

**Descripción Técnica de Herramientas para Inspección de Revestidores Disponibles en el  
Mercado**

**Orlando Rafael Coronel Buelvas, Danny Karina Ortiz Ortiz**

**Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingenieros de Petróleos**

**Director:**

**Luis José Abaunza Sepúlveda**

**Msc. Petroleum Engineering**

**Co director:**

**Ludwing Alfonso López Carreño**

**Ingeniero metalúrgico**

**Néstor Fernando Saavedra Trujillo**

**Msc. Petroleum Engineering**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingeniería Físicoquímica**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2018**

**Dedicatoria**

A Dios por regalarme los mejores padres y hermanos del mundo, mi inspiración y los que me motivan a ser mejor cada día.

A mis padres y mi familia por apoyarme en todo momento, por servir de soporte, ayudarme a ser mejor persona y estar ahí para mí en todo este gran proceso.

A mis amigos y todas las personas que me acompañaron durante esta etapa de mi vida, sin duda alguna lo más valioso que me llevo de esta experiencia en la Universidad.

A Temilson Agudelo conocido en el bajo mundo como “el popular Temis”, por el gran ser humano que es y su gran corazón, además de vender los mejores almuerzos de la ciudad.

A todos los jugadores del Real Madrid en especial al mejor jugador del mundo Cristiano Ronaldo, por brindarme tantas alegrías y buen futbol.

A todos los del elenco de “Alofokeradioshow” por su contenido, el cual me sirvió en los días de estrés. Por brindarme tantas risas y buenos momentos.

A mi sobrino Jorge Alejandro alias “Coco Style”.

Orlando Rafael Coronel Buelvas

**Dedicatoria**

A DIOS por la guía y sabiduría brindada.

A mis padres, hermanas y abuela por el apoyo brindado durante este proceso.

A mis amigos que compartieron conmigo esta etapa de crecimiento personal y profesional.

Danny Karina Ortiz Ortiz

### **Agradecimientos**

Agradecida con DIOS por permitirme finalizar este proyecto que un día era para mí un sueño y hoy es realidad.

Agradecida inmensamente con mis padres por el apoyo y sacrificio realizado, porque ellos son la fuerza que me impulsa a seguir a delante, enseñándome que nada es imposible y que todo lo que uno desea en la vida es posible, solo hay que tener fe y confianza.

A mi abuela por el amor brindado día a día, por estar presente siempre, por escucharme y por creer en mí.

Agradecida con todas las personas que de una u otra manera contribuyeron a la realización de este proyecto.

Danny Karina Ortiz Ortiz

### **Agradecimientos**

Primero que todo agradecer a Dios por permitirme culminar esta etapa de mi vida.

Agradecido con la Universidad Industrial de Santander por contribuir a mi formación como profesional.

Agradecido con mis familiares y todas las personas que de una u otra forma contribuyeron a este gran proceso.

Orlando Rafael Coronel Buelvas

## Contenido

	<b>Pág.</b>
Introducción .....	19
1. Factores y tipos de daño que afectan a los revestimientos de los pozos de petróleo .....	21
1.1. Tubería de revestimiento ( <i>casing</i> ) .....	21
1.1.1 Tubería conductora .....	23
1.1.2 Tubería superficial .....	24
1.1.3 Tubería intermedia .....	24
1.1.4. Tubería de revestimiento corta (liner).....	25
1.1.5. Tuberías de producción o tubing.....	25
1.2 Factores que afectan los revestimientos.....	27
1.2.1 Cargas operacionales en los revestimientos.....	27
1.2.1.1. Desgaste por pandeo .....	29
1.2.1.2. Deformación por flexión.....	30
1.2.1.3. Desgaste por efecto de la curvatura del pozo.....	30
1.1.2 Cargas generadas por el yacimiento .....	30
1.2.2.1 Deformación por pandeo.....	31
1.2.2.2 Deformación por flexión.....	32
1.2.2.3. Efecto de la .....	33
1.2.3. Propiedades mecánicas de los revestimientos.....	34

1.2.3.1. Concepto de cedencia .....	35
1.2.3.2. Tensión.....	36
1.2.3.3. Colapso .....	38
1.2.3. Estallido .....	39
1.2.3.4. Efecto de esfuerzos combinados .....	40
1.2.4. Efecto de la corrosión .....	41
1.2.4.1. La variación en el porcentaje de las fases .....	43
1.2.4.2. Corrosión electroquímica Uniforme .....	44
1.2.4.3. Corrosión localizada .....	45
1.2.4.6. Corrosión por fisuras o grietas .....	45
2. Herramientas de diagnóstico en tuberías de revestimiento.....	46
2.1. Multifinger caliper .....	47
2.1.1. Aplicaciones:.....	48
2.1.2. Características .....	49
2.1.3. Registro generado por la herramienta Multifinger Caliper.....	52
2.2. Ultrasonic imager.....	54
2.2.1. Aplicaciones.....	55
2.2.2. Características .....	56
2.2.3. Funcionamiento de la herramienta Ultrasonic Imager.....	56
2.2.4. Registro generado por la herramienta Ultrasonic Imager .....	59
2.2.4.1. Registro en modo cementación .....	59
2.2.4.2. Registro en modo corrosión .....	61
2.3. Ultrasonic casing imager.....	63

2.3.1. Aplicaciones.....	64
2.3.2. Características .....	65
2.3.3. Funcionamiento de la herramienta Ultrasonic casing imager.....	65
2.3.4. Registro generado por la herramienta Ultrasonic casing imager .....	68
2.4. Electromagnetic casing inspection.....	70
2.4.1. Aplicaciones.....	71
2.4.2. Características .....	71
2.4.3. Funcionamiento de la herramienta electromagnetic casing inspection.....	72
2.4.4. Registro generado por la herramienta electromagnetic casing inspection.....	75
2.5. Ultrasonic borehole imager.....	76
2.5.1. Aplicaciones:.....	78
2.5.2. Beneficios .....	79
2.5.3. Características: .....	79
2.5.4. Funcionamiento de la herramienta Ultrasonic borehole imager .....	80
2.5.5. Registro generado por la herramienta Ultrasonic borehole imager .....	82
3. Valoración de las herramientas utilizadas en inspección de tuberías de revestimiento.....	84
3.1. Metodología de la matriz de priorización y toma de decisiones.....	91
3.1.1. Características más relevantes en la valoración de herramientas de inspección .....	92
3.1.2. Análisis comparativo de cada una de las herramientas.....	96
3.1.3. Matriz de priorización de las herramientas de inspección .....	99
3.1.4. Resultados de la matriz de priorización de las herramientas .....	102
4. Conclusiones .....	105
5. Recomendaciones .....	107

---

Referencias Bibliográficas ..... 108

**Lista de Figuras**

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Tubería de revestimiento .....	22
Figura 2. Tipos de tuberías de revestimiento .....	23
Figura 3. Efecto de pandeo o buckling .....	29
Figura 4. Condiciones que generan pandeo .....	32
Figura 5. Condiciones que generan flexión .....	33
Figura 6. Cambio de esfuerzos que ovalizan al casing .....	34
Figura 7. Cargas por tensión .....	38
Figura 8. Efectos del colapso en las tuberías de revestimiento.....	38
Figura 9. Resistencia al estallido .....	40
Figura 10. Efectos de la corrosión electroquímica uniforme .....	44
Figura 11. Efecto de la corrosión por picadura.....	45
Figura 12. Efectos de la corrosión por fisuras .....	46
Figura 13. Multifinger caliper tool 24 a 56 brazos. ....	47
Figura 14. Presentación del registro multifinger caliper, imágenes 2D y 3D.....	48
Figura 15. Registro multifinger caliper.....	53
Figura 16. Ultrasonic imagen tool. ....	55
Figura 17. Trayecto de la señal acústica a través del lodo, tubería y cemento. ....	57
Figura 18. Registro en modo cementación, herramienta Ultrasonic Imager. ....	60

