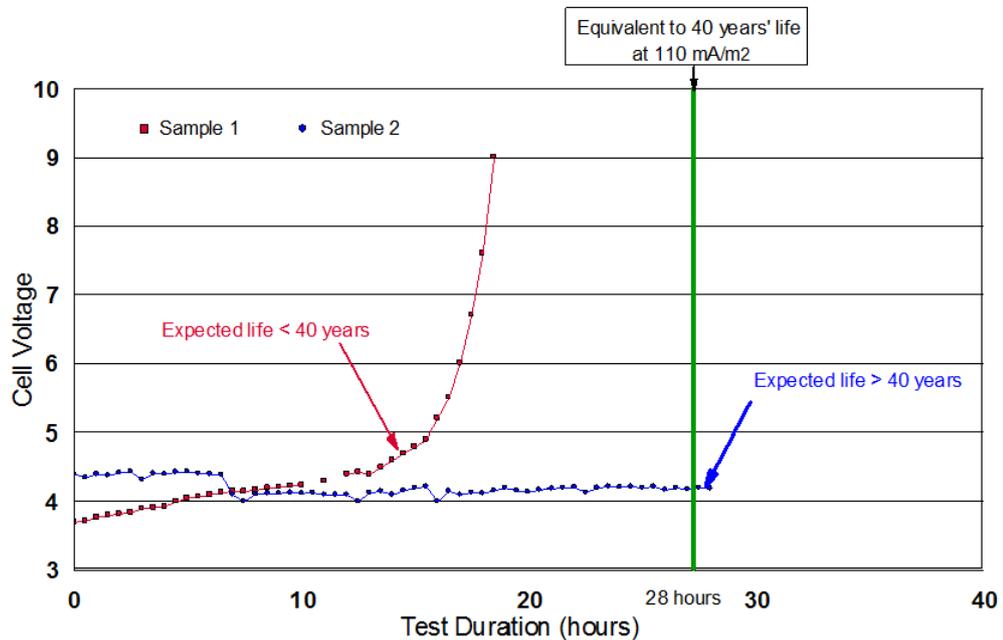


Figura N° 44: Pruebas aceleradas de vida útil de ánodos de MMO usados en protección catódica
Fuente: NACE International TM 0294

Las pruebas aceleradas de vida útil mostradas en la figura N°44, consistieron en usar ácido sulfúrico diluido como medio, probetas de MMO como ánodos y probetas de titanio como cátodos. Se inyectaron diferentes flujos de corriente y se midieron el voltaje vs tiempo. Se analizan las probetas y se comparan con muestras de ánodos similares instalados en estructuras protegidas con Protección Catódica con ánodos de MMO. Se podría decir que esta prueba ayuda a estimar cuanto es el tiempo de vida de los ánodos, sin embargo solo se recomienda interpretar estos resultados como conservadores.

En la tabla N°30 se muestran las características más importantes del ánodo (cintas anódicas) usadas en el diseño de protección catódica para esta tesis. Esto es entregado por el fabricante y son datos indispensables para asegurar la calidad del material anódico.

Tabla N° 30: Características de las cintas anódicas para el diseño
Fuente: Fabricante CORRPRO - EEUU

Características	Valor
Espesor mínimo de la Capa Catalítica	7 micrones
Resistencia lineal del Ánodo	0,48 ohm/m
Composición del sustrato	Titanio ASTM B-265 Grado 1
Resistividad eléctrica	0,000056 ohm.cm
Esfuerzo Mínimo de Tensión	245 MPa
Esfuerzo Mínimo de Fluencia	175 MPa

5.6.2 GEOSINTÉTICOS APLICADO A TANQUES DE ALMACENAMIENTO Y SU DESARROLLO

Debido a las exigencias en el control y prevención de daños al medio ambiente se buscan cada día nuevas alternativas e innovaciones ingenieriles para su preservación. Es por ello que se ha introducido el uso de geo-membranas sintéticas en el diseño de sistemas de protección catódica, tal como se ha descrito en la patente de David H. Kroon. Así mismo el API introduce esta nueva tecnología en sus recomendaciones y requisitos de diseño para tanques de almacenamiento.

En general se habla de materiales geo-sintéticos, que se dividen en geo-membranas y geo-textiles, tal como se muestra en la tabla N°31

Haciendo un poco de reseña histórica, este tipo de materiales elaborados con polímeros empleados en geotecnia, se empiezan a fabricar a principio de los años 70. Sin embargo en los países desarrollados se utilizan desde los años 50, en donde la práctica se adelantó a la teoría.

En 1984 se creó el Comité D35 de la ASTM sobre Geo-sintéticos para desarrollar normas, métodos de prueba, guías y prácticas. Al 2014 este Comité ya tenía 300 miembros que representaban a 20 países y supervisaba 155 normas aprobadas.

En 1990 en Holanda se propone la definición de Geo-membrana, como recubrimientos sintéticos impermeables a fluidos y partículas, que se utilizan en geotecnia.

En el Perú se utiliza desde 1994 con el revestimiento PAD y POND de lixiviación para la empresa Yanacocha, geosintético con un espesor de 1.00 mm.

Tabla N° 31: Clasificación de los Geo-sintéticos basados en el aspecto físico

GEO-MEMBRANAS	SINTETICOS (HDPE,PP,PVC,EPDM,etc.)
	BITUMINOSAS
	BENTONITA
GEO-TEXTILES	TEJIDO
	NO TEJIDO

**Fuente: “Diseño y Aplicación de Geo-sintéticos en las obras de ingeniería”
por Mansen Valderrama, Alfredo
UNI-FIC 1996.**

A. GEOMEMBRANA

Son láminas de polímeros con características de materiales impermeables y flexibles.

TIPOS:

- a) Corresponden a Plásticos (Polímeros termoplásticos), PVC (Cloruro de Polivinilo), HDPE (Polietileno de alta densidad), PA (Poliamida).
- b) Corresponden a Caucho (Polímero Termo-armado), BUT (Isobutilo - Isopreno), EPT (Termo-polímero propileno etileno)

c) Combinaciones: Hypalon (Polietileno Clorosulfonado)

PROPIEDADES:

a) Propiedades Físicas

a.1) Espesor: Para polietilenos se tiene espesores de hasta 100 mils, normalmente se acepta espesores mayores de 20 mils y en caso de contención de materiales nocivos este debe ser mayor de 30 mils.

a.2) Gravedad específica: Varía entre 0,9 y 1,5 por lo que las membranas no flotan en agua.

b) Propiedades mecánicas importantes

- Resistencia a la rotura
- Módulo de elasticidad
- Resistencia a la rasgadura, impacto, punzaciones.
- Resistencia a la costura de soldadura

c) Propiedades Químicas

- Resistencia al Ozono
- Resistencia a la luz ultravioleta
- Compatibilidad química

d) Condiciones Térmicas

- En clima caliente sufre cambios físicos y químicos.
- En clima frío pierden flexibilidad y se vuelven difíciles de maniobrar.

e) Propiedades Biológicas

- Estabilidad al ataque microbiano

f) Propiedad de Durabilidad

- En general tienen una larga duración, cumpliendo con la edad de todo proyecto

En la tabla N°32 se muestra un cuadro con las principales propiedades de los materiales con que se fabrican las Geo-membranas para su aplicación en trabajos de ingeniería.

Tabla N° 32: Propiedades de los Principales Materiales usados para Geo-membranas

PROPIEDAD	POLIETILENO		PVC	HULE BUTILO	POLIPROPILENO
	BAJA DENSIDAD PE	ALTA DENSIDAD HPDE			
DENSIDAD (kg/l)	0.92 - 0.94	0.94 - 0.96	1.20 - 1.25	0.92 - 1.25	0.9 - 0.91
RESISTENCIA EN TENSION (Lb/in ²)	1300 - 2500	2400 - 4800	3500 - 10000	1000 - 4000	4000 - 32000
ELONGACION (N/m)	200 - 800	10 - 650	60 - 200	-	40 - 4000
DUREZA	-	-	-	15 - 90	-
TEMPERATURA OPERACION (°F)	-70 a 180	-70 a 240	-60 a 200	-50 a 325	-60 a 200
RESISTENCIA A ACIDOS	pobre a buena	buena	buena a excelente	-	buena a excelente
RESISTENCIA A BASES	buena a excelente	buena a excelente	buena a excelente	-	buena a excelente
RESISTENCIA A SOLVENTES OXIGENADOS	pobre a buena	pobre a buena	Buena	-	-
RESISTENCIA A SOLVENTES AROMATICOS Y HALOGENADOS	adecuada	adecuada	Buena	pobre	buena
RESISTENCIA A SOLVENTES ASFALTICOS	pobre a adecuada	adecuada a buena	Buena	pobre	buena
PERMEABILIDAD AL VAPOR DE AGUA (PERM-MILS)	3 - 14	1.8 - 2.2	3 - 18	0.15	0.25 - 1
RESISTENCIA A LA INTEMPERIE	pobre	pobre	Buena	buena	pobre
TIEMPO DE AGRIETAMIENTO (Hr)	900	300	2500	-	100
TIEMPO PULVERIZACION SUPERFICIAL (Hr)	2500	600	300	-	600
TIEMPO DE DECOLORACION (Hr)	300	300	100	-	900

Fuente: “Diseño y Aplicación de Geo-sintéticos en las obras de ingeniería” por Mansen Valderrama, Alfredo UNI-FIC 1996.

Consideraciones Básicas

La forma geométrica es elegida según criterio de estabilidad, profundidad y la hidráulica del trabajo. Para el presente trabajo de diseño de protección catódica para fondos de tanques se optará por la circunferencial junto con los Ensayos Normalizados para el control de la Instalación. El material de la geo-membrana es el polietileno de alta densidad (HDPE), que posee controles de calidad en forma exhaustiva debido a que se utilizaran equipos de sellado (equipos para soldadura por extrusión). Los ensayos de prueba para sellar la unión de membranas son; la Prueba de la Chispa (spark test – chispa eléctrica donde no tiene acceso la prueba de vacío) y la Prueba de vacío (equipo vacuum box usado para soldadura por extrusión), ambas pruebas se utilizan en este proyecto. Los controles de calidad mencionados se realizan tanto para muestras “No destructivas” y para muestras “Destructivas”, todas están estandarizadas bajo ASTM parte D en geosintéticos.

Instalación de Geomembranas para nuestro Diseño

La geo-membrana de HDPE, que se usará es de 1.5 mm de espesor, lisa por ambas caras. Para la colocación del manto de geo-membrana, se probó previamente la superficie del terreno, el cual no debe presentar material de grava o punzocortantes que pudieran dañar la superficie de la geo-membrana y deteriorarla. En todo momento se debe verificar el cumplimiento de los procedimientos adecuados de instalación de las geo-membranas.

La colocación se debe llevar a cabo en un área previamente preparada como se puede ver en la figura N°45, de acuerdo a técnicas y maniobras adecuadas para despliegue de rollos en concordancia con posiciones y niveles indicados en los planos de diseño, de tal manera de minimizar la formación de arrugas y de prevenir la formación de dobleces y pliegue.



Figura N° 45: Acondicionamiento del Terreno Base
Fuente: Santos CMI/Maple Etanol

Cuando se colocan la geo-membrana ver figura N°46, se deben realizar pruebas de calibración (requisito de control de calidad para garantizar la correcta aplicación de los geosintéticos) en los equipos de fusión que realizaran las soldaduras de los paños de las geo-membranas, de tal forma de asegurar un traslape mínimo de 7.5 cm entre paño y paño.

El WEDGE-IT WELDER es un equipo que se utiliza para realizar soldaduras por fusión entre paños de geo-membranas (la temperatura de soldado es mayor a 425°C). **Fuente: Robert M. Koerner, PHD, PE “Designing with geosynthetics” Third Edition 1994.**



Figura N° 46: Instalación de la Geo-membrana
Fuente: Tecna Ice/Santos CMI

GEOTEXTILES

Llamados tejidos filtros (fabric filter) elaborados con productos derivados de los hidrocarburos, es un textil de material flexible y permeable a los fluidos, capaces de retener partículas mayores que el tamaño de sus poros, que han sido diseñados y fabricados para trabajos de ingeniería civil, con propiedades hidráulicas considerables, convenientes para drenaje, filtración, drenaje de agua y gases.

Se usan en suelos, rocas u otro material orgánico para mejorar su performance, estructura o sistema.

CLASIFICACIÓN

Su clasificación abarca 2 grandes grupos y se basa en su proceso de fabricación:

a) Geotextiles Tejidos

Son de material permeable, sus fibras se encuentran en forma más o menos ortogonales, es decir son bidireccionales. La característica principal de este tipo de geotextil es que pueden ser isotrópicos o anisotrópicos.

b) Geotextiles no Tejidos

Son de material permeable, sus filamentos no siguen una dirección determinada, sus fibras siguen una dirección aleatoria, es decir son multidireccionales. También pueden ser isotrópicos o anisotrópicos.

PROPIEDADES

Propiedades mecánicas:

- a) Compresibilidad; varia el espesor debido a la presión, son usados para conducir agua a través de planos o secciones.
- b) Resistencia tensional, se elonga antes de romperse.
- c) Resistencia a la fatiga; soporta una carga antes de sufrir una falla

Propiedades hidráulicas:

- a) Porosidad; tiene la habilidad de fluir agua a través del tejido.
- b) Permisividad: el agua fluye a través del tejido hacia el material granular.

Propiedades Ambientales

a) Resistencia a Químicos.

Para los geo-textiles que se instalan dentro de un sistema de protección catódica, se tendrá acceso directo solamente en la etapa de construcción, por lo que una vez instalado ya no habrá acceso por la complejidad de su ubicación. Para ello se debe garantizar la resistencia a los ataques de los medios, sobre todo si el tanque que se protege almacena químicos o hidrocarburos como el diesel (como es el caso para la presente tesis). Se presenta en la tabla N°33 la resistencia de los Geo-textiles a diferentes compuestos químicos.

Tabla N° 33: Resistencia Química de los componentes de Geo-sintéticos

PRODUCTO QUIMICO	HDPE/PE (100°F - 158°F)	PVC (100°F - 158°F)	HULE BUTILO (100°F - 158°F)
HIDROCARBUROS ALIFATICOS	X		
HIDROCARBUROS AROMATICOS	X		
SOLVENTES CLORADOS	X		X
SOLVENTES OXIGENADOS	X		X
SOLVENTES DE PETROLEO CRUDO	X		
ALCOHOLES	X	X	X
ACIDOS			
ORGANICOS	X	X	X
INORGANICOS	X	X	X
BASES			
ORGANICOS	X	X	X
INORGANICOS	X	X	X
METALES PESADOS	X	X	X
SALES	X	X	X

X: Buena Resistencia

Fuente: “Diseño y Aplicación de Geo-sintéticos en las obras de ingeniería” por Mansen Valderrama, Alfredo UNI-FIC 1996.

b) Resistencia a la Luz Ultravioleta (UV)

Los rayos ultravioleta producen en los plásticos un deterioro ampliamente conocido, que se traduce en la rigidización y agrietamiento del material. Las normas ASTM D3334 y ASTM D2565 son ensayos de resistencia a diversas edades de exposición con resultados verificados en campo.

c) Resistencia a Temperatura y Efectos Térmicos

La temperatura y el calor pueden producir modificaciones en el comportamiento de los materiales, al producir las volatilizaciones de agua, solventes y plastificantes. La prueba ASTM D794 evalúa esta propiedad.

d) Envejecimiento

No existen pruebas normalizadas, los ensayos se realizan sometiendo muestras al medio al que estará expuesto, ya sea enterradas o sumergidas. Para acelerar el proceso por lo común se agrega elementos químicos que existen en el lugar y se le aplica temperatura mayor a 50°C, la única alternativa efectiva es la observación del comportamiento del material en condiciones de servicio.

e) Ataque Biológico

La acción microbiana no afecta a la mayoría de plásticos por la cadena de carbono. Los PE, HDPE, PP, PVC resisten a la biodegradación.

Los microorganismos pueden atacar los puntos de cadenas moleculares, pero generalmente son inaccesibles en especial en los materiales semi-cristalinos. La orientación de las estructuras semi-cristalinas hace aún más inaccesible los puntos de cadenas e incrementa la resistencia al ataque biológico.

Aplicación del Geo-Textil en la Protección Catódica de Tanques

La aplicación de un Geo-textil cubriendo al tubo perforado de monitoreo (ver figura N° 47), impide el movimiento de los granos finos de arena a través del tejido, a la vez que impide la pérdida de material compactado. Se le conoce como el sistema equilibrio tejido-suelo, el cual permite el flujo de humedad a lo largo del geo-textil en un período considerablemente largo e igual a la vida del proyecto.

A la arena se le agrega una cantidad límite de agua, las partículas no pueden ser arrastradas por el flujo ni pasar por los intersticios del tejido, no debe haber tubificación del suelo o sea cuando las partículas más finas de un suelo son arrastradas a través del tejido dejando grandes vacíos detrás. Si así fuera, con el tiempo puede generarse un proceso tipo sumidero que afecta uniformidad y compactación del medio.



Figura N° 47: Colocación del Tubo con Geotextil para Toma de Potenciales
Fuente: Tecna Ice/Santos CMI

Instalación del Geo-textil – Tubo de Monitoreo para Sondaje de la Base

El geo-textil se extiende sobre el tubo de PE, luego se enrolla al menos con dos vueltas sobre un tubo de monitoreo cubriéndolo en su totalidad, se ajustan luego con cintillos de NYLON y se realiza el sellado completo en los bordes de empalme. En la figura N° 48 se muestra detalle del tubo con el Geo-textil.

El tubo de monitoreo de PE, forrado con Geo-textil para evitar ingreso de arena fue diseñado para medir potenciales en toda la diagonal del tanque, se podrá hacer un sondaje (sounding) de los potenciales con un electrodo de referencia portátil y un “Remote DATALOGGER”, esta data servirá para una evaluación (survey) de potenciales más detallada.

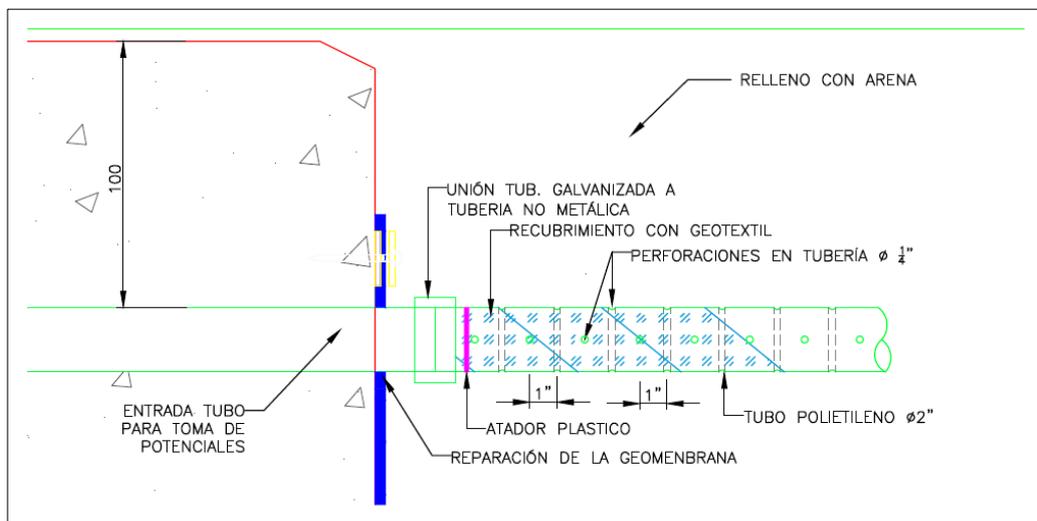


Figura N° 48: Detalle de Tubo para Toma de Potenciales
Fuente: Tecna - ICE

5.6.3 TÉCNICAS DE INSTALACIÓN - SOLDADURAS

SOLDADURA PARA UNIR MALLA

La soldadura por resistencia es considerada un proceso de fabricación termoeléctrico, se realiza por el calentamiento que experimentan los metales, hasta la temperatura de forja o de fusión debido a su resistencia al flujo de una corriente eléctrica. Es una soldadura tipo autógena donde no interviene material de aporte (los metales se derriten y se funden entre sí). Los electrodos se aplican a los extremos de las piezas a soldar, se colocan juntas a presión y se hace pasar por ellas una corriente eléctrica intensa durante un instante. La zona de unión de

las dos piezas, como es la que mayor resistencia eléctrica ofrece, se calienta y funde los metales, realizándose la soldadura como se muestra en la figura N°49 y N°50. La cantidad de calor necesaria, dada por la intensidad aplicada y tiempo de presión ejercida dependerá del tipo de metal a soldar.

