

IDENTIFICACIÓN DE NUEVAS TÉCNICAS PARA EVALUAR LA INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LÍNEAS ENTERRADAS, SUMERGIDAS Y SUBMARINAS.



LILIANA MARIA TORRES PINEDA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA METALURGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
Bucaramanga
2008**

**IDENTIFICACIÓN DE NUEVAS TECNICAS PARA EVALUAR LA INTEGRIDAD
ESTRUCTURAL DE LÍNEAS ENTERRADAS, SUMERGIDAS Y SUBMARINAS.**

LILIANA MARIA TORRES PINEDA

**Proyecto de Grado presentado para optar el título de
Ingeniero Metalúrgico**

Tutor: M. Sc. A. Iván Uribe Pérez

Co-tutor: Ph.D. Aníbal Serna

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA METALURGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2008

A Dios, por la vida, sabiduría, fortaleza y la fe para realizar una de las etapas más importantes y anheladas, además por permitirme compartir esta alegría con los seres más importantes:

A mi abuelito Elías Torres, que con su constancia e incansables ganas de vivir se convirtieron en mi soporte y ejemplo de vida, por ser el ser humano más hermoso que Dios puso en mi camino.

A mis padres Mario y Ofelia, que con su amor, esfuerzo, dedicación y entrega forjaron lo que hoy soy, por ser mi ejemplo constante de superación, honestidad, humildad, y responsabilidad, por cada palabra de apoyo cuando sentí caer, por cada beso y abrazo recibido cuando mas los necesité, por ser los mejores padres que Dios me ha podido regalar, a mi tío Alfonso Torres, por ser mi segundo padre, mi consejero y amigo, por dedicarme su tiempo y apoyo en los momentos mas oportunos.

A mis hermanitos Mónica, Daniela, Sergio, Mario José y por supuesto a la inquieta Nicoll, por su cariño, compañía, porque son la luz que ilumina y alegran mi diario vivir.

A mis tíos Elías, Miryam y a mis abuelitos Lilia, Ana Y Aureliano por acompañarme en mi crecimiento como persona.

A todas las personas que me acompañaron en el camino hacia este sueño: Eliana Echeverría, Anita Vargas, Julie Villanueva, Oscar Villamizar, Mauricio Dávila... la lista es muy larga, pero se me acabó la hoja.

.....LILIANA TORRES

AGRADECIMIENTOS

Expreso mis más sinceros agradecimientos a las siguientes personas y entidades que me colaboraron en la realización de este trabajo:

Al Ingeniero Iván Uribe Pérez (Tutor), ingeniero Anibal Serna (Co-tutor) por su colaboración, respaldo, confianza y conocimientos aportados.

Al ingeniero Wilson Afanador y Luis Carlos Mosquera por recibirme en su empresa, Corporación CIMA y brindarme los espacios y apoyo para desarrollarme como estudiante y profesional.

A Mario Robayo y Jader Bolaños, por dedicarme su tiempo y apoyo brindado en la realización de las actividades de campo.

A todos los profesores de la escuela de Ingeniería Metalúrgica, por compartir su conocimiento.

A mis amigos de universidad: Máryury Blanco, Diana Mantilla, Carlos Pabón, Carlina Londoño, Diego Balaguera, Yeinmy Morales, Jon Hernández por su compañía a lo largo de toda mi formación académica.

A mis compañeras de trabajo y amigas Bibiana Franco, Zary Montoya, Erika Duarte y Marcela Torres por el ánimo brindado en el momento que más lo necesitaba.

... A todos muchas gracias

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	15
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	17
1.1 AGRESIVIDAD DEL SUELO EN FUNCIÓN DE SU RESISTIVIDAD, pH Y POTENCIAL RÉDOX	17
1.2 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO	20
1.2.1 Unidades de resistividad del suelo	21
1.2.2 Determinación de la resistividad por el método de los cuatro electrodos	22
1.3 CORROSIÓN POR AIREACIÓN DIFERENCIAL	26
1.4 CORRIENTES VAGABUNDAS	27
1.5 CONTROL DE LA CORROSIÓN	28
1.5.1 Recubrimientos	28
1.5.2 Lastre de concreto	34
1.5.2.1 Colocación del lastrado de concreto	35
1.5.2.2 Espesor del recubrimiento de concreto	36
1.5.3 PROTECCIÓN CATÓDICA DE TUBERÍAS ENTERRADAS	36
1.5.3.1 Protección con ánodos de sacrificio	37
1.5.3.2 Protección con corriente impresa	39
1.5.3.3 Medición del potencial de una estructura enterrada	41
1.6 CORRIENTE DIRECTA O CONTÍNUA	42
1.6.1 Conversión de corriente alterna en continúa	42

1.6.2 Polaridad	41
1.7 FUNDAMENTOS DE ONDAS GUIADAS	43
2. IDENTIFICACIÓN DE TÉCNICAS USADAS PARA INSPECCIÓN DE TUBERÍAS ENTERRADAS, SUMERGIDAS Y SUBMARINAS	45
2.1 Mapeo de corriente en tubería (PCM)	45
2.1.1 Transmisor	46
2.1.2 Receptor	46
2.1.3 Accesorio opcional Marco-A	47
2.2 Ondas Guiadas	47
2.3 Técnica del Intervalo cerrado del Estudio de Potencial (CIPS)	50
2.4 Direct Current Voltage Gradient (DCVG)	53
2.4.1 Equipo básico	55
2.4.2 Principios y condiciones para la inspección DCVG	56
2.5 Tomografía Magnética	60
2.6 Cuadros comparativos	65
3. ACTIVIDAD DE CAMPO	71
3.1 Metodología de la técnica CIS	71
3.1.1 Equipos	71
3.1.2 Actividades para la toma de potenciales	71
3.1.3 Análisis de los resultados	71
3.1.4 Resultados	75
3.1.5 Conclusiones y recomendaciones	76
3.1.6 Registro fotográfico	75
3.2 Metodología Técnica DCVG	77
3.2.1 Análisis de los resultados	78

3.2.2 Recomendaciones	81
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES TRABAJO DE PRACTICA EMPRESARIAL	82
5. BIBLIOGRAFIA	84

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. (a) La resistividad (ρ) en W-cm es numéricamente igual que la resistencia (R) en ohms en un cubo de un cm de arista. (b) Resistencia de un sólido rectangular. (c) Caja de suelo.	21
Figura 2. Medición de la resistividad del suelo por el método de Wenner o de los cuatro electrodos. La distancia (b) o sea la profundidad a la que está enterrada el electrodo (barra de cobre o acero) debe ser pequeña comparada con la distancia (a) entre los electrodos.	23
Figura 3. Disposición correcta de los cuatro electrodos para la medida de la resistividad en presencia de una tubería enterrada.	24
Figura 4. Perfil de resistividad de un suelo. Las mediciones de resistividad se colocan en el eje de ordenadas (utilizando una escala logarítmica y las distancias a lo largo de la tubería, en el eje de abscisas (escala métrica).	25
Figura 5. Corrosión por aireación diferencial.	27
Figura 6. Mecanismo de corrosión de una tubería por efecto de las corrientes vagabundas que provienen de un sistema de tracción eléctrica.	28
Figura 7. Esquema del montaje de un sistema de protección catódica de una tubería enterrada con un ánodo de sacrificio.	38
Figura 8. Sentido de la corriente de un sistema de protección catódica con corriente impresa de una tubería.	40
Figura 9. Posiciones del electrodo de referencia en la medida de potencial de una estructura enterrada (potencial tubería-suelo).	41
Figura 10. Rectificación de la tensión en corriente continua.	42
Figura 11. Modas de Onda	44

Figura 12. Anillo transductor	48
Figura 13. Diferencia entre ultrasonido convencional Vs ondas guiadas*	49
Figura 15. Lugares que se logra inspeccionar con la técnica de Ondas guiadas	49
Figura 16 Representación gráfica de un defecto con la técnica de ondas guiadas.	50
Figura 17. Toma de potenciales CIPS en cienaga	50
Figura 18. Técnica CIPS, de forma esquemática.	52
Figura 19. El diagrama muestra como se localiza el epicentro de un defecto2.	54
Figura 20. Bastones y electrodos de Cu/CuSO_4	55
Figura 21. Interruptor de corriente	55
Figura 22. Maletín	55
Figura 23. Voltímetro analógico	55
Figura 24. Esquema de campo	60
Figura 25. Dibujo del vector magnético en el caño (defecto rojo)	60
Figura 26. Conexión de cables	76
Figura 27. Inicia recorrido	76
Figura 28. Técnica CIPS acompañada de equipo detector de tuberías	76
Figura 29. CIPS en cruce de vía	76

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Grado de agresividad del suelo en función de la resistividad	17
Tabla 2. Grado de agresividad del suelo por bacterias sulfato-reductoras en función del potencial rédox	19
Tabla 3. Determinación de la agresividad de suelos	20
Tabla 4. Sistemas genéricos de recubrimiento exterior según las necesidades de material y métodos recomendados para la aplicación	31
Tabla 5. Referencias para uso general de aplicación e inspección de los sistemas de recubrimiento exterior de tuberías enterradas	32
Tabla 6. Densidad de corriente necesaria (en mA/km), para la protección de una tubería enterrada en función de la resistencia del recubrimiento y del diámetro del conducto	40
Tabla 7. Cuadro comparativo de ventajas técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías.	86
Tabla 8. Cuadro comparativo de desventajas y limitaciones de técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías	87
Tabla 9. Cuadro de aplicaciones técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías	88
Tabla 10. Cuadro comparativo técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías	89
Tabla 11. Cuadro comparativo técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tubería	90
Tabla 12. Registro de datos técnica DCVG	

RESUMEN

TÍTULO: IDENTIFICACIÓN DE NUEVAS TÉCNICAS PARA EVALUAR LA INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE LÍNEAS ENTERRADAS, SUMERGIDAS Y SUBMARINAS*.

AUTOR: TORRES PINEDA, Liliana María**

PALABRAS CLAVES: Corrosión externa, protección catódica, recubrimiento, inspección de tuberías, técnicas electromagnéticas.

DESCRIPCIÓN: Los recubrimientos, lastre de concreto y en ocasiones sistemas de protección catódica constituyen la línea de defensa contra la corrosión externa. Una vez dañado o deteriorado el recubrimiento, las superficies de acero expuestas al medio electrolito quedan sujetas a la pérdida de masa metálica y, si esta condición se mantiene por algún tiempo, la corrosión y las fugas serán inevitables. Con el fin de evitar cambios en la estabilidad del suelo al momento de inspeccionarlas, se han ido incorporando metodologías con herramientas de inspección indirecta en desarrollo, tales como Ondas guiadas, Pipeline Current Mapper (PCM), Close Interval Potential Survey (CIPS), Direct Current Voltage Gradient (DCVG) entre otras actualmente en experimentación como la Tomografía magnética que se postula como la técnica novedosa en inspección de tuberías enterradas, sumergidas y submarinas, todas se complementarán para la identificación de los puntos que indican aspectos relevantes, ubicándolos con coordenadas geográficas con un Sistema Global de Posicionamiento (GPS), para la rehabilitación inmediata de todas aquellas que representen riesgo potencial.

Se investigaron los principios en los cuales se basan cada una de las técnicas y se realizó un cuadro comparativo de ventajas, desventajas y limitaciones, que permitiera de manera acertada identificar una metodología adecuada para la aplicación en un caso específico, de esta manera evitar el desgaste y tiempo en excavaciones.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Tutor: M.Sc.A. Ing. Iván Uribe Pérez, Co-Tutor: Ph.D. Aníbal Serna

ABSTRAC

TITLE: IDENTIFYING NEW TECHNIQUES FOR ASSESSING THE STRUCTURAL INTEGRITY OF LINES BURIED, SUBMERGED AND SUBMARINES*

AUTHOR: TORRES PINEDA, LILIANA MARÍA**

KEY WORDS: External corrosion, cathodic protection, coating, inspection of pipelines, electromagnetic techniques

DESCRIPTION: Coatings, concrete ballast and sometimes cathodic protection systems are the line of defense against external corrosion. Once coating is damaged or deteriorated, steel surfaces exposed to the electrolyte environment are liable to suffer mass metal loss; if this condition maintained for a long time, corrosion and leaks are inevitable. In order to avoid change in the stability of the soil at the time of inspection, have been incorporating methodologies, still in development, with indirect inspection tools, such as Guided Waves, Pipeline Current Mapper (PCM), Close Interval Potential Survey (CIPS), Direct Current Voltage Gradient (DCVG), among others currently under investigation, as the Magnetic Tomography which is postulated as a novel technique in the inspection of buried, submarine and submerged pipelines. All these techniques will correlate each other, to facilitate the identification of the points that indicate relevant aspects. Besides it will be possible to locate them with geographic coordinates with a Global Positioning System (GPS) and repair immediately all coating's defects that represent a high potential risk.

It was investigated the theoretical principles that rules every one of these techniques and was conducted to determine a comparative table of advantages, disadvantages and limitations that allows identify an appropriate implementation methodology for an specific case, avoiding wasting of time and effort in unnecessary excavations.

* DEGREE WORK

** PHYSICAL-CHEMICAL ENGINEERING FACULTY, METALLURGICAL ENGINEERING AND MATERIAL SCIENC SCHOOL. Tutor: M.SC.A. ING. IVÁN URIBE PÉREZ, Co-tutor: PH.D. ANÍBAL SERNA.

INTRODUCCIÓN

Los recubrimientos anticorrosivos y lastre de concreto constituyen la primera línea de defensa contra la corrosión externa y generalmente proporcionan una protección excelente, además en ocasiones es necesario proteger la estructura con un sistema de protección catódica. No obstante, estos recubrimientos pueden sufrir deterioro con el tiempo, debido a la absorción de agua, presiones y/o, abrasiones derivadas de la compactación del suelo, daños causados por las raíces, ataques bacteriológicos y muchas otras causas.

Una vez dañado o deteriorado el recubrimiento, las superficies de acero expuestas al medio electrolito (tierra o agua) quedan sujetas a la pérdida de masa metálica y, si esta condición se mantiene por algún tiempo, la corrosión y las fugas serán inevitables.

En trabajos de inspección y estudio de integridad a sistemas de transporte y distribución de gas e hidrocarburos, la corporación CIMA ha avanzado significativamente con logros importantes, no obstante se han observado puntos de mejora que requieren ser atendidos, tales como tramos en los cuales la línea se encuentra enterrada, en donde se requiere verificar el estado del recubrimiento por medio de excavaciones, lo que ocasiona daños en la estabilidad del suelo, entre otros.

Con el fin de evitar tales alteraciones se han ido incorporando tecnologías tales como Ondas guiadas, Pipe Current Mapper (PCM), Close Interval Potencial Survey (CIPS), Direct Current Voltage Gradient (DCVG) entre otras actualmente en experimentación, que se complementarán para la identificación de los puntos que implican un mayor riesgo e impacto, Ubicándolas con coordenadas

geográficas con un Sistema Global de Posicionamiento (GPS), para la rehabilitación inmediata de todas aquellas que representen riesgo potencial.