Figura 19. Registro Ultrasonic Imager corrido en tubería de revestimiento de 9-5/8".....	62
Figura 20. Ultrasonic casing imager. ....	64
Figura 21. Principios básicos de la herramienta Ultrasonic casing imager. ....	66
Figura 22. Registro Ultrasonic casing imager muestra hueco en la tubería de revestimiento en el intervalo 2400-2406 mts. ....	69
Figura 23. Electromagnetic casing inspection. ....	70
Figura 24. Secciones de la herramienta electromagnetic casing inspection. ....	73
Figura 25. Registro Electromagnetic casing inspection en tubería de revestimiento de 5 ½ in cañoneado. ....	76
Figura 26. Cuerpo de la herramienta Ultrasonic borehole imager.....	78
Figura 27. Diferentes tamaños del sub ensamblaje del transductor giratorio. ....	81
Figura 28. Registro UBI tomado a un liner de 7". ....	83

## Lista de Tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Relación de grados para tubería API .....	36
Tabla 2. Propiedades mecánicas de tuberías de revestimiento .....	41
Tabla 3. Grado de corrosión a partir de la presión parcial del CO <sub>2</sub> .....	42
Tabla 4. Especificaciones herramienta multifinger caliper.....	50
Tabla 5. Características específicas multifinger caliper. ....	50
Tabla 6. Datos de adquisición, requerimientos de poder y opciones de extensión de los brazos de la herramienta Multifinger caliper tool (MFCT). ....	51
Tabla 7. Diámetro de los transductores, herramienta Ultrasonic Imager. ....	56
Tabla 8. Especificaciones de medición de la herramienta Ultrasonic Imager. ....	58
Tabla 9. Especificaciones mecánicas de la herramienta Ultrasonic Imager. ....	58
Tabla 10. Especificaciones de medición de la herramienta ultrasonic casing imager. ....	67
Tabla 11. Especificaciones mecánicas de la herramienta ultrasonic casing imager. ....	67
Tabla 12. Especificaciones de medición de le herramienta electromagnetic casing inspection. .	74
Tabla 13. Especificaciones mecánicas de la herramienta electromagnetic casing inspection. ....	75
Tabla 14. Especificaciones de la herramienta Ultrasonic Borehole Imager. ....	81
Tabla 15. Variables específicas de las herramientas a analizar. (Multifinger caliper, Ultrasonic imager, Ultrasonic casing imager, Ultrasonic borehole imager, Electromagnetic casing inspection).....	84

Tabla 16. Características principales a tener en cuenta en la matriz de priorización. ....	92
Tabla 17. Explicación y valor cuantitativo de las características antes mencionadas. ....	95
Tabla 18. Análisis comparativo, herramienta Ultrasonic Imager con respecto a las demás.....	97
Tabla 19. Análisis comparativo, herramienta Multifinger Caliper con respecto a las demás. ....	97
Tabla 20. Análisis comparativo, herramienta Ultrasonic Casing Imager con respecto a las demás. .....	98
Tabla 21. Análisis comparativo, herramienta Ultrasonic Borehole Imager con respecto a las demás. ....	98
Tabla 22. Análisis comparativo, herramienta Electromagnetic Casing Inspection con respecto a las demás. ....	99
Tabla 23. Matriz de priorización de las herramientas de inspección .....	100
Tabla 24. Aplicación del “peso” (importancia), tabla ponderada de resultados .....	101
Tabla 25. Resumen características principales de las herramientas. ....	98

## Resumen

**Título:** Descripción Técnica de Herramientas para Inspección de Revestidores Disponibles en el Mercado\*

**Autores:** Orlando Rafael Coronel Buelvas  
Danny Karina Ortiz Ortiz\*\*

**Palabras Claves:** Revestimiento, Herramientas, Inspección, Afectaciones del revestimiento

### Descripción:

Los Revestimiento son de gran relevancia en el desarrollo de cualquier tipo de proyecto de explotación, producción o inyección. Los cuales deben tener un grado de importancia mayor debido a que son el soporte y estabilidad del pozo, también permite aislar, controlar fluidos y presiones de formación con la ayuda del cemento que se ubica en el anular de la tubería. En este trabajo de investigación se abordaron las principales causas que generan afectaciones en los revestimientos, tipos de afectaciones que pueden llevar a fallar o al fin de la vida útil y los métodos que permiten visualizar la integridad del revestimiento.

Se hace una descripción técnica de herramientas para la inspección de Revestidores disponibles en el mercado entre los cuales están el Multifinger caliper, Ultrasonic imager, Ultrasonic corrosión imager, Electromagnetic casing inspection, Ultrasonic borehole imager donde se describen sus características, aplicación y parámetros con el fin de establecer cuál es la más óptima, versátil y de mayor ventaja. Para ello, se dispone a utilizar una matriz de priorización o toma de decisión de Pugh. Dicha matriz permite un análisis comparativo de todas las herramientas y sus características más relevantes con el objetivo de determinar cuál es la más viable de acuerdo al escenario y lo que se requiera.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímica Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Luis José Abaunza Sepúlveda Msc. Petroleum Engineering Co director: Ludwing Alfonso López Carreño Ingeniero metalúrgico Néstor Fernando Saavedra Trujillo Msc. Petroleum Engineering

## Abstract

**Title:** Technical Description of Tools for Inspection of Coatings Available in the Market\*

**Authors:** Orlando Rafael Coronel Buelvas  
Danny Karina Ortiz Ortiz\*\*

**Keywords:** Coating, tools, Inspection, Coating affectations

**Description:**

The casing are of great relevance in the development of any type of exploitation, production or injection project. The conductors must have the appropriate level of protection and, in addition, they can control the flow of water and control the location of the water that is in the angle of the pipe. This research work addresses the main causes that affect the relationships in the coatings, types of affectations that can lead to a failure in the useful life and the methods that allowed the integrity of the coating.

A technical description of tools for the inspection of commercially available sensors is needed, among which are the Multifinger calibrator, the ultrasonic image generator, the ultrasonic corrosion image generator, the inspection of the electromagnetic housing, the ultrasonic generator for the well where its characteristics, application and parameters are described in order to establish which is the most optimal, versatile and of greater advantage. To do this, a matrix of prioritization or decision making of Pugh is available. This matrix allows a comparative analysis of all the tools and their most relevant characteristics in order to determine which is the most viable according to the stage and what is required.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímica Escuela de Ingeniería de Petróleos Director: Luis José Abaunza Sepúlveda  
Msc. Petroleum Engineering Co director: Ludwing Alfonso López Carreño Ingeniero metalúrgico Néstor Fernando Saavedra Trujillo Msc. Petroleum Engineering

## Introducción

En la industria del petróleo los revestimientos son muy importantes porque se utilizan en la perforación, completamiento de pozos y producción de petróleo, según tenaris 16 millones de toneladas de OCTG y 10 millones de toneladas de Line Pipe. La misma que se conecta entre sí mediante conexiones roscadas y acoplamientos. (Tenaris, 2013 pp. 3,4) por esta razón deben tener un grado de atención mayor.

Este trabajo de investigación se basa en analizar las diferentes afectaciones que pueden ocurrir en el revestimiento durante su vida útil, las cuales pueden llevar a problemas operacionales, deterioro y/o fin de la vida útil si no, se detecta a tiempo. Para ello se hace una descripción técnica de las herramientas usadas en el mercado para la inspección de revestimientos con el fin de caracterizarlas de acuerdo a su funcionamiento y de esta manera seleccionar la más adecuada para evaluar la afectación en el revestimiento.