Los principales tipos de soldadura por resistencia son los siguientes:

- Soldadura por puntos.
- Soldadura por costura.
- Soldadura a tope.
- Soldadura por chispa.
- Soldadura de hilo aislado.
- Soldadura por proyecciones o resaltos.

Soldadura por Puntos

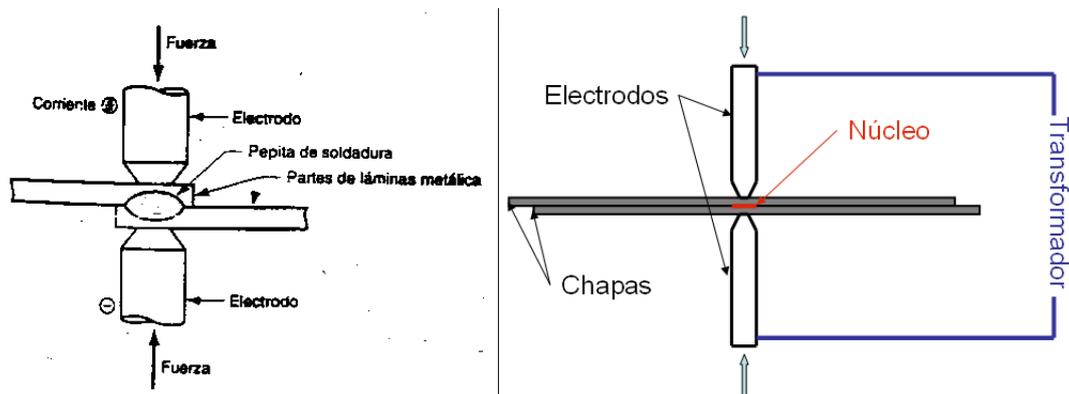


Figura N° 49: Partes Generales de una Soldadura de Punto
Fuente: Internet

Para el presente diseño de Protección Catódica que usa cintas anódicas y barras conductoras, se considera el uso de manera permanente del tipo de soldadura por puntos. Esta técnica garantiza la continuidad electrónica y evita la corrosión galvánica dentro del contacto.

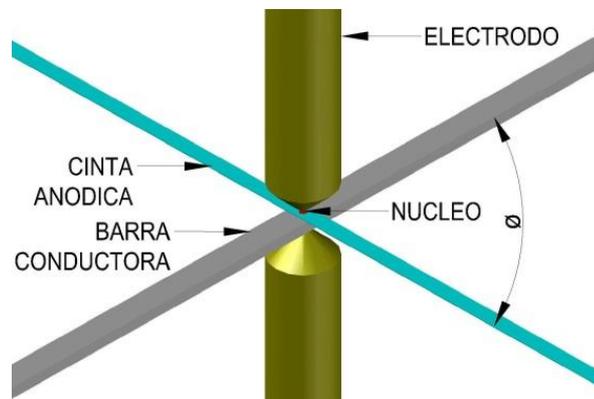


Figura N° 50: Esquema Típico de Soldadura en las Mallas
Fuente: Internet

Tanto el calor como la presión son los principales factores en este tipo de soldaduras ya que se obliga a tener un buen contacto entre electrodo y pieza antes de aplicar calor, manteniendo en contacto las superficies a unir una vez alcanzada su temperatura para la correcta soldadura.

El ciclo de soldeo se puede dividir en varias fases:

Fase de Posicionamiento: Se ejerce presión sobre los electrodos de tal forma que se consiga la unión de los materiales a soldar.

Fase de Soldeo: Se pasa la corriente eléctrica creando diferencia de potencial entre los electrodos. Se mantiene una presión entre los electrodos durante esta fase, que suele ser mejor que la ejercida en la fase de posicionamiento.

Fase de Mantenimiento: Se incrementa la presión ejercida después de cortarse la corriente eléctrica.

Fase de Decadencia: se reduce la presión hasta retirar la pieza una vez ya soldada.

Este procedimiento se utiliza mucho en la industria para la fabricación de láminas y alambres de metal y se adapta muy bien a la automatización.

Los elementos básicos en este tipo de soldadura son, los electrodos, por donde fluye la energía eléctrica, los materiales a soldar y una presión ejercida en la zona a soldar.

En la figura N°51, se puede apreciar las etapas de soldado entre dos láminas debido al contacto generado por dos electrodos externos.

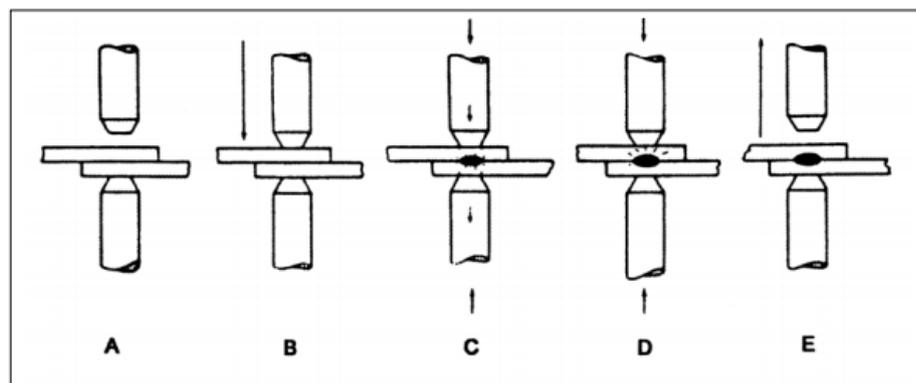


Figura N° 51: Esquema Típico de Fases de Soldadura de Punto
Fuente: Internet

Consideraciones a Tomar en Cuenta para Soldadura

Presión: Ejercer la presión adecuada, alrededor de los diez kilogramos por milímetro cuadrado, según el espesor y el material a soldar.

Intensidad: La intensidad de la corriente debe ser la máxima sin llegar a fusionar el material.

Tiempo: El tiempo de soldadura debe ser corto y siempre dependiendo del espesor del material.

En la figura N° 52 y N°53, se puede apreciar el equipo eléctrico y la pinza de presión para soldadura de punto.



Figura N° 52: Equipos de Soldar
Fuente: Fuse-Tec Welder/Maple Etanol



Figura N° 53: Pinzas de Soldadura con Puntas de Cobre
Fuente: Fuse-Tec Welder/Maple Etanol

En la figura N° 54, N°55 y N°56, se puede apreciar la operación de soldadura por resistencia entre dos cintas de titanio.



Figura N° 54: Soldadura entre Barras Conductoras de Titanio
Fuente: Tecna – ICE/Maple Etanol



**Figura N° 55: Soldadura entre Barra Conductoras de Titanio y Cinta
Ánoda Mesh
Fuente: Tecna - ICE**



**Figura N° 56: Operación de Soldadura en Obra
Fuente: Tecna – ICE**

Soldadura del Cable Negativo

La soldadura recomendada y utilizada para unir el cable negativo que sale del rectificador con la estructura es la exotérmica, por la garantía de la continuidad electrónica que ofrece, a diferencia de una unión mecánica que puede producir una conexión eléctricamente discontinua entre los componentes.

La soldadura exotérmica o aluminotérmica se logra mediante la fundición de cobre por la acción de un material de ignición el cual actúa sobre los elementos a soldar formando una conexión compacta como se puede ver en la figura N°57. Al momento de encender el material de ignición mediante el chispero, se inicia la reacción exotérmica de la carga de soldadura metálica dentro del crisol. El oxígeno del óxido de cobre se combina con el aluminio gracias a la acción del

calor para formar cobre puro fundido y óxido de aluminio (escoria), El disco retenedor actúa como válvula para retener la reacción en el crisol y de este modo permitir que la escoria flote en la parte superior y se separe del material fundido. El calor liberado por la reacción funde el disco retenedor y el cobre fundido fluye por el agujero hacia la cámara de soldadura. El material fundido calienta la cámara de soldadura, funde los extremos de los elementos a soldar (varillas, cables, superficies) llena la cavidad y se solidifica.

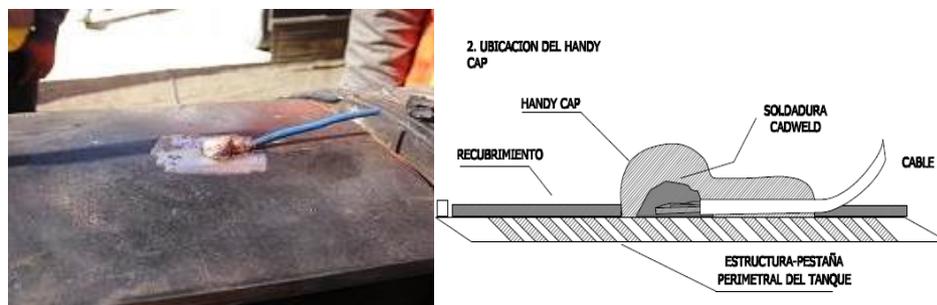


Figura N° 57: Unión Cable Negativo a Estructura
Fuente: Techint Ingeniería y Construcción

Los Componentes Principales para la Soldadura Exotérmica son:

Molde de Grafito: La reacción exotérmica del cobre se lleva a cabo en un molde especialmente diseñado y fabricado en grafito de alta calidad que permite el flujo libre de metal fundido a todas las direcciones del crisol. El crisol está diseñado para permitir una remoción sencilla del molde con la unión terminada de tal manera que se reduzca el desgaste y se incremente la vida útil del molde.

Carga de Soldadura: También llamado CARTUCHO, tiene su peso (en gramos) y tamaño marcado individualmente en la parte inferior del contenedor de plástico, el cual impide el ingreso de humedad a su interior, la carga de soldadura está compuesta por:

- Óxido de Cobre (60%-90%)

- Cobre (7%-13%)
- Polvo de Aluminio (7%-13%)
- Fluoruro de Calcio (1%-5%)
- Estaño (1%-5%)

En la figura N° 58, se puede apreciar los componentes descritos en etapa de soldadura.

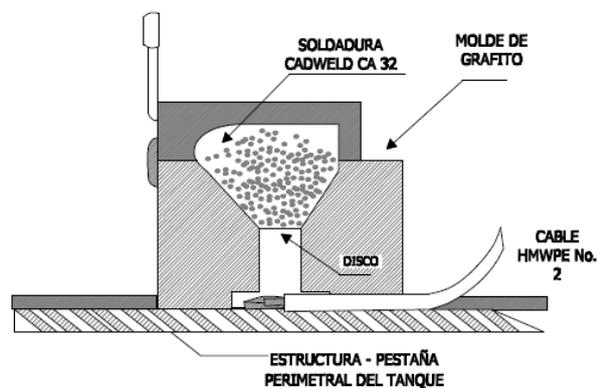


Figura N° 58: Componentes de Soldadura sobre la Estructura
Fuente: Cadweld

Con el propósito de asegurar la calidad de todas las soldaduras exotérmicas en acero y cobre, existen ciertas operaciones que deben realizarse apropiadamente antes y después de ejecutar el procedimiento como:

- Preparación adecuada de la superficie
- Colocación de los cables
- Inspección final de soldadura (aspecto, color, acabado superficial, prueba mecánica)

Ejecución Final de la Soldadura Exotérmica

Después de terminar la soldadura se recomienda el empleo de un recubrimiento epóxico 100% sólido en conjunto con una protección mecánica aunque no obligatoriamente como en caso de tuberías.

En la figura N°59, se puede apreciar la unión de cable de cobre a la estructura y su recubrimiento para proteger contra la corrosión y el golpe mecánico.

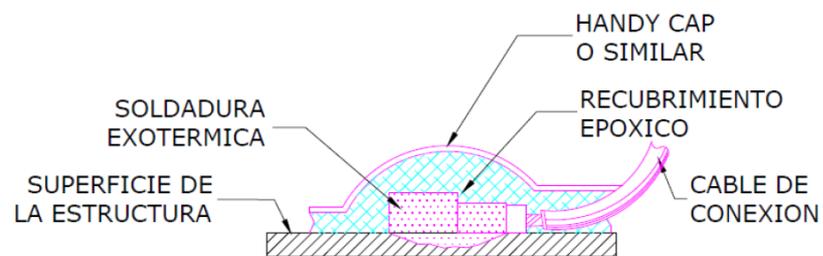


Figura N° 59: Protección contra corrosión y daño mecánico de la Soldadura
Fuente: Thermoweld's

CAPÍTULO VI

CÁLCULOS DEL DISEÑO DE PROTECCIÓN CATÓDICA PARA CONTROL DE LA CORROSIÓN EN UN TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL

A continuación describiremos los principales alcances de nuestro diseño:

- Suministrar suficiente densidad de corriente en forma continua para que la base de la estructura se polarice hasta alcanzar un criterio aceptable. (La norma NACE SP0169 en la sección 6.1.2 indica que la protección se logra cuando se satisface cualquier criterio de los tres tomada de manera independiente o en combinación)
- Minimizar los efectos de interferencia con respecto a otras estructuras metálicas.
- Suministrar suficiente flexibilidad operativa para ajustarse a los cambios previstos en el medio, el recubrimiento y el funcionamiento de la estructura durante su vida útil.
- Garantizar la seguridad del público y del personal y respetar todos los códigos y regulaciones relacionados al caso.
- Asegurar una vida útil al sistema de protección, que sea coherente con la de la estructura o instalación a proteger. Vida útil estipulada por el propietario o el regulador.
- Instalar los medidores y equipos necesarios para medir y monitorear el rendimiento del sistema de protección catódica, considerando los estándares y las regulaciones de aplicación.

El proceso de diseño de la protección catódica puede ser muy complejo y requiere de un procedimiento iterativo hasta lograr un diseño aceptable. En la figura N°60 se muestra un diagrama de flujo para realizar el diseño de

protección catódica de una tubería pero que se aplica también para nuestro caso, el de un tanque de almacenamiento.

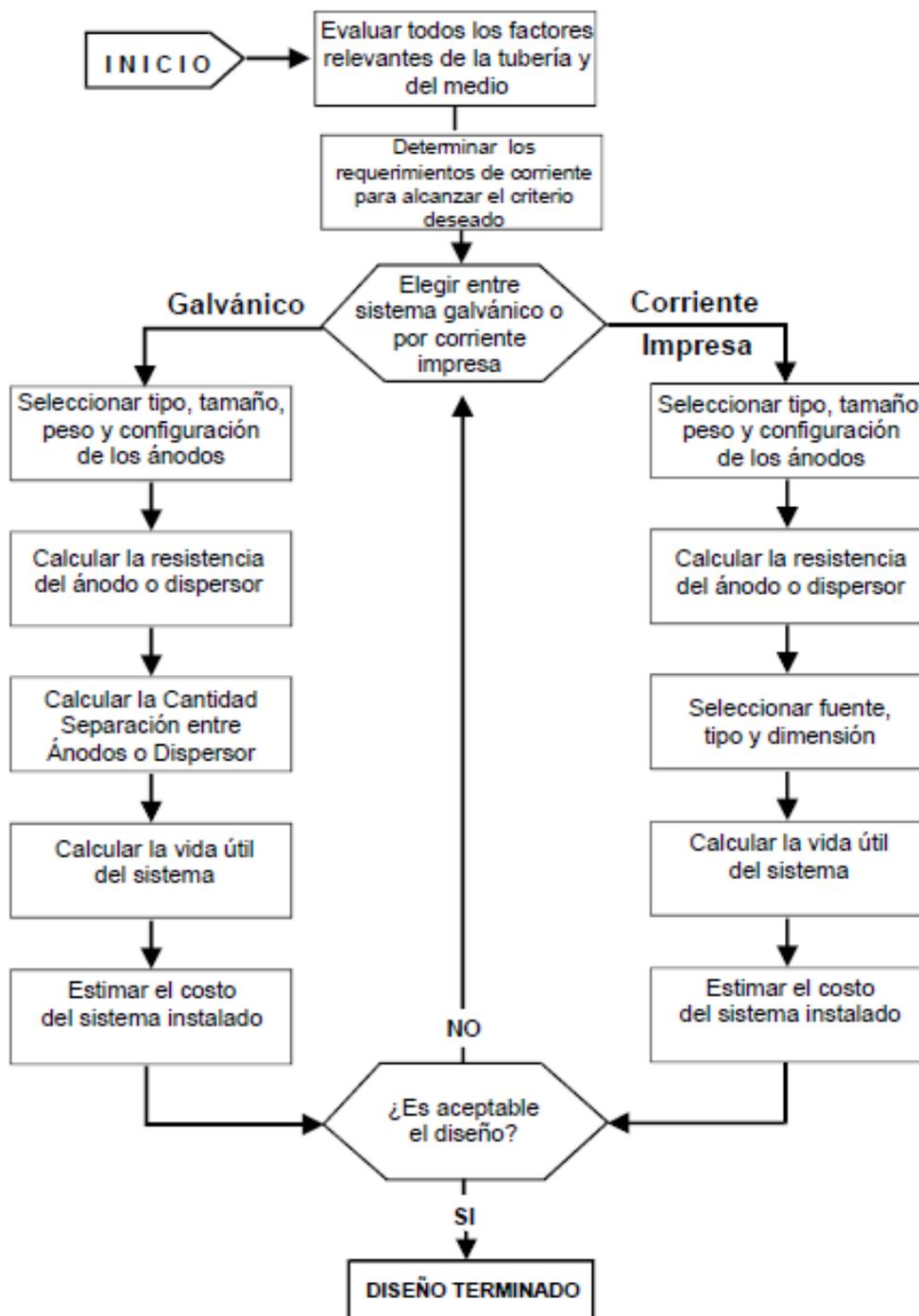


Figura N° 60: Diagrama de Flujo de Diseño SPC – Ducto
Fuente: NACE CP3 – Capítulo 4

El primer paso en el proceso de diseño es recoger y evaluar los datos relevantes de la estructura, sus características de operación y el medio. En un proyecto de protección catódica para una estructura nueva, NACE recomienda utilizar data de resultados exitosos del pasado, usando la experiencia como factor clave.

6.1. PARAMETROS Y VARIABLES DEL TANQUE

A continuación mostramos en la tabla N°34 un resumen de las principales características del tanque a proteger y que el diseñador debe conocer. Esta información tiene influencia en los parámetros de cálculo y es útil para la toma de decisiones.

Tabla N° 34: Características del Tanque de Almacenamiento de Diesel

Tanque	
Tanque de Almacenamiento de Diesel no tratado	
Características	Valor
Gravedad específica del diesel	0,86
Tipo de Techo	Domo
Tipo de Fondo	Cono en pendiente 1/120
Diámetro Nominal	28 metros
Altura	14,6 metros
Capacidad nominal	57 830 Bbl
Temperatura de Diseño	50°C
Temperatura de Operación	28°C
Presión Interna	15,08 mbarg
Presión máxima (MAWP)	47,33 mbarg
Tolerancia de corrosión	1/16"

Fuente: Selección para Tanques - Ilo

El fondo del tanque presenta una forma cónica hacia arriba con una relación de pendiente de 120:1, lo cual permite que los fluidos corrosivos de alta densidad se ubiquen en la periferia del tanque.

Fundación del Tanque

La fundación del tanque consiste de una membrana impermeable desplegada a 0,4 metros de profundidad desde el fondo, compuesta de polietileno de alta densidad (HDPE) y de 1,5 mm de espesor. Esta membrana permite el aislamiento entre el suelo natural y la fundación del tanque, evitando así la contaminación del terreno en caso de fugas y aislando eléctricamente el fondo del tanque con estructuras foráneas. Como sistema de detección de fuga, se han instalados tubos pasantes de 2 pulgadas de diámetro alrededor del anillo de concreto con una inclinación del 0,5%. Para interconectar la fundación con las tuberías de drenaje (Drain Pipe), la norma recomienda usar material triturado o cubrir con un geotextil para permitir la difusión libre del fluido, referencia API650 página 162 – sección 1.5.

El sistema GRID se instalará a una altura de 1 a 2 pulgadas por encima de la geo-membrana, sobre una capa de arena que separa la malla de la geo-membrana. En la figura N° 61, se puede apreciar el tanque con su contenido y principales partes.