Bajo los criterios antes expuestos se dio forma al proyecto en modalidad de práctica industrial titulado: "**Identificación de nuevas técnicas para evaluar la integridad estructural de líneas enterradas, sumergidas y submarinas**" en donde se realizó una revisión bibliográfica para conocer los principios de funcionamiento de cada técnica y de esta manera realizar un cuadro comparativo de ventajas, desventajas y limitaciones, que permitan de manera acertada aplicar el método adecuado en un caso específico, complementado con actividades de campo que permitieron participar en técnicas como DCVG y CIS.

En el tiempo de duración de la práctica se laboró en el Grupo de inspección de la Corporación CIMA, Barrancabermeja, bajo la tutoría de ingenieros metalúrgicos, que compartieron sus conocimientos, ética profesional y responsabilidad en el desarrollo de las actividades propuestas.

1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LAS TÉCNICAS PARA EVALUAR LA INTEGRIDAD ESTRUCTURAL DE TUBERÍAS ENTERRADAS, SUMERGIDAS Y SUBMARINAS.

1.1 AGRESIVIDAD DEL SUELO EN FUNCIÓN DE SU RESISTIVIDAD, pH Y POTENCIAL RÉDOX

La velocidad de corrosión externa está ligada a la resistividad del terreno de la forma que se señala en la tabla 1.

Tabla 1. Grado de agresividad del suelo en función de la resistividad

<i>Resistividad</i> ($\Omega - m$)	<i>Grado de agresividad</i>
< 10	Severo
10 - 100	discreto
100 -1000	Escaso
> 1000	Nulo

Fuente: NACE RP 0502-2002

La resistividad de un terreno depende, en particular, de su estructura, de las dimensiones de sus partículas constituyentes, de su porosidad y permeabilidad, del contenido de agua (humedad) y de su contenido de iones.

Por ejemplo, en lo que se refiere a un suelo arcilloso, con un 5% de humedad, dicho suelo puede presentar una resistividad de 10 000 ohm-m, en cambio, con un 20% de humedad, la resistividad disminuye hasta 100 ohm-m.

Es obvio, por tanto, que la resistividad de un terreno y especialmente la de los estratos superiores, puede variar notablemente con las estaciones del año, la precipitación pluvial, la actividad agrícola e industrial, etcétera.

En cambio, la temperatura no ejerce una influencia tan marcada, a menos que supere el punto de congelación, después de lo cual hay un aumento significativo de la resistividad.

En lo que se refiere a la acidez, los suelos muy ácidos (**pH <5.5**) pueden motivar una rápida corrosión del metal desnudo, y la agresividad del suelo aumenta con el incremento de la acidez (disminución del pH), pero estos valores de pH no son normales. La mayor parte de los suelos tienen pH comprendidos entre 5.0 y 8.0, en cuyo caso la corrosión depende de otros factores. En suelos alcalinos parece existir una cierta correlación entre conductividad y agresividad.

En un medio anaerobio es posible predecir la corrosión midiendo el pH y el potencial rédox. Estas medidas permiten establecer las condiciones que favorecen la actividad microbológica responsable de la corrosión anaerobia. El pH más favorable es entre 5.5 y 8.5 (neutro). En estas condiciones, la medida del potencial rédox efectuada con un electrodo de platino, permite establecer si un terreno está predispuesto al crecimiento de bacterias sulfatoreductoras.

Basándose en los datos reportados en tabla 2, es posible determinar la agresividad potencial de un suelo desde el punto de vista del crecimiento de bacterias sulfato-reductoras, lo cual permite establecer una clasificación de los suelos. Por ejemplo, un suelo cuyo contenido en sulfatos sea apreciable y su potencial rédox esté alrededor de +200 mV está en condiciones favorables para que esta corrosión pueda tener efecto. Si en otro terreno se obtiene un valor del potencial rédox de +400 mV, es posible excluir la posibilidad del crecimiento y desarrollo de bacterias anaerobias. Naturalmente existe la posibilidad de que se desarrollen otras familias de bacterias.

Tabla 2. Grado de agresividad del suelo por bacterias sulfato-reductoras en función del potencial rédox

<i>Valor del potencial rédox en mV vs. electrodo de hidrógeno</i>	<i>Grado de agresividad potencial (posibilidad de corrosión anaerobia)</i>
< 100	Severa
100 - 200	Moderada
200 -400	Escasa
> 400	Nula

Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

Un grupo de bacterias aerobias particularmente dañinas son los tiobacilos (*Ferrobacillus ferrooxidans*, que son capaces de oxidar el azufre y los sulfuros para convertirlos en ácido sulfúrico.

En la tabla 3 se presentan unos índices que permiten determinar las características agresivas de un suelo basándose en el contenido de aniones del mismo, cloruros, sulfatos y sulfuros, pH, potencial rédox y resistividad. Este tipo de información resulta de interés para predecir la agresividad de un suelo frente a, por ejemplo, una tubería enterrada y con base en esto, evaluar la corrosión y la protección correspondiente.

Tabla 3. Determinación de la agresividad de suelos

		<i>ÍNDICE</i>
Resistividad, ρ (Ω -cm)	> 12 000	0
	12 000 - 5 000	-1
	5 000 - 2 000	-2
	< 2 000	-4
Potencial rédox, $E_{rédox}$ (mV vs. enh)	> + 400	+2
	400 - 200	0
	200 - 0	-2
pH	< 0	-4
	> 5	0
Cloruros, Cl^- (mg/kg)	< 5	-1
	< 100	0
Sulfatos, SO_4^{2-} (mg/kg)	100 - 1000	-1
	> 1000	-4
	< 200	0
Sulfuros, S^{2-} (mg/kg)	200 - 300	-1
	> 300	-2
	0	0
	0 - 0.5	-2
	> 0.5	-4
<i>Características del suelo</i>		<i>Suma</i>
No agresivo		0
Débilmente agresivo		-1 a -8
Medianamente agresivo.....		-8 a -10
Sumamente agresivo		< -10

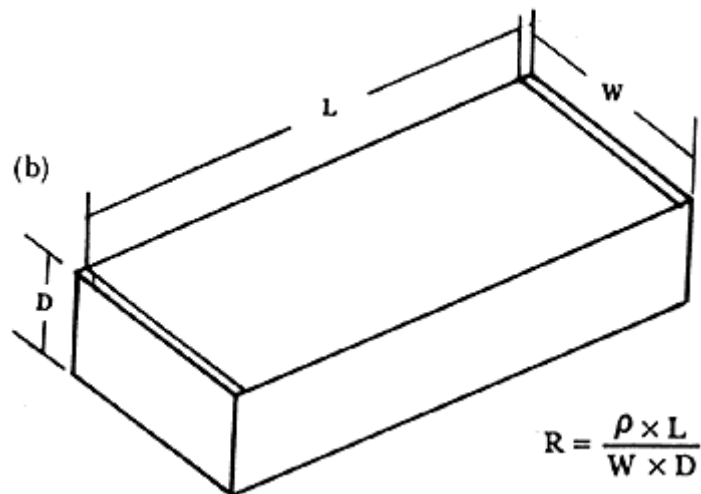
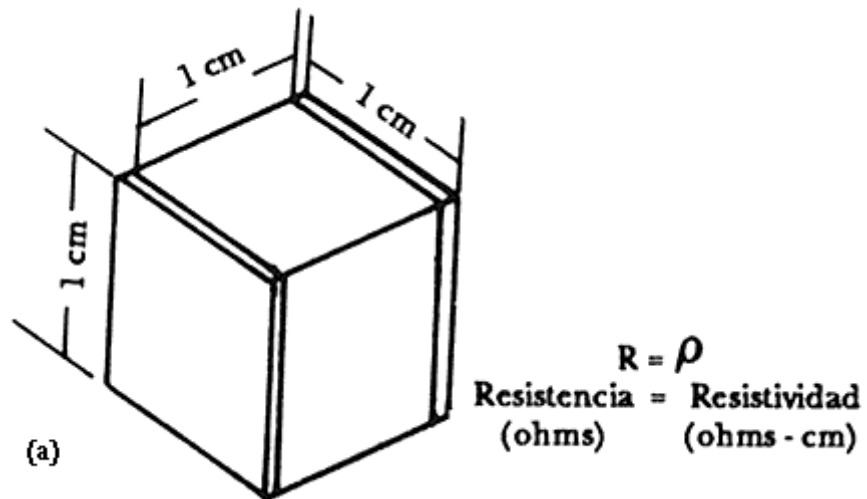
Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

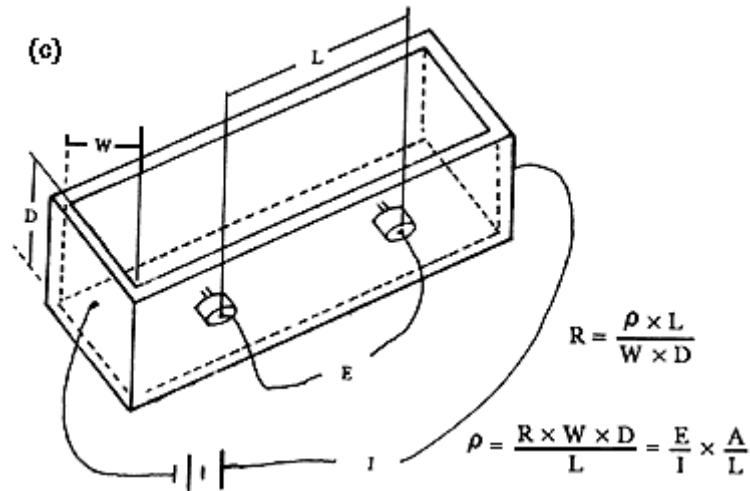
1.2 MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO

Para determinar si puede utilizarse la protección catódica para prevenir la corrosión de una estructura enterrada, se debe conocer, en primer lugar, cómo medir la resistividad del suelo o terreno.

1.2.1 Unidades de resistividad del suelo. La unidad de resistividad del suelo es el ohm-centímetro (**W-cm**). La resistividad de un suelo determinado es igual numéricamente a la resistencia que ofrece el terreno contenido en un cubo de 1 cm de arista, que se mide entre las caras opuestas del cubo (véase figura 1).

Figura 1. (a) La resistividad (ρ) en W-cm es numéricamente igual que la resistencia (R) en ohms en un cubo de un cm de arista. (b) Resistencia de un sólido rectangular. (c) Caja de suelo.





Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

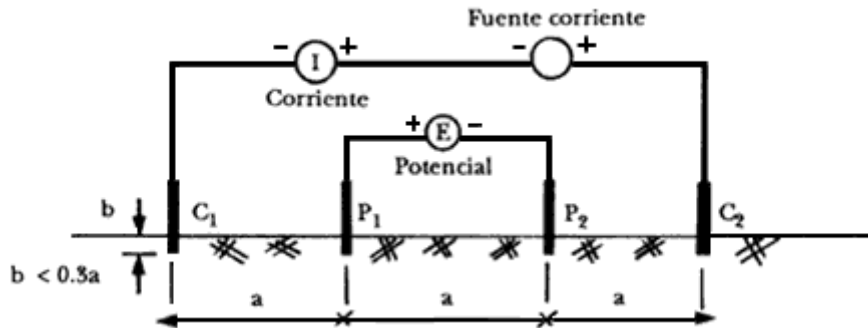
La resistencia de un sólido rectangular está dada por:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{W \cdot D}$$

en donde **W**, **L** y **D** son las dimensiones (en cm), como se ve en la figura 1, y ρ es la resistividad (en **W cm**) para que las unidades sean consistentes. La resistencia entre dos terminales de forma y tamaño cualquiera, en contacto con un terreno, está determinada por la relación entre el tamaño y la distancia entre las terminales y por la resistividad del suelo. En casos sencillos se puede determinar la resistencia, pero la complejidad matemática a menudo es muy grande.

1.2.2 Determinación de la resistividad por el método de los cuatro electrodos. En la práctica de la ingeniería de la corrosión se requiere medir la resistividad de grandes extensiones y a menudo, a una cierta profundidad. Para ello se utiliza el método de Wenner, más conocido como método de los 4 electrodos. El circuito básico se presenta en la figura 2.

Figura 2. Medición de la resistividad del suelo por el método de Wenner o de los cuatro electrodos. La distancia (b) o sea la profundidad a la que está enterrada el electrodo (barra de cobre o acero) debe ser pequeña comparada con la distancia (a) entre los electrodos.



Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

La resistividad se determina a partir de:
$$\rho = 2\pi a \frac{E}{I}$$

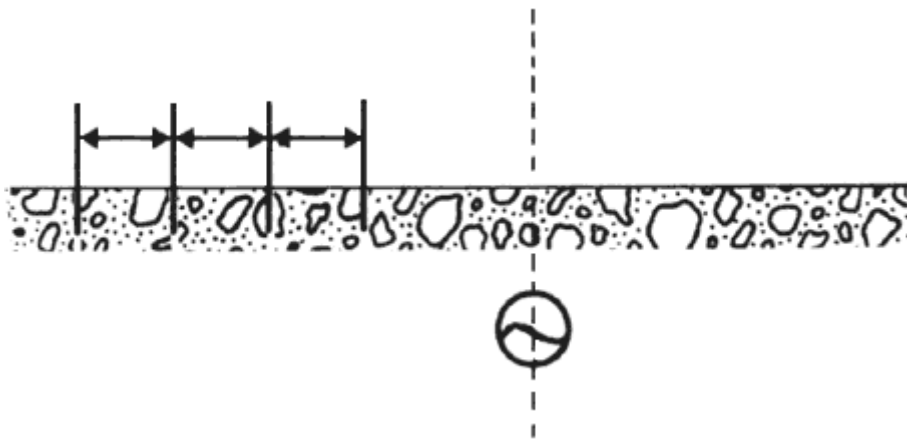
La medida que se obtiene es un valor promedio a una profundidad aproximadamente igual que el espaciado entre los electrodos. Es costumbre efectuar las mediciones de resistividad con un espaciado entre electrodos previamente establecido. Así, con espaciados de 5 pies 2 1/2 pulgadas, 10 pies 5 pulgadas y 20 pies 10 pulgadas, el producto $2\pi a$ respectivamente toma los valores de 1 000, 2 000 y 4 000, lo que facilita el cálculo.

Los detalles de la operación varían de acuerdo con el instrumento particular empleado, pero el principio es común a todos. Se entierran cuatro varillas de cobre equiespaciadas, y se conectan las dos externas (C_1 y C_2 en la figura 2) a las terminales de la fuente de corriente, y las dos internas (P_1 y P_2 de la misma figura) a un medidor potencial (voltímetro). Nótese que se mide la resistencia entre las dos varillas internas o electrodos de potencial; las dos varillas externas sirven para introducir corriente en el suelo.

El valor obtenido corresponde a la resistividad promedio a una profundidad aproximadamente igual al espaciado entre los electrodos.

La presencia de estructuras metálicas enterradas puede alterar los resultados de la medición. En este caso se aconseja realizar el alineamiento de los cuatro electrodos perpendicularmente a la estructura enterrada (Figura 3).

Figura 3. Disposición correcta de los cuatro electrodos para la medida de la resistividad en presencia de una tubería enterrada.



Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

La investigación de la resistividad de un suelo consiste, por lo general, en una serie de medidas tomadas a lo largo de una línea, y se utiliza normalmente el método de los cuatro electrodos. Las lecturas deben tomarse de acuerdo con un procedimiento sistemático. Un método recomendable seguiría los siguientes pasos:

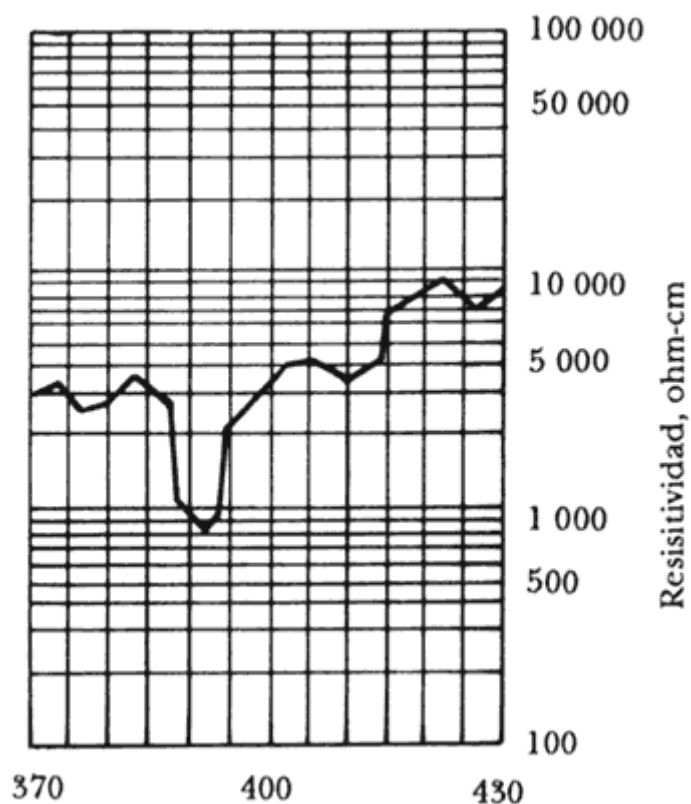
1. Deben efectuarse lecturas al menos cada 400 pies (1 pie = 12 cm).
2. Deben realizarse medidas donde exista un cambio visible en las características del suelo.

3. Dos lecturas sucesivas no deben diferir por más de 2:1. Cuando una lectura difiere de la precedente por mayor cantidad que la relación anterior, es necesario volver atrás y rehacer la lectura; esto debe repetirse hasta que se cumpla con la condición.
4. Como una excepción a la regla anterior, no será necesario tomar 2 lecturas a distancias menores de 25 pies.
5. Como otra excepción a la regla, ésta no debe aplicarse cuando el valor más bajo de las dos lecturas es mayor que 20 000 W-cm.

Para este tipo de investigaciones deben efectuarse mediciones de la resistividad del suelo a la profundidad a la cual va a estar enterrada la tubería. El método de los cuatro electrodos debe emplearse con un espaciado entre varillas de aproximadamente una vez y media la profundidad de la tubería. Muy a menudo, se escoge un espaciado de 5 pies 2 pulgadas y media para este propósito (lo cual supone que el producto $2pa$ es igual a 1000).

Los resultados obtenidos por este procedimiento se grafican en un diagrama que represente la longitud de la línea (figura 4). La escala de resistividad es logarítmica, ya que es más importante la relación de resistividades que sus diferencias. A partir de estos diagramas se pueden localizar fácilmente los "puntos calientes" o sea las áreas de mayor corrosividad del suelo.

Figura 4. Perfil de resistividad de un suelo. Las mediciones de resistividad se colocan en el eje de ordenadas (utilizando una escala logarítmica y las distancias a lo largo de la tubería, en el eje de abscisas (escala métrica).



Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

1.3 CORROSIÓN POR AIREACIÓN DIFERENCIAL

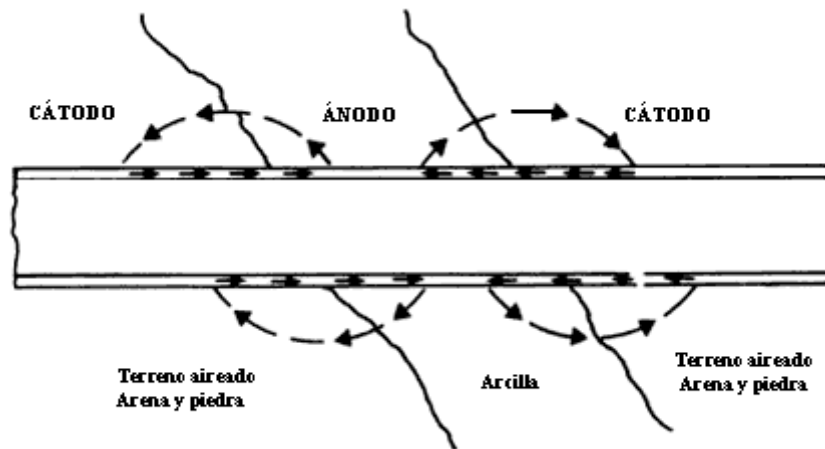
En cualquier electrolito que se pueda pensar que sea homogéneo existen frecuentemente diferencias en la concentración de aire disuelto. Esta es una causa de corrosión puesta en evidencia por Evans (llamada aireación diferencial o efecto Evans). Si una tubería metálica se encuentra en un terreno donde exista una concentración diferente de oxígeno, la parte menos oxigenada será la zona anódica y por tanto será la que sufrirá los efectos de la corrosión.

Este fenómeno se verá agravado si la tubería, a partir de una cierta longitud, atraviesa terrenos de naturaleza diferente, ya que puede ser muy distinta la

permeabilidad al aire en cada uno de sus componentes y por tanto mayores sus diferencias en la concentración de oxígeno (Figura 5).

Figura 5. Corrosión por aireación diferencial.

Corrosión de una tubería que atraviesa terrenos de naturaleza diferencial.



Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

1.4 CORRIENTES VAGABUNDAS

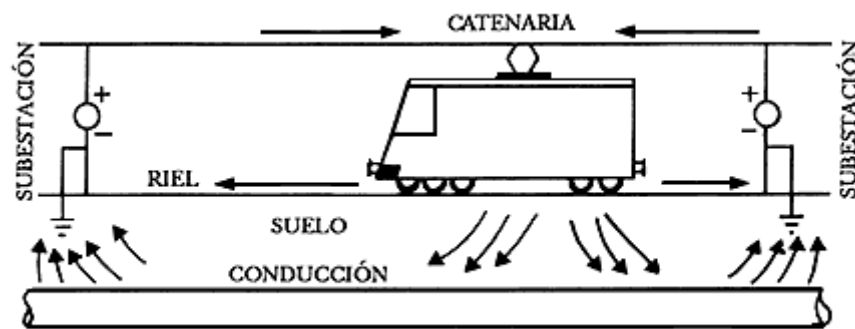
Con el término corrientes vagabundas o parásitas se designa a aquellas corrientes eléctricas que circulan en el suelo fuera de los circuitos previstos. La intensidad de estas corrientes con frecuencia es variable y depende esencialmente de la naturaleza y funcionamiento de la fuente que las emite: tracción eléctrica, subestaciones, etcétera.

La corriente eléctrica busca siempre recorridos de menor resistencia y por esta razón sigue con facilidad las canalizaciones metálicas enterradas y en particular las envolturas metálicas de los cables eléctricos y telefónicos.

La corrosión se produce siempre en los lugares en donde la corriente sale de la estructura que ha recorrido, provocando una disolución anódica tanto más peligrosa cuanto más localizada esté.

La figura 6 ilustra el mecanismo de la corrosión de una tubería motivada por la acción de corrientes vagabundas que provienen de un sistema de tracción eléctrica.

Figura 6. Mecanismo de corrosión de una tubería por efecto de las corrientes vagabundas que provienen de un sistema de tracción eléctrica.



Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

1.5 CONTROL DE LA CORROSIÓN

1.5.1 Recubrimientos. En términos generales, un recubrimiento anticorrosivo se define como una mezcla o dispersión relativamente estable de un pigmento en una solución de resinas y aditivos. Su composición o formulación debe ser tal que al ser aplicada una capa delgada sobre un substrato metálico, sea capaz de formar una película seca uniforme que actúe como una barrera flexible, adherente y con máxima eficiencia de protección contra la corrosión; la durabilidad de la película depende fundamentalmente de su resistencia al medio corrosivo y de la facultad

de permanecer adherida al sustrato metálico; la eficiencia de protección contra la corrosión además de considerar los factores anteriores depende de la habilidad de la película de recubrimiento para impedir el acceso de los agentes corrosivos al sustrato metálico.

Considerando la variedad de recubrimientos anticorrosivos disponibles en el mercado, es posible señalar tres mecanismos generales de protección anticorrosiva:

- COMO BARRERA IMPERMEABLE.

Dado que las moléculas de resina se unen o enlazan en tres direcciones ocluyendo al pigmento esto da como consecuencia la formación de una barrera que en mayor o menor grado, dependiendo de la calidad del recubrimiento, impide la difusión de los agentes de la corrosión al sustrato.

- PASIVACIÓN.

El depósito de recubrimiento sobre el sustrato metálico inhibe los procesos anódicos y catódicos de la corrosión, incluso actúa como un material dieléctrico (alta resistencia eléctrica) que impide el flujo de electrones.

- PROTECCIÓN CATÓDICA.

Cierto tipo de recubrimientos con alto contenido de Zinc como pigmento, actúan anódicamente al ser aplicados sobre el Acero. En este caso el sustrato metálico es sujeto a una protección catódica con el Zinc como ánodo de sacrificio y no por la formación de una película impermeable.

Otras características de los recubrimientos son las siguientes:

- ✓ Eficaz aislante eléctrico
- ✓ Aplicación a la tubería con un mínimo de defectos
- ✓ Buena adherencia a la superficie de los tubos
- ✓ Capacidad para resistir el desarrollo de defectos puntuales con el tiempo
- ✓ Capaz de resistir a los daños ocasionados durante el manipulación, almacenamiento, y la instalación.
- ✓ Capacidad para mantener sustancialmente resistividad eléctrica constante con el tiempo.
- ✓ Resistencia al desprendimiento
- ✓ Resistencia a la degradación por agentes químicos
- ✓ Facilidad de reparación
- ✓ No tóxico para el medio ambiente
- ✓ Resistencia superficial a los cambios y deterioro durante el almacenamiento y transporte a largas distancias.

Factores típicos a considerar cuando se selecciona recubrimiento exterior incluyen:

- ✓ Tipo de medio ambiente
- ✓ Accesibilidad a los sistemas de tuberías
- ✓ Temperatura de funcionamiento del sistema de tuberías
- ✓ La temperatura ambiente durante solicitud, envío, almacenamiento, construcción, instalación, y pruebas de presión.
- ✓ Aspecto geográfico y ubicación física
- ✓ Tipo de recubrimiento exterior en los actuales sistemas de tuberías
- ✓ Manipulación y almacenamiento
- ✓ Métodos de instalación de las tuberías
- ✓ Costos, y
- ✓ Requisitos de preparación superficial de la tubería.

El sistema de recubrimiento exterior es adecuadamente seleccionado y aplicado para garantizar que se obtiene una adecuada adherencia. Los recubrimientos deteriorados pueden crear blindaje eléctrico de la tubería que podría poner en peligro la eficacia del sistema de protección catódica.

La tabla 4. Presenta un listado de los tipos de recubrimiento exterior, mostrando las referencias adecuadas de especificaciones de materiales y prácticas recomendadas para su aplicación.

Tabla 4. Sistemas genéricos de recubrimiento exterior según las necesidades de material y métodos recomendados para la aplicación.

SISTEMAS GENÉRICOS	REFERENCIA
Coal Tar	ANSI/AWWA C 203
WAX	NACE Standard RP0375
Películas prefabricadas	ANSI/AWWA C 214
	ANSI/AWWA C 209
Recubrimiento Fusion-Bonded Epoxy (FBE)	Peabody's Control of Pipeline Corrosion
	ANSI/AWWA C 213
	API RP 5L7
	CSA Z245.20M
Recubrimientos de poliolefina	NACE Standard RP0394
	NACE Standard RP0185
	DIN 30 670
	ANSI/AWWA C 215

Fuente: NACE RP 0502-2002

La tabla 5 es una agrupación de referencias para el uso general durante la instalación e inspección, independientemente del tipo de recubrimiento.

Tabla 5. Referencias para uso general de aplicación e inspección de los sistemas de recubrimiento exterior de tuberías enterradas

TEMA	REFERENCIA
Aplicación de recubrimientos orgánicos gasoducto	ANSI/AWWA C 203 NACE Standard RP0375 Peabody's Control of Pipeline Corrosion ANSI/AWWA C 213 API RP 5L7 CSA Z245.20M
Espesor de película de los recubrimientos de tuberías	ASTM G 128
Inspección de recubrimientos de tuberías	NACE Standard RP0274

Fuente: NACE RP 0502-2002

- **Almacenamiento y manipulación**

Los tubos recubiertos deben almacenarse protegidos interna y externamente de la corrosión atmosférica y del deterioro del recubrimiento. Los daños a la capa pueden ser minimizados mediante el uso cuidadoso y manejo correcto de eslingas.

- **Inspección**

El personal calificado debe mantener cada fase de la operación e instalación del recubrimiento de tuberías bajo vigilancia.

Preparación de la superficie, primer solicitud, espesor del recubrimiento, temperatura, acople, y otros requisitos específicos, se deben revisar periódicamente, utilizando procedimientos de prueba apropiados, para la conformidad con las especificaciones.

La utilización de detectores de porosidad son recomendados para la detección de fallas de recubrimiento que no se observaron visualmente. El detector de porosidad debe ser operado de conformidad con las instrucciones del fabricante y en un nivel de voltaje apropiado para las características eléctricas del sistema de recubrimiento.

- **Instalación**

Articulaciones, accesorios y conexiones deben estar revestidos con un material compatible con el recubrimiento existente.

Los defectos en el recubrimiento deben ser reparados.

Los materiales empleados para la reparación de los recubrimientos deben ser compatibles con el recubrimiento de tuberías existente.

El fondo de la zanja debe ser clasificado y libre de rocas u otros objetos extraños que puedan dañar el recubrimiento externo o causar blindaje eléctrico. En condiciones difíciles, el examen se debe dar a la tubería de relleno o la zanja inferior.

La tubería se debe ubicar con cuidado en la zanja para evitar daños recubrimiento exterior.

Se debe tener cuidado durante el relleno de manera que las rocas y los desechos no golpeen y generen daños al recubrimiento de la tubería.

Se ejercerá cuando se utilizan materiales sueltos, tales como envoltorios, espuma de uretano no conductor, rocas y encamisados alrededor de tuberías como protección contra daños físicos o para otros propósitos, ya que estos materiales

pueden crear un blindaje eléctrico sentido que sería perjudicial a la eficacia de la protección catódica.

Cuando una tubería viene sobre el suelo, deberá limpiarse y aplicar recubrimiento exterior, o envolver en un material adecuado, para la prevención de la corrosión atmosférica.