En la actualidad la mayoría de los pozos presentan afectaciones en los Revestimientos que pueden ser causados por diferentes factores del ambiente al cual están expuestos, tales como; cargas operacionales, cargas generadas por el yacimiento, propiedades mecánicas de los revestimientos, corrosión llevando a que se presenten afectaciones, tales como; deformación, pandeo ovalización, corrosión, cizallamiento entre otros.

Para la inspección de los revestimientos se usan las herramientas: Mecánicas, Eléctricas y ultrasónicas. Este trabajo de investigación hace énfasis a las herramientas de inspección más utilizadas, entre estas tenemos: Multifinger caliper, Ultrasonic imager, Ultrasonic corrosión imager, Electromagnetic casing inspection, Ultrasonic borehole imager, donde se plantea una

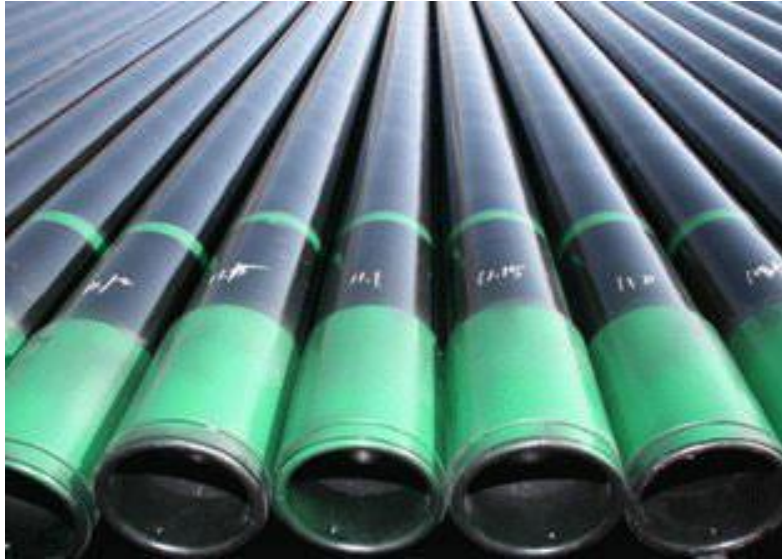
matriz de priorización de Pugh con el fin de establecer la herramienta más óptima para la inspección de tuberías de revestimiento.

## 1. Factores y tipos de daño que afectan a los revestimientos de los pozos de petróleo

Los revestimientos en pozos de petróleo son de gran relevancia en el desarrollo de cualquier proyecto de exploración, producción o de inyección, pues estos representan la estructura base con la cual se soportará la estructura y por la cual se introducirán las diversas herramientas y el correspondiente *tubing* de producción. Tal como lo sugiere (Ochoa Vargas, 2008)

### 1.1. Tubería de revestimiento (*casing*)

Tubería de acero de pared delgada, el diámetro define su geometría y el espesor del cuerpo que la conforma, con longitudes que varían entre los 16 a 40 pies, tal como lo especifica (Martinez, 2011). Estas tuberías de revestimiento se encuentran regidas por el Instituto Americano del Petróleo (API) la cual es la encargada del desarrollo de normas para procedimientos, herramientas y equipos de operación en pozos de petróleo, se encargan de la certificación a fabricantes de equipos de producción y perforación. (Publications, Standards, and Statistics Overview, 2015). Más específicamente por la API 5CT. *Specification for casing and tubing*. (Especificación para tuberías de revestimiento y producción).



*Figura 1.* Tubería de revestimiento

Nota. Tomado de: [www.steel tubing.es](http://www.steel tubing.es)

La tubería de revestimiento se basa en cualquier sarta de tuberías que se sitúen dentro del pozo, conectándose una a otra para formar un tubo continuo hasta la profundidad deseada. Son utilizadas para mantener la estabilidad del hueco, aislar y controlar fluidos y presiones de formación con ayuda del cemento que se ubica en el anular exterior entre la tubería y la formación perforada, como lo sugiere (Rabia, 1987).

Una forma de clasificar las tuberías de revestimiento está basado en su tamaño nominal, según las especificaciones de (Martinez, 2011, págs. 39-41) tenemos:

“Tubería de revestimiento conductora entre 20 y 18-5/8 de pul.

Tubería de revestimiento de superficie varía entre 13-3/8 y 11-3/4 de pulg.

Tubería de revestimiento intermedia varia de 10-3/4 a 9-5/8 de pulg.

Tubería de revestimiento corta o liner por lo general su diámetro es de 4-1/2 de pulg.”

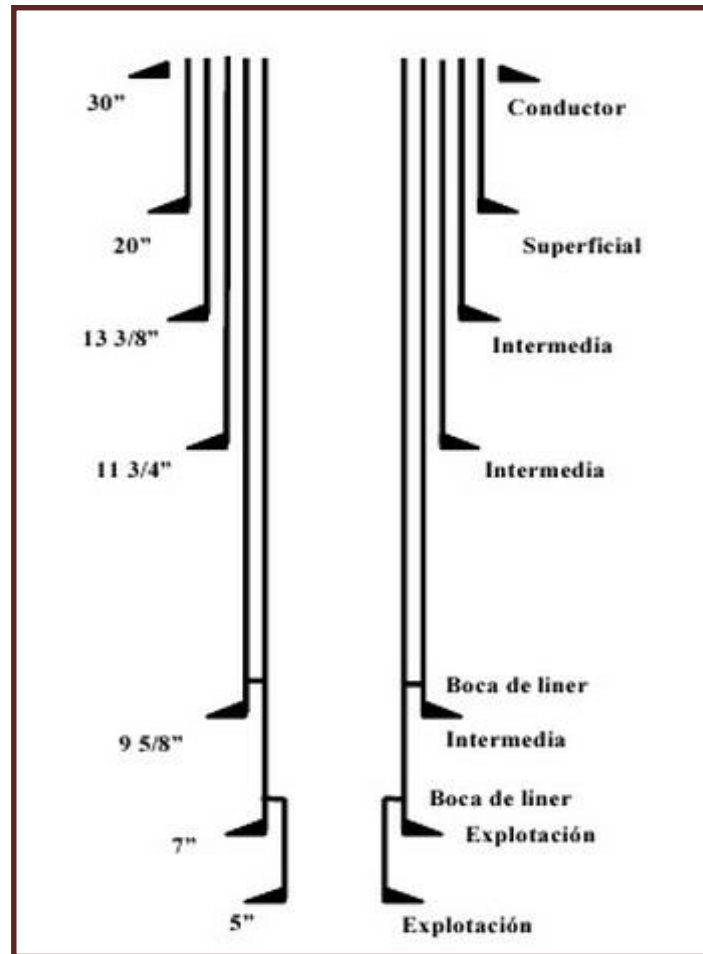


Figura 2. Tipos de tuberías de revestimiento

Nota. Tomado de: Castro, Y.; Illan, C.; Lugo, K; Meza, L; Mondragon, T. (2013) "Guía de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento" Instituto Politécnico Nacional

**1.1.1 Tubería conductora.** Su instalación se lleva a cabo desde la superficie y es empleada en profundidades someras. La profundidad de asentamiento varía de 656,17 ft a 820,21 ft, Su principal función es proporcionar soporte a formaciones no consolidadas, pérdidas de circulación en formaciones porosas de baja profundidad y prevenir derrumbes, proteger acuíferos superficiales de la contaminación con los fluidos de perforación, revestir cualquier depósito poco profundo de gas y proveer un sistema de circulación para el fluido de perforación. La tubería conductora no puede ser cerrada en eventos de influjos de gas o fluidos dentro del pozo, considerando que las

profundidades en las cuales es sentido no tienen el suficiente grado de consolidación, según (Martínez, 2011, pág. 39).

**1.1.2 Tubería superficial.** Tubería que se introduce con el objetivo de instalar conexiones superficiales de control y al mismo tiempo proporcionar protección al agujero descubierto, separar así flujos de agua y zonas de pérdida de lodo próximas a la superficie del terreno.