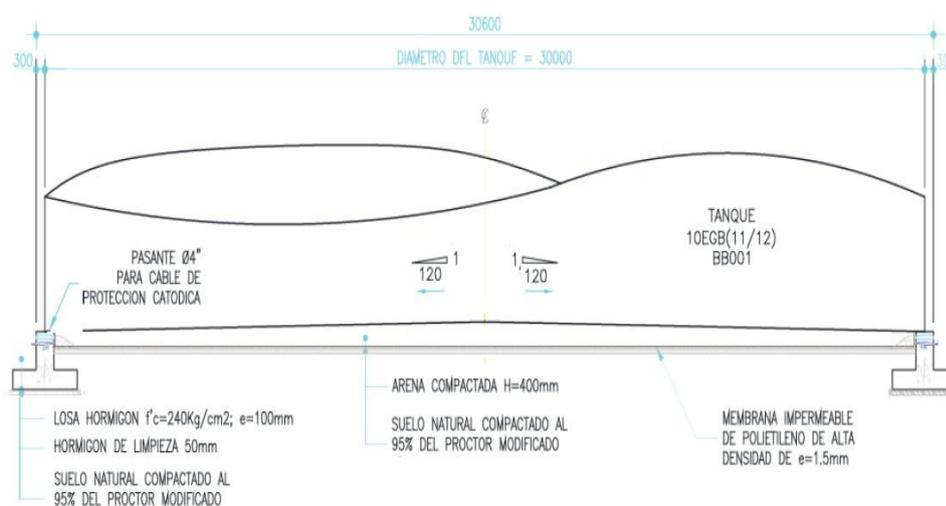


Figura N° 61: Fundación del Tanque de Almacenamiento de Diesel
Fuente: Tecna-ICE

6.2. ELECTROLÍTO - ARENA DE RELLENO

Para la selección de la arena de relleno para el fondo del realizó la toma de tres (3) muestras de arena en diferentes canteras, las cuales se describen en la tabla N°35.

Tabla N° 35: Muestras de arena – Canteras cerca de Ilo-Perú

Muestra	Cantera
Muestra No 1	Km 9 vía Moquegua
Muestra No 2	Cantera Belú
Muestra No 3	San Pablo – Km 42

Fuente: Santos CMI

Las muestras fueron sometidas a análisis químicos de cloruros, sulfatos y pH, para determinar la agresividad del terreno. Estos resultados se describen en la tabla N°36. De las tres muestras analizadas, la muestra de la cantera San Pablo presenta las menores concentraciones de cloruros y sulfatos, lo cual se debe posiblemente a que el material se encuentra a varios metros por debajo de la superficie del suelo, evitando así la contaminación por cloruros producida por los vientos marinos.

Tabla N° 36: Análisis Químico de las Muestras de Arena

Descripción de la muestra	PH	Cloruros (PPM)	Sulfatos (PPM)
Muestra 1 Cantera San Pablo Tomada Km 42-ILO	10,04	55,22	7,024
Muestra 2 Cantera Belú Tomada Km 26 ILO-Tacna	8,72	243,98	58,14
Muestra 3 Cantera Km 9 Vía Moquegua	7,96	249,27	48,09

Fuente: Fuente: Santos CMI

La muestra N° 2 y 3 presentan concentraciones de elementos iónicos similares y tienen una concentración de cloruros relativamente altas, sin superar los límites descritos para su uso en la fundación de tanques, como se indica en la tabla N°37 presentada en la norma API651.

Tabla N° 37: Guía para Análisis de suelos en tanques

Constituent	Corrosive	Very Corrosive
pH	5.0–6.5	< 5.0
Chlorides	300–1000 PPM	> 1000 PPM
Sulfates	1000–5000 PPM	> 5000 PPM

Fuente: API651

Para los estudios de resistividad de las arenas, se usaron las arenas con los agregados de agua y cemento, obtenidas de las pruebas de compactación usadas para la fundación del tanque. Las composiciones de estos aditivos agua y cemento se muestran en la tabla N°38.

Tabla N° 38: Aditivos usados para la compactación

No. muestra	Cantera	% cemento	% humedad
1	Km 9 vía Monquegua	1	1,863
2	Cantera Belú	1	3,595
3	San Pablo – Km 42	1	2,230

Fuente: Fuente: Santos CMI

La resistividad fue obtenida usando la “Caja de suelo (Soil box)”, siguiendo los lineamientos descritos en la norma ASTM G57. Las arenas poseen una resistividad entre 10 000 y 30 000 ohm-cm como se puede ver en la tabla N°39, que se asemejan a las resistividades comúnmente usadas para el fondo de tanques. La resistividad seleccionada para los cálculos de nuestro diseño es de 20 000 ohm-cm, siendo ésta un promedio de las resistividades obtenidas en las arenas analizadas.

Tabla N° 39: Resistividades de las Arenas Aditivadas

No. muestra	Cantera	Resistividad (Ω -cm)
1	Km 9 vía Monquegua	26.000 – 27.000
2	Cantera Belú	10.000 – 11.600
3	San Pablo – Km 42	15.000 – 16.000

Fuente: Fuente: Santos CMI

En la tabla N° 40 se muestra el grado de corrosividad de la arena (Potencial de actividad corrosiva) en función de la resistividad. Esta tabla indica que la arena usada en la fundación del tanque es poco corrosiva.

Tabla N° 40: Guía de Resistividad para Tanques

Resistivity Range, OHM-CM	Potential Corrosion Activity
<500	Very Corrosive
500-1,000	Corrosive
1,000-2,000	Moderately Corrosive
2,000-10,000	Mildly Corrosive
>10,000	Progressively Less Corrosive

Fuente: API651

6.3. DENSIDAD DE CORRIENTE

En la figura N° 62 se puede ver que el potencial polarizado del acero varía ampliamente dentro de rangos de densidades de corriente que va desde 0,1 a 200 mA/pie², lo que depende del tipo y condiciones de suelo.

Existen varios métodos que se usan comúnmente para estimar la densidad de corriente requerida para lograr la protección.

- Publicaciones.
- Experiencia en estructuras similares en condiciones similares.
- Estimando el porcentaje de superficie desnuda para estructuras con recubrimiento.
- Ensayos de polarización, pruebas de corriente, entre otros.

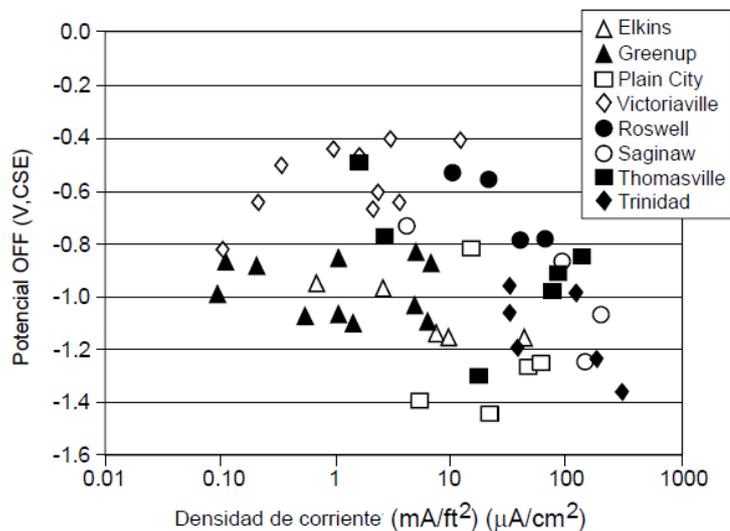


Figura N° 62: Cuadro de Potencial OFF para el Acero
Fuente: NACE CP3 – Pruebas EEUU

El presente diseño se basará en las publicaciones. La norma NACE RP 0193, describe las necesidades para la instalación del sistema de protección catódica externa para los fondos del tanque de acero al carbono. Esta norma en el acápite 5.4 indica que requerimiento de corriente 1 a 2 mA/pe² (10,8 a 21,5 mA/m²) son suficientes para la protección catódica de las superficies desnudas de los fondos de tanques de acero al carbono, con tal que no estén expuestos a elevadas temperaturas de servicio o concentraciones altas de químicos (cloruros y sulfatos). Para nuestro diseño tenemos una fundación de arena seleccionada con bajos contenidos de cloruros y sulfatos, pH mayores que 8 y temperaturas de servicio no elevadas, se seleccionará una densidad de corriente de 17,5 mA/m² (dato obtenido en estructura similar a las mismas condiciones), estos valores son criterio en base a experiencia de las empresas o diseñadores.

$$i_{cp,desnuda} = 17,5 \frac{mA}{m^2}$$

6.4. ÁREA DESNUDA

Para calcular el área desnuda, se considera que será el área circular del fondo del tanque a proteger menos el ancho del fondo que se encuentra soportado por el anillo de concreto de 0,6 metros de ancho. Esto significa que solo el área circular de 27,4 metros de diámetro se encuentra apoyados sobre la fundación (arena) y el resto sobre el anillo. La base del tanque no presenta recubrimiento alguno por lo que el 100% del acero a proteger está desnudo, reemplazando los valores en la ecuación se obtiene:

$$Area_{proteger} = \pi \times \frac{D^2}{4}$$

$$Area_{proteger} = \pi \times \frac{27.4^2}{4}$$

$$Area_{proteger} = 589,65 \text{ m}^2$$

6.5. CANTIDAD DE CORRIENTE REQUERIDA

Para calcular corriente total requerida simplemente se multiplica densidad de corriente requerida por el área de la superficie desnuda a proteger..

$$I_{cp} = i_{cp,desnuda} \times A_{s,desnuda}$$

Para estructuras bien recubiertas en la superficie, la corriente total puede ser muy pequeña, pero esta ecuación podría subestimar realmente la corriente que se necesita, ya que la conductancia del recubrimiento deja pasar algo de corriente, por lo que una ecuación más real es:

$$I_{cp} = i_{cp,desnuda} \times A_{s,desnuda} + i_{cp,revestida} \times A_{s,revestida}$$

Dónde:

I_{cp} (A) = Corriente requerida para proteger nuestra estructura

$i_{cp,desnuda}$ (A) = Densidad de corriente que pasa por el acero

$A_{s,desnuda}$ (m²) = Área del acero expuesto a proteger

$i_{cp,revestida}$ (A) = Densidad de corriente que pasa por revestimiento

$A_{s,revestida}$ (m²) = Área de la estructura con revestimiento

Para nuestro diseño se tiene:

$$i_{cp,revestida} \times A_{s,revestida} = 0$$

$$\rightarrow I_{cp} = i_{cp,desnuda} \times A_{s,desnuda} + 0$$

$$I_{cp} = i_{cp,desnuda} \times A_{s,desnuda}$$

$$\rightarrow I_{cp} = 17,5 \frac{mA}{m^2} \times 589,65 m^2$$

$$\therefore I_{cp} = 10\,318,88 mA \approx 11 A$$

Debido a que los tanques se encuentran a temperatura ambiente, no se requiere de una corrección por temperatura. Aplicando un factor de seguridad del **10%**, el requerimiento de corriente para los tanques será de **12,1 Amperios**.

$$\therefore I_{cpfinal} = 12,1 A$$

6.6. TEMPERATURA DE OPERACIÓN

El fluido a contener en el interior del tanque en condiciones normales se estima que no supere una temperatura superior a 40°C. Es por ello que el requerimiento de corriente de protección catódica por aumento de temperatura no es significativamente mayor en términos de densidad de corriente.

6.7. LONGITUD MÍNIMA DE ÁNODOS

Los ánodos tipo Mesh de MMO que se usarán en el diseño, tienen las características físicas y eléctricas descritas en la sección 5.6. Estos ánodos son mallas que se venden en forma de cintas, que tienen un ancho determinado de 12,7mm. El fabricante **Corrpro Companies, Inc** de estos ánodos nos proporciona el dato de que por cada pie de longitud de la cinta (ánodo) se tiene una densidad de corriente máxima de 18 mA para una vida de diseño de 50 años. Es decir la densidad de corriente lineal máxima del ánodo es de 18 mA/pie (59 mA/m). Tomando este dato, la longitud mínima requerida de la cinta (ánodo) se determina de:

$$L = \frac{I_{cp} \times 1000}{\delta_{DCLA}}$$

Dónde:

L = Longitud mínima de ánodo (m)

I_{cp} = Corriente requerida para proteger nuestra estructura (A)

δ_{DCLA} = Densidad de corriente lineal del ánodo (mA/m)

$$L = \frac{12,1 \times 1000}{59 \frac{mA}{m}}$$

$$\therefore L = 205,1 \text{ m}$$

6.8. SEPARACIÓN ENTRE ÁNODOS

Dentro de la construcción del tanque se instala una geo-membrana aislante bajo el fondo del tanque a una profundidad definida y se establece la instalación de la

malla de MMO a una profundidad menor. De acuerdo con el manual NACE CPL4¹, la longitud cubierta por la cinta anódica se muestra en la figura N°63:

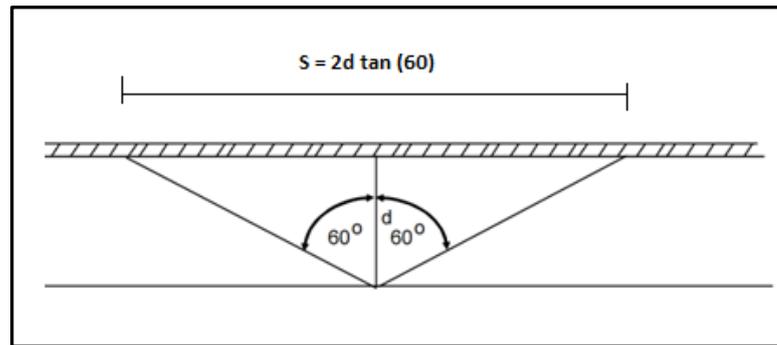


Figura N° 63: Longitud cubierta por un ánodo distribuido
Fuente: NACE Cathodic Protection Level 4

El área de protección de una cinta anódica de este tipo (cinta Mesh) sobre el fondo del tanque es equivalente a un ángulo de 120 grados visto desde la cinta hasta el fondo. Esta cobertura permite que la cinta anódica abarque un área de protección con un ancho equivalente a la ecuación:

$$S = 2 \times d \times \tan(60^\circ)$$

En donde:

S = Espaciamiento máximo entre cintas anódicas (m)

d = Distancia entre la cintas anódicas y el fondo del tanque (m)

Como se describió, los ánodos serán instalados a una altura de 1 a 2 pulgadas sobre la geo-membrana aislante, la cual será instalada a 0,4 metros de las láminas del fondo. Siendo que la separación entre la geo-membrana y la malla es pequeña, es posible aproximar la distancia “d” al valor de 0,4 metros.

$$S = 2 \times 0,4 \times \tan(60^\circ)$$

¹ *Cathodic Protection Level 4 manual, NACE Publication 2000, Pág. 6:13.*

$$\rightarrow S = 1,385 \text{ metros}$$

En vista que 1,385 metros no es múltiplo del diámetro del tanque y se requiere que los ánodos sean homogéneamente distribuidos sobre el fondo, se determina el múltiplo más cercano a la separación, el cual es de 1,37 metros. Entonces 1,37 m es la distancia de separación entre ánodos.

$$\therefore S \approx 1,370 \text{ metros}$$

Ahora para determinar el número de cintas, se requiere dividir el diámetro del tanque entre la separación de los ánodos.

$$N_{\text{cintas ánodicas}} = \frac{\text{Diámetro}_{\text{tanque}}}{S}$$

$$\rightarrow N_{\text{cintas ánodicas}} = \frac{27,4}{1,370}$$

$$\therefore N_{\text{cintas ánodicas}} = 20$$

6.9. LONGITUD DE LINEAS ANÓDICAS POR GEOMETRÍA

Para el cálculo de la longitud de las cintas se utiliza el teorema de Pitágoras, para lo cual se considerará la longitud de cada línea de cinta como “L” (ver figura N°64).

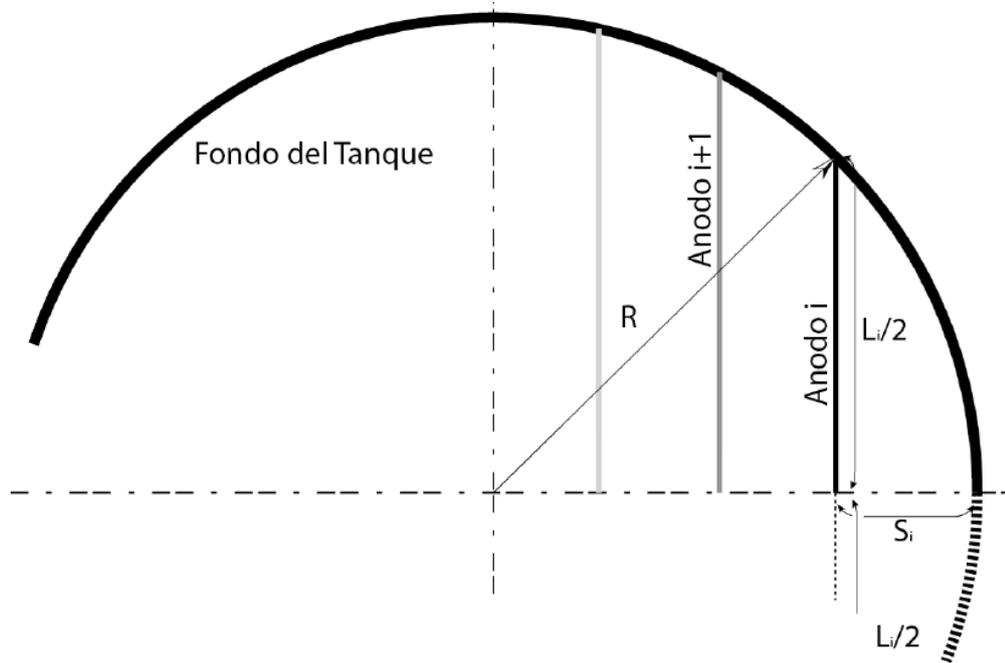


Figura N° 64: Esquema de Cinta Anódica

Después de dibujar un triángulo que relaciona el radio del tanque con la separación de ánodos y longitud de ánodo se obtiene la siguiente ecuación del teorema de Pitágoras:

$$R^2 = \left(\frac{L}{2}\right)^2 + (R - s)^2$$

Despejando "L":

$$\left(\frac{L}{2}\right)^2 = R^2 - (R - s)^2$$

$$\frac{L}{2} = \sqrt{R^2 - (R - s)^2}$$

$$L = 2 * \sqrt{R^2 - (R - s)^2}$$

La longitud total del ánodo requerido para proteger el fondo del tanque se puede determinar a partir de la distribución geométrica de cada una de las cintas sobre

el fondo y a partir de la función matemática para un círculo de 27,4 metros de diámetro. A continuación se muestra la ecuación final para determinar la longitud de cada cinta.

$$L_i = 2 * \sqrt{R^2 - (R - \sum s_i)^2}$$

En donde:

- R = Radio del tanque (m)
- L_i = Longitud de la cinta anódica (m)
- s_i = Separación entre cintas anódicas (m)
- i = Ítem de número de cinta

En la tabla N°41 se muestra la longitud de cada cinta de MMO, la separación y el total de longitud de cinta que se necesitará.

Tabla N° 41: Longitud de Cada Cinta en el Fondo del Tanque

i (Ítem)	R (Radio)	S_i (Separación)	ΣS_i	L_i (Longitud)
1	13,7	0,685	0,685	8,56
2	13,7	1,37	2,055	14,43
3	13,7	1,37	3,425	18,12
4	13,7	1,37	4,795	20,82
5	13,7	1,37	6,165	22,88
6	13,7	1,37	7,535	24,47
7	13,7	1,37	8,905	25,67
8	13,7	1,37	10,275	26,53
9	13,7	1,37	11,645	27,09
10	13,7	1,37	13,015	27,37
11	13,7	1,37	14,385	27,37
12	13,7	1,37	15,755	27,09
13	13,7	1,37	17,125	26,53
14	13,7	1,37	18,495	25,67
15	13,7	1,37	19,865	24,47
16	13,7	1,37	21,235	22,88
17	13,7	1,37	22,605	20,82
18	13,7	1,37	23,975	18,12
19	13,7	1,37	25,345	14,43
20	13,7	1,37	26,715	8,56
Longitud Total =				431,88 metros

Nota Importante: El cálculo de la longitud mínima necesaria por capacidad del ánodo sale 205,1 metros, mientras que la longitud requerida por geometría sale 431,88 metros, por tanto el valor de la longitud anódica requerida es 2,1 veces más que la necesaria. Debido al fenómeno eléctrico denominado “atenuación de corriente” este concepto está considerado dentro de la ecuación (según NACE) mostrada en el acápite 6.8., donde muestra un alcance máximo de 120° que se presenta en las cintas de MMO. Se requiere un alto factor de seguridad y por ello se utiliza la longitud requerida por la distribución geométrica.