Debe utilizarse Inspección Visual y eléctrica en el servicio de recubrimientos de tuberías para evaluar el desempeño de un sistema de recubrimiento exterior.

Estas inspecciones pueden llevarse a cabo donde la tubería se excava o en los agujeros de prueba realizados con fines de inspección.

1.5.2 Lastre de concreto. El lastrado de tuberías es el proceso de agregarle peso a la tubería mediante concreto reforzado en forma de camisa continua, para asegurar su estabilidad en el fondo de un cuerpo de agua.

Es aplicado a todo tipo de tuberías metálicas con diámetros y espesores diversos que transportan hidrocarburos, agua o nitrógeno, sumergidas en el mar, cruces de ríos, arroyos, lagunas, pantanos o zonas inundables, donde se especifique según diseño.



Figura 7. Almacenamiento de tubos lastrados.

Los materiales empleados en la elaboración del lastre son: acero, grava, arena, cemento, mineral de hierro ó barita, aditivos y agua.

1.5.2.1 Colocación del lastrado de concreto. La colocación del lastrado de concreto debe hacerse en planta, usando el equipo y maquinaria capaz de producir un recubrimiento uniforme en espesor, densidad y consistencia de la mezcla.

La colocación se debe hacer dentro de los treinta minutos siguientes a la incorporación del agua a la mezcla.

Cuando se requiera colocar más de una capa de concreto para producir el espesor deseado, el tiempo entre la colocación de la primera y la última capa no debe exceder de 30 minutos. Si el lapso de tiempo es excedido, el concreto debe removerse y el tramo de tubería debe ser revestido nuevamente.

Los extremos del lastrado de concreto deben tener un bisel de 60° o menor.

Los extremos del tubo deben estar libres de concreto en una distancia de 38.1 cm (15 pulgadas), para facilitar las uniones de campo. En cualquier caso se debe respetar el peso total requerido del tubo.

La parte no recubierta de la tubería, debe estar limpia y libre de salpicaduras de concreto, aceite, grasa, entre otros.

La frecuencia de verificación de los parámetros señalados en este punto debe ser continua, conforme el proceso lo permita.

En caso de lluvia y/o condiciones atmosféricas adversas, deben taparse con lonas los tubos que hayan sido lastrados en ese día, se tomará la decisión de suspender

ó continuar el proceso de lastrado, garantizando que el lastrado no perderá sus propiedades de diseño, en caso de demostrarse lo contrario, será rechazada la producción.

1.5.2.2 Espesor del recubrimiento de concreto. El lastre de concreto requerido, para garantizar la estabilidad hidrodinámica y el coeficiente de flotación negativa, debe tener los espesores indicados en la ingeniería de proyecto.

El recubrimiento de concreto debe tener un espesor uniforme, alrededor de la circunferencia de la tubería y sus tolerancias están comprendidas en los siguientes valores [13]:

- Mínimo: 0.00 mm (0.00 pulgada)
- Máximo: 6.35 mm (0.25 pulgada)

El diámetro exterior de la tubería revestida será tomado como la media aritmética de 5 (cinco) diámetros, medidos a distancia igualmente espaciada, a lo largo de la tubería.

En caso de no cumplirse con estas tolerancias, la tubería será rechazada y revestida nuevamente.

1.5.3 PROTECCIÓN CATÓDICA DE TUBERÍAS ENTERRADAS

La protección catódica es un sistema de protección contra la corrosión ampliamente difundido hoy día tanto en el campo naval como en el de la industria. Este procedimiento tiene como fundamento la polarización, a potenciales más negativos, de la superficie metálica hasta alcanzar un grado de polarización, en el cual se acepta que dicha superficie metálica es inmune a la corrosión.

Según Pourbaix, en sus estudios sobre el equilibrio electroquímico del acero, el estado de inmunidad de este metal tiene lugar cuando su solubilidad en el electrólito es menor a 10^{-6} moles por litro, es decir, 0,056 mg/l. Esto corresponde a un potencial de disolución, con respecto al electrodo de referencia de hidrógeno 1 N, de -530 mV. El acero tiene, en condiciones naturales, un potencial de disolución próximo a -300 mV, respecto al electrodo de referencia de hidrógeno 1 N, con variaciones que dependen de la naturaleza química y condiciones físicas del electrólito (temperatura por ejemplo).

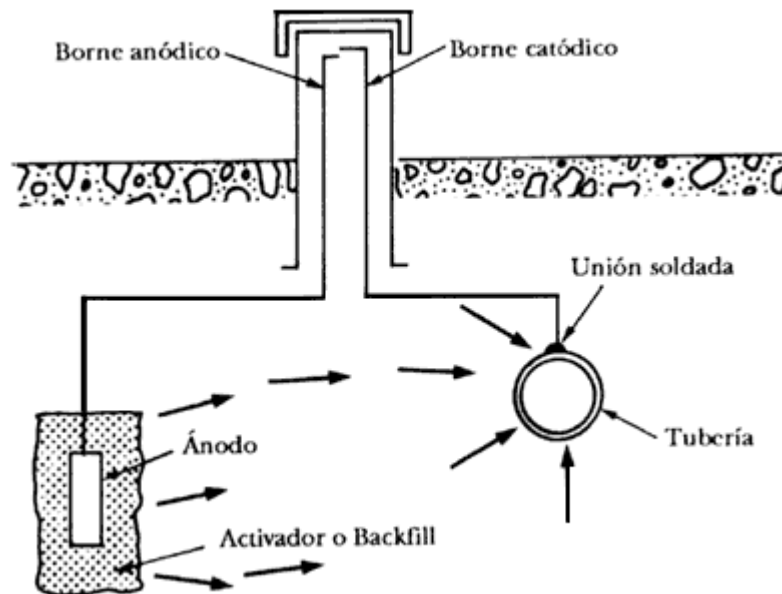
El electrodo de hidrógeno solo se utiliza en laboratorio, debido a su fragilidad. En el campo de la protección catódica se utilizan el electrodo de Cu/CuSO₄ saturado, el de Ag/AgCl y el de Zn electrolítico, con una pureza de 99,99 %. Otro electrodo de referencia es el de calomelanos, si bien su uso habitual es en laboratorios. El electrodo de Cu/CuSO₄ es el más habitual para medir potenciales de metales enterrados, siendo el potencial de inmunidad generalmente aceptado, para este electrodo, de -850 mV. Cuando el electrólito es agua se suele emplear el electrodo de Ag/AgCl, siendo el potencial de inmunidad, respecto a este último electrodo, 800 mV en agua de mar y de -780 mV si es en solución de KCl saturada.

Los potenciales de polarización a inmunidad mencionados son para el acero al carbono en las condiciones más normales, pero en condiciones especiales (como arena aireada, hormigón arena de río lavada) y otros metales o aleaciones de acero, los criterios de inmunidad puede ser otros.

1.5.3.1 Protección con ánodos de sacrificio. Se une eléctricamente la tubería de hierro al ánodo galvánico, generalmente Zn o Mg. Un esquema simple de montaje está representado en la figura 7. La distancia mínima entre el ánodo y la tubería debe ser de 3 metros y deben utilizarse cables de conexión de bastante grosor para evitar las caídas de tensión. Hay que cuidar también muy particularmente la unión del cable con el alma de acero del ánodo. Este cable

debe de estar siempre bien aislado evitando un consumo innecesario de corriente para lograr su protección.

Figura 8. Esquema del montaje de un sistema de protección catódica de una tubería enterrada con un ánodo de sacrificio.



Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

Cuando los ánodos están en contacto directo con el suelo, se recubren con frecuencia de una capa muy resistente. Esta capa ocasiona un aumento sensible de la resistencia de los ánodos con tendencia a pasivarlos, hasta el punto de hacerlos inoperantes. Para remediar la influencia desfavorable de estos factores sobre el proceso de disolución de los ánodos de sacrificio, se coloca a su alrededor un medio químico artificial. Este medio químico, que podemos llamar "activador" (véase la figura 7), es más conocido en la terminología de la ingeniería de la corrosión por la palabra inglesa "backfill", y debe ejercer tres funciones principales:

- 1) Reducir la resistencia de contacto ánodo-suelo.
- 2) Estabilizar el potencial del ánodo, evitar la polarización y asegurar una fuente segura de corriente.
- 3) Mejorar el rendimiento, disminuyendo la corrosión espontánea y consiguiendo un ataque del ánodo uniforme.

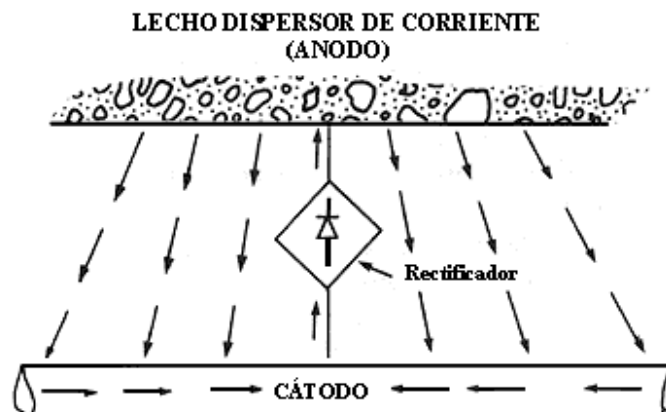
Numerosos productos químicos han sido utilizados en la composición del "activador o backfill", como por ejemplo la arcilla ordinaria, la bentonita, el sulfato de calcio, la cal, el hidróxido de sodio, el dicromato de sodio, el cloruro de sodio, el sulfato de sodio, el de magnesio, etc. Los activadores a veces están constituidos por un solo compuesto, pero lo más frecuente es que sean mezclas binarias o ternarias. Entre los productos citados, el yeso y la bentonita son los de uso más corriente, ya que permiten preparar activadores muy eficaces, posiblemente en virtud de su propiedad de retener el agua.

El empleo de la mezcla formada por arcilla y yeso para los ánodos de Zn permite obtener un rendimiento elevado. En la práctica, las mezclas de yeso y arcilla se realizan en las siguientes proporciones:

- arcilla 50 %- yeso 50 %
- arcilla 25%- yeso 75 %

1.5.3.2 Protección con corriente impresa. En este caso, se obtiene la protección de la tubería conectándola al polo negativo de una fuente de alimentación de corriente continua. El polo positivo (ánodo) está constituido generalmente por grafito, aleaciones de plomo o aleación de hierro y silicio. La corriente que sale del ánodo llega a la tubería que se trata de proteger según el esquema de la figura 8.

Figura 9. Sentido de la corriente de un sistema de protección catódica con corriente impresa de una tubería.



Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

Normalmente las tuberías, además de la protección catódica, llevan un sistema de protección a base de sustancias bituminosas de 3 a 6 mm de espesor, lo que les proporciona un buen aislamiento. También se utilizan mucho para este fin las bandas adhesivas de cloruro de polivinilo (PVC). En tabla 6 se dan algunos valores para la protección de una tubería en función de la resistencia del recubrimiento y del diámetro del conducto.

Tabla 6. Densidad de corriente necesaria (en mA/km), para la protección de una tubería enterrada en función de la resistencia del recubrimiento y del diámetro del conducto.

Diámetro del conducto (mm)	mA/km		
	1 000 Ω/m^2	10 000 Ω/m^2	100 000 Ω/m^2
150	150	15	1.5
300	300	30	3.0
400	400	40	4.0
600	600	60	6.0

Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

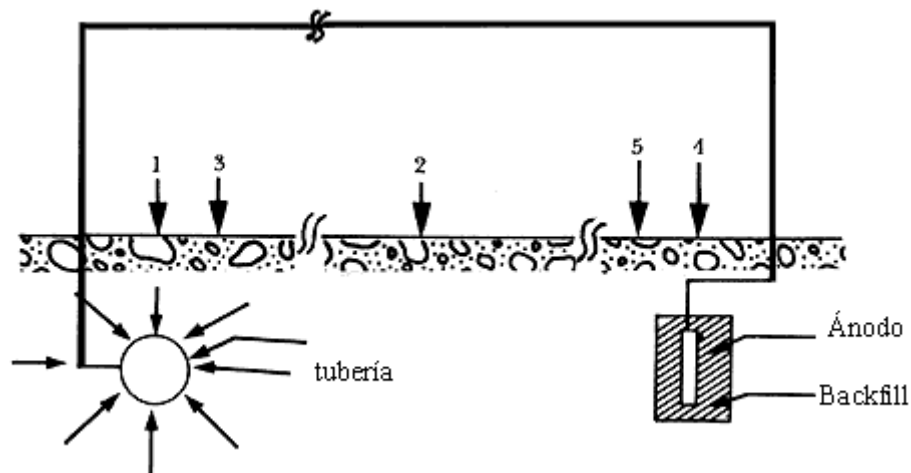
Tal como se ha indicado en la figura 8 para que el reparto de corriente sea bueno los ánodos deben estar lo más lejos posible del conducto; se recomienda una distancia mínima de 50 metros.

En determinados casos o cuando se crea oportuno, los ánodos pueden ir en un lecho de bentonita o polvo de coque; esto crea un medio homogéneo, húmedo y de baja resistividad alrededor del ánodo, con lo que aumenta su diámetro aparente.

Como ya se ha señalado, el potencial al que hay que llevar la tubería es de -0.85 V con respecto al electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ saturado.

1.5.3.3 Medición del potencial de una estructura enterrada. La medición se realiza con ayuda de un electrodo de referencia de Cu/CuSO₄ saturado y un voltímetro de alta impedancia de entrada.

Figura 10. Posiciones del electrodo de referencia en la medida de potencial de una estructura enterrada (potencial tubería-suelo).



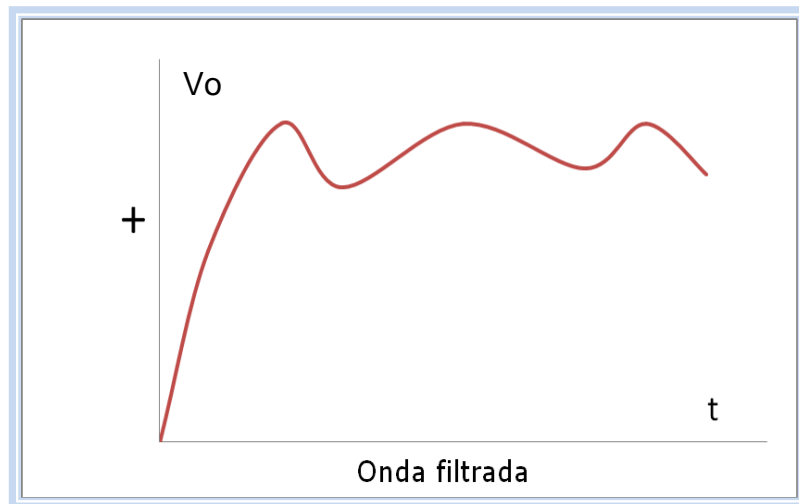
Fuente: ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

1.6 CORRIENTE DIRECTA O CONTÍNUA

La corriente continua (CC en español, en inglés DC, de *Direct Current*) es el flujo continuo de electrones a través de un conductor entre dos puntos de distinto potencial. A diferencia de la corriente alterna (CA en español, AC en inglés), en la corriente continua las cargas eléctricas circulan siempre en la misma dirección (es decir, los terminales de mayor y de menor potencial son siempre los mismos). Aunque comúnmente se identifica la corriente continua con la corriente constante (por ejemplo la suministrada por una batería), es continua toda corriente que mantenga siempre la misma polaridad.