Estas tuberías se utilizan a profundidades que oscilan entre 1640,42 ft y 328,084 ft. La selección del diámetro va de acuerdo a la profundidad total del pozo, según lo descrito por (Castro, Illan, Lugo, Meza, & Mondragon, 2011).

Estas tienen como función principal:

- Prevenir la contaminación de yacimientos de agua dulce.
- Suministrar un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del siguiente hueco.
- Resistir el peso del resto de las tuberías que serán colocadas en el pozo. Por esta razón se cementan hasta superficie.

**1.1.3 Tubería intermedia.** Tuberías incorporadas con el propósito de apartar zonas que contengan presiones normales de formación, derrumbes, flujos de agua y pérdidas de circulación; en si se implementa como protección del orificio descubierto. (Castro, Illan, Lugo, Meza, & Mondragon, 2011, pág. 9)

Sus principales características son:

- Permite controlar el pozo más fácilmente si se encuentran zonas de presiones anormales.

- Aísla formaciones problemáticas, lutitas deleznales, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el fluido de perforación.
- Facilita bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.

**1.1.4. Tubería de revestimiento corta (liner).** El principal objetivo de su utilización es evitar instalar una sarta de la superficie hasta el fondo del pozo. Casi todas las tuberías de revestimientos de este tipo se encuentran cementados en toda su longitud, según (Castro, Illan, Lugo, Meza, & Mondragon, 2011, págs. 12-13).

Entre sus funciones principales tenemos:

- Reducir las cargas excesivas generadas sobre el tope del revestimiento intermedio o de producción del cual cuelga el liner.
- Disminuir la tensión en la tubería de revestimiento al tener una longitud menor.
- Remediar problemas de integridad en los revestimientos anteriores.
- Acortar tiempos de instalación de revestimiento al colocar secciones de tubería corta.
- Mermar los volúmenes de cemento usados al no necesitar cementación hasta superficie.

**1.1.5. Tuberías de producción o tubing:** “Este revestimiento es utilizado para aislar zonas productoras, contener presiones de formación y también para evitar intercambio de fluidos entre zonas. Tiene que estar diseñada para soportar altas presiones, tales como, las generadas en un proceso de cañoneo, fractura e incluso de cementación” según lo plantea (Florez & Hernandez, 2014, pág. 50).

Este tipo de tubería es también utilizada para situar el equipo de bombeo, llevar el fluido desde las zonas productoras hasta superficie, soportar presiones de inyección; cargas de tensión, presión interna y además son usados para colocar tapones de cemento, correr y anclar empaquetaduras. (Falta referencia pg 29).

Teniendo en cuenta de que las tuberías de revestimiento tienen una longitud límite, se hace necesario el uso de roscas que sirven de unión entre una y otra junta. Estas roscas se usan (Hernandez Morales, 2010) para mantener unidas mecánicamente dos piezas de tubería y para mantenerlas como un solo elemento. Las cuales están regidas por la norma API 5B *Specification for threading, gauging and thread inspection of casing, tubing and pipe line threads* (Especificación para el roscado, calibración e inspección de roscas para tubería de revestimiento, producción y tubería de línea de roscados). (Hernandez Morales, 2010).

Es importante entender cómo funcionan dichas conexiones con el fin establecer la más adecuada de acuerdo a su uso. La conexión óptima es aquella que en desempeño mecánico y geométricamente es igual al cuerpo del tubo. Una conexión está formada esencialmente por:

- Pin
- Caja o *Box*

Donde el pin de la tubería es el miembro roscado externamente mientras que la caja es el miembro roscado internamente en algunos casos es llamado cople.

El pin de la tubería puede tener dos tipos de maquinados:

- Non-upset: cuando el diámetro externo de la conexión es igual al del cuerpo del tubo.
- Upset: cuando el diámetro externo de la conexión es ligeramente mayor al del cuerpo del tubo.

En las operaciones petroleras se debe cuidar la integridad del hueco ya sea de intercambio de fluidos entre la formación y los fluidos de perforación, ya sea de derrumbes ocasionados por formaciones no consolidadas, entre muchos más inconvenientes que se presentan durante la perforación, completamiento y posterior vida productiva del pozo, por tal razón se hace necesario ubicar una tubería de revestimiento dentro del pozo para darle solución a dichos problemas. (Ochoa Vargas, 2008, p. 28).

Es por esto necesaria la determinación de factores que afectan a los revestimientos y la investigación acerca de los tipos de daño que se generan en los mismos; en el presente capítulo se abordarán los principales factores y tipos de daño que se han estudiado en diversas experiencias de investigación alrededor del mundo, para este fin se realizará una revisión bibliográfica abordando los principales términos, definiciones, y estudios acerca de la temática en cuestión.

## **1.2 Factores que afectan los revestimientos**

**1.2.1 Cargas operacionales en los revestimientos** Las cargas a las cuales los revestimientos están sometidos, se pueden identificar tres categorías, según (Ochoa Vargas, 2008) :

- Diferencia de presión a través de la sección transversal.
- Cargas axiales y tangenciales.
- Concentración de esfuerzos debido a la deformación asociada a la curvatura de los pozos.

Los revestimientos se ven sometidos a esfuerzos, los cuales son el resultado de la acción de presiones de formación y aplicados sobre la cara del revestimiento. Estas tuberías reciben cargas de presiones normales presentes en los espacios porales de la roca. Sin embargo, existen casos en

los que formaciones de muy baja permeabilidad ocasionan presiones anormales en zonas que pueden afectar al revestimiento.

Según (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014, pág. 37) las tuberías de revestimiento experimentan diferenciales de presión debido al aumento de presión de fluidos generados por el mal diseño del completamiento o un proceso de recobro secundario como lo es la inyección de agua.

Las cargas axiales son generadas luego de la instalación de la tubería, las cuales se dividen en dos clases según su origen. La primera está relacionada con el aumento de tensión/compresión en una zona donde no soporta el proceso de instalación del revestimiento y cargas no relevantes debido a la sección colgada de liners. La segunda clase tiene que ver con el cambio del medio en el cual se instalaron los revestimientos. Numerosos casos de fallas de los revestimientos están atribuidos por la acción de tensión y compresión los cuales se generan debido al efecto del cambio de la presión y temperatura. (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014, pág. 38).

“Un aumento o disminución de la temperatura del yacimiento puede causar un alargamiento o reducción en la longitud del revestimiento induciendo esfuerzos de tensión o compresión si sus extremos están fijos”

“Cambios de presión interna en el revestimiento hace que aumente la sección transversal presionando las caras de la tubería, lo cual genera efecto donde haya cambios de diámetro”

En la evaluación de los efectos a los que se expone el revestimiento, se hace importante para la determinación de las posibles fallas que se puedan generar y las posibles soluciones que se pueden encontrar a las mismas. Por lo tanto, entre las afectaciones más comunes presentes en las tuberías de revestimiento debido al efecto de las cargas operacionales tenemos:

**1.2.1.1. Desgaste por pandeo** Según (Florez & Hernandez, 2014, pág. 53) la presencia de los múltiples factores a los que se somete la tubería de revestimiento en pozo, permite que se presente un fenómeno conocido como pandeo o buckling (figura 3). Esta anomalía se manifiesta por la aparición de deflexión en la tubería, la cual es causada generalmente por fuerzas de compresión.