Atenuación

Que la corriente se distribuya uniformemente es algo ideal, la corriente debe ingresar a la estructura desde el terreno, la resistencia de la estructura al terreno está compuesto de una cantidad infinita de resistencias todas en paralelo y todas tienen el mismo valor para el caso ideal, asumiendo que la resistencia interna de la estructura es igual a cero, todos los pasos de corriente entre el ánodo y cátodo tienen resistencias iguales y por ende corrientes iguales. En este caso de distribución ideal de la corriente, la magnitud de la corriente de protección catódica en la estructura **aumenta linealmente** en función a la distancia hacia el punto de drenaje (es decir hacia el punto de conexión negativa a la estructura). Pero esta distribución ideal no se puede alcanzar en la práctica, uno de estos factores es la **Atenuación**.

Se debe tener en cuenta que la resistencia de la estructura es significativa, entonces la resistencia de la estructura altera la distribución ideal de corriente lineal, sumamos a esto la ubicación de la estructura respecto al punto de drenaje, entonces la distribución de la corriente ya no es lineal en función de la distancia, sino de naturaleza logarítmica, a esto le incluimos la resistencia de cada paso individual de la corriente, que es muy diferente aun en terrenos homogéneos, este es el fenómeno de atenuación que ocurre tanto en la estructura como en el sistema anódico.

6.10. CÁLCULO DE NÚMERO Y LONGITUD DE BARRAS DISTRIBUIDORAS DE CORRIENTE

Las barras conductoras son las que permiten que la corriente de protección catódica se distribuya lo más uniformemente posible entre las “**20 cintas anódicas**” descritas en el diseño. Cada ánodo debe poseer al menos una conexión con una barra conductora instalada. La experiencia en diseño de tanques dice que para garantizar una estabilidad del sistema a largo plazo, se requiere de al menos dos barras conductoras para cada sistema GRID.

En suelos de baja resistividad, la caída óhmica de los ánodos y la barra conductora presente entre el punto de inyección de corriente y el extremo más alejado a proteger pueden afectar drásticamente la distribución de corriente sobre el fondo de tanque, impidiendo la protección en las zonas más alejadas a los Cables Alimentadores. Una manera para determinar si las condiciones del suelo afectan la distribución es a partir de la siguiente ecuación

$$\frac{r_a \times L \times D}{2 \times \rho} \ll 1$$

En donde:

- r_a = Resistencia lineal del ánodo (ohm / m)
- L = Mitad de la separación entre barras conductoras (m)
- D = Profundidad entre la malla y la estructura a proteger (m)
- ρ = Resistividad del terreno en (Ohm-m)

Tomando como base una separación entre barras conductoras de 9.25 metros (lo que se verificará), la relación anteriormente descrita se convierte en:

$$\frac{0,48 \frac{ohm}{m} \times 4,625 m \times 0,4 m}{2 \times 200 ohm - m} \ll 1$$

$$\frac{0,48 \frac{ohm}{m} \times 4,9 m \times 0,4 m}{2 \times 200 ohm - m} \ll 1$$

$$0,0023 \ll 1$$

Por lo que se puede considerar que la caída óhmica sobre los ánodos y la barra conductora no afecta la distribución de corriente y por ende, la separación de 9,25 metros entre las barras es viable para el diseño.

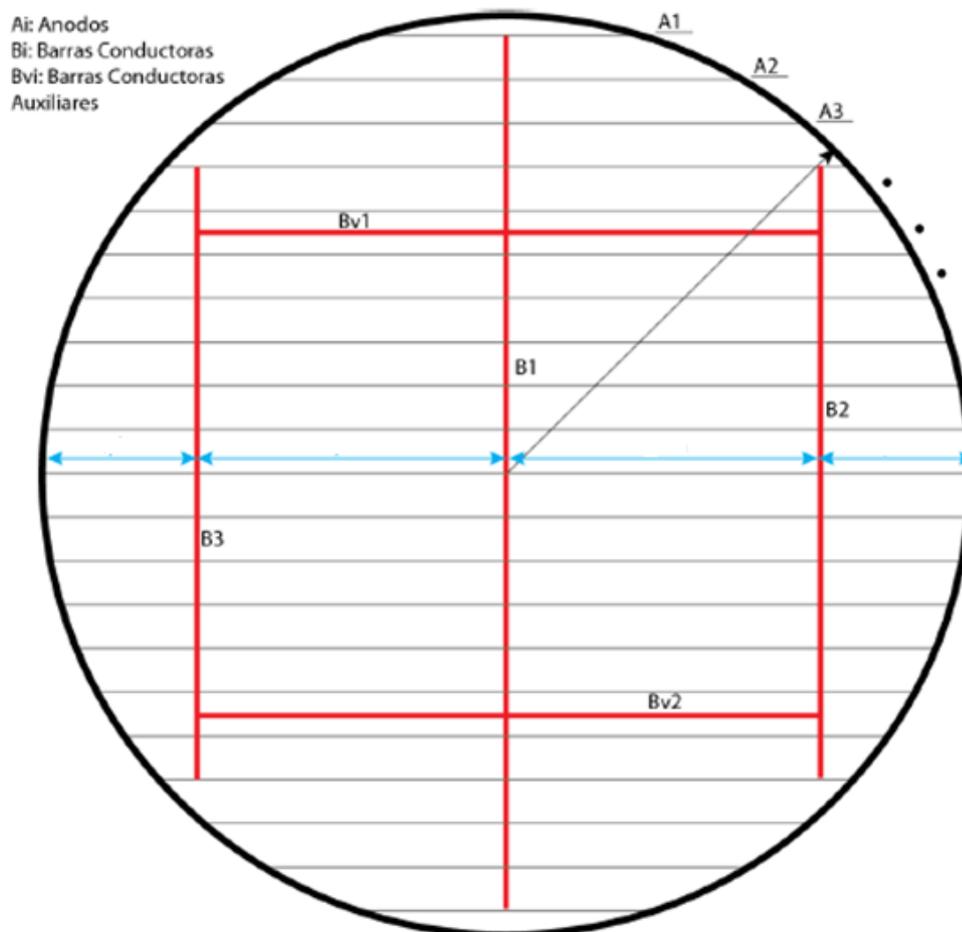


Figura N° 65: Esquema de Barras Conductoras

En la figura N°65 se observa esquemáticamente la ubicación de los ánodos y las barras conductoras con una separación de 9,25 metros entre ellas y una separación de 4,45 metros entre las barras excéntricas con el borde del tanque. Adicionalmente se ha incluido dos barras conductoras horizontal (Bv1 y Bv2), las cuales actúan como reserva en el caso que ocurra algún daño causado sobre el sistema.

A continuación mostramos la tabla N°42 con la longitud de cada barra conductora determinada a partir de las dimensiones del diámetro del tanque.

Tabla N° 42: Longitud de Barra Conductora en el Fondo del Tanque

BARRA CONDUCTORA	LONGITUD (metros)
B1	26,3
B2	19
B3	19
Bv1	18,5
Bv2	18,5
Longitud Total =	101,3 ≈ 102

6.11. NÚMERO DE CABLES ALIMENTADORES

Para la alimentación adecuada del sistema de protección catódica se requiere de la instalación de cuatro Cables Alimentadores (Power Feeds) distribuidos homogéneamente sobre la superficie del tanque e instalado sobre las barras conductoras. Los Power Feeds serán soldados a la barra usando soldadura de punto según la descripción descrita en el punto 5.6.3. En la figura N°66 se observa la ubicación de los Cables Alimentadores sobre la malla GRID.

La longitud de cada uno de los cables del Power Feed depende de la ubicación sobre la malla GRID, la forma de tendido del cable sobre la malla, la ubicación de la caja de positivos y la ubicación de la tubería de paso sobre el anillo de concreto en relación a la configuración de la malla. En la tabla N°43 se muestra las longitudes de los Power Feed para el sistema GRID.

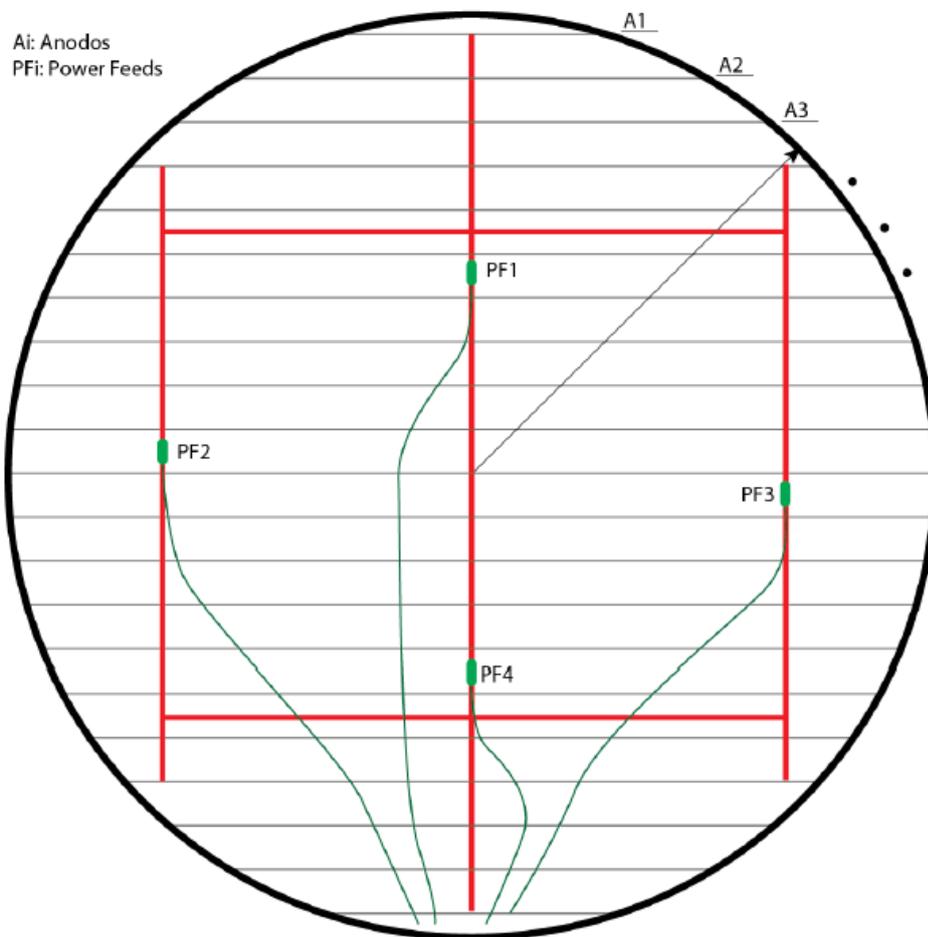


Figura N° 66: Esquema de “Power Feeds”

Tabla N° 43: Longitud de Power Feeds en el Fondo del Tanque

CABLES ALIMENTADORES	LONGITUD (metros)
PF1	34
PF2	34
PF3	20
PF4	20
Longitud Total =	108

6.12. NÚMERO DE CELDAS DE REFERENCIA

Para el monitoreo adecuado de los niveles de protección catódica del fondo del tanque se instalará cuatro celdas de referencia ubicadas a una separación de 3,46 metros en relación al radio. La primera celda CR1 se ubicará en el centro del tanque y las demás serán ubicadas a la separación descrita anteriormente y en la mitad de separación entre ánodos, de tal forma que se pueda monitorear los sitios donde se recibe menos densidad de corriente. En la figura N°67 se muestra una ubicación sugerida para las celdas² de referencia.

La ubicación de las celdas puede variar según la ubicación de la tubería de paso de los cables del SPC y la configuración de las malla GRID en relación a la ubicación del tubo. Lo importante al momento de instalar las celdas es que se encuentre distribuida sobre el fondo en relación al radio del tanque.

²El fabricante *Corrpro Companies, Inc.*, pone el nombre de "celda de referencia" (*Permacell*) al electrodo de Referencia.

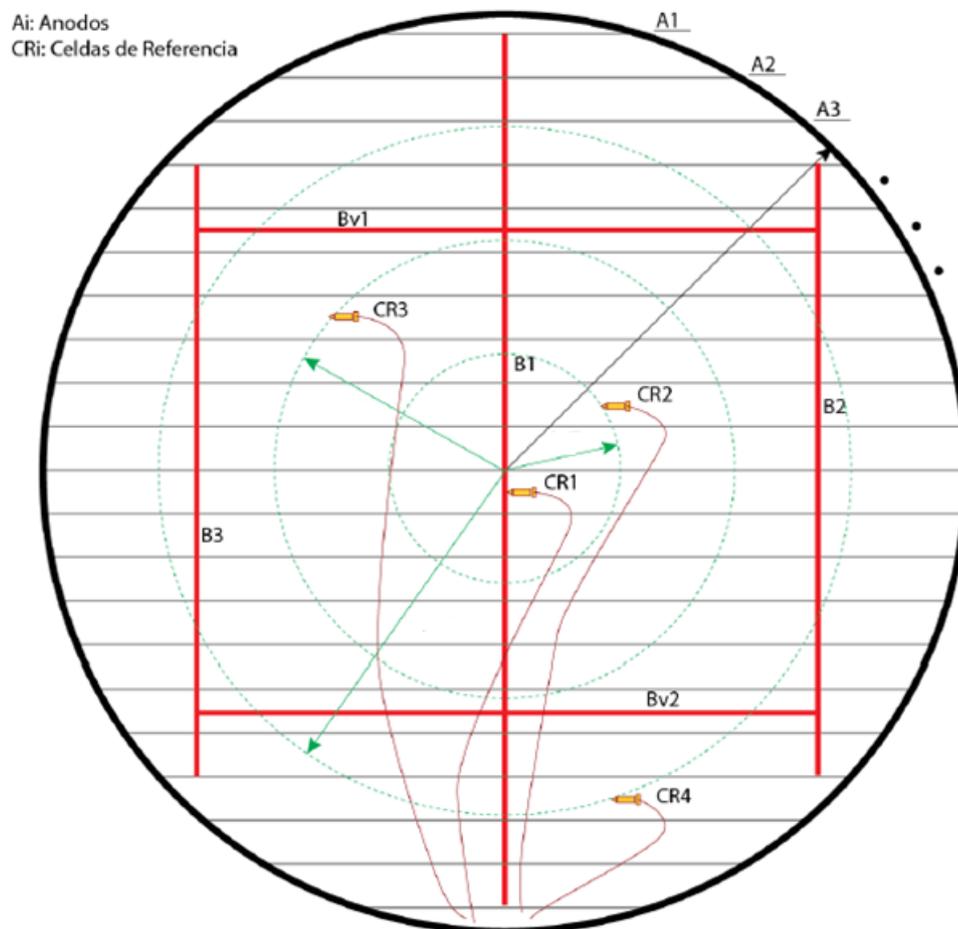


Figura N° 67: Esquema de “Celdas de Referencia”

A continuación mostramos la tabla N°44 con la ubicación de las celdas de referencia permanentes determinadas a partir del diámetro del tanque.

Tabla N° 44: Ubicación Celdas de Referencia en el Fondo del Tanque

CELDA DE REFERENCIA	UBICACIÓN EN TANQUE
CR1	CENTRO
CR2	EXTREMO CENTRAL
CR3	EXTREMO BORDE
CR4	BORDE

Fuente: Elaboración Propia

6.13. CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CIRCUITO

Luego de determinar los requerimientos de protección catódica, calcularemos las resistencias eléctricas que están implicados en el circuito, para lo cual debemos conocer el esquema eléctrico para un sistema por corriente impresa que está ilustrado en la siguiente figura N°68

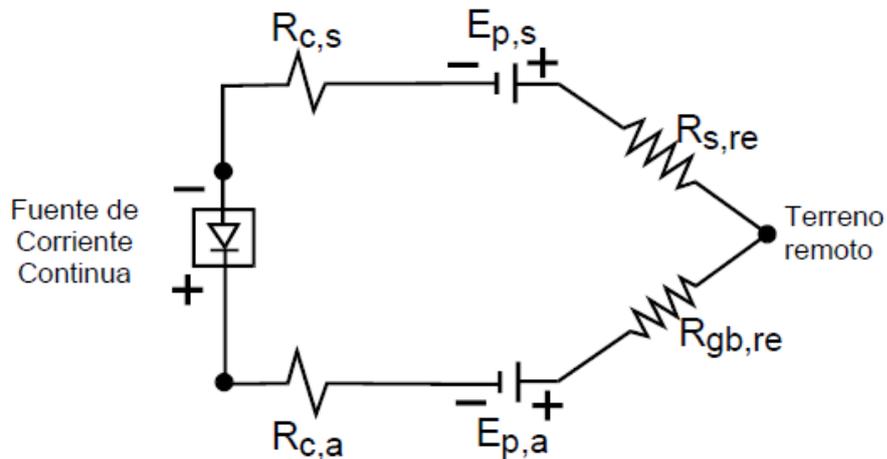


Figura N° 68: Esquema Eléctrico para un SPC por Corriente Impresa
Fuente: NACE CP3

Dónde:

$R_{c,s}$ = Resistencia del cable negativo desde la estructura (ohm)

$E_{p,s}$ = Potencial polarizado de la estructura (V)

$R_{s,re}$ = Resistencia de la estructura al terreno remoto (ohm)

$R_{gb,re}$ = Resistencia del ánodo al terreno remoto (ohm)

$E_{p,a}$ = Potencial polarizado del ánodo (V).

$R_{c,a}$ = Resistencia del cable positivo al ánodo (ohm)

R_{cp} = Resistencia del circuito de protección catódica (ohm)

Entonces la resistencia total del sistema será.

$$R_{cp} = R_{c,a} + R_{c,s} + R_{s,re} + R_{gb,re}$$

Para nuestro diseño no se considera terreno remoto puesto que la estructura de la base del tanque está cerca a los ánodos $R_{s,re} \rightarrow 0$, no hay recubrimiento y el contacto con el electrolito asumimos que está al 100% con área metálica completamente desnuda.

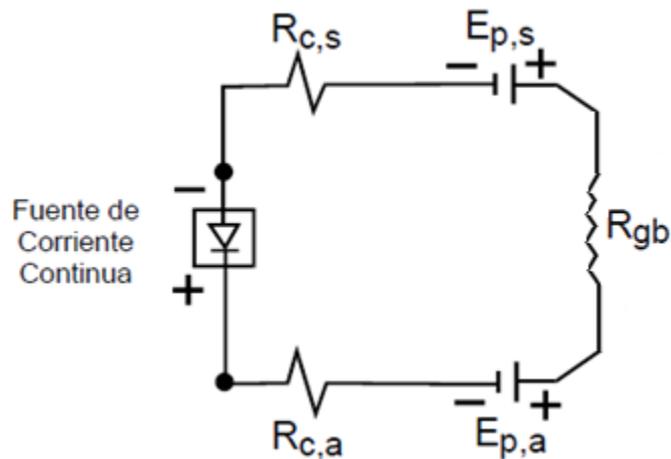


Figura N° 69: Esquema Eléctrico para el Sistema de Mallas
Fuente: Elaboración Propia

Entonces la resistencia de nuestro diseño queda de la siguiente manera.

$$R_{cp} = R_{c,a} + R_{c,s} + R_{gb,re}$$

CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE LA MALLA ANÓDICA

La resistencia de la malla anódica, se calcula mediante la ecuación modificada de Dwight que establece la resistencia del ánodo continuo instalado horizontalmente:

$$R_{gb,re} = R = \frac{\rho h}{L(s-w)} \times \ln\left(\frac{s}{w}\right)$$

Dónde:

R = Resistencia del sistema de mallas (ánodos).