1.6.1 Conversión de corriente alterna en continua:

Figura 11. Rectificación de la tensión en corriente continua.



Fuente: Autor

Este proceso, denominado rectificación, se realiza mediante dispositivos llamados rectificadores, basados en el empleo de tubos de vacío y actualmente, de forma casi general, mediante diodos semiconductores o tiristores.

1.6.2 Polaridad. Generalmente los aparatos de corriente continua no suelen incorporar protecciones frente a un eventual cambio de polaridad, lo que puede acarrear daños irreversibles en el aparato. Para evitarlo, y dado que la causa del problema es la colocación inadecuada de las baterías, es común que los aparatos incorporen un diagrama que muestre cómo deben colocarse; así mismo, los contactos se distinguen empleándose convencionalmente un muelle metálico para el polo negativo y una placa para el polo positivo. En los aparatos con baterías recargables, el transformador - rectificador tiene una salida tal que la conexión con el aparato sólo puede hacerse de una manera, impidiendo así la inversión de la polaridad.

En los casos de instalaciones de gran envergadura, tipo centrales telefónicas y otros equipos de telecomunicación, donde existe una distribución centralizada de corriente continua para toda la sala de equipos se emplean elementos de conexión y protección adecuados para evitar la conexión errónea de polaridad.

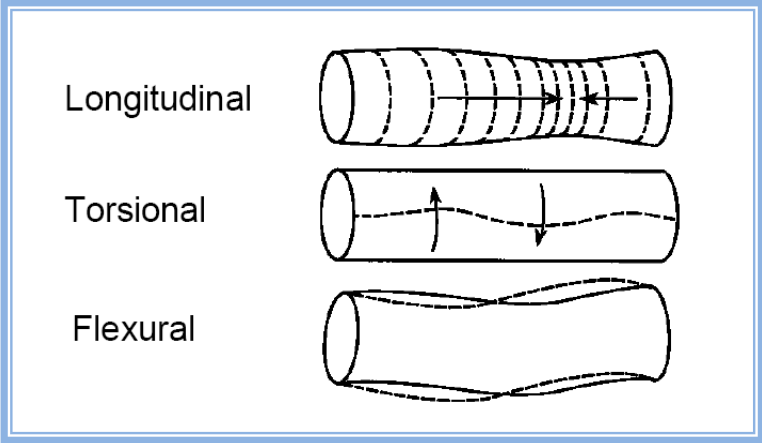
La polaridad de la circulación de la corriente continua, se establece por convenio desde el polo positivo hacia el polo negativo. No obstante el movimiento de electrones (cargas negativas) se produce desde el polo negativo al positivo. Y cada vez que se mueve un electrón deja un hueco positivo, que atrae a otro electrón. Este flujo de huecos, es el que se produce en sentido positivo a negativo.

1.7 FUNDAMENTOS DE ONDAS GUIADAS

Conocidas como ondas de λ o de placa, las cuales se propagan en la superficie de los materiales sólidos con movimientos elípticos, para estos casos la tubería actúa como una onda-guía, de allí el nombre. Estas ondas son capaces de

recorrer distancia mayores a 100 m. en condiciones ideales y se presentan en tres formas: Longitudinales, Torsionales y flexurales (Ver figura 11)

Figura 12. Modos de Onda



Fuente: SIPRE SRL

2. IDENTIFICACIÓN DE TÉCNICAS USADAS PARA INSPECCIÓN DE TUBERÍAS ENTERRADAS, SUMERGIDAS Y SUBMARINAS

Actualmente, existen diversos métodos de inspección indirecto en donde sus principios de operación permiten evaluar la integridad estructural en las tuberías enterradas sumergidas y submarinas:

2.1 Mapeo de corriente en tubería (PCM). Esta técnica permite detectar



problemas en el sistema de protección catódica producto de fallas en los aislamientos eléctricos, interconexión con otros sistemas, y defectos en el recubrimiento en tuberías enterradas.

El PCM ayuda a identificar estos problemas mediante el mapeo de un flujo de corriente alterna (AC) de 4 Hz aplicado por un transmisor a la estructura, el uso de la señal AC permite realizar la inspección evitando interferencias y a su vez imitar (duplicar, copiar) el flujo de la corriente directa del sistema de protección catódica por trabajar con una frecuencia baja de 4 Hz.

En cada punto medido se almacena magnitud, dirección y profundidad y se detecta la señal a intervalos regulares utilizando un magnetómetro (4).

El PCM ha probado ser un novedoso y preciso método de fácil operación para inspección de tuberías, consta de:

2.1.1 Transmisor. El sistema PCM la alta potencia del transmisor de largo alcance hace la señal de detección posible de hasta 32 km. Por lo tanto, se reduce el número de conexiones.

Los requisitos de los transmisores flexibles pueden utilizar la variedad de los suministros disponibles en la mayoría de las estaciones de transformador rectificador. Esto permite que el transmisor pueda prestar su máximo de salida de 150 W de potencia durante períodos prolongados, sin reemplazos costosos de batería en una simple conexión a cuatro hilos.



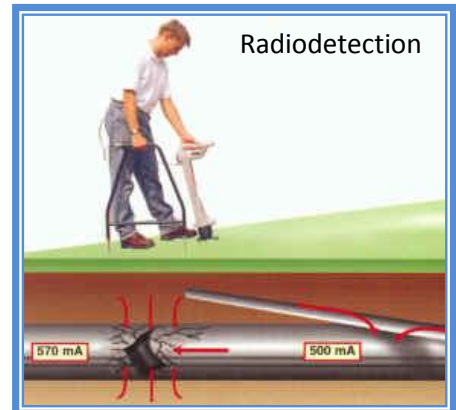
El transmisor ha sido diseñado para ser compatible con ambas redes; distribución y transmisión.

2.1.2 Receptor. El receptor de mano en primera unidad localiza la tubería, incluso en zonas muy congestionadas y, a continuación, proporciona al operador con una medición de la magnitud y la dirección de la corriente DC cercana como señal aplicada por el sistema del transmisor.



El receptor hace los cálculos necesarios y muestra los resultados en un solo paso. La medición se puede almacenar, oprimiendo un botón, en un archivo integral. Esto proporciona al operador un método que rápidamente identifica problemas del sistema de CP en los contactos metálicos y localiza las zonas de defectos en el recubrimiento. Adicionando un cable localizador de modos también permite a la unidad ser usado como un cable tradicional y localizador de tuberías.

2.1.3 Accesorio opcional Marco-A. El uso Cuidadoso del PCM dará la localización de fallas en el recubrimiento dentro de sólo unos pocos metros. La adición opcional del Marco-A permite al operador determinar la falla dentro de unas pocas pulgadas (cm), manteniendo la excavación al mínimo.



Una señal de entrada en el terreno se detecta a través de las espigas del Marco-A y amplificado por el receptor electrónico. Una flecha en la pantalla apunta a la dirección de la falla, lo que permite rápida y fácil identificación.

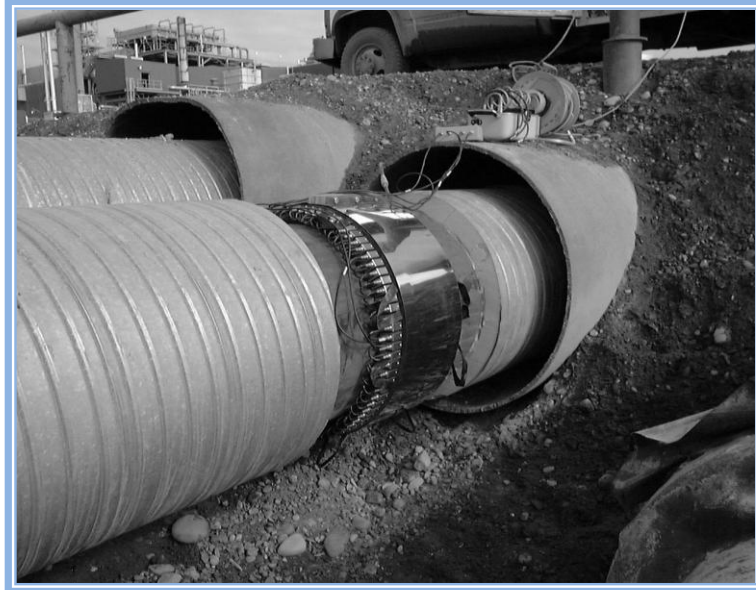
2.2 Ondas Guiadas. Esta técnica utiliza un pulso de ondas elásticas que son enviadas a través y a lo largo de la estructura, a esto se le llama onda guiada, y detecta señales reflejadas de los defectos localizados en la estructura.

Asimismo se puede detectar corrosión y fisuras transversales, además detecta y genera ondas guiadas electrónicamente en materiales ferrosos, no requiere de un medio de acople, implica un bajo costo y es versátil en configuración, frecuencia y modo de onda*.

Fue diseñada para aplicarse en tuberías enterradas ó cubiertas con aislamiento, ó simplemente aéreas pintadas y sin necesidad de sacarlas de operación.

Se requiere para realizar el "Disparo" de la Onda Ultrasónica Guiada, tener acceso en forma directa a la tubería, al que se llamará "Punto de Inspección" donde se requiere un mínimo de entre 30 a 50 cms de tubería donde será indispensable retirar cualquier tipo de aislamiento y/o recubrimiento para instalar el anillo transductor.[7]

Figura 13. Anillo transductor

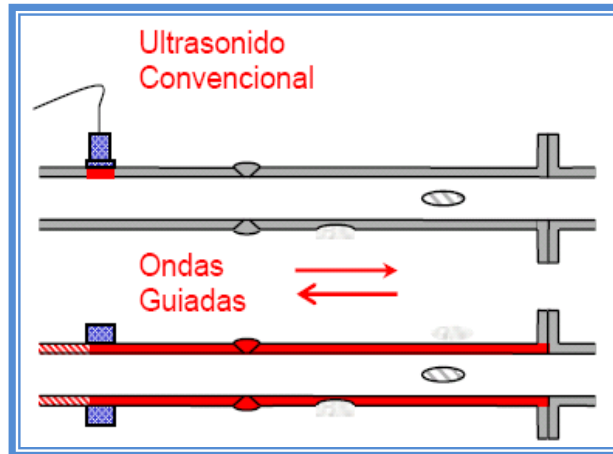


Fuente: SIPRE SRL

El alcance de la Onda Ultrasónica Guiada en cada disparo, varía de acuerdo a la transmisión de esta a través del cuerpo de la tubería que se esta inspeccionando, se estima que se puede cubrir para tuberías enterradas y con forro, de un solo disparo desde 10 metros y hasta 30 metros de cada lado del anillo, por lo que se programarían la fabricación de los “Puntos de Inspección” cada 20 a 60 metros como mínimo a lo largo de la línea enterrada.

* CIATEQ

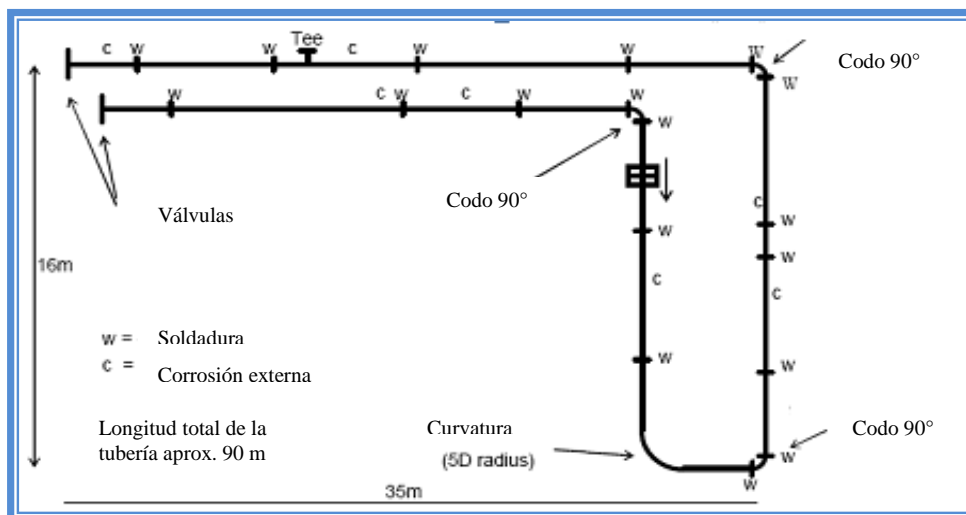
Figura 14. Diferencia entre ultrasonido convencional Vs ondas guiadas*



Fuente: Presentación de servicios y nuevas tecnologías, SIPRE SRL.

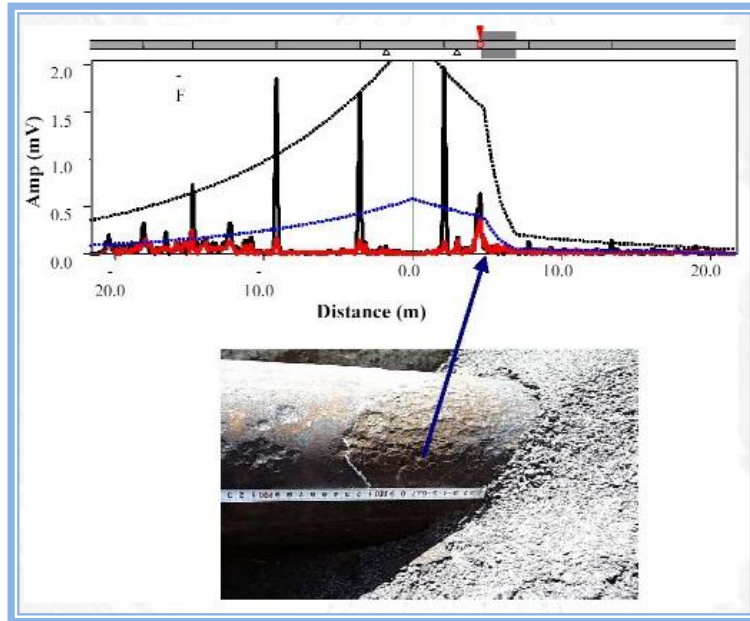
Para las líneas aéreas se estima tener un alcance mayor que puede ser desde los 20 metros y hasta 50 metros por cada lado del anillo, por lo que las distancias entre los "Puntos de Inspección" serán mayores, es decir de entre 60 a 80 metros aproximadamente.

Figura 15. Lugares que se logra inspeccionar con la técnica de Ondas guiadas



Fuente: Presentación de servicios y nuevas tecnologías, SIPRE SRL. Modificado: Autor

Figura. 16 Representación gráfica de un defecto con la técnica de ondas guiadas.



Fuente: Presentación de servicios y nuevas tecnologías, SIPRE SRL.