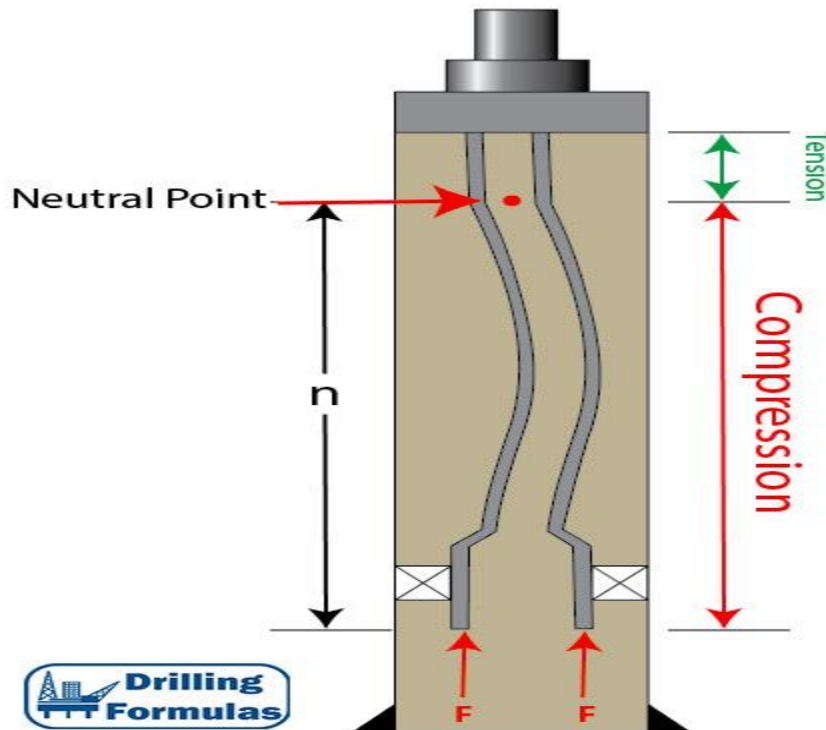


Figura 3. Efecto de pandeo o buckling

Nota. Tomado de: PerfoBlogger; (11/06/2016). Cambio en la longitud de tubería debido al buckling. Recuperado de: [http://perfob.blogspot.com.co/2016/07/cambio-en-la-longitud-de-la-tuberia\\_11.html](http://perfob.blogspot.com.co/2016/07/cambio-en-la-longitud-de-la-tuberia_11.html)

Los ejemplos más comunes ligados a este fenómeno están asociados a incrementos en la densidad del lodo, temperatura de la tubería y presión interna de superficie.

Según (Martinez, 2011, pág. 61) en otros casos cuando la tubería de revestimiento no es cementada hasta superficie, debe considerarse la tensión requerida para asentarla adecuadamente

en las cuñas del cabezal. El valor de esta tensión está relacionado con las propiedades mecánicas de la tubería, de los cambios en la densidad y temperatura de la siguiente etapa de perforación.

En la operación de anclaje de la tubería, debe conocerse el valor del tope de cemento, determinar la tensión adicional y elongación en función de los factores que provocan el pandeo, los cuales son:

- Cambio de densidad en el fluido interno-externo.
- Cambio de presiones en la tubería de revestimiento interno-externo.
- Cambio de temperatura.

**1.2.1.2. Deformación por flexión** Según plantea (Florez & Hernandez, 2014, pág. 53) En el diseño de la tubería de revestimiento debe considerarse el efecto de la curvatura del pozo y el ángulo de desviación vertical sobre el esfuerzo axial en la tubería y el acople. Cuando la tubería es forzada a doblarse, la tensión en el lado convexo de la curva puede incrementarse.

**1.2.1.3. Desgaste por efecto de la curvatura del pozo** Tal como lo establece (Florez & Hernandez, 2014, pág. 53) cuando el revestimiento es forzado dentro un pozo con geometría irregular y ángulos de desviación amplios, esta se expone a tres tipos de esfuerzo que le generan desgaste: la fricción con las paredes del hueco, el esfuerzo axial provocado por los ángulos de desviación significativos y la tensión en el lado convexo de la curva de la tubería. Todas estas cargas aplicadas a la tubería deben ser entonces evaluadas en el diseño para evitar fallas futuras.

**1.1.2 Cargas generadas por el yacimiento** Cuando el yacimiento está en producción la variación de las propiedades petrofísicas es inevitable debido al fenómeno de la depleción

(disminución de la presión de poro) la cual induce a una compactación (disminución del volumen del yacimiento) de la roca. Llevando de esta manera a la deformación del yacimiento generando el cambiando de dirección de los esfuerzos de manera local.

Debido a que la tubería del revestimiento se encuentra adherida a la formación gracias a la capa de cemento, existe una transferencia de esfuerzos y deformaciones inducidos por la formación hacia la tubería, la cual termina deformándose por la menor resistencia que tiene en esta zona gracias a las perforaciones hechas en la fase de cañoneo. Como lo sugiere (Gutierrez Escobar, 2013, pág. 63).

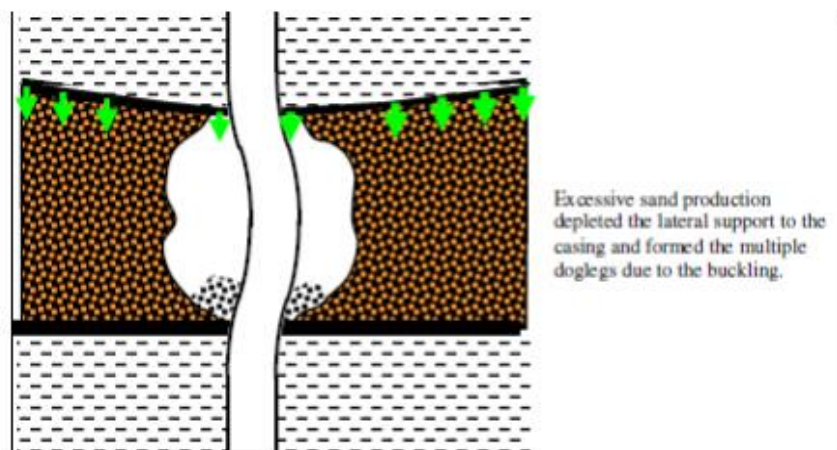
Según lo que plantea (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014, págs. 39-42) entre las cargas que soportan los revestimientos debido a diferentes factores del yacimiento durante la producción, bien sean movimientos naturales y/o actividades típicas de recobro de petróleo, tales como la depleción, inyección y calentamiento, se encuentran:

- Altos gradientes de esfuerzos en situ.
- Variación de la presión de poro.
- Compactación y subsidencia.
- Cizallamiento a lo largo de planos de falla.

El efecto de estas fuerzas sobre el revestimiento genera una serie de deformaciones, entre las más comunes tenemos:

**1.2.2.1 Deformación por pandeo** La deformación por pandeo como vimos anteriormente puede ser generada por cargas operacionales o como en este caso por cargas generadas por el yacimiento, según lo expone (Gutierrez Escobar, 2013, pág. 66) la deformación por pandeo se presenta debido a la pérdida de soporte lateral por parte de la formación, derivado de la producción de sólidos (los

cuales son generalmente arenas poco consolidadas) las cuales presentan alta permeabilidad y porosidad, en otros casos cuando en el cemento existen espacios vacíos por una mala cementación estos también generan pérdida de soporte en la tubería de revestimiento, estos vacíos en el cemento generan cavidades en la cara exterior del revestimiento los cuales son aprovechados por los esfuerzos compresivos, dichas fuerzas compresivas son provenientes de la compactación del yacimiento. Este efecto se vuelve más intenso cuando existen intervalos cañoneados debido a que la remoción de material ejerce una gran influencia sobre la resistencia del revestimiento. (Gutierrez Escobar, 2013, pág. 66).



*Figura 4.* Condiciones que generan pandeo, la producción excesiva de arena agotó el soporte lateral del revestimiento y formó las múltiples patas de perro debido al pandeo.