- ρ = Resistividad del suelo/arena (ohm-m)
 L = Longitud total de ánodos MMO instalados en el fondo (m)
 h = Separación entre el ánodo y el fondo del tanque (m).
 w = Ancho de la cinta anódica (m).
 s = Separación entre ánodos (m)

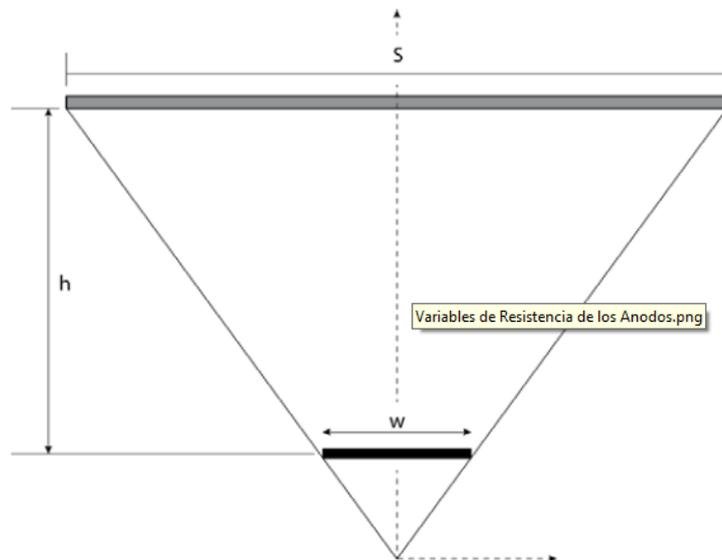


Figura N° 70: Variables para el Cálculo de la Resistencia de los Ánodos

Reemplazamos los valores de los parámetros calculados en nuestra ecuación y obtenemos la resistencia de la cama anódica:

$$R = \frac{200 \text{ ohm} - m \times 0,4 \text{ m}}{431,88 \text{ m}(1,370 \text{ m} - 0,0127 \text{ m})} \times \ln\left(\frac{1,370 \text{ m}}{0,0127 \text{ m}}\right)$$

$$\therefore R = R_{gb,re} = 0,64 \text{ ohms}$$

CÁLCULO DE RESISTENCIA DEL CABLEADO

La resistencia de los Power Feeds se puede determinar a partir de la resistencia lineal de los cables, y debido a que estos se encuentran en paralelo, la resistencia equivalente será la resistencia neta a vencer. En la tabla N°45 se muestra la resistencia neta de cada uno de los Power Feed con la resistencia equivalente al final.

Tabla N° 45: Resistencia Equivalente de los Cuatro Power Feeds

Power Feed	Resistencia Lineal (ohm/m)	Longitud (metros)	Resistencia Neta (ohms)
PF1	0.00209	34	0,07106
PF2	0.00209	34	0,07106
PF3	0.00209	20	0,0418
PF4	0.00209	20	0,0418
Resistencia Equivalente (ohms) $R_{c,a}$			0,01316

La resistencia de los cables positivo y negativo depende de la distancia entre la caja de positivos y el rectificador. Tomando como base una longitud de 100 metros, la resistencia de los cables se muestra en la siguiente tabla N°46.

Tabla N° 46: Resistencia Cable Positivo y Negativo

Cable	Calibre	Longitud (metros)	Resistencia Lineal (ohm/m)	Resistencia Neta (ohms)
Positivo - $R_{c,s}$	AWG#4	100	0,00083	0,083
Negativo - $R_{c,s}$	AWG#4	100	0,00083	0,083

Al sumar todas las resistencias se obtiene la resistencia total del circuito

$$R_{cp} = R_{c,a} + R_{c,s} + R_{gb,re}$$

$$\rightarrow R_{cp} = 0,01316 \text{ ohms} + 2 * (0,083) \text{ ohms} + 0,64 \text{ ohms}$$

$$\therefore R_{cp} = 0,82 \text{ ohms}$$

6.14. CÁLCULO DE CAPACIDAD DEL RECTIFICADOR

El voltaje requerido por el rectificador de protección catódica debe ser capaz de vencer la resistencia de los ánodos, así como las resistencias de los cables de los Power Feed y los cables Positivo y Negativo.

A partir del valor de corriente calculada en cantidad de corriente requerida, el voltaje requerido para vencer la resistencia neta del circuito se determina de la ley de ohm como se observa a continuación:

$$V_{cap-calculada} = I_{cpfinal} \times R_{cp}$$

Dónde:

$$\begin{aligned} V_{cap-calculada} &= \text{Voltaje Requerido (Voltios).} \\ I_{cpfinal} &= \text{Intensidad de Corriente Requerida (Amperios)} \\ R_{cp} &= \text{Resistencia del Sistema (ohm).} \end{aligned}$$

$$\rightarrow V_{cap-calculada} = 12,1 A \times 0,82 ohm$$

$$\therefore V_{cap-calculada} = 9,92 V \approx 10 V$$

Además, como los ánodos de MMO presentan un potencial más electropositivo que el acero, se requiere de voltios adicionales para compensar este fenómeno, que es llamado **Backvoltage** (NACE CP3).

Backvoltage

Antes de poder suministrar los primeros incrementos de corriente de protección a la estructura, se deberá superar la diferencia de potencial galvánica entre la cama de ánodos y la estructura, que usualmente está en el orden de 2 Voltios. Este potencial que tiene que superar la fuente antes de empezar a suministrar corriente de protección, se conoce como “contrapotencial” ó backvoltage. **(Fuente: Peabody’s Second Edition 2001 - pág. 135).**

$$V_{final\ operación} = (V_{cap.calculada} + \mathbf{Backvoltage}) \times f_{seguridad}$$

Dónde:

$V_{final\ operación}$ = Voltaje Final de Operación (Voltios)

Backvoltage = Contra-potencial típico para SPC tiene un valor de 2 Voltios

$f_{seguridad}$ = Factor de seguridad asumido por experiencia 25%

$$\rightarrow V_{final\ operación} = (10\ V + 2\ V) \times 1,25$$

$$\rightarrow V_{final\ operación} = \mathbf{15\ Voltios}$$

Al momento de iniciar el sistema de protección catódica, es necesario suministrar una corriente mayor para reducir químicamente el oxígeno y elementos corrosivos presente en la fundación. Además el tiempo para lograr la protección total del tanque puede variar entre días a semanas y por tanto se requiere que el rectificador tenga la capacidad de suministrar esta mayor cantidad de corriente. Asumiendo una capacidad de corriente al inicio del sistema de 50% más de la requerida para proteger el tanque, el voltaje de sistema para alcanzar esta corriente debe ser de 22,5 voltios.

$$\therefore V_{Salida\ mínima\ rectificador} = \mathbf{22,5\ Voltios}$$

Las características del rectificador de protección catódica requerido para nuestro tanque con valores de corriente y voltaje de salida calculadas son las mínimas que se deben aplicar. Lo ideal sería mandar a diseñar un rectificador con las especificaciones obtenidas, pero por cuestión de costos se opta por comprar el rectificador que más se acerca y esté disponible en el mercado, las características del equipo más cercano para su uso se muestra en la lista de la tabla N°47.

Tabla N° 47: Características de Rectificador para Instalar

Características	Valor
Voltaje AC	480 V
Corriente AC	2,83 A
Voltaje DC	24 V
Corriente DC	28 A
Potencia Máxima	1296 W
Temperatura	30 a 60°C (Temperatura máxima del sector a instalar)
Enfriamiento	Aire

Fuente: Corrpro

En la figura N° 71, se puede apreciar un rectificador instalado con todas las partes para manejo y control de salida de voltaje.

**Figura N° 71: Rectificador Instalado a un SPC****Fuente: Corrpro**

6.15. VIDA UTIL DEL DISEÑO

La vida útil que se establece puede variar en función a muchos parámetros, en la industria de los hidrocarburos hay un tiempo **promedio de vida** que va de 40 a 50 años. Para el diseño del tanque se considera una vida útil de por lo menos 30 años, este valor es a solicitud del operador o cliente final al diseñador del tanque, que justifica sus sustentos en la experiencia de API con sus normas, ahora el tiempo de vida del sistema de protección catódica es en función al rendimiento y duración de los ánodos, para el presente diseño el tiempo de vida se considera 30 años en base a la descripción mostrada en el acápite 5.6.1 y las fuentes experimentales que NACE muestra en sus investigaciones y estándares publicados (**ver NACE TM0294**).

CAPÍTULO VII

CRITERIOS DE ACEPTACIÓN DEL DISEÑO Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS

7.1. CRITERIOS DE FUNCIONAMIENTO

Los criterios desarrollados hasta el momento y que son utilizados en la protección catódica contra la corrosión en la mayor parte de la industria son tres, y se presentan en las normas NACE SP0169 y RP0193 aplicables al presente trabajo de tesis, los criterios se muestran en la tabla N°48. Cada uno de estos criterios tiene ventajas y limitaciones que el ingeniero de corrosión deberá considerar cuidadosamente para lograr el nivel deseado de protección catódica.

Tabla N° 48: Tipos de Criterios de Protección Catódica
Fuente: NACE CP2 – Año 2008

Tipos de Criterios de PC
1° Potencial ON
2° Potencial Polarizado
3° Desplazamiento por Polarización

Criterios de Protección Catódica

Los tres criterios definidos en el Standard de NACE SP0169 y RP0193 para acero y fundición de hierro (incluyendo hierro dúctil) para tanques de almacenamiento son:

1° Un potencial negativo (catódico) de al menos -850 milivoltios con la corriente de protección catódica aplicada. Este potencial se mide entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia de cobre-sulfato de cobre saturado en contacto con el electrolito. Las caídas de voltaje distintas de las que

ocurren a través de la interfase estructura-electrodo, deben considerarse para hacer una interpretación válida de esta medición.

2° Un **potencial polarizado negativo de al menos -850 milivoltios** entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia de cobre-sulfato de cobre saturado, potencial denominado como Instant Off*.

*Cuando se detiene la circulación de la corriente de protección catódica que pasa a través del suelo hacia el electrodo, se elimina el voltaje IR, por lo tanto la suma algebraica de todas las caídas de potencial en el circuito se limita solo al potencial estructura-electrolito.

3° Un **mínimo de 100 milivoltios de polarización catódica** entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia, consiste en un desplazamiento por polarización de 100 mV en la dirección de potenciales más electronegativos.

$$\Delta E_{100} = E_{on} - E_{despolarizado}$$

ó

$$\Delta E_{100} = E_{off} - E_{corr}$$

En la figura N°72 se muestra una medición con presencia de los tres criterios, cuando ya no se verifica ningún desplazamiento de potencial en el tiempo, este es el potencial de corrosión despolarizado de la estructura.

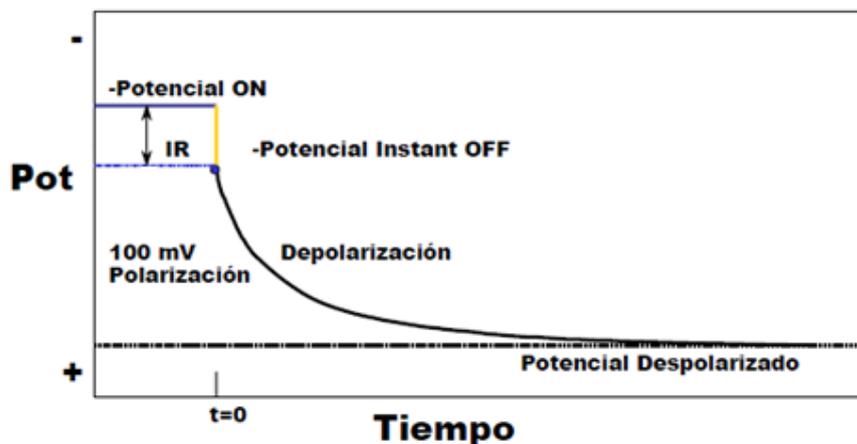


Figura N° 72: Curva de Medición

Fuente: NACE CP2

En la tabla N°49 se muestra una lista general de Recomendaciones Prácticas de la NACE sobre Protección Catódica para determinados tipos de estructuras y medios. Las tres recomendaciones más relacionadas con nuestro caso son la SP 169, RP 193 y RP 285, estos tres estándares como los otros mostrados en la lista de la tabla presentan los mismos criterios para protección catódica (excepto en Offshore). Asimismo la práctica recomendada API651 “Protección Catódica de Tanques de Almacenamiento de Petróleo sobre suelo” cuando da los criterios para protección catódica refiere al estándar NACE SP0169-2013 para la protección catódica externa.

Tabla N° 49: Normas Internacionales de NACE para la Aplicación de SPC

SP0169	Control de la Corrosión Externa en Sistema de Tuberías Metálicas Enterradas o Sumergidas
RP0176	Control de la Corrosión para Plataformas Offshore Fijas Asociadas con la Producción de Petróleo (excepción)
RP0180	Protección Catódica de Sistemas de Tratamiento de Efluentes en la Industria del Papel
RP0186	Aplicación de Protección Catódica para tubos de los pozos
RP0193	Protección Catódica Externa del acero al carbono de Fondo de Tanques de Almacenamiento
RP0285	Control de Corrosión en Sistemas de Tanques de Almacenamiento Enterrados Mediante Protección Catódica.
RP0388	Protección Catódica por Corriente Impresa en Superficies Sumergidas de Tanques de Acero para Almacenamiento de Agua
RP0575	Sistemas de Protección Catódica Internos en Recipientes para Tratamiento de Petróleo (Oil Treating Vessels)

Fuente: NACE CP4

7.2. EVALUACIÓN DEL SISTEMA Y OBTENCIÓN DE RESULTADOS

Evaluación del sistema e inyección de corriente para probar llegada de Corriente

Antes de poner en operación el SPC se realizarán pruebas de corriente con un rectificador portátil que tenga un voltaje de salida de 50 V DC. Para tomar datos y comparar la efectividad de polarización primero se tomarán datos de potenciales naturales (es el potencial de corrosión o potencial despolarizado que no cumple criterio de protección), luego se realiza inyección de corriente por 3 horas aproximadamente llegando hasta un voltaje de salida de la fuente de 42.5 VDC y 3Amp de corriente, al término de la cual se tomarán los potenciales OFF (criterio de desplazamiento por polarización) llegando a cumplir con el criterio establecido tal como se muestra en la tabla N°50, utilizando el cable negativo soldado a las estructura y los electrodos permanentes instalados debajo del tanque en cuatro puntos diferentes.

Tabla N° 50: Potenciales Pruebas de Corriente

POT. NATURAL (V)		VOLTAJE (V)	CORRIENTE (A)	POT. ON (V)		POT. OFF (V)	
CR1	-0.193	42.5	3	CR1	-20.77	CR1	-1.740
CR2	-0.177			CR2	-11.75	CR2	-1.292
CR3	-0.210			CR3	-8.23	CR3	-0.992
CR4	-0.288			CR4	-22.35	CR4	-2.876
CR# : Celda de Referencia Instalada (CR) y punto de ubicación geometrica (#)							

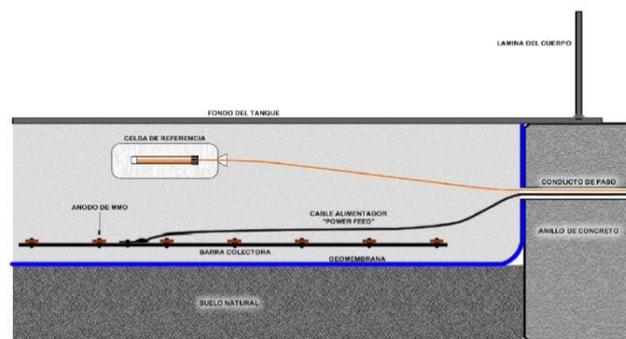
Fuente: Datos tomados en campo

Medición de Potenciales

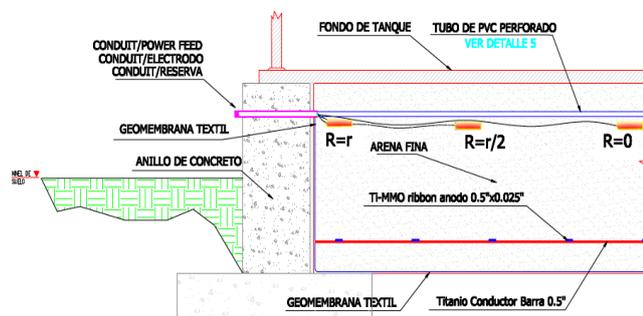
La medición se realiza porque el decreto lo exige, pues según DS-081-2007-EM, Anexo 1: Normas de seguridad para el transporte de hidrocarburos por ductos, título IV: Control de Corrosión, Artículo 59: inciso b, se deben instalar puntos

de medida de potencial para monitorear periódicamente el funcionamiento del sistema de protección catódica. Asimismo las normas NACE SP0169 y RP0193 recomiendan utilizar métodos indirectos de medición para evaluar el rendimiento del sistema de protección catódica comparando con los criterios seleccionados.

Para la medición del potencial estructura-electrolito se usa un multímetro de alta resistencia de entrada, haciendo contacto entre la estructura o el cable de ensayo de la estructura con un electrodo de referencia permanente (electrodos Permacell Plus de Corpro diseñados para trabajar bajo enterramiento por 30 años) instalado durante la construcción y/o un electrodo portátil que se pone dentro del tubo de monitoreo, en la figura N°73 se puede observar dos criterios de ubicación de electrodos permanentes diferentes, aún no está normado la ubicación y el diseñador los ubica según su experticia.



(a) Criterio radial



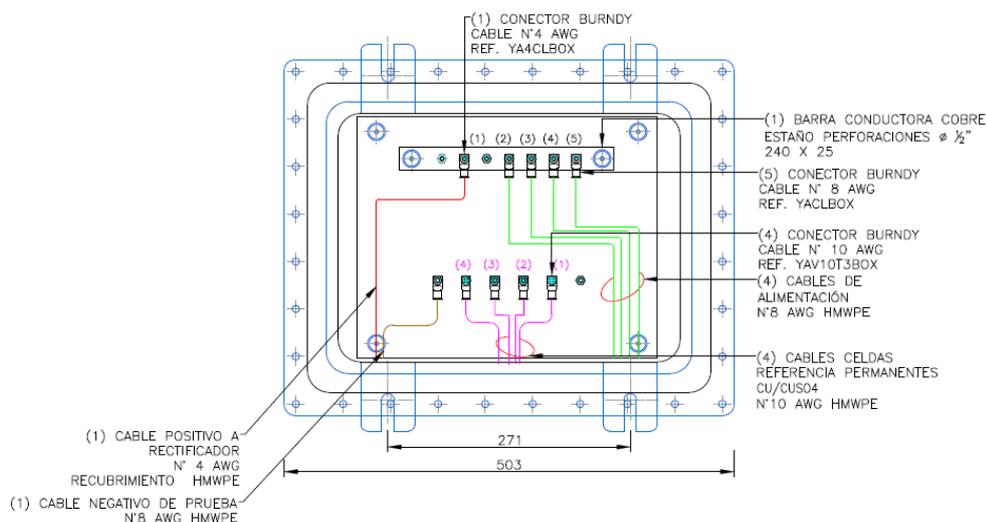
(b) Criterio tubo de monitoreo

Figura N° 73: Celdas de referencia permanentes para toma de Potenciales
Fuente: Tecna-ICE/TTS

Método de Interrupción de la Corriente

Este método se utiliza para minimizar los errores por caída de tensión en la medición de potenciales, la corriente de protección catódica se interrumpe momentáneamente y se registra el potencial inmediatamente después de la interrupción, lo que se conoce con el nombre de potencial instant-off o simplemente potencial off. Antes de que la corriente sea interrumpida, el voltímetro mide el potencial polarizado más la caída de tensión a través de la resistencia del electrolito que se conoce como potencial ON.

Por cuestiones de practicidad, la corriente se interrumpe utilizando un interruptor cíclico que se inserta en el circuito de protección catódica y se ajusta para que el tiempo de duración del hemiciclo ON sea por lo menos el doble del tiempo del hemiciclo OFF (por ejemplo, 10 segundos ON y 5 segundos OFF). Es recomendable mantener un mínimo tiempo de duración del hemiciclo OFF, de manera que la estructura no se despolarice significativamente durante el relevamiento. El súbito cambio de potencial entre ON y OFF representa la desaparición de la caída óhmica en la medición (el valor del voltaje de la resistencia que representa el terreno por donde pasa la corriente), esta caída óhmica reaparece cuando la corriente es restablecida por lo tanto se considera que el potencial instant-off es igual al potencial polarizado.



**Figura N° 74: Esquema Caja de Medición para medir Potenciales
Fuente: Tecna-ICE**

En los siguientes ejemplos de la figura N°75 y tabla N° 51 se observan los potenciales medidos para un tanque con SPC mallas en la caja de medición y en el tubo de monitoreo, donde se puede ver los potenciales naturales³, ON & OFF medidos en campo.