2.3 Técnica del Intervalo cerrado del Estudio de Potencial (CIPS)

Figura 17. Toma de potenciales CIPS en cienaga



Fuente: Autor

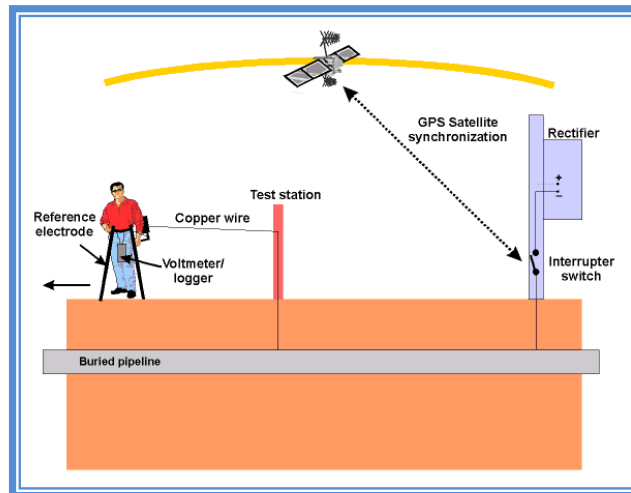
Esta técnica de inspección, desarrollada para análisis detallados de niveles de protección catódica en ductos, consiste en la medición continua de los potenciales tubo/suelo, medidos en espacios próximos. El operario camina sobre la directriz superior del ducto extendiendo un cable o alambre muy fino, que debe estar conectado al punto de medición o punto de prueba más próximo. Otro cable debe ir conectado a un par de semiceldas de cobre -sulfato de cobre- y un registrador, con el cual realizará el almacenamiento de las lecturas para el posterior análisis de los registros.

A fin de eliminar los errores de medición causados por el flujo de corriente entre la tubería y las semiceldas (caída de % 'IR'), los potenciales deben registrarse con la inyección de corriente encendida o activada (potenciales 'On') y apagada (potenciales 'Off'). Así, para obtener los potenciales 'Off' deben instalarse llaves interruptoras de corrientes, sincronizadas vía satélite, en todos los registradores que puedan afectar el tramo del ducto que se inspecciona, inclusive posibles fuentes de interferencia de otros sistemas de PC instalados en las proximidades. Para evitar efectos de despolarización de los ductos, los ciclos de interrupción de corriente deben ser efectuados en una relación de 4 a 1. Cuanto menor sea el intervalo de cada ciclo, más precisas serán las lecturas y mayor será la facilidad para la interpretación técnica de los registros.

Con el fin de obtener una mejor indicación del verdadero potencial tubería-suelo, el error de IR en el potencial asociado con lecturas de flujo de corriente a través de la tierra de la protección catódica tiene que ser minimizado. Esto logra interrumpir el flujo de corriente de la protección catódica por un instante-off de medición de potencial. En la práctica, esto significa que todas las fuentes importantes de la actual CP necesita ser interrumpido de forma sincronizada. Normalmente la salida de corriente de varios rectificadores de corriente que influyen (y también las fuentes extranjeras actuales) tiene que ser interrumpido de forma sincronizada.

Cada vez más, los dispositivos GPS se utilizan para reemplazar los dispositivos sincrónicos.

Figura 18. Técnica CIPS, de forma esquemática.



Fuente: www.cath-tech.com.co/cips.htm

La selección de un tiempo adecuado de interrupción y el momento de la medición de potencial en la interrupción del ciclo ("off") ha sido objeto de cierto debate. En la práctica, la interrupción de los ciclos tienden a variar de un segundo en fracciones de segundo, dependiendo de los instrumentos utilizados. El ciclo seleccionado "on" es más largo que el ciclo "off", límite a la despolarización de la tubería durante la recolección de datos.

Los datos registrados con potencial 'On' sirven principalmente para indicar una condición aproximada del estado del recubrimiento de los ductos, ya que en los sitios de buena calidad del recubrimiento los perfiles de los potenciales deben mantenerse estables, y en los sitios donde existen defectos, el registrador mostrará un 'pico' de potencial. El pico será tanto o más intenso cuanto mayor sea el defecto del recubrimiento.

En sitios donde el recubrimiento esté dañado en trechos largos, el perfil de los potenciales registrados será inestable, con numerosos 'picos' visibles en el gráfico generado por el registrador digital de gráficos, y podrá observarse una caída generalizada de los valores de los potenciales.

Los datos registrados con potencial 'Off' ya sirven para identificar los niveles exactos de polarización sobre los ductos y, si fueran inferiores a -850 mV, indicarían niveles inadecuados de protección, con posibilidad de corrosión. Si fueran superiores a -1.140 mV, revelarían polarización excesiva, lo que resultaría en daños graves al recubrimiento en esos sitios.[1]

2.4 Direct Current Voltage Gradient (DCVG)*. La técnica gradiente de voltaje en corriente directa (DCVG, por sus siglas en ingles: Direct Current Voltage Gradient) es una novedosa técnica para realizar estudios de localización y determinación del tamaño de defectos en el recubrimiento de tuberías enterradas.

La técnica se fundamenta en la medición de los gradientes del voltaje en el suelo sobre una tubería protegida catódicamente. Una característica distintiva de esta técnica es que incluso los defectos pequeños se pueden localizar, con una exactitud de alrededor de 10 centímetros (4 pulgadas).

En la técnica DCVG, la detección de los defectos en el recubrimiento se realiza mediante la medición de gradientes de voltaje en la superficie del suelo, sobre la tubería, y haciendo uso de un voltímetro analógico y de dos electrodos de cobre inmersos en una solución saturada de sulfato de cobre (Cu/CuSO₄).

Los electrodos de Cu/CuSO₄ al ser puestos en contacto con la superficie del suelo, permiten detectar, los gradientes de voltaje que se encuentren presentes en un determinado momento por la impresión asíncrona (la señal que se aplica es

* Centro de investigación en materiales avanzados, s.c, división de deterioro de materiales e integridad estructural / grupo corrosión.

2.4.1 Equipo básico:

Figura 20. Bastones y electrodos de Cu/CuSO₄



Figura 21. Interruptor de corriente



Figura 22. Maletín



Figura 23. Voltímetro analógico



2.1.4.2 Principios y condiciones para la inspección DCVG:

- Señal y/o pulso de inspección 150 – 200 mv máximo 2000-2200 mv.
- Si es necesario hay que instalar un sistema de protección catódica (SPC) temporal para obtener la señal adecuada.
- El SPC temporal pueden ser alimentado con baterías o un generador portátil de corriente continua y un lecho de ánodos provisional.
- Se interrumpe la corriente del SPC que brinda protección a la tubería que se va a inspeccionar con un pulso asimétrico generando gradientes de potenciales (ON – OFF) que permiten determinar la dirección de flujo de la corriente.
- El pulso es 1/3 de segundo en ON y 2/3 de segundo en OFF.
- Para medir el gradiente de voltaje la técnica utiliza un milivoltímetro muy sensitivo que registra la diferencia de voltajes entre dos electrodos de **Cu/CuSO₄** que están en contacto con la superficie del terreno.
- Durante la inspección el técnico camina sobre la tubería comprobando a intervalos regulares, si existe un gradiente de voltaje oscilante.
- Al acercarse a un defecto, la aguja del milivoltímetro empieza a oscilar apuntando en la dirección del flujo de corriente indicando que es una fuga de corriente (defecto del recubrimiento)

Una vez localizado el defecto se determina su importancia considerando los siguientes cuatro parámetros [12]:

- **Tamaño del defecto**

El tamaño del defecto se determina midiendo la diferencia de potencial entre el epicentro del defecto y la tierra remota. Este valor se expresa como una fracción del cambio de potencial de la tubería (el aumento de potencial debido a la aplicación de protección catódica) para calcular un porcentaje nominado %IR.

Los defectos son designados de acuerdo a las siguientes cuatro categorías, según sus respectivos valores de %IR [5].

Categoría 4: (61-100%IR)

Los defectos de la Categoría 1 se consideran críticos y se recomienda su reparación a corto plazo. El tamaño del área del acero expuesto al medio (tierra, electrolito) impide el buen funcionamiento de la protección catódica aumentando así el riesgo de corrosión. El inevitable consumo de corriente relacionado con estos defectos también impide la protección adecuada en zonas más remotas de los puntos de suministro de protección catódica.

Categoría 3: (36-60%IR)

Los defectos de la Categoría 3 se recomiendan para reparación a mediano plazo como parte de un programa progresivo de reparación. Aunque de momento estén adecuadamente protegidos, estos defectos son sensibles a variaciones en la eficiencia de los sistemas de protección catódica y en el futuro la protección podría resultar insuficiente.

Categoría 2: (16-35%IR)

Los defectos de la Categoría 2 se recomiendan para reparación a largo/mediano plazo según los criterios del operador de los ductos.

Categoría 1: (0-15%IR)

Los defectos de esta Categoría 1 no se consideran importantes. No se recomienda reparación dado que con un sistema de protección catódica bien mantenido los defectos quedarían bien protegidos a largo plazo.

Las cuatro categorías de %IR son empíricas y se basan en la inspección y subsiguiente excavación de miles de defectos encontrados en el recubrimiento.

- **Forma del defecto**

Operadores experimentados en el sistema de DCVG pueden determinar la longitud de los defectos de revestimiento mediante el examen de los gradientes de potencial alrededor del defecto. Estos datos proveen información crítica en cuanto a la longitud de la excavación y cantidad de materiales y recursos necesarios para efectuar las reparaciones.

- **Estado de corrosión del defecto**

El DCVG puede proporcionar en algunas circunstancias información adicional acerca del estado de corrosión de cada defecto. Se mencionó anteriormente que la técnica es capaz de determinar la dirección del flujo de corriente por la tierra que cubre los ductos. Dado que la corrosión resulta en el flujo de corriente desde los defectos y la protección catódica resulta el flujo hacia los defectos, es posible determinar el estado corrosivo sobre la superficie del acero expuesto a la tierra (electrolito).

- **Influencia del defecto respecto a interferencias**

Operadores experimentados en DCVG pueden realizar estudios de interferencias de protección catódica a tuberías ajenas, Interferencias a ductos ajenos registrarán señales de DCVG anódicas en esos ductos (una reducción de potencial debido a la aplicación de protección catódica). Interferencias de tuberías ajenas serán localizados como defectos anódicos en la tubería propia y se registrarán señales de DCVG catódicas en las tuberías ajenas.

Los datos DCVG se utilizan a veces para distinguir la dirección del flujo de la corriente en el suelo.

Debido a la corrosión los resultados del flujo da la distancia de las fallas en el recubrimiento y los resultados de la actividad electroquímica en la superficie metálica expuesta se puede determinar. Este comportamiento está determinado, mientras que el SPC es a la vez ON - OFF y es característico de los defectos individuales. En principio, hay cuatro categorías de la evaluación de la corrosión en un estado de defectos:

- ✓ C/C -catódica / catódica - Esta categoría denota los defectos que son catódicos (protegidos), mientras que exista sistema de protección catódica y siguen polarizadas cuando la protección se interrumpe o se desactiva. Ellos son los consumidores de corriente de PC, pero no se activa la corrosión.
- ✓ C/N -catódica / neutral- Esta categoría se refiere a los defectos que parecen estar protegidos, mientras cuenta con, pero retorna a un estado nativo cuando la CP es interrumpida. Estos defectos consumen corriente y se pueden corroer cuando hay un problema en el sistema de protección catódica.
- ✓ C/A -catódica / anódico- Esta categoría denota que los defectos parecen ser protegidas, mientras que el sistema de protección catódica está presente y se muestra anódico cuando el SPC se interrumpe. Debido a la interrupción del valor corresponde a el potencial en la interfaz entre la tubería y el suelo, estos defectos pueden corroer incluso cuando el sistema operativo del SPC funciona correctamente. También consumen corriente de la protección catódica.
- ✓ A/A -anódico / anódico- Esta categoría se refiere a los defectos que no reciben protección independientemente de que el sistema CP esté encendido o apagado. Ellos pueden corroerse, y pueden o no consumir corriente.

2.5 Tomografía Magnética. El diagnóstico magnético en ductos es un método de inspección de tuberías enterradas desde la superficie que permite hacer el diagnóstico completo de estado técnico del ducto.

La magnetometría es un método que consiste en medir mediante un magnetómetro las anomalías magnéticas superficiales que se registran en una determinada zona, las que podrían ser producto de la presencia de un yacimiento que contiene magnetita (Fe), ya que estos yacimientos producen un campo magnético inducido, es decir, su propio campo magnético.

El instrumento magnetométrico (SKIF) registra los cambios de campo magnético terrestre arriba del ducto y el procesamiento posterior en software convierte los valores magnéticos en valores de tensión magnética y los interpreta para detectar los defectos del metal y anomalías por tensiones.

Este método revolucionario elaborado en Rusia se aplica para inspección de gasoductos, oleoductos, poliductos, ductos metálicos en general.

El instrumento escanea en modo continuo y automático el campo magnético del ducto, posteriormente los datos se bajan a una computadora y un software especial calcula el vector sumatoria de la anomalía. Al final otro software calcula los lugares de concentración de tensiones y las clasifica según su magnitud. Posteriormente los operadores interpretan magnitudes y características de las anomalías magnéticas, localizan los concentradores de tensiones, y preparan el informe sobre ubicación y severidad de los defectos del metal desarrollados y ubicación de los segmentos sometidos a tensiones donde puede desarrollarse defectos en el futuro.

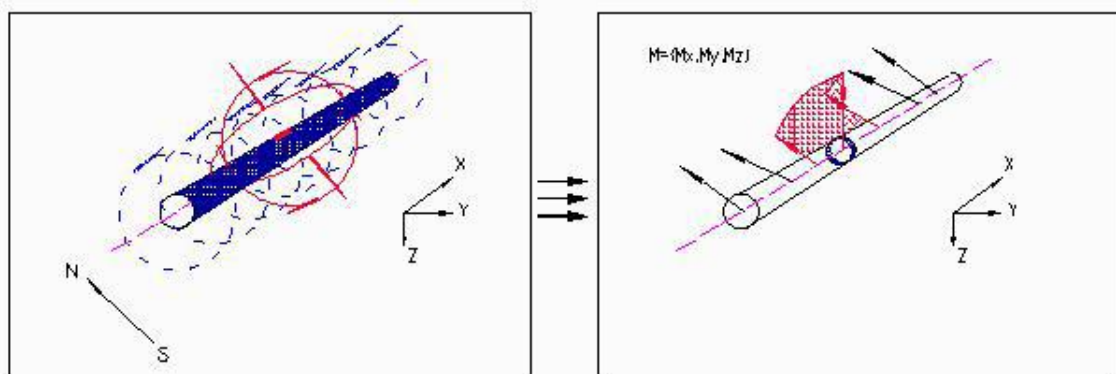
El efecto físico con el cual funciona el método, tiene el nombre del efecto magneto-elástico y magnético-mecánico.

Este efecto fue descubierto hace 100 años cuando observaron que la aguja de una brújula arriba de una probeta de metal, cambia su posición cuando se le aplica una carga mecánica a esa probeta. Durante muchos años los científicos estudiaron la relación entre tensiones mecánicas y los cambios de la derivada magnética del metal y elaboraron los métodos para localizar las líneas de concentración de tensiones. En la mayoría de casos los lugares de máxima concentración de tensiones están relacionadas con los sitios donde el campo magnético del ducto cambia su polaridad (de + a - o viceversa).