Fuente: Gutiérrez Escobar, S. (2013) Identificación de problemas de colapso en revestimientos de pozos, ocasionados por efectos geo mecánicos. Caso de estudio: pozo de un campo colombiano Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander p. 67

**1.2.2.2 Deformación por flexión** La deformación por flexión aparte de presentarse debido a variación de esfuerzos axiales también puede presentarse por factores geo-mecánicos como lo expone (Gutierrez Escobar, 2013, pág. 66), si existen anomalías en la zona como fallas

preexistentes, fácil fluencia en la roca como las formaciones salinas o poca consolidación como las arenas, pueden presentarse también un efecto de flexión en la tubería de revestimiento debido a movimientos continuos de la roca.

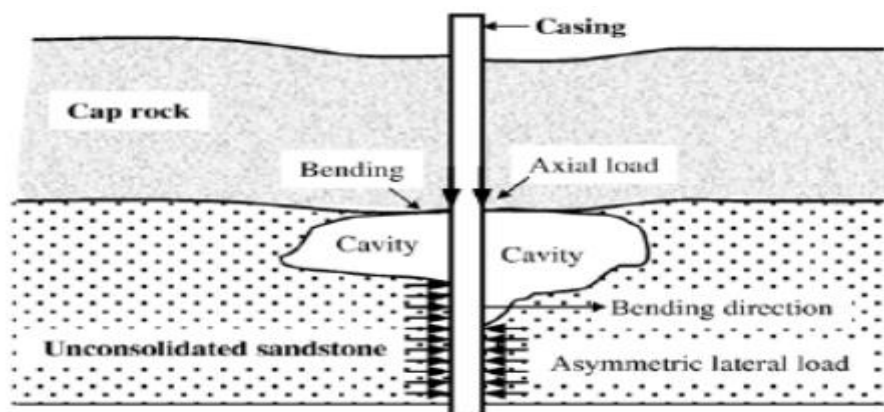


Figura 5. Condiciones que generan flexión

Fuente: Gutiérrez Escobar, S. (2013) Identificación de problemas de colapso en revestimientos de pozos, ocasionados por efectos geo mecánicos. Caso de estudio: pozo de un campo colombiano Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander p. 67

**1.2.2.3. Efecto de la Ovalización** Basándonos en lo que plantea (Gutiérrez Escobar, 2013, pág. 67) este tipo de deformación se puede asociar a cargas producidas por el ambiente tectónico cuando no existe ninguna falla preexistente o una capa sobre presionada, el cual se caracteriza por una gran diferencia entre esfuerzos horizontales o una variación de esfuerzos que genere cargas directamente en el revestimiento para las cuales este no fue diseñado. Este tipo de deformación se evidencia mediante un cambio de la geometría del revestimiento en forma de elipsoide u ovalización, es decir variando la sección transversal de este.

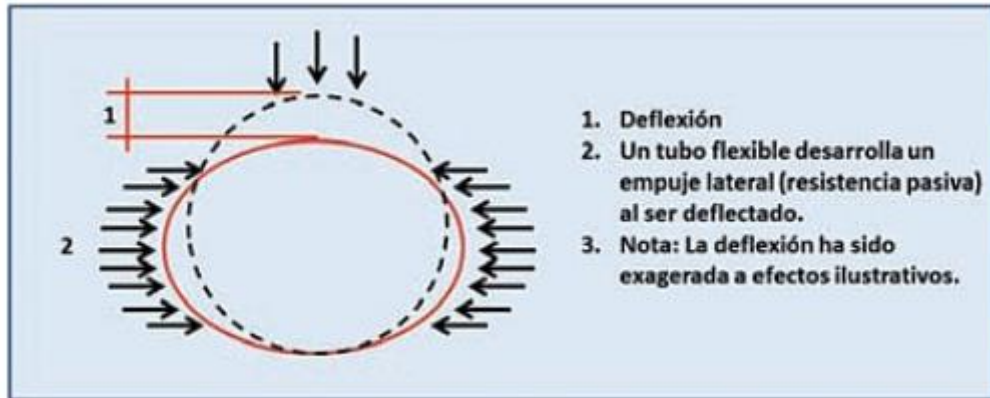


Figura 6. Cambio de esfuerzos que ovalizan al revestimiento

Fuente: Canalización – Artículos técnicos; Tuberías de orientación molecular de Adequa.  
Recuperado de: <https://www.obrasurbanas.es/tuberias-de-orientacion-molecular-de-adequa/>

**1.2.3. Propiedades mecánicas de los revestimientos** Cuando se trata del comportamiento mecánico de las tuberías de revestimiento intrínsecamente estamos hablando de la capacidad de resistencia de estas, es por ello que diferentes instituciones han buscado mediante diferentes prácticas estandarizar tanto el proceso de fabricación como el desempeño mecánico.

El comportamiento mecánico está altamente ligado al diseño de tuberías de revestimiento, es decir, cuando se inicia con la aplicación de cualquier diseño es necesario determinar la resistencia de los diferentes elementos tubulares, según lo expone (Bravo Vallejo, y otros, 2013, pág. 17) esto lleva a considerar las diferentes situaciones de falla que experimentan las tuberías.

El término “falla” se entiende como sinónimo de “fractura”. Pero, en el estudio de mecánica de materiales no se refieren usualmente a ese significado. El término falla en las tuberías es una condición mecánica que refleja falta de resistencia del material ante la situación o exposición de carga, con las cuales propicia la deformación del tubo.

Por lo tanto, una vez aclarado el significado del término “falla” en el contexto que se está utilizando, las principales fallas son básicamente colapso, estallido y tensión.

**1.2.3.1. Concepto de cedencia** Para entender cómo se lleva a cabo una falla se hace fundamental definir el concepto de cedencia o fluencia, según (Bravo Vallejo, y otros, 2013, pág. 18) “la cedencia es aquella propiedad o condición del material para soportar la deformación elástica, o bien, la resistencia que opone el material a la deformación ante la exposición de una carga”. Cuando existen cargas que provocan una deformación permanente se dice que el material alcanza la cedencia o fluencia. Es decir, antes de la deformación, al liberar la carga el material recupera su estado original. Cuando la resistencia a la cedencia alcanza su máximo valor el material se fractura o se rompe.

Según la API como órgano que rige las normas internacionales y establece los estándares para medir la cedencia de los aceros, las tuberías de revestimiento deben ser sometidas a pruebas de tensión en las cuales se mide la deformación generada hasta alcanzar la fractura de la misma.

¿Porque pruebas de tensión? Esto debido a que según la API la cedencia es el esfuerzo de tensión aplicado cuando el material alcanza el 0.65% de deformación, cuando se habla de tuberías de revestimiento. La cedencia se mide en unidades de fuerza por unidad de área (psi), la nomenclatura para los tipos de acero constan de una letra seguida de un número. La letra simboliza el tipo de acero y el número la magnitud de cedencia del material expresada en miles de libras por pulgada cuadrada (psi) como lo plantea (Bravo Vallejo, y otros, 2013, pág. 19).

Debido a la variación de las mediciones de la cedencia de tuberías, el API estableció un criterio de “resistencia de cedencia mínima” en lugar de un valor promedio. Las tuberías pasan por repetidas pruebas, la resistencia mínima de cedencia corresponde al 80% del promedio de dichas pruebas realizadas. Adicionalmente el API especifica la máxima resistencia a la cedencia el cual

se calcula de la misma manera, pero teniendo en cuenta el vapor de tensión máximo con el que se fractura el material.

Tabla 1.