Tabla N° 51: Potenciales en Tanque con SPC – Mallas

POTENCIAL (mV)			POTENCIAL NATURAL (mV)	POLARIZACION (mV)	3° Criterion: A minimum of 100 mV of cathodic polarization between the structure surface and electrode ($\Delta E_{100} = E_{off} - E_{depolarization}$)	OBSERVACIONES
CELDA	ON	INSTANT OFF				
CR1	-1253	-700	-341	359	SI CUMPLE	Se cumple con lo que establece la NACE Standard RP0193
CR2	-1923	-1200	-341	859	SI CUMPLE	
CR3	-1858	-737	-429	308	SI CUMPLE	
CR4	-1009	-727	-343	384	SI CUMPLE	

Fuente: Datos tomados en campo

³ El manual NACE CP3 indica la misma definición en términos de medición de trabajos en campo al potencial de corrosión, potencial de equilibrio o potencial natural. Ver también **NACE Standard TM0497-2012**.

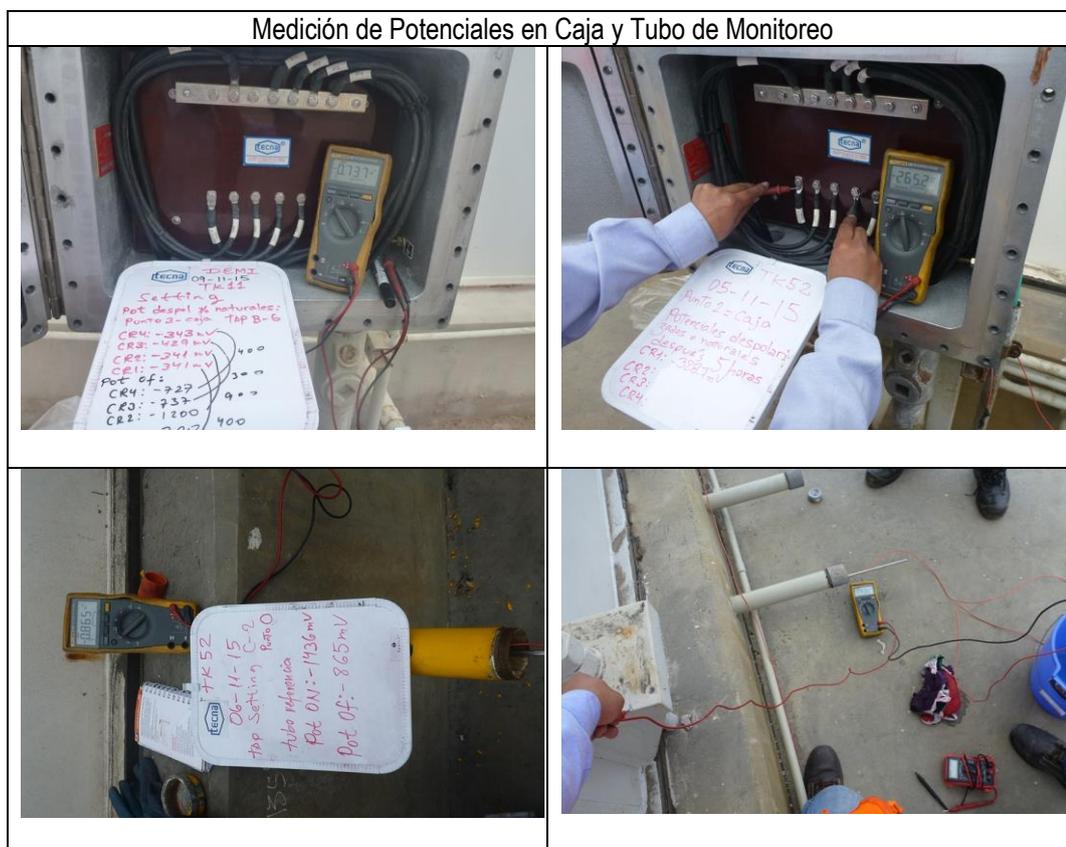


Figura N° 75: Medición de Potenciales ON & OFF
Fuente: Tecna ICE

7.3. ZONA CRÍTICA Y LIMITACIONES

La zona crítica del tanque es el área anular de la base que está en contacto con el anillo de concreto y que no recibe corriente de protección, por no estar en contacto con el electrolito (arena). Es por ello, que la norma API651 en la sección 5.1.4 especifica claramente que las limitaciones de instalación de un sistema de protección catódica en fondo de tanques son las placas de concreto que no permiten una efectiva protección contra la corrosión.

En la figura N° 76, se observa la aplicación de un elastómero para aislar la rendija que se produce en el contacto anillo de concreto con base del tanque, el Hule Butilo proviene de una reacción de copolimerización, el monómero básico es el isobutilo, el cual se polimeriza en presencia de pequeñas cantidades de

isopreno. Este polímero posee buena resistencia al ozono y radiación ultravioleta, tiene baja permeabilidad y su flexibilidad se conserva durante su vida útil, tiene adecuada propiedades de resistencia a la tensión y desgarro de perforación, la aplicación y uniones deben aplicarse en un ambiente limpio y seco.

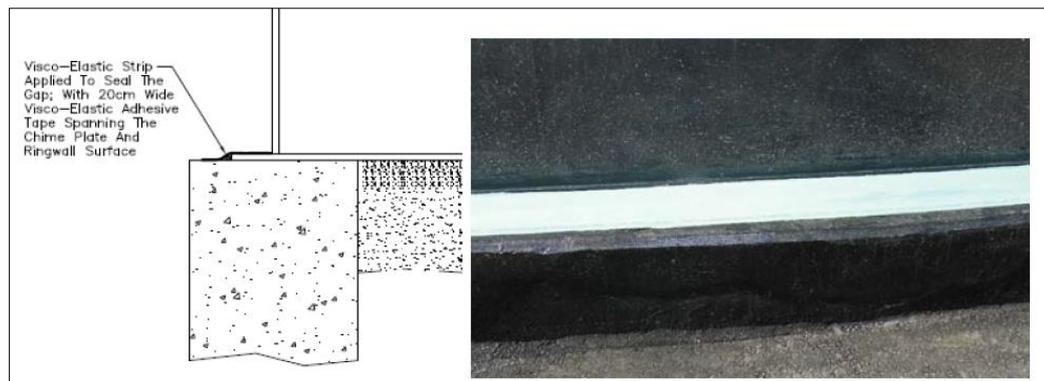


Figura N° 76: Sello Elastomérico en la Zona Crítica
Fuente: Nace International Paper 2242

CAPÍTULO VIII

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para realizar un análisis económico comparativo tomaremos tres escenarios diferentes, se tomará como base un tanque que está en una planta de procesos, cerca de otros tanques, tuberías, equipos, etc., donde es relevante la relación que tiene con las otras estructuras para el funcionamiento de toda la planta. Con el fin de comparar se realizará la estimación de costos y su impacto a la integridad, para los siguientes tres escenarios:

- ESCENARIO N°1: No Implementar algún SPC contra la corrosión.
- ESCENARIO N°2: Implementar un SPC convencional por corriente impresa
- ESCENARIO N°3: Implementar un SPC por mallas considerando la Integridad

8.1. ESCENARIO N° 1: No Implementar algún SPC Contra la Corrosión

Se tomará como línea base para los costos e impactos a la integridad, un tanque sin protección contra la corrosión en los fondos que está en contacto con el suelo. Para este caso se debe considerar el manejo de una política de reemplazo periódico de los fondos del tanque, el mayor costo está representado por:

- 1) Las paradas de producción.
- 2) El uso de planchas de acero.
- 3) Mano de obra y pruebas de aseguramiento de calidad.
- 4) En caso de producirse una súbita falla en las planchas del fondo sus posibles impactos a otros equipos con sus consecuencias catastróficas.

Cálculo de tiempo de consumo permitido de las Planchas de Acero

Para realizar este cálculo en las planchas de acero tomaremos datos reales de velocidad de corrosión en tanques de 30 metros de diámetro y 12.2 metros de altura, sin protección catódica pero con arena como fundación. Los resultados indican el valor de 9.4875 mpy: **Fuente datos según RBI (Risk Based Inspection) “Corrosion rate soil-side of the tank bottom”** (bibliografía - ítem 36) como se indica en la figura N° 77.

Base Material	
Corrosion Rates (mpy)	9.4875
Gov Thin Mech	Tank Floor Corrosion
Gov Thin Corrosion Rate (mpy)	9.4875
Total Corrosion Rate (mpy)	9.4875

Figura N° 77: Datos Velocidad de Corrosión en Tanque Atmosférico
Fuente: Estudio de API RBI

La ecuación de conversión de cambio de unidades de velocidad de corrosión se muestra a continuación:

$$Corrosion Rate_{(mpy)} = \frac{1,44}{S.G} * Corrosion Rate_{(mdd)}$$

$$9,4875_{(mpy)} = \frac{1,44}{7,85} * Corrosion Rate_{(mdd)}$$

$$Corrosion Rate_{(mdd)} = 51,72 mdd$$

Dónde:

Corrosión Rate (mpy): velocidad de penetración de la corrosión en milipulgadas por año.

Corrosión Rate (mdd): velocidad de corrosión del material en miligramos decímetro cuadrado por día.

S.G: Densidad del metal para nuestro caso es acero con valor de 7,85 gramos/cm³

Ahora expresaremos la velocidad de corrosión en cm/día:

$$\begin{aligned} \text{Corrosion Rate}(cm/dia) &= \frac{\text{Corrosion Rate}(mdd)}{S.G.} \\ \text{Corrosion Rate}\left(\frac{cm}{dia}\right) &= \frac{51,72 * 10^{-3} * 10^{-2} \frac{g}{cm^2 * dia}}{7,85 \frac{g}{cm^3}} \\ &= 6,59 * 10^{-5} \frac{cm}{dia} \end{aligned}$$

La plancha de los fondos del tanque tiene un espesor inicial de 0.3125 pulgadas < > 7.93 mm. Cabe resaltar que esta base metálica soporta un contenido de líquido por lo que está sometido a presión. Existe un valor mínimo de espesor (mínimum thickness bottom) antes de que se llegue a la tensión de fluencia (yield stress) dado por API650 y API653. Según estos estándares este espesor mínimo es de 0,25 pulgadas < > 6,35 mm. Por lo tanto el espesor de consumo tolerable se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{Espesor de Consumo Tolerable} \\ &= \text{Espesor Inicial} - \text{Espesor Mínimo} \end{aligned}$$

$$7,93 - 6,35 = 1,58mm$$

El espesor de consumo tolerable es 1.58 mm < > 0.06 pulgadas.

Calculo de tiempo de vida de la base:

$$Tiempo = \frac{\text{Espesor de Consumo Tolerable}}{\text{Corrosion Rate}(cm/dia)}$$

$$Tiempo = \frac{1,58 \text{ mm}}{6,59 * 10^{-4} \frac{mm}{dia}} = 2393,94 \text{ dias} = 6,5 \text{ años}$$

De los cálculos se estima que las planchas metálicas de la base fallarían aproximadamente a los 6,5 años de operación. Es importante considerar que estos valores corresponden a una corrosión uniforme y no a una picadura (pitting) cuya corrosión es más acelerada y su análisis más complejo.

Las estadísticas **API RBI** indican que la mayoría de perforaciones en las planchas del fondo son de afuera hacia adentro y cercanos a los cordones de soldadura. Sin embargo no existen indicadores para predecir donde ocurrirá la corrosión y la información existente se maneja a base de reportes en sistemas con y sin protección catódica.

El promedio de daño en el área que se genera en la base de los tanques lo sacaremos utilizando el historial de estudios realizados por I.Y. Barnawi (bibliografía - ítem 31) en diferentes tanques en Arabia Saudita publicados en la revista Materials Performance en Agosto de 2012, cuyos valores de porcentaje de área dañada por corrosión se muestra en la tabla N°52.

Como complemento del párrafo anterior, en la figura N° 78, se puede observar una imagen de escáner con MFL (Magnetic Flux Leakage) para determinar el daño producido por la corrosión en la base de un tanque sin y con protección catódica. En la figura los colores indican: verde; sin ataque, amarillo; con ataque sin llegar al espesor mínimo, rojo; con ataque con un espesor por debajo del mínimo.

El estudio muestra el porcentaje de área atacada por corrosión, tomaremos como referencia para nuestra estimación de área dañada el valor de 50% después de 6,5 años.

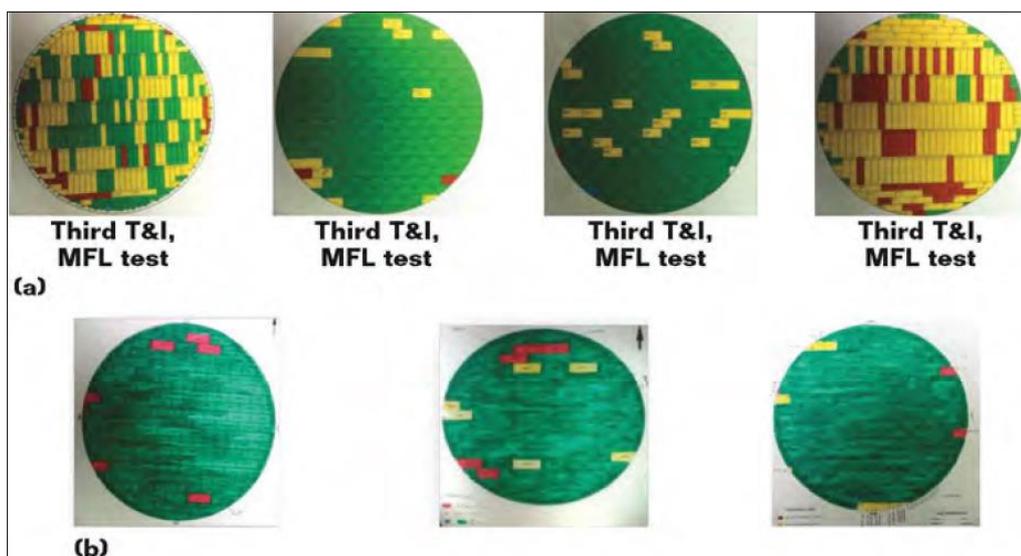


Figura N° 78: Reporte MFL de Fondo tanques sin (a) y con (b) SPC
Fuente: Material Performance Agosto 2012 – Saudi Aramco

Tabla N° 52: Comparación de daño corrosivo en tanques con y sin SPC

TANQUE	Diametro (metro)	Protección Catódica	Electrolito	# Holes	Año Constucción	Año Inspección	% Area base Dañada
TANK J-1	114	Si	Arena,Cemento, bentonita,agua	23	1974	1989	8%
TANK J-2	114	Si		14	1974	1984	9%
TANK J-3	114	Si		30	1978	1986	5%
TANK N-1	107	Si	Arena	23	1972	1985	3%
TANK N-2	107	Si		10	1973	1986	3%
TANK S-1	50	No	Arena-oil	-	1956	-	A los 10 años cambiadas al 100%
TANK S-2	50	No		-	1938	-	
TANK S-3	113	No		-	1974	1984	>50%
TANK S-4	113	No		3	1974	1984	15%

Fuente: Material Performance 2012

A continuación la tabla N°53 muestra el cálculo de costos por reparación de la base del tanque, estos son referenciales y con valores unitarios obtenidos de

datos de cotizaciones de diferentes empresas, la vida útil de los tanques para sus operaciones serán de por lo menos 30 años, con esta consideración se proyecta reparar 4 veces:

Tabla N° 53: Estimación de Costos por Reparación

1. Costos de Materiales y Accesorios	Unidad de Medida	Cantidad	Valor Unitario año 2000 (\$)	Valor Total (\$)
1.1. Costos de Planchas de Acero A36 8.0x1520x6000	plancha	39	340.00	13175.70
Alternativa plancha de acero A36 6.4x1520x6000	plancha		274.93	
1.2 Soldaduras (6011,6012)	kg	48	2.50	121.10
1.3 Consumibles soldadura (Acetogen,Oxigeno)	m3	329	4.63	1525.09
1.4 Consumibles soldadura (piedra esmeril,otros)	std			20.00
1.5 Pintura (Anticorrosiva,esmalte,solvente,base)	gln	23	17.00	395.27
Monto-total (\$)				15237.16

2. Costos de Mano de Obra y servicios por reparación	Unidad de Medida	Cantidad	Valor Unitario año 2000 (\$)	Valor Total (\$)
2.1. Desmontaje (corte y retiro) de planchas afectadas	H-H	116	2.00	232.51
2.2. Armado y acomodo planchas	H-H	78	2.00	155.01
2.3. Operación Soldeo (Soldadores calificados)	H-H	39	2.50	96.88
2.4. Ayudantes (soldador,montajista,peon)	H-H	116	1.50	174.38
2.5.Costo fijo por certificado soldador			130.00	-
2.6.Coste horas y maquina (soldar/oxicorte/esmeril,etc)	H-M	116	100.00	11,625.62
2.7.Montaje plancha	H-H	116	2.60	302.27
2.8.Arenado	dia	1	136.00	136.00
2.9.Pintado	m2	353	1.50	530.13
2.10.Costo horas - maquina pintado/arenado	H-M	39	4.50	174.38
2.11.Equipo electrogeno	H-M	39	15.00	581.28
2.12.Grua	H-M	39	20.00	775.04
2.13.gruero	H-H	39	2.00	77.50
2.14.Costo Inspeccion Tecnica	Dia 8 horas trabajo	15	60.00	871.92
2.15. Costo de Inspeccion HSE	Dia 8 horas trabajo	15	35.00	508.62
Monto-total (\$)				16,241.55

3. Costos de Inspección y Pruebas	Unidad de Medida	Cantidad	Valor Unitario año 2000 (\$)	Valor Total (\$)
3.1 MFL previo a reparacion	Base		8450	8,450.00
3.2. Prueba liquidos penetrantes	placa	39	50	1,937.60
3.3. Ensayo Radiograficos	placa	39	20	775.04
3.4. Prueba de caja de vacio	jgo		1275	1,275.00
3.5.Prueba Hidrostatica	jgo		1020	1,020.00
Monto-total (\$)				13,457.64

Sub-total (\$)				44,936.35
-----------------------	--	--	--	------------------

Tiempo de Vida Util (30 años)	Costo en Reparación (\$)
Fecha de Fabricación	-
Después de 6.5 años (1era Reparación)	44,936.35
Después de 13 años (2era Reparación)	44,936.35
Después de 19.5 años (3era Reparación)	44,936.35
Después de 26 años (Ultima Reparación)	44,936.35
ESCENARIO 1 : TOTAL COSTOS (\$)	179,745.40

Fuente: Tesis - Montaje y Mantenimiento de Tanques*

* Los costos que se muestran fueron obtenidas por prorrateo, las fuentes de referencia son las tesis de “Diseño, fabricación, montaje y mantenimiento de un tanque para almacenar petróleo residual de 50 000 BBLS” desarrollada por Félix Urbano Ysla (UNI – FIM 2000), tesis “Diseño de tanques verticales para almacenamiento de petróleo, su fabricación y montaje” desarrollada por Miguel Aranda Cabanillas (UNI – FIM 2001) y datos de presupuestos de Petroperú que están publicados en la página web.

8.2. ESCENARIO N° 2: Implementar un SPC convencional por corriente impresa

Para el siguiente escenario tomaremos como referencia un sistema convencional por corriente impresa con lecho vertical (ver figura N° 42 sección 5.6) puestos de manera circular y enterrados en el perímetro externo del tanque, la evaluación incluye ingeniería, materiales, construcción, costos operativos del sistema e inspecciones periódicas de manera general.