La empresa Transkor patentó y aplica desde hace varios años sus propios equipos y software para indicar las tensiones y los defectos existentes. ual funciona el método, tiene el nombre del efecto magneto-elástico y magnético-mecánico.

Figura 24. Esquema de campo magnético en el caño (defecto rojo)

Figura 25. Dibujo del vector sumatoria de un defecto con su posición horaria



Fuente: TRANSKOR

El instrumento mide el vector sumatoria del ducto por todo su diámetro, parte interior y exterior simultáneamente e indica la presencia y ubicación de anomalías en cada segmento.

La mayoría de los ductos están fabricados en metales (acero o hierro fundido) que pueden ser inspeccionados por este método que tiene la ventaja de dar alto valor informativo, velocidad rápida de control, posibilidad de hacer la inspección sin alterar el funcionamiento normal del ducto, no hay necesidad de magnetizar el ducto, etc. La inspección se realiza desde la superficie caminando por arriba del eje del ducto.

Cada metal esta compuesto de cristales que interactúan entre sí. En el caso del metal ideal los vectores magnéticos generados por rotación de los electrones, son paralelos y no presentan anomalías. Los grupos de cristales con vector uniforme forman los grupos que se llaman dominios magnetizados. Cada dominio tiene su valor y vector direccional y, lo que es mas importante, los vectores son diferentes

En caso de presencia de un campo magnético externo (como el campo magnético de la Tierra) el valor magnético de los dominios aumenta o disminuye según el sentido de acción de campo magnético externo. Si la acción magnética externa no es muy fuerte, los dominios vuelven a su posición inicial, y la acción externa termina. Pero si el campo externo es fuerte, los dominios no vuelven a su posición inicial. Este fenómeno irreversible se llama histéresis magnética.

Existen otras causas que pueden hacer cambiar el valor del vector de cada dominio. Esos cambios pueden ocurrir bajo la acción de las cargas mecánicas según los efectos magneto elástico y magneto mecánico.

El método trabaja a base de esos principios:

El ducto enterrado está sometido a varias cargas mecánicas que se distribuyen y concentran tensiones. El instrumento SKIF lee esas áreas de concentración de tensiones mecánicas y lugares sin anomalías. Los lugares con anomalías no tiene suficiente resistencia a las fuerzas de ruptura, y las velocidades de corrosión y desarrollo de los defectos se aceleran.

Como resultado el método según los cambios en el campo magnético indica los lugares que tienen estructura débil del metal causada por tensiones o defectos. Los datos de revelamiento del campo y su interpretación posterior sirven para hacer los cálculos de la presión de operación y tiempo de trabajo seguro del ducto. El instrumento SKIF mide y calcula los vectores de magnetización en todo el ducto, indicando las anomalías con defectos posibles y existentes, por medio del índice F.

El índice F es el índice que compara los valores integrales del vector magnético de un defecto, con los valores integrales magnéticos de los segmentos sin defecto.

Este valor se calcula separadamente para los segmentos con defectos y segmentos sin defectos.

El índice F es la relación entre valor Q de segmentos sin anomalías y el valor Q del segmento con anomalía:

$F = Q \text{ sin defectos} / Q \text{ de anomalía}$

$F > 0$ y menor de 1:

Son los segmentos que presentan un peligro determinado para la integridad de la tubería. Los defectos de mayor peligro tienen el menor valor F .

$F = 1$ Q anomalía = Q sin defectos:

Los defectos en las anomalías no presentan el peligro porque su campo magnético está igual a los segmentos sin defectos.

El valor F en las anomalías detectadas sirve de base importante para calcular los índices de integridad, MAPO y tiempo de trabajo seguro.

El valor F es distinto para cada ducto y depende de sus especificaciones y tipo de operación. Este valor se calcula desde la superficie y después se necesita abrir 1 ó 2 zanjas por cada tipo de ducto, para definir parámetros magnéticos de contacto para aclarar los límites entre rojo, amarillo y verde.

Las anomalías se clasifican según 3 categorías:

Las anomalías con el valor de peligro mayor a $F = 0.55$ son de 3ra categoría (color verde) y corresponde al estado de metal bueno. En estas anomalías están presentes defectos no significativos, cambios de tipo de ductos, que no presentan peligro a la integridad. No hace falta hacer el arreglo de esos ductos. Las planillas indican los lugares donde los defectos podrán aparecer en el futuro.

Las anomalías con el valor de peligro de $F = 0,2$ a $0,55$ son de 2da categoría (color amarillo) y corresponden al estado admisible de metal. Estas anomalías necesitan la atención durante el monitoreo y arreglos del ducto según el plan normal de reparaciones.

Las anomalías con el valor F menor de 0.02 son de 1ra categoría (color rojo) corresponden al estado técnico peligroso. Estos defectos necesitan arreglo inmediato. A menudo para unos defectos rojos es imposible hacer los cálculos de tiempo seguro de trabajo y la presión operativa y necesitan arreglo urgente.

2.7 Cuadros comparativos

Luego de realizar una revisión bibliográfica, conocer cada uno de los principios en los cuales se basan cada una de las técnicas y de complementar también con experiencias obtenidas de las actividades de campo realizadas en la corporación CIMA se presentan una serie de cuadros en donde se comparan ventajas, desventajas, limitaciones y aplicaciones, que servirán como guía al momento de elegir una metodología para evaluar la integridad estructural de tuberías enterradas, sumergidas y submarinas:

TABLA 7. Cuadro comparativo de ventajas técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías.

TECNICA	PCM	CIPS	DCVG	ONDAS GUIADAS	TOMOGRAFIA MAGNETICA
VENTAJAS		Registra datos de manera continua	La tubería puede poseer cualquier tipo de SPC, corriente impresa o corriente galvanica (ánodos de Mg)	Detección de corrosión / erosión bajo aislamiento.	Se lleva a cabo por medio de un campo magnético inducido
			Localización del epicentro del defecto en un círculo de 15 cm de radio	Localiza fallas en forma longitudinal con una precisión de ± 10 cm, aún en curvaturas y codos.	No hay necesidad de magnetizar el ducto
	Visualiza la magnitud y dirección del daño, utilizando corriente directa cercana a la tubería		Determina el tamaño, la importancia o severidad (% IR) de cada defecto, lo que permite dar prioridad en las reparaciones.	Detección de Perdida de Material interna o externa.	Permite clasificar todos los segmentos del ducto y dar recomendaciones concretas para cada segmento y para el ducto en general.
	Localiza fallas con facilidad y precisión incluso en zonas donde hay contacto con otras estructuras metálicas.		Brinda información sobre el comportamiento de cada defecto respecto al Sistema de Protección Catódica que posee la tubería		El instrumento mide directamente las tensiones presentes en la tubería y no por cálculos posteriores, por lo tanto indica el tipo y profundidad de falla por corrosión. Permite calcular la velocidad de progreso de corrosión y predice el desarrollo del defecto.
	Indicación de la magnitud del daño, por lo tanto, evita el consumo innecesario y costoso de las excavaciones.		Identifica estructuras que interfieren y se benefician del Sistema de Protección Catódica de la tubería que se inspecciona		Identifica rápidamente los segmentos con mayor tensión o más peligrosos.
	El transmisor puede conectarse al transformador del sistema de protección catódica, eliminando la necesidad de baterías		Determina la eficiencia de las Juntas dielectricas, cruces encamisados	Inspecciona lugares inaccesibles como los soportes, medias cañas que casi nunca son levantadas y separadas para su inspección	No es necesario equipar el ducto con trampas u otras instalaciones requeridas para la inspección con instrumentos inteligentes.

TECNICA	PCM	CIPS	DCVG	ONDAS GUIADAS	TOMOGRAFIA MAGNETICA
DESVENTAJAS	Requiere de un accesorio opcional Marco A para identificar con precisión los defectos de revestimiento.	Posibles fuentes de interferencia de otros sistemas de PC instalados en las proximidades.	Los datos obtenidos no son absolutos sino relativos, y hay una serie de factores como la resistividad del terreno, cuyo efecto debe tenerse en cuenta para mejorar la exactitud de los datos	En tuberías enterradas requiere abrir una zanja para ubicar el anillo transductor	Se necesita abrir una o dos zanjas por cada tipo de ducto, para definir parámetros magnéticos de contacto.
		El operario camina sobre la directriz superior del ducto extendiendo un cable o alambre muy fino, que debe estar conectado al punto de medición o punto de prueba más próximo.	Se interrumpe la corriente del SPC que brinda protección a la tubería que se va a inspeccionar con un pluso asimétrico generando gradientes de potenciales (ON – OFF) que permiten determinar la dirección de flujo de la corriente.	Requiere un mínimo de entre 30 a 50 cms de tubería donde será indispensable retirar cualquier tipo de aislamiento y/o recubrimiento para instalar el anillo transductor.	
LIMITACIONES			No permite detectar la pérdida de metal por Corrosión.	Temperaturas de operación entre -40 to +125°C.	Temperatura de operación: Funciona sin problemas desde -50°C hasta 63° C
			No inspecciona en cruces de vía que presentan encamisados de concreto.	Para ductos de diámetros entre 2" y 48"	Diámetro del ducto: min 4"-max. 56"
					Espesor de pared: min. 2,8 mm. Max 22 mm
					Distancia límite entre el magnetómetro y el ducto: 15 veces el diámetro de la tubería.

TABLA 8. Cuadro comparativo de desventajas y limitaciones de técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías.

TABLA 9. Cuadro de aplicaciones técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías.

TECNICA	PCM	CIPS	DCVG	ONDAS GUIADAS	TOMOGRAFIA MAGNETICA
APLICACIONES	Permite detectar problemas en el sistema de protección catódica producto de fallas en los aislamientos eléctricos, interconexión con otros sistemas, y defectos en el revestimiento en tuberías enterradas.	Identificar áreas subprotegidas, que señalan posibilidades de corrosión.	Evalúa los recubrimientos en tuberías para definir la necesidad de rehabilitación.	Inspección de tuberías con aislamiento y sin aislamiento	Permite inspeccionar cualquier tipo de ducto metálico ferromagnético, enterrado o sumergido, sin necesidad de hacer cambio de operación en los mismos
		Identificar áreas sobreprotegidas, que indican posibilidades de daños al revestimiento.	Define problemas en el Sistema de Protección catódica.	Inspección de estructuras tubulares de soporte en plantas submarinas de exploración petrolífera	Inspección de gasoductos, oleoductos, poliductos, ductos metálicos en general.
		Evaluar la condición aproximada del revestimiento de los ductos.	Confirma que una tubería ha sido construida con el mínimo número de defectos en el recubrimiento.	Inspección de tuberías que atraviesan penetraciones (muros), cruces de carreteras, puentes, etc.	
		Identificar posibles interferencias eléctricas que estén afectando a los ductos	Investiga efectos de interferencia	Inspección de tuberías con recorridos en altura y/o complejos, desde emplazamientos mas adecuados.	
	Para el uso en todas las condiciones meteorológicas y condiciones del suelo		Inspecciona tuberías debajo de cemento o asfalto en zonas urbanizadas.		
			Inspecciona bajo cables de alta tensión.		
			A través de desiertos, de corrientes y de terreno rocoso		
			Produce datos para la renovación del permiso de operación		
			Evalua la integridad de las cajas de medidas de potenciales o estaciones de prueba.		
			La tubería puede poseer cualquier tipo de SPC, corriente impresa o corriente galvanica (ánodos de MG)		

TABLA 10. Cuadro comparativo técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías.

ÍTEM	TÉCNICA	PCM	Ondas Guiadas	CIS	DCVG	Tomografía Magnética
RENDIMIENTO DIA*		max 8 km - mín 3 km	Tipicamente 30 m en cada dirección desde la posición del emisor y en condiciones ideales puede inspeccionar 350 m de tubería desde un solo punto de inspección	max. 10 km - mín 2 km	max. 5 km - mín 2 km	3 a 5 km dependiendo del tipo de terreno
COSTO		\$500.000 por km	\$21.000.000 por km	\$450.000 por km	\$680.000 por km	\$30.000.000
EQUIPO		Transmisor portátil y receptor de mano	Anillo transductor, bomba de aire, rectificador, computador portátil, equipo de ondas guiadas (software)	Interruptores de corriente de 60 ó 100 amperios sincronizados con GPS Registradores de datos Datta Logger Rectificador de corriente Osciloscopio digital Software para análisis de datos. Equipos GPS manuales Localizador de tuberías con transmisor inductivo y capacitivo Bastones con celdas de referencia portátil de cobre sulfato de cobre Celdas de referencia de cobre sulfato de cobre y puntas. Rollo de cable de cobre calibre 32 y 33	Rectificador de corriente Interruptores de corriente de 60 ó 100 amperios sincronizados con GPS. Localizador de tuberías con transmisor inductivo y capacitivo Equipos GPS submétrico	

*Dependiendo de la atenuación, geometría y trazado de la tubería.

TABLA 11. Cuadro comparativo técnicas usadas para evaluar integridad estructural de tuberías.

	PCM	CIPS	DCVG	ONDAS GUIADAS	TOMOGRAFIA MAGNETICA
EL CLIENTE DEBE INFORMAR SOBRE:	Ubicación del spc (urpc)	Ubicación del spc (urpc)	Ubicación del spc (urpc)	Isométrico del área	Ruta y tipo de ducto
	Estaciones de prueba cada km	Estaciones de prueba cada km	Estaciones de prueba cada km		Producto transportado, sus especificaciones, materias agresivas
	clase de recubrimiento/rev	clase de recubrimiento/rev	clase de recubrimiento/rev		Suelos y tierras, si son agresivos
					Perfil de la traza
	Año de construcción	Año de construcción	Año de construcción		Año de entrada en servicio
					Presión de diseño, Kg/cm ²
					Presión de operación, Kg/cm ³
					Última inspección, con que método, en que año
DATOS	Diametro de la tubería	Diametro de la tubería	Diametro de la tubería		Diámetro y espesor de pared, mm
					Tipo de acero
					Tipo de revestimiento
					Tecnología aplicada durante las obras de soldadura
					Presencia de válvulas, pozos, instalaciones subterráneas
OTROS	Rocería sobre el derecho de vía	Rocería sobre el derecho de vía	Rocería sobre el derecho de vía	Limpieza de la Tubería en el punto a colocar los palpadores.	
	Permisos antes de la inspección	Permisos antes de la inspección	Permisos antes de la inspección		
	Seguridad de la zona	Seguridad de la zona	Seguridad de la zona		

3. ACTIVIDAD DE CAMPO

3.1 Metodología técnica CIS

A continuación se describen las actividades que se realizan para la ejecución del estudio de inspección de potenciales de tuberías enterradas siguiendo la técnica paso a paso (Close Interval Survey – CIS) en donde los objetivos son:

- Inspeccionar el Sistema de Protección Catódica de un Tramo de Oleoducto enterrado.
- Evaluar el nivel de Potenciales de Protección Catódica con respecto a los criterios de las Normas Internacionales NACE.
- Entregar las recomendaciones necesarias para recuperar el Sistema de Protección Catódica en los sectores donde se encuentren caídos los potenciales con el objeto de aplicarlas para garantizar su Integridad

3.1.1 Equipos

Los equipos principales definidos para ejecutar la inspección son los siguientes:

- Data Logger: Survey Logger de Cathode Instruments
- Interruptores: Hanson Survey & Design capacidad de 50 a 100 Amperios
- Multímetros: Fluke 87
- Celdas de Referencia: Tinker & Razor y Mc Millar (Celdas con puntas de marfil)
- Cable de Cobre Esmaltado AWG No. 33

3.1.2 Actividades para la toma de potenciales

Una vez definida la zona de trabajo, se instala en cada fuente de corriente un interruptor de corriente alineado con el satélite.