*Relación de grados para tubería API*

Grado	Mínimo esfuerzo a la cedencia [psi]		Última resistencia a la tensión[psi]	Mínima Elongación (%)
	Mínimo	Máximo		
<b>H40</b>	40.000	80.000	60.000	29,5
<b>J55</b>	55.000	80.000	75.000	24,0
<b>K55</b>	55.000	80.000	95.000	19,5
<b>L80</b>	80.000	95.000	95.000	19,5
<b>N80</b>	80.000	110.000	100.000	18,5
<b>C90</b>	90.000	105.000	100.000	18,5
<b>C95</b>	95.000	110.000	105.000	18,0
<b>T95</b>	95.000	110.000	105.000	18,0
<b>P110</b>	110.000	140.000	125.000	15,0
<b>Q125</b>	125.000	150.000	135.00	14,0

Nota. Tomado de: Chilingarian, G.V.; Rahman, S.S. (s.f.) Casing desing theory and practice

Cuando de diseño se trata debe adoptarse el criterio de mínima resistencia de cedencia, para garantizar un margen de seguridad. Cabe recalcar que existen aceros que se fabrican con especificaciones propias de los fabricantes y adoptan en su totalidad las especificaciones estipuladas por el API. Cuando existen casos como este a estos tipos de acero se les conoce como NO-API o grados propietarios, como sucede en el caso de los aceros que produce TAMSA con grados: TAC y TRC.

**1.2.3.2. Tensión** La tensión es una condición mecánica de la tubería que puede ocasionar la falla o fractura de la misma, se origina por la acción de cargas axiales que actúan de forma perpendicular a la sección transversal del cuerpo del tubo. Tal como (Bravo Vallejo, y otros, 2013,

pág. 56) son generadas por efectos gravitacionales y también pueden ser definidas como la capacidad que tiene la tubería de resistir su propio peso cuando es introducida.

Según lo plantea (Martinez, 2011, pág. 58) la acción de dichas cargas por tensión producen que el cuerpo de la tubería pueda sufrir tres tipos de deformación: elástica, elástica-plástica y plástica. Las propiedades metalúrgicas del acero en el cuerpo del tubo no sufren daño permanente y regresan a sus condiciones iniciales cuando se trata de una deformación elástica, caso contrario sucede cuando la deformación es plástica, que más allá del límite elástico el cuerpo del tubo sufre una deformación permanente, la cual se ve reflejada en pérdida de resistencia.

En este punto es muy importante recalcar que la resistencia de la tubería de revestimiento a fallas por tensión, va altamente ligada a la resistencia a la cedencia que tenga el cuerpo del tubo y a la resistencia de la junta (join strenght). La resistencia a la cedencia del cuerpo del tubo, es la mínima fuerza requerida para causar una deformación permanente del tubo.

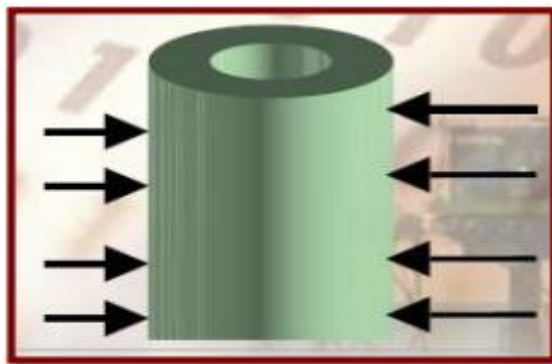
Por otro basándonos en lo expuesto por (Gutierrez Escobar, 2013, pág. 74) existen variaciones en la tensión debido a las cargas ejercidas por el yacimiento, en algunos casos la compactación del yacimiento deja por consiguiente un estado de tensión en la tubería y juntas generando así que estas por su rosca puedan fracturarse, además reducir el diámetro de la tubería cuando se supera su esfuerzo de cedencia.



*Figura 7.* Cargas por tensión

Nota. Tomado de: Conceptos generales de conexiones TENARIS-TAMSA.

**1.2.3.3. Colapso** El colapso puede definirse como la fuerza mecánica capaz de deformar un tubo por el efecto resultante de las presiones externas. La acción de la presión hidrostática que se presenta por la columna de fluido existente en la parte exterior de la sarta de tubería de revestimiento genera cargas de colapso, “estos fluidos principalmente son fluidos de perforación y en algunos casos lechadas de cemento” (Martinez, 2011, pág. 59).



*Figura 8.* Efectos del colapso en las tuberías de revestimiento

Nota. Tomado de: Bravo Vallejo, C.; Garcia de la Rosa, I.; Leal Orta, A.; Mendoza Vargas, J.; Santiago Avila, E.; Uribe Hernandez, J. (2013) Capacidad de resistencia de tuberías petroleras Mexico. Instituto Politecnico Nacional p. 26

Según (Martinez, 2011, pág. 60) la resistencia de la tubería de revestimiento bajo la acción de presiones externas, generalmente depende de los factores más importantes a la hora de determinar la resistencia crítica al colapso que son: longitud, espesor de pared, diámetro y propiedades físicas del material (yield point, límite elástico, relación de poisson, etc).

El efecto de las presiones externas sobre la tubería de revestimiento puede superar el límite de resistencia del mismo produciendo fluencia o deformación plástica, lo que conlleva a una reducción en el diámetro de la tubería generando a su vez el cierre de la sección transversal de dicha tubería, impidiendo en algunos casos el paso de fluidos o de herramientas de reparación (Gutierrez Escobar, 2013, pág. 69).

**1.2.3. Estallido** Cuando se trata de la selección correcta del tipo de tubería se hace indispensable estudiar de manera detallada la resistencia máxima y el fenómeno de esfuerzo interno sobre las paredes de la tubería. La resistencia al estallido no es más que la mínima presión interna que puede ser aplicada para iniciar con una deformación permanente o causar la cedencia del acero (Martinez, 2011, pág. 62), la falla por estallido es una condición mecánica que se genera debido a las cargas de presión actuando por el interior de la misma como lo plantea (Bravo Vallejo, y otros, 2013, pág. 35).

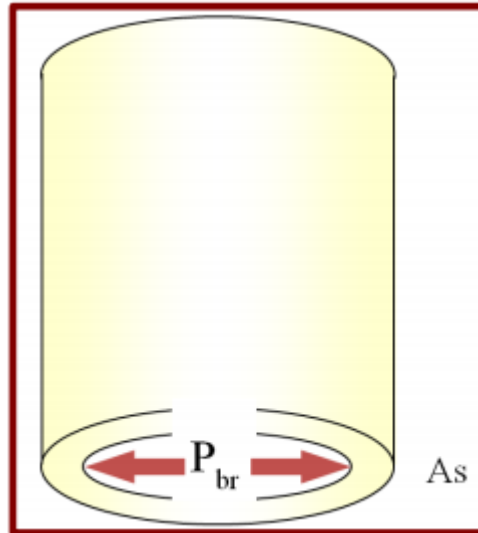


Figura 9. Resistencia al estallido

Nota. Tomado de: Bravo Vallejo, C.; Garcia de la Rosa, I.; Leal Orta, A.; Mendoza Vargas, J.; Santiago Ávila, E.; Uribe Hernández, J. (2013) Capacidad de resistencia de tuberías petroleras México. Instituto Politécnico Nacional p. 35

**1.2.3.4. Efecto de esfuerzos combinados** “Desafortunadamente varias de las propiedades del revestimiento son modificadas por la interacción de todos los esfuerzos al mismo tiempo y en presencia de esfuerzos axiales de tensión, compresión y esfuerzos concentrados debido al doblado de la tubería” (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014, pág. 44).

Según la norma API 5C3 cuando se trata de diseño de tuberías de revestimiento se establecen cálculos mínimos. Esta norma considera 3 tipos de cargas y factores de seguridad recomendados por la industria como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2.