La tabla N° 54 presenta el resumen de costos establecidos en cotizaciones de diferentes proveedores:

Tabla N° 54: Estimación de Costos del SPC

1.- Costos referenciales Diseño y Materiales de SPC	Unidad de Medida	Cantidad	Valor Unitario/Tanque año 2012 (\$)	Valor Total (\$)
1.1. Elaboración de ingeniería básica y detallada del sistema de protección catódica externa por corriente impresa para un tanque (El costo es más alto por un tanque y baja conforme aumentan los tanques)	Und	1	3,500.00	3,500.00
1.2. Suministro de material anodico (ánodos comerciales Fe-Si-Cr, Backfill, cables y rectificador)	Und	1	14,183.00	14,183.00
1.3. Material eléctrico importado soldadura y otros (área comercial aumenta un % para aumentar utilidades e imprevistos)	Und	1	4,000.00	4,000.00
1.4. Movilización de equipo de trabajo (Inspección construcción del tanque, medición resistividad, etc)	Und	1	3,000.00	3,000.00
1.5. Suministro de material eléctrico local	Und	1	2,000.00	2,000.00
Monto-total (\$)				26,683.00

2.- Etapa de Construcción y Puesta en Marcha	Unidad de Medida	Cantidad (30 años de Vida Útil)	Valor Unitario año 2012 (\$)	Valor Total (\$)
2.1.-Excavación de zanjas	Und	8	200.00	1,600.00
2.2.-Instalación de ánodos	Und	8	50.00	400.00
2.3.-Instalación de rectificador	día	1	200.00	200.00
2.4.-Instalación del sistema de protección catódica de acuerdo al diseño e ingeniería	Und	1	1,000.00	1,000.00
2.5.-Pruebas y puesta en servicio del sistema de protección catódica (Medición y Calibración)	Und	1	1,000.00	1,000.00
Monto-total (\$)				4,200.00

Fuente: Elaboración Propia

La norma API651 secciones 11.3.3.1 y 11.3.3.2 indican que todas las fuentes de alimentación eléctrica deben ser verificadas al menos cada dos meses, y realizar anualmente un relevamiento de datos completo con verificación de todas las partes del SPC.

21er Año	22do Año	23er Año	24to Año	25to Año	26to Año	27mo Año	28vo Año	29no Año	30mo Año
1° Inspeccion	1° Inspeccion	1° Inspeccion	1° Inspeccion	1° Inspeccion	1° Inspeccion	1° Inspeccion	1° Inspeccion	1° Inspeccion	1° Inspeccion
2° Inspeccion	2° Inspeccion	2° Inspeccion	2° Inspeccion	2° Inspeccion	2° Inspeccion	2° Inspeccion	2° Inspeccion	2° Inspeccion	2° Inspeccion
3° Inspeccion	3° Inspeccion	3° Inspeccion	3° Inspeccion	3° Inspeccion	3° Inspeccion	3° Inspeccion	3° Inspeccion	3° Inspeccion	3° Inspeccion
I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY	I.G. SPC & SURVEY
3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total Inspecciones:				90		Total Survey:		30	

Fuente: Elaboración Propia

Tomaremos el criterio de monitoreo del SPC anual para estimar costos, puesto que los ánodos están enterrados, no necesitaran revisión de fuentes de alimentación eléctrica, pero si se corre el riesgo de instalar nuevos ánodos por fallas, costos que no se evalúan.

A continuación mostramos la tabla N°56 con la estimación de costos de inspecciones programadas de acuerdo a las recomendaciones que da la norma API651, la cantidad de inspecciones se toman según la tabla N° 55.

Tabla N° 56: Estimación costos Inspecciones según API651

3.- Costos de Operación y Mantenimiento	Unidad de Medida	Cantidad (30 años de Vida Util)	Valor Unitario año 2012 (\$)	Valor Total (\$)
3.1. Inspección Fuentes Energía (Ayudante, Técnico corrosión)	dia	90	48.00	4,320.00
3.2. Inspección General SPC & Relevamiento datos (Incluye costos administrativos del area de mantenimiento)	dia	30	200.00	6,000.00
3.3. Equipos para Inspección de fuentes Energía (Multímetro, Electrodo,Cables,camara,etc)	dia	90	30.00	2,700.00
3.4. Equipos para Inspección General (Multímetro, Electrodo,Cables,camara,computadoras portatil,etc)	dia	30	60.00	1,800.00
3.5. Movilización (camioneta, conductor)	dia	120	110.00	13,200.00
3.6. Informe (Gastos papeleria)	Por /Inspección	120	20.00	2,400.00
Monto-total (\$)				30,420.00

ESCENARIO 2: MONTO TOTAL ESTIMADO COSTOS (\$)				61,303.00
--	--	--	--	------------------

Fuente: Elaboración Propia

8.3. ESCENARIO N° 3: Implementar un SPC por mallas considerando la Integridad

Para escenario N° 3, se establece un sistema de mallas que mitiga la corrosión exterior y hace cumplir con todos las normativas sectoriales específicas de la dirección General de Hidrocarburos (DGH), Reglamento de Seguridad de Actividades de Hidrocarburos del MINEM, del OSINERGMIN, ordenanzas municipales aplicables entre otras.

La tabla N°57 de costos refleja el resumen de análisis de costos establecidos en cotizaciones de diferentes empresas, el proceso de instalación del SPC se realiza durante la construcción del tanque.

Tabla N° 57: Estimación de Diseño, Materiales y Construcción del SPC

1.- Costos referenciales Diseño y Materiales de SPC	Unidad de Medida	Cantidad	Valor Unitario/Tanque año 2012 (\$)	Valor Total (\$)
1.1. Elaboración de ingeniería básica y detallada del Sistema de protección catódica externa por corriente impresa para un tanque (costo incluye uso de patente y experiencia-el costo es más alto por un tanque y baja conforme aumentan los tanques)	Und	1	4,359.59	4,359.59
1.2. Suministro de material anódico: cinta anódica, barra conductora, celdas de referencia permanentes, powerfeed y rectificador (costo incluye importación y pedido a proveedor)	Und	1	18,281.27	18,281.27
1.3. Suministro de material eléctrico importado (área comercial aumenta un % para aumentar utilidades aprovechando uso de la patente)	Und	1	5,186.03	5,186.03
1.4. Geomembrana, geotextil Y tubería HDPE	Und	1	4,000.00	8,000.00
1.5. Suministro de material eléctrico local (área comercial aumenta un % para aumentar utilidades aprovechando uso de la patente)	Und	1	3,371.43	3,371.43
Monto-total (\$)				39,198.32

2.- Etapa de Construcción y Puesta en Marcha	Unidad de Medida	Cantidad (30 años de Vida Util)	Valor Unitario año 2012 (\$)	Valor Total (\$)
2.1.-Instalación de geomembrana (trabajo civil especializado)	Und	1	4,500.00	4,500.00
2.2.-Selección e instalación de arena	Und	1	3,000.00	3,000.00
2.3.-Instalación de rectificador	dia	1	200.00	200.00
2.4.-Instalación del Sistema de protección catódica de acuerdo al diseño e ingeniería (costo aumenta por personal especializado en soldadura)	Und	1	3,500.00	3,500.00
2.5.-Pruebas y puesta en servicio del sistema de protección catódica (Medición y Calibración)	Und	1	1,000.00	1,000.00
Monto-total (\$)				12,200.00

Fuente: Elaboración Propia

La norma API651 secciones 11.3.3.1 y 11.3.3.2 indican que todas las fuentes de alimentación eléctrica a los rectificadores deben ser verificadas al menos cada dos meses, y realizar anualmente un relevamiento de datos completo con verificación de toda las partes del SPC, temas a considerar en la política de mantenimiento preventivo del operador de los tanques.

A continuación mostramos la tabla N°58 con la estimación de costos de inspecciones programadas de acuerdo a las recomendaciones que da la norma API651, la cantidad de inspecciones se toman según la tabla N° 55.

Tabla N° 58: Estimación costos Inspecciones según API651

3.- Costos de Operación y Mantenimiento	Unidad de Medida	Cantidad (30 años de Vida Util)	Valor Unitario año 2012 (\$)	Valor Total (\$)
3.1. Inspección Fuentes Energía: Ayudante, Técnico corrosión	dia	0	48.00	-
3.2. Inspección General SPC & Relevamiento datos (costo incluye la administración del sistema de integridad)	dia	90	200.00	18,000.00
3.3. Equipos para Inspección de fuentes Energía (Multímetro, Electrodo, Cables, camara, etc)	dia	90	30.00	2,700.00
3.4. Equipos para Inspección General (Multímetro, Electrodo, Cables, camara, computadoras portatil, etc)	dia	30	60.00	1,800.00
3.5. Movilización (camioneta, conductor)	dia	120	110.00	13,200.00
3.6. Informe (costo incluye la administración del sistema de integridad)	Por /Inspección	120	20.00	2,400.00
Monto-total (\$)				38,100.00

ESCENARIO 3: MONTO TOTAL ESTIMADO COSTOS (\$)				89,498.32
--	--	--	--	------------------

Fuente: Elaboración Propia

8.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para analizar los resultados económicos consideraremos que se tiene un proyecto de financiamiento para construir tanques, estamos en la etapa de ingeniería conceptual donde se toman decisiones de inversión para sacar adelante el proyecto.

Se tiene información de historial operacional, reportes, registro de incidentes de tanques que ya están en servicio, así como una matriz de análisis de riesgo cuantitativo de costos totales que se generarían a causa de la corrosión, esta información es vital para asemejar con los tanques que deseamos construir, ahora asumimos un escenario pesimista para la rentabilidad del proyecto considerando que los tanques que deseamos construir comparten las mismas características de instalación que los tanques que presentan mayor riesgo económico (**Ver Anexo N°2**) y se asumen las siguientes condiciones:

- La política y filosofía para el proyecto son cumplir con los más altos estándares internacionales.
- Se considera 30 años de vida útil del proyecto.
- La seguridad y el medio ambiente son importantes.
- Se considera todas las opciones de falla debido a corrosión externa.
- Mantener un seguro financiero contra riesgos.
- Para el caso base se toma un cuadro de comparación de costos con tres sistemas distintos (tabla N° 59), cada sistema está presupuestado en un hipotético escenario de instalación.

Tabla N° 59: Comparación de costos con y sin SPC

Costos de mantenimiento de la base del tanque durante su vida útil	ESCENARIO N°1: No Implementar algún SPC contra la corrosión. (año 2000)	ESCENARIO N°2: Implementar un SPC convencional por corriente impresa (año 2012)	ESCENARIO N°3: Implementar un SPC por mallas considerando la Integridad (año 2012)
1.- Costos referenciales diseño y materiales de SPC	\$ -	\$ 26,683.00	\$ 39,198.32
2.- Etapa de construcción y puesta en marcha de SPC	\$ -	\$ 4,200.00	\$ 12,200.00
3.- Costos de operación y mantenimiento de SPC	\$ -	\$ 30,420.00	\$ 38,100.00
4.-Costo de reparación de la base del tanque	\$ 179,745.40	\$ -	\$ -
Total por Escenario:	\$ 179,745.40	\$ 61,303.00	\$ 89,498.32

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados en la tabla N°59, con los tres escenarios para un tanque son:

- **El escenario N°1**, considerando un sistema de arena con aceite (**sand oil**⁴) o arena solamente como fundación, bajo este sistema y con las condiciones dadas líneas arriba se tendrá un costo total de **\$ 179 745,40** por reparación de la base del tanque, aún sin tomar en cuenta los costos totales por remediación.
- **El escenario N°2** un costo total de **\$ 61 303,00** con un sistema de protección catódica por corriente impresa convencional (**ver acápite 5.5.**) y dentro de un plan de mantenimiento estándar.
- **El escenario N°3** un costo total de **\$ 89 498,32** aplicando un sistema de protección catódica por mallas y dentro de un plan de Gestión de Integridad.

⁴Use Arena con aceite (Oiled-Sand) como colchón de soporte para tanques según norma AWWA D100-05 del año 2005, que tiene un bajo factor de seguridad contra la corrosión y su uso es muy limitado (Paper NACE N° 2242).

El proyecto es rentable dentro del escenario N°3 tomando en cuenta las condiciones mencionadas líneas arriba cuyo diseño de mallas es presentado a detalle en la tesis, pues justifica técnica y económicamente por las virtudes y ventajas que tienen, como son:

- Funcionamiento autónomo y optimización de espacios.
- Disminución de riesgos, según datos estadísticos la mitigación llega hasta un 99.99% ⁵ (ver Anexo N°4).
- Mayor confiabilidad.
- Cumplimiento de normas y estándares actuales.
- Cumplimiento de reglamentos según sea el país donde se ubique el proyecto.
- Mayor oferta y garantía de compañías aseguradoras para la protección de activos industriales ante contextos desfavorables.

8.5. CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

Cabe indicar que en el Perú, el reglamento de transportes de hidrocarburos por ductos **DS-081-2007-EM** referencia utilizar la norma **API1160**, el cual señala en la sección 4.2 “Elementos para Administrar la Integridad” y sección 11.1 “tanques”, que la integridad de un ducto está afectado con todo lo que está asociado a él, como: terminales, estaciones de bombas, estaciones de compresión, etc., en Perú no hay reglamentos exclusivos para tanques atmosféricos como si hay en otros países, por lo que queda libre la elección de aplicación o no (convencional, mallas o sand-oil) de un sistema de protección contra la corrosión, no obstante la experiencia demuestra que aplicar el diseño de mallas aumenta la vida útil de un tanque.

⁵ *Safety Systems Evaluation for W. Kent Muhlbauer, Pipeline Risk Assessment: The Definitive Approach and Its Role in Risk Management page 249 to 253.*

CAPÍTULO IX

9.1. CONCLUSIONES

De todos los aspectos desarrollados durante el presente estudio y los resultados del mismo, podemos concluir en lo siguiente:

1. Del diseño elaborado bajo procedimientos, formulas y parámetros estipulados en las publicaciones de NACE Internacional, obtenemos como resultado para un tanque atmosférico de 28 metros de diámetro, el uso de 432 metros de cinta anódica MMO, 102 metros de barra conductora de titanio, 4 cables Power Feed de alimentación de corriente, 4 electrodos de referencia permanentes y 1 rectificador.
2. Los factores de geometría, seguridad y atenuación de corriente son aquellos que influyen más en la determinación de la cantidad de material anódico que debo utilizar en el diseño. Esto que se ve claramente en los ejemplos de diseño para ductos y tanques, en las publicaciones CP3(sección 4:61) y CP4 (sección 6:21) de la NACE, se confirma en la presente tesis.
3. La capacidad de la fuente de energía (rectificadores) en un SPC depende principalmente de tres factores: resistencia total del sistema, la intensidad de corriente que se necesita para proteger la estructura y el contrapotencial de los materiales ó backvoltage (concepto descrito en acápite 6.14).
4. Las normas actuales que incluyen el concepto de Integridad ayudan a obtener estudios con resultados confiables para determinar el tiempo de

vida útil de estructuras (ejemplo, el cálculo del tiempo de vida de las planchas de la base de los tanques da 6.5 años), resistencia de estructuras corroídas, riesgos, evaluaciones económicas, etc. Esto es importante para evaluar y tomar decisiones en proyectos de ingeniería.

5. De los tres escenarios estudiados para la evaluación técnico-económica, el más adecuado desde el punto de vista de Integridad es el SPC de Mallas con ánodos de MMO, puesto que garantiza mínimos efectos de interferencias, rápida instalación, control de fugas, entre otras, cualidades gracias al uso de los geo-sintéticos.
6. El análisis de los resultados de la evaluación económica refuerza la hipótesis de que la tecnología permite mitigar los riesgos por corrosión en el almacenamiento de líquidos de la industria de los hidrocarburos.

9.2. RECOMENDACIONES

De todos los aspectos desarrollados durante el presente estudio y los resultados del mismo, podemos recomendar lo siguiente:

1. Las nuevas tecnologías de control y monitoreo de la corrosión que utiliza un Sistema de Integridad demuestran que la amenaza de corrosión externa es muy latente. Es por ello se debe realizar pruebas rigurosas, inspecciones más frecuentes e investigaciones en estructuras enterradas sin protección alguna y con sistemas convencionales de protección catódica.
2. Usar geo-sintéticos (geo-membranas y geo-textiles) como innovaciones tecnológicas para cumplir las especificaciones de la EPA (Environmental Protection Agency) de los EEUU y las regulaciones ambientales locales, garantizando con ello el control de líquidos peligrosos.

3. La selección y aplicación de un SPC en tanques, se debe realizar tomando en cuenta los riesgos que representan por almacenar líquidos peligrosos, así como las recomendaciones de los expertos y especialistas.
4. Implementar un SPC por mallas en tanques nuevos, ayudara a prevenir fallas por corrosión, logrará reducir los riesgos de fuga y sus consecuencias como: daño a personal trabajador y/o población aledaña, contaminación ambiental, incendio, reducción de costos de mantenimiento y pérdida de operatividad debido a tanques fuera de servicio, control de mermas dentro de rangos permisibles, etc.
5. El crecimiento económico ha traído como consecuencia la demanda de energía en nuestro país, exigiendo ante esto la construcción de nuevos tanques de almacenamiento atmosféricos. Para asegurar un control de la integridad se recomienda implementar reglamentos de construcción y supervisión como en el caso de ductos.

CAPÍTULO X

10.1. BIBLIOGRAFÍA

1. Haro Parra, H. M. (1990). *Diseño de un Sistema de Protección Catódica por Corriente Impresa en los Fondos de los Tanques en Operaciones Selva* (Tesis). Facultad de Ingeniería Química-UNI. Lima-Perú.
2. Neglia Ortiz, G. (1980). *Proyecto de Instalación de un Sistema de Protección Catódica en Tanques de Almacenamiento* (Tesis). Facultad de Ingeniería Química-UNI. Lima-Perú.
3. Romero Borda, E.A. (2000). *Uso de Geo membrana, geo-textil como cobertura permeabilizaste para el depósito de arsénico en Malpaso-La Oroya* (Tesis). Facultad de Ingeniería Civil-UNI. Lima-Perú.
4. Barrios Reátegui, C.A. (2002). *Diseño de tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos e impacto ambiental* (Tesis). Facultad de Ingeniería Petróleo, Gas Natural y Petroquímica -UNI. Lima-Perú.
5. Yurivilca Poma, M.A. (2010). *Plan de inspección basado en riesgo para tanques de almacenamiento de hidrocarburos* (Informe Suficiencia) Facultad de Ingeniería Mecánica-UNI. Lima-Perú.
6. Oliver, W., y Stoecker, J. (1997). *Materials of Contruction*. Perry's Chemical Engineers' Handbook. United States of America. McGraw-Hill.
7. Meherwan, P.B. (1997). *Transport and Storage Fluids*. Perry's Chemical Engineers' Handbook. United States of America. McGraw-Hill.
8. Peabody, A.W. (2001). *Control of Pipeline Corrosion*. Houston, Texas. NACE PRESS International.
9. RP1160-2013. *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. American Petroleum Institute. Washington.
10. RP579-1/FFS-1. 2007. *Fitness-For-Service*. American Petroleum

- Institute & American Society of Mechanical Engineers. New York.
11. RP580-2009. *Risk-Based Inspection*. American Petroleum Institute. Washington.
 12. RP650-1998. *Welded Steel Tanks for Oil Storage*. American Petroleum Institute. Washington.
 13. RP651-1997. *Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks*. American Petroleum Institute. Washington.
 14. RP652-1997. *Lining of Aboveground Petroleum Storage Tanks Bottom*. American Petroleum Institute. Washington.
 15. RP653-2009. *Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction*. American Petroleum Institute. Washington.
 16. B31G-2009. *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*. American Society of Mechanical Engineers. New York.
 17. B31.8-2004. *Managing System Integrity of Gas Pipelines ASME Code for Pressure Piping*. American Society of Mechanical Engineers. New York.
 18. RP0193-2001 *External Cathodic Protection of On-Grade Carbon Steel Storage Tank Bottoms*. National Association of Corrosion Engineers. Houston, Texas.
 19. SP0169-2013. *Control of External Corrosion of Underground or Submerged Metallic Pipeline Systems*. National Association of Corrosion Engineers. Houston, Texas.
 20. RP0575-2001. *Internal Cathodic Protection Systems in Oil-Treating Vessels*. National Association of Corrosion Engineers. Houston, Texas.
 21. RP0196-2002. *Galvanic Anode Cathodic Protection of Internal Submerged Surfaces of Steel Water Storage Tanks*. National Association of Corrosion Engineers. Houston, Texas.
 22. RP0176-1994. *Corrosion Control of Steel fixed Offshore Platforms Associated with Petroleum Production*. National Association of Corrosion Engineers. Houston, Texas.
 23. Reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