Para evitar efectos de despolarización de las tuberías, los ciclos de interrupción deben conformar una relación de encendido/apagado de 4 a 1. (0,8 segundo “On” / 0,2 segundo “Off”).

Se realiza una medición continua de potenciales tubería/suelo respecto de una hemipila de cobre sulfato de cobre empleando espacios cortos (de 1 a 1,5 metros) sobre la tierra que cubre la tubería. El técnico realiza un recorrido del ducto extendiendo Cable de Cobre Esmaltado AWG No. 33 conectado a la caja de medición más cercana. El cable se conecta a un par de celdas de referencia a través de un voltímetro con sistema colector de datos.

Las celdas de referencia se ubican sobre la tierra una tras otra mientras el técnico avanza sobre la tubería y el voltímetro recolector de datos registra los potenciales tubería/suelo. Ver resultado figura 31.

3.1.3 Análisis de los resultados

Los detalles encontrados en el recorrido, son:

- En el primer (01) kilómetro (PK 0+000^{††} al PK 1+100) los potenciales evidencian muy pocas alteraciones. Se observa un promedio del ON en -1390 mV y del OFF en -1180 mV. Lo cual indica que el sector está protegido.

^{††}PK 0 + 000; Ubicación PK: kilómetro; 0: número del kilómetro; 000 metros después del kilómetro.

Valores más negativos a -1200 mV tienden a polarización excesiva, lo que resultaría en daños graves al recubrimiento en esos sitios^{‡‡}

- Del PK 01+100 al PK 1+750 se detecta una caída progresiva del potencial influenciado por la lejanía de la cama anódica y el estado de sequedad del terreno^{§§}.
- En el PK 01+850 existe una fuerte fuga de corriente de protección catódica. Esta ha sido generada por una perforación que sufrió el tubo en ese sitio lo cual produjo una fuga de petróleo crudo y por consiguiente una caída del potencial de protección catódica a niveles de desprotección (-720mV ON y -513mV OFF). El daño en el recubrimiento generó este problema.
- Entre el PK 01+900 y el PK 2+700 existen pequeñas fluctuaciones del potencial (-878 mV ON y -1070 mV OFF) sin alterar los parámetros estándares de protección.

^{‡‡} Diagrama potencial -pH para el Hierro (Fe), “Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión”. Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed.

^{§§} Capítulo 1.1 Agresividad del suelo en función de su resistividad, pH y potencial rédox, pág.15

3.1.5 Conclusiones y recomendaciones.

- Los potenciales ON – OFF medidos mediante Inspección CIS (Close Interval Survey) en el tramo del Oleoducto, se encuentran cumpliendo los estándares y criterios de protección catódica de la NACE norma RP 0169-02; esto quiere decir que el 98,1% de su longitud (2.648 metros) está protegido.
- El 1,9% de la longitud, es decir 51,3 metros, se encuentra desprotegido porque perforaron el tubo y por ende se dañó el recubrimiento. Se debe reemplazar la sección de tubería en donde se encuentra la fuga teniendo en cuenta que la soldadura se efectue bajo un procedimiento aprobado por la interventoría, utilizando electrodos de bajo hidrógeno, se recomienda realizar limpieza hasta metal casi blanco tipo SSPC-SP10^{***} a la zona del tubo y efectuar la reparación del recubrimiento aplicando una masilla epóxica hasta lograr un espesor de película seca de 20 a 25 mils. Efectuar control de calidad mediante una prueba de continuidad de película con Holiday Detector.
- Realizar una nueva valoración del CIS en un año y efectuar énfasis en el sector con fuga de corriente de protección catódica.

^{***} SSPC-SP Surface Preparation Specification of the Steel Structure Painting Council

3.1.6 Registro fotográfico

Figura 27. Conexión de cables



Figura 28. Inicia recorrido



Figura 29. Técnica CIPS acompañada de equipo detector de tuberías



Figura 30. CIPS en cruce de vía



3.2 Metodología Técnica DCVG^{†††}.

Una vez efectuados los análisis de los resultados de la inspección con la técnica Paso a Paso y de la información del perfil de resistividades, se presenta un listado de las secciones donde los niveles de potencial indican que un daño del recubrimiento en dichos sectores pueda o este generando corrosión en la tubería. Estas secciones son sometidas a una inspección con la técnica DCVG. Se aplicará esta técnica al 10% de la longitud de la tubería, para aquellas secciones seleccionadas.

La aplicación de la técnica DCVG se enmarca dentro de los siguientes parámetros y actividades:

- * Cada sector a inspeccionar cuenta con un sistema de protección catódica permanente de tal manera que el área a inspeccionar garantice un delta de potencial de 200 milivoltios en sus extremos.
- * Para la aplicación de la técnica se genera un ciclo de interrupción asimétrico no mayor a 4 segundos.
- * Se localiza y demarca la tubería con banderines para asegurar que durante la aplicación de la técnica los electrodos de referencia sean posicionados sobre la tubería. Para la ubicación de la tubería se utiliza un localizador que es operado por personal calificado con experiencia en esta actividad.

Los banderines se colocan a intervalos de 20 m a cadena pisada a partir de una referencia conocida de la línea y en ningún caso se permite la ubicación de estos a más de 0.5 m del eje de la tubería.

^{†††} La técnica DCVG no se pudo realizar al mismo tramo del oleoducto, debido a que la longitud afectada hallada en CIS es menor a 200 metros.

Se utiliza una metodología que permita ubicar todos los defectos existentes en el recubrimiento, determinando su severidad y tendencia a la corrosión.

Entre otros se reporta la siguiente información para cada sector: número del sector (número único), abscisado, distancia al defecto, número del defecto, valor del potencial en el defecto, gradiente de potencial a tierra remota hasta encontrar un delta de un (1) milivoltio o se encuentre deltas iguales, severidad (% IR) y la tendencia a la corrosión. La abscisa del sector y la ubicación del defecto son referenciados por GPS.

3.2.1 Análisis de resultados (Ver tabla 11):

- Una vez obtenidos los valores en campo se realiza un análisis de los resultados encontrando que la categoría para evaluación de la corrosión en un estado de defectos es la Anódica/Anódica⁺⁺⁺ lo que traduce que en esta zona los defectos no reciben protección independientemente de que el sistema de protección catódica esté encendido o apagado.
- La condición más grave es la categoría A / A porque es la más propensa a activar la corrosión, últimos son de defectos C / C que, basándose en el tamaño y la proximidad de los ánodos de la cama anódica, pueden ser los consumidores de corriente y el sistema de protección catódica actúa para impedir el flujo de corriente a otras áreas que requieren protección.
- Los defectos hallados en la inspección arrojan un índice de severidad (%IR) lo cual los clasifica en la categoría 1 según NACE-RP-0502. (Pipeline External

⁺⁺⁺ NACE-RP-0502. Metodología de evaluación directa de ductos con corrosión externa ECDA (Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology) (2002).

Corrosion Direct Assessment Methodology) (2002), sin embargo en el PK14+037 m podría cambiar a categoría 2 por estar cercano al 16% IR.

- En el PK 14+241m se ubica en la categoría 2 por encontrarse allí un valor de 25% IR, que se atribuye a problemas en el recubrimiento.

INSPECCIÓN TÉCNICA DCVG



FECHA: 24/02/2008

OPERADORA:

GASODUCTO / RAMAL:

SECTOR:

Km 14 + 000 - Km 15+000

DIAMETRO :

2 pulg

TIPO DE
RECUBRIMIENTO

FBE

SECTOR INSPECCIONADO					
PUNTOS DE REFERENCIA		UBICACIÓN GPS			GRAD
pK (m)		LONGITUD	LATITUD	ALTIMETRÍA (m)	(mV)
INICIAL	15+000				155,0
FINAL	14+000	-73,64798119	5,57445502	2131,56	126,0

LOCALIZACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE DEFECTOS EN EL RECUBRIMIENTO											
No. Defecto	UBICACIÓN	ABS	DISTANCIA	UBICACIÓN GPS			OL/RE	ESTATUS		P/RE	%IR
		(m)	(m)	LONGITUD	LATITUD	ALTIMETRÍA (m)	(mV)	TIPO	mV	(mV)	
1	Dentro de estación	14+027	973,4	-73,648095909	5,574366173	2134,4	8	AA	5	154,2	5,19
2	Dentro de estación	14+037	963,0	-73,648170453	5,574312146	2135,7	18	AA	10	153,1	11,76
3	En cultivo de maiz	14+177	823,2	-73,648409853	5,574046868	2141,6	4	CC	2	149,9	2,67
4	Antes de 1er cerca	14+191	809,0	-73,648479392	5,573970239	2139,8	5	AA	3	149,5	3,35
5		14+228	772,0	-73,648644552	5,573675540	2128,2	4	AA	2	148,4	2,70
6	Frente a arbol antes de 2da cerca	14+241	758,6	-73,648686245	5,573563196	2133,8	37	AA	20	148,0	25,00
7	Antes de paleta	14+255	744,7	-73,648757141	5,573459757	2125,1	8	AA	5	147,6	5,42

NOTA: N: NULO C:CATÓDICO A:ANÓDICO

TABLA 11. Registro de datos técnica DCVG

3.2.2 Recomendaciones

- Realizar inspección y mantenimiento periódico al sistema de protección catódica a lo largo de la longitud evaluada.
- Para los defectos clasificados en la categoría 1 es importante contar con un sistema de protección catódica en buenas condiciones, con esto los defectos quedarían bien protegidos a largo plazo.
- En el defecto de categoría 2 se recomienda reparar el recubrimiento en la zona afectada a mediano plazo según NACE-RP-0502. (Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology) (2002).
- La inspección de las tuberías empleando una combinación de la técnica CIS con la técnica DCVG se valora la condición o estado de ambos sistemas preventivos de corrosión externa (el recubrimiento y la protección catódica). La técnica CIS provee información exacta sobre el estado de funcionamiento del sistema de protección catódica, interferencias del sistema e información aproximada respecto a la condición del recubrimiento de las tuberías. La técnica DCVG se emplea para enfocar sobre las áreas problemáticas (ubicadas en CIS), el estado del recubrimiento en esos puntos, identificando la ubicación, severidad y longitud de los defectos.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PRÁCTICA EMPRESARIAL

Durante mi etapa como estudiante en práctica en la corporación CIMA aprendí el manejo de normas como ASME y API que me permitieron obtener los criterios de diseño, aceptación y rechazo para inspección de líneas de distribución y transporte de gas y crudo, es aquí en donde se percibe la falta de inspección de las tuberías enterradas y subfluviales, la Corporación con el ánimo de emplear nuevas tecnologías presenta una solución por medio de este trabajo y hoy en día no se omite ninguna sección de la línea.

Se logró realizar una revisión bibliográfica sobre los principios de cada una de las técnicas para evaluar la integridad estructural de tuberías enterradas, sumergidas y submarinas, complementada con resultados experimentales en otros países encontrándose la disponibilidad de muchas técnicas novedosas de inspección para analizar tuberías, donde algunas de ellas proveen información tanto cualitativa como cuantitativa. Pero todos los métodos tienen ventajas, desventajas y limitaciones para la detección y el posterior análisis de las indicaciones y defectos; por lo tanto es necesario considerar el grado de daño esperado y el ambiente en que se encuentra para así seleccionar la metodología más adecuada.

La tomografía magnética se encuentra actualmente en experimentación, y se postula como la técnica novedosa, pues permite detectar cantidad, magnitud y ubicación de las fallas que se presentan en el material y en el recubrimiento de tuberías enterradas, sumergidas y submarinas con una efectividad mayor comparada con las otras técnicas hoy día aplicadas y sin los requerimientos de sistemas de protección catódica.

Es importante que futuros estudiantes en modalidad de práctica empresarial realicen actividades de campo en donde se empleen técnicas como PCM y ondas Guiadas con el fin de corroborar los resultados obtenidos con las técnicas realizadas en este trabajo.

5. BIBLIOGRAFIA

- [1] CIS (Close Interval Survey) o Paso a paso. Disponible en <http://www.petroenergy.com.ec/cis.htm>, acceso el 19 de junio de 2008
- [2] CIPS (close interval potencial survey). Disponible en <http://www.cath-ch.com.co/cips.htm>, acceso el 23 de junio de 2008
- [3] Presentación de servicios y nuevas tecnologías, SIPRE SRL.pdf
- [4] NACE_SP0169-07. Control de la corrosión externa en tuberías enterradas y sumergidas (Control of External Corrosion on underground or Submerged Metallic Piping Systems) (2007)
- [5] NACE-RP-0502. Metodología de evaluación directa de ductos con corrosión externa ECDA (Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology) (2002).
- [6] ASME 31.4. Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols
- [7] ASME 31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems
- [8] Teoría del método de tomografía magnética, TRANSKOR.
- [9] Técnica de la Onda Ultrasónica Guiada. Disponible en: http://piesadec.net/Product_ForPrinter.asp?pid=155, acceso el 11 de julio de 2008.
- [10] Inspección de tuberías con Aislamiento (Insulated Piping). Disponible en: http://www.sirem.es/index.php?page=Tuberia_Calorifugada, Acceso el 11 de julio de 2008.
- [11] ÁVILA Javier, GENESCÁ, Joan. "Más allá de la herrumbre II. La lucha contra la corrosión". Capítulo VII. Corrosión en suelos. 3 ed. Ciudad de México: Fondo de la Cultura económica, 1995. Disponible en el sitio web: http://omega.ilce.edu.mx:3000/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_10.htm.
- [12] Objetivos de la inspección por técnicas CIS y DCVG. Disponible en: <http://www.morken.com.bo/cis.html>, Acceso el 4 de octubre de 2008.

- [13] NRF-033-PEMEX-2003. Lastre de concreto para tuberías de conducción.
- [14] NACE TM 0497-97 Appendix A -Measurement Techniques Related to Criteria for Underground or Submerged Metallic Piping System.
- [15] NACE RP-0286-97 -Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipeline
- [16] CATHODE INSTRUMENTS Catalog – Logger Survey Instrument.
- [17] HANSON SURVEY & DESIGN Catalog – Interrupter Instrument.
- [18] MC Miller Catalog – Corrosion Instruments & Engineering – Electrodes and Accessories.
- [19] Tinker & Rasor Catalog- Corrosion Instruments & Engineering
- [20] NACE SP 0207-07 -Performing Close-Interval Potential Surveys and DC Surface Potential Gradient Surveys on Buried or Submerged Metallic Pipelines