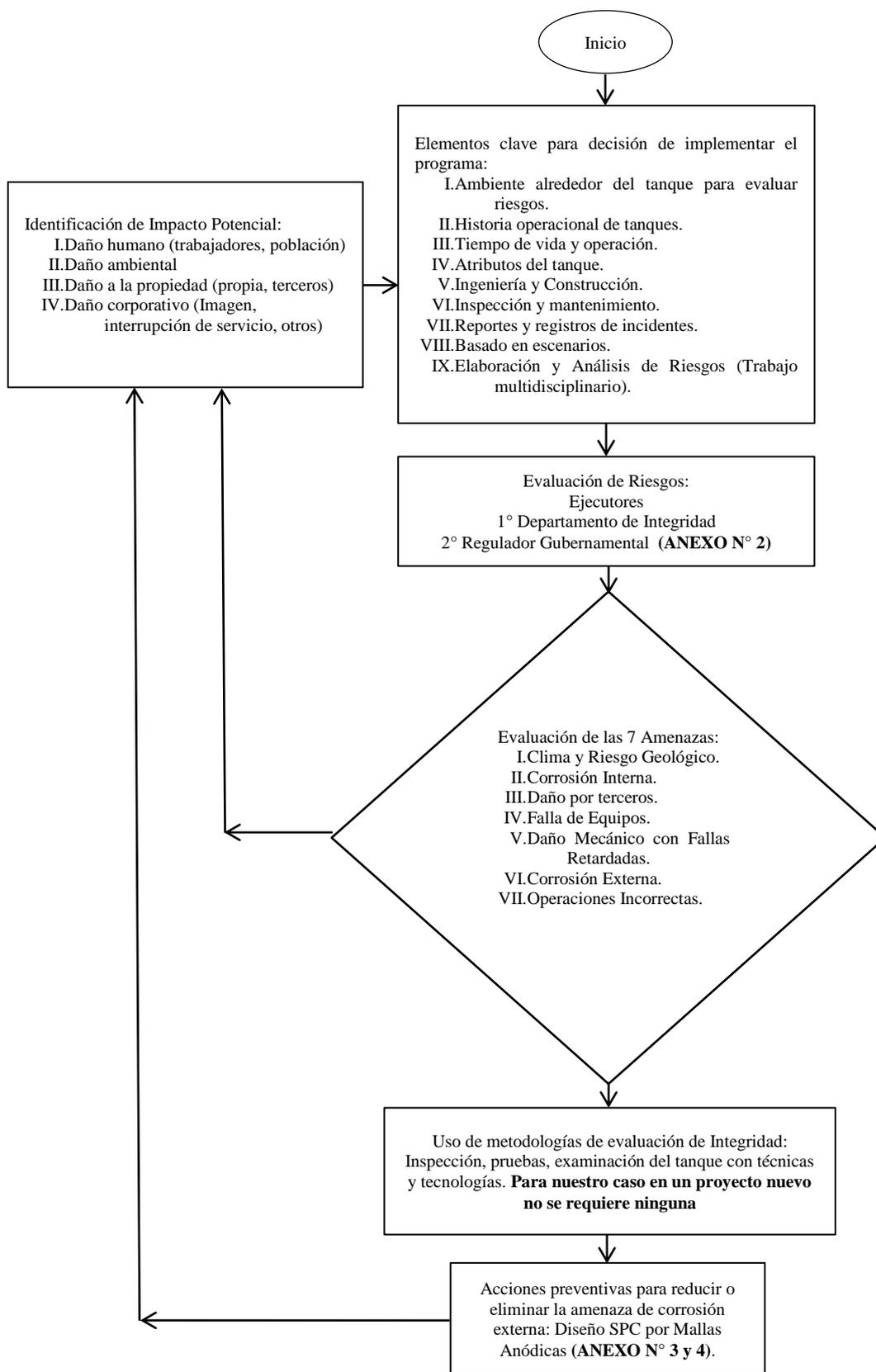
24. Morgan, J. (1993). *Cathodic Protection*, National Association of Corrosion Engineers. Houston, Texas.
25. Marcus, P. (2000). *Corrosion Mechanisms in Theory and Practice*. National Association of Corrosion Engineers. Houston, Texas.
26. NACE International. (2005). *Cathodic Protection Level 1, 2, 3 and 4. Training manual*, National Association of Corrosion Engineers. Houston, Texas.
27. Mulbhauer, K. (2014). *PIPELINE INTEGRITY The Definitive Approach and Its Role in Risk Management*. Gulf Publishing Co. United States of America.
28. Pierre, R. R. (1999). *Handbook of Corrosion Engineering*. Mc-Graw Hill. United States of America.
29. Kinderman, G. y Mari, J. (1995). *Aterramiento Eléctrico Campagnolo*. Universidad Federal de Santa Catarina. Brasil.
30. Compendio de Normas del Subsector Hidrocarburos Ministerio de Energía y Minas. 2014. Lima - Perú.
31. Barnawi, I.Y. (2012). *Cathodic & Anodic Protection: Comparison of Corrosion Attack on Tank Bottoms with and without Cathodic Protection*. (NACE International, Vol. 51, No. 8). Material Performance. 5.
32. Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (compiladas en el Texto Único Ordenado aprobado con Decreto Supremo N° 040-2008-EM) y sus modificaciones.
33. OSINERGMIN - Ley Orgánica de Hidrocarburos y su Reglamento.
34. Altos Hornos de México. (2013). *Manual de Diseño para la Construcción con Acero*. Recuperado de: http://www.ahmsa.com/Acero/Complem/Manual_Construccion_2013/Capitulo_1.pdf
35. Altos Hornos de México. (2011). *Manual de Especificaciones y Garantías*. Recuperado de: <http://www.ahmsa.com/Acero/Productos/MEGA03-AHMSA.pdf>
36. API RBI Tank Case Study. (2007). Recuperado de: <http://docslide.us/documents/api-rbi-tank-case-study-1.html>

37. Cwmdu Industrial Estate. (2006). Recuperado de:
http://www.silverwinguk.com/ndt-inspection/sample_ntd_inspection_report.pdf
38. Carmagen Engineering, Inc. (2010-2014). Recuperado de:
http://www.carmagen.com/news/engineering_articles/news20.htm
39. Chemical Newtech. S.p.a. (2013). Recuperado de:
<http://www.chemicalnewtech.com/wp-content/uploads/2013/02/broschure-CP1.pdf>

ANEXOS

**ANEXO N° 1: PLAN GENERAL DE INTEGRIDAD PARA UN TANQUE
DE ALMACENAMIENTO DE DIESEL**

El diagrama muestra la implementación de un programa de integridad para tanques de almacenamiento, cuyo énfasis es poner control a la amenaza de corrosión externa en función a la evaluación de riesgos. El enfoque del presente trabajo se sostiene en un diseño para ayudar a la gestión de la integridad con una operación libre de errores, fugas, derrames o incidentes, sin efectos adversos sobre la salud, seguridad, medio ambiente o la economía.



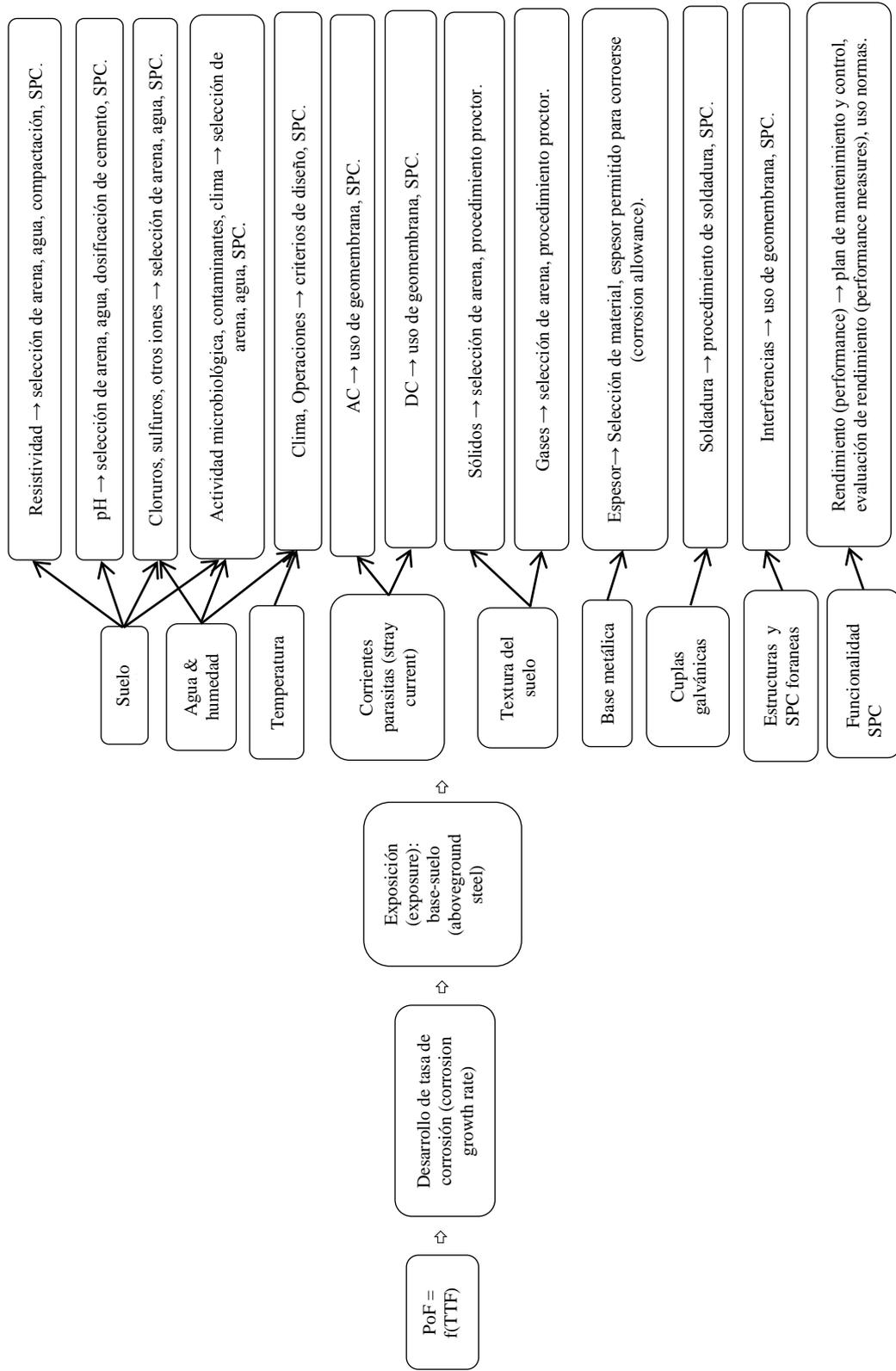
ANEXO N° 2: EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE RIESGOS POR CORROSIÓN EXTERNA EN TANQUES (METODOLOGÍA RBI)

La evaluación trata de interpretar y relacionar las amenazas a la integridad por corrosión externa en lado suelo sin que necesariamente hayan ocurrido, los valores más altos en rojo y resaltado pasan a la categoría de críticos que deben ser sometidos a una evaluación más profunda. Los índices de valoración se obtienen de un estudio de API realizada entre 1983 – 1993, estudio en 61 refinerías con un total de 10 000 tanques en los E.E.U.U.

Codigo de Tanque		Características Generales				Costo Total de Reparación (\$)	Costo Total de Remediación (\$)	Total de Consecuencias (\$/fuga)	Probabilidad de Fuga (fuga/año)	Riesgo (\$/año)
Servicio	(MBB)	Diametro (m)	Altura (m)							
31-T1D	CRUDO	200	48.80	17.10	41225.07	2950629.92	2991854.99	0.014688	\$ 43,944.37	
31-T1K	CRUDO	141	39.90	17.90	30183.58	3029173.23	3059356.81	0.067608	\$ 206,837.00	
31-T1N	CRUDO	141	39.90	17.90	30183.58	194.40	30377.98	0.004392	\$ 133.42	
32-T4	GASOLINA PRIMARIA	7	11.90	10.90	8703.86	3029173.23	3037877.09	0.000216	\$ 656.18	
31-T8A	MITBE/GASOLINA 97	50	29.90	12.80	9565.64	194.40	9760.04	0.000072	\$ 0.70	
31-T8B	GASOLINA 97	50	29.90	12.80	9565.64	107954872.05	107964437.69	0.000072	\$ 7,773.44	
31-T9A	GASOLINA 97	15	18.00	11.10	8912.77	1260000.00	1268912.77	0.009504	\$ 12,059.75	
31-T9B	GASOLINA 90	15	18.00	11.10	8912.77	1260000.00	1268912.77	0.08784	\$ 111,461.30	
31-T10A	TURBO	30	22.60	12.80	9126.68	107962106.30	107971232.98	0.000072	\$ 7,773.93	
31-T10B	TURBO	30	22.60	12.80	9126.68	107962106.30	107971232.98	0.5508	\$ 59,470,555.13	
31-T11B	KEROSENE	3.5	9.40	9.10	8642.87	1260000.00	1268642.87	0.000072	\$ 91.34	
31-T14A	RESIDUAL	12	14.30	12.80	10776.80	107962106.30	107972883.10	0.096912	\$ 10,463,868.05	
31-T14B	RESIDUAL	12	14.30	12.80	10776.80	107964862.20	107975639.00	0.323136	\$ 34,890,816.08	
31-T15A	PETR. IND/R500	13	15.00	12.90	11063.67	43139370.08	43150433.75	0.000072	\$ 3,106.83	
31-T15B	PETR. IND/R500	13	15.00	12.90	11063.67	43139370.08	43150433.75	0.000216	\$ 9,320.49	
31-T21	GASOLEO a FCC	11	13.80	12.80	10580.29	504000.00	514580.29	0.5292	\$ 272,315.89	
31-T27	KEROSENE	8	12.50	11.00	10102.08	43149842.52	43159944.60	0.02088	\$ 901,179.64	
31-T33	R500/PETR. IND.	5	10.70	9.10	9518.00	43122834.65	43132352.65	0.014688	\$ 633,528.00	
31-T101	SLOP	5	9.60	10.80	9205.68	107967273.62	107976479.30	0.000144	\$ 15,548.61	
31-T102A	RESIDUAL	100	36.60	15.10	26652.64	43147637.80	43174290.44	0.001656	\$ 71,496.62	
31-T102B	MATERIAL DE CORTE	100	36.60	14.60	26652.64	3122874.02	3149526.66	0.002736	\$ 8,617.10	
31-T103B	GASOLINA FCC	45	27.10	12.80	18188.61	43175196.85	43193385.46	0.000072	\$ 3,109.92	
31-T202B	RESIDUAL	141	39.90	17.90	30183.58	43175196.85	43205380.43	0.000144	\$ 6,221.57	
31-T202E	RESIDUAL	141	39.90	17.90	30183.58	1260000.00	1290183.58	0.167328	\$ 215,883.84	
31-T202F	RESIDUAL	146	45.90	14.40	37383.91	43181259.84	43218643.75	0.054072	\$ 2,336,918.50	
31-T209A	GASOLINA 84	141	39.90	17.90	10365.12	3240.00	13605.12	0.002736	\$ 37.22	
31-T209B	GASOLINA 84	141	39.90	17.90	10365.12	3240.00	13605.12	0.509184	\$ 6,927.51	
31-T210A	GASOLINA	46	22.80	17.90	9137.08	107988287.40	107997424.48	0.307152	\$ 33,171,624.92	
31-T210C	KEROSENE	46	22.80	17.90	9137.08	107988287.40	107997424.48	0.42912	\$ 46,343,854.79	
31-T210D	TURBO	135.5	46.20	14.40	10986.40	107984498.03	107995484.43	0.039672	\$ 4,284,396.86	
31-T213A	DIESEL 2	141	39.90	17.90	10365.12	107984498.03	107994863.15	0.19008	\$ 20,527,663.59	
31-T213B	DIESEL 2	141	39.90	17.90	10365.12	107986909.45	107997274.57	0.19008	\$ 20,528,121.95	
31-T333A	ASFALTO MC 30	15.1	15.50	12.80	11276.96	3240.00	14516.96	0.000072	\$ 1.05	
31-T333B	ASFALTO RC 250	15.1	15.50	12.80	11276.96	3240.00	14516.96	0.000072	\$ 1.05	
31T210B	KEROSENE	46	22.80	17.90	9137.08	252.00	9389.08	1.0008	\$ 9,396.59	

**ANEXO N° 3: FACTORES DE CORROSIÓN QUE ALTERAN LA
PROBABILIDAD DE FALLA Y SU MITIGACIÓN CON UN DISEÑO
SPC MALLAS**

La probabilidad de fuga o probabilidad de falla (PoF) está fuertemente ligada a las condiciones de ubicación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de los tanques, el PoF es una función que depende del tiempo, tasa de corrosión y espesor de las planchas del fondo, estas variables se comportaran de acuerdo al nivel de tecnificación y cumplimiento de las normas, varían para cada caso y pueden ser tan críticas como de una falla por año hasta tan insignificantes como 0.000072 fallas por año.



**ANEXO N° 4: MATRIZ DE RIESGOS CON VARIACIÓN DEL PoF
(Probabilidad de Fuga)**

En la matriz de Riesgos cuantitativos se indican dos columnas importantes; “total de consecuencias” en valor monetario que no se puede alterar, pero la columna “Probabilidad de fuga” son modificables de acuerdo a las medidas de buenas prácticas de ingeniería que se tomen, se puede ver que hay diferencia sustancial en la reducción económica de riesgos del proyecto con escenarios distintos. La diferencia de las estimaciones de pérdidas económicas está basada en métodos probabilístico.

Categorización de Riesgos más Críticos por Nivel de Impacto

Características Generales					Total de Consecuencias (\$/fuga)	Probabilidad de Fuga (fuga/año)	Riesgo (\$/año)
Codigo de Tanque	Servicio	(MBB)	Diametro (m)	Altura (m)			
31-T10B	TURBO	30	22.60	12.80	107971232.98	0.5508	\$ 59,470,555.13
31-T14A	RESIDUAL	12	14.30	12.80	107972883.10	0.096912	\$ 10,463,868.05
31-T14B	RESIDUAL	12	14.30	12.80	107975639.00	0.323136	\$ 34,890,816.08
31-T210A	GASOLINA	46	22.80	17.90	107997424.48	0.307152	\$ 33,171,624.92
31-T210C	KEROSENE	46	22.80	17.90	107997424.48	0.42912	\$ 46,343,854.79
31-T213A	DIESEL 2	141	39.90	17.90	107994863.15	0.19008	\$ 20,527,663.59
31-T213B	DIESEL 2	141	39.90	17.90	107997274.57	0.19008	\$ 20,528,121.95

Mitigación de PoF (Probabilidad de Fuga) con un Plan Convencional (Estadísticas 90%)

Características Generales					Total de Consecuencias (\$/fuga)	Probabilidad de Fuga (fuga/año)	Riesgo (\$/año)
Codigo de Tanque	Servicio	(MBB)	Diametro (m)	Altura (m)			
31-T10B	TURBO	30	22.60	12.80	107971232.98	0.05508	\$ 5,947,055.51
31-T14A	RESIDUAL	12	14.30	12.80	107972883.10	0.0096912	\$ 1,046,386.80
31-T14B	RESIDUAL	12	14.30	12.80	107975639.00	0.0323136	\$ 3,489,081.61
31-T210A	GASOLINA	46	22.80	17.90	107997424.48	0.0307152	\$ 3,317,162.49
31-T210C	KEROSENE	46	22.80	17.90	107997424.48	0.042912	\$ 4,634,385.48
31-T213A	DIESEL 2	141	39.90	17.90	107994863.15	0.019008	\$ 2,052,766.36
31-T213B	DIESEL 2	141	39.90	17.90	107997274.57	0.019008	\$ 2,052,812.20

Mitigación de PoF (Probabilidad de Fuga) con un Plan de Integridad (Estadísticas 99.99%)

Características Generales					Total de Consecuencias (\$/fuga)	Probabilidad de Fuga (fuga/año)	Riesgo (\$/año)
Codigo de Tanque	Servicio	(MBB)	Diametro (m)	Altura (m)			
31-T10B	TURBO	30	22.60	12.80	107971232.98	5.508E-05	\$ 5,947.06
31-T14A	RESIDUAL	12	14.30	12.80	107972883.10	9.6912E-06	\$ 1,046.39
31-T14B	RESIDUAL	12	14.30	12.80	107975639.00	3.23136E-05	\$ 3,489.08
31-T210A	GASOLINA	46	22.80	17.90	107997424.48	3.07152E-05	\$ 3,317.16
31-T210C	KEROSENE	46	22.80	17.90	107997424.48	4.2912E-05	\$ 4,634.39
31-T213A	DIESEL 2	141	39.90	17.90	107994863.15	1.9008E-05	\$ 2,052.77
31-T213B	DIESEL 2	141	39.90	17.90	107997274.57	1.9008E-05	\$ 2,052.81

Fuente: Elaboración Propia