*Propiedades mecánicas de tuberías de revestimiento*

O. D.	Peso	Dimensiones				Area transversal	Propiedades mecánicas		Grados de acero					
		Espesor	L.D.	Drift					H40	J55	K55	N80	P110	
Pulg	Lb/ft	Pulg	Pulg	Pulg	Pulg <sup>2</sup>									
9 5/8	36	0.352	8.921	8.765	10.254	Colapso	Psi	1720	2020	2020	2370			
						Tensión	Lb/1000	410	564	564	820			
						P. Interna	Psi	2560	3520	3520	5120			
7	20	0.272	6.456	6.331	5.749	P. Prueba	Psi	2300	3200	3200	4600			
						Colapso	Psi	1970	2270	2270	2740			
						Tensión	Lb/1000	230	316	316	460			
23	0.317	6.366	6.241	6.656	6.656	P. Interna	Psi	2720	3740	3740	5440			
						P. Prueba	Psi	2500	3400	3400	3400			
						Colapso	Psi		3270	3270	3830			
26	0.362	6.276	6.151	7.549	7.549	Tensión	Lb/1000		366	366	532			
						P. Interna	Psi		4360	4360	6340			
						P. Prueba	Psi		4000	4000	5800			
29	0.408	6.184	6.059	8.449	8.449	Colapso	Psi	4330	4330	5410	6230			
						Tensión	Lb/1000		415	415	604	830		
						P. Interna	Psi		4980	4980	7240	9960		
6 5/8	20	0.288	6.049	5.924	5.734	P. Prueba	Psi	4600	4600	6600	9100			
						Colapso	Psi				7030	8530		
						Tensión	Lb/1000				676	929		
24	0.352	5.921	5.796	6.937	6.937	P. Interna	Psi				8160	11220		
						P. Prueba	Psi						7500	10000
						Colapso	Psi	2550	2970	2970				
24	0.352	5.921	5.796	6.937	6.937	Tensión	Lb/1000	229	315	315				
						P. Interna	Psi	3040	4180	4180				
						P. Prueba	Psi	2800	3800	3800				
24	0.352	5.921	5.796	6.937	6.937	Colapso	Psi		4560	4560	5760	6730		
						Tensión	Lb/1000		382	382	555	763		
						P. Interna	Psi		5110	5110	7440	10230		
24	0.352	5.921	5.796	6.937	6.937	P. Prueba	Psi	4700	4700	6800	9400			

Nota. Tomado de: Hernandez Morales, D. (2009) Prontuario Mexico: Tenaris Tamsa

**1.2.4. Efecto de la corrosión** La corrosión en los revestimientos en la mayoría de los casos, se pasa por alto durante el diseño y construcción del pozo, donde el único aspecto que se tiene en cuenta es seleccionar los estándares API de acero al carbón. Según (Carrilo Cataño & Lopez Toledo, 2014, pág. 52)

El proceso de corrosión empieza desde que se funde el acero y va aumentando en el campo petrolero debido a especies acidas, tales como el ácido sulfúrico ( $H_2S$ ) o el dióxido de carbono que están presentes en el ambiente y desde el punto de vista termodinámico la energía consumida en la fabricación del revestimiento constituye la fuerza automotriz para la corrosión. Las cuales producen hoyos y cavidades en las paredes internas y externas del revestimiento. Según (Carrillo Cataño & Lopez Toledo, 2014, págs. 52-53)

“**CO<sub>2</sub>**: la corrosión por  $CO_2$  conocida también como corrosión dulce, para que esta se presente, es necesaria la presencia de agua; además de la presión parcial del  $CO_2$  Como lo sugiere (Carrillo Cataño & Lopez Toledo, 2014, pág. 54)

El  $CO_2$  con el agua se denomina agua corrosiva cuando hay exceso de  $CO_2$ , al existir un exceso de  $CO_2$  este tiende a acabar con los carbonatos que en estado de equilibrio hacen parte de una capa protectora de los metales que conforman la tubería de revestimiento de los pozos, ocasionando la formación de orificios que facilitan el acceso arena perteneciente al acuífero, según (Jamaica).

Tabla 3.

*Grado de corrosión a partir de la presión parcial del  $CO_2$*

<b>Pp <math>CO_2</math> (psi)</b>	<b>Grado de corrosión</b>
0 -10	Débil
10-30	Moderada
Más de 30	Alta

Fuente: Tomado de: Carrillo Cataño, M. J.; López Toledo, J. E. (2014) Análisis de los colapsos en revestimientos de pozos productores de un campo colombiano debido a la inyección de agua Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander

“**H<sub>2</sub>S**: la corrosión por  $H_2S$  conocida también como corrosión agria, requiere la presencia de  $H_2O$  para que se presente.” (Carrillo Cataño & Lopez Toledo, 2014, pág. 54) “para presión parcial

del H<sub>2</sub>S mayor que 0.05 psia en la fase gaseosa, puede producirse agrietamiento bajo esfuerzo (*Stress Cracking*) en aceros y aleaciones de bajo carbono” según (Perez, Cabarcas, Velilla, Uribe, & Vasquez , 2008)

Según (Perez, Cabarcas, Velilla, Uribe, & Vasquez , 2008), la presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S determina el tipo de ambiente del pozo, las bacterias y el oxígeno, contribuyen al aumento de la velocidad de la corrosión, como también la presión, temperatura y la variación del porcentaje de las fases.

“**La presión:** Con el aumento de la presión, se incrementa la solubilidad de los gases corrosivos en la fase acuosa y con ello la velocidad de corrosión.”

**La temperatura:** Un aumento de la temperatura, puede influir en la precipitación de depósitos de carbonato (FeCO<sub>3</sub>), la cual dependiendo de sus propiedades físicas puede detener la velocidad de corrosión; sin embargo, si no hay tendencia a la formación de siderita, un incremento en la temperatura puede acelerar la velocidad de corrosión. Como lo sugiere (Perez, Cabarcas, Velilla, Uribe, & Vasquez , 2008)

**1.2.4.1. La variación en el porcentaje de las fases:** El porcentaje de las fases es importante desde el punto de vista de mojabilidad en la pared de revestimiento de producción. Altos porcentajes de agua, humedecen la superficie del metal y favorecen la corrosión. la velocidad de la corrosión aumenta con el contenido de iones cloruro en un rango de 10000 a 100000 ppm y la temperatura por encima de 150° F. Pozos con cortes de agua mayores al 50% disminuye la vida útil de los Revestimientos debió al contenido de iones cloruros (Perez, Cabarcas, Velilla, Uribe, & Vasquez , 2008).

La corrosión en los revestimientos se puede presentar tanto en la parte interna como en la parte externa.

**Parte interna:** se deteriora la superficie interna debido a la acción de los fluidos manejados o almacenados.

**Parte externa:** Afecta la pared exterior del revestimiento y la envoltura del cemento debido al contacto con el agua de formación o agua producida que es inyectada, la cual contiene componentes corrosivos.

La apariencia de la corrosión presente en los revestimientos es variable, a continuación las se expondrán algunas de ellas (Renpu, 2011, pág. 628).

**1.2.4.2. Corrosión electroquímica Uniforme.** La corrosión electroquímica se presenta en toda la superficie del revestimiento. La evidencia inicial de la corrosión es la rugosidad de la superficie y a medida que esta aumenta disminuye el espesor, como se observa en la Figura 9. Según (Renpu, 2011, pág. 628).



*Figura 10.* Efectos de la corrosión electroquímica uniforme

Nota. Tomado de: PDVSA Gas (s.f.) La corrosión en la industria petrolera

**1.2.4.3. Corrosión localizada** La corrosión localizada se presenta en lugares determinados, y es más peligrosa debido a su naturaleza impredecible y desarrollo rápido, Puede ocurrir a escala microscópica como macroscópica. Esta se subdivide en corrosión por grietas o fisuras, corrosión por picaduras (Renpu, 2011, pág. 628).

**1.2.4.5. Corrosión por picadura** La corrosión por picadura genera agujeros en los componentes metálicos y se considera la causa principal de falla de las tuberías de revestimiento, tuberías de producción, varillas de bombeo y equipos de superficie. Los índices de corrosión por picadura son más altos que los otros tipos de corrosión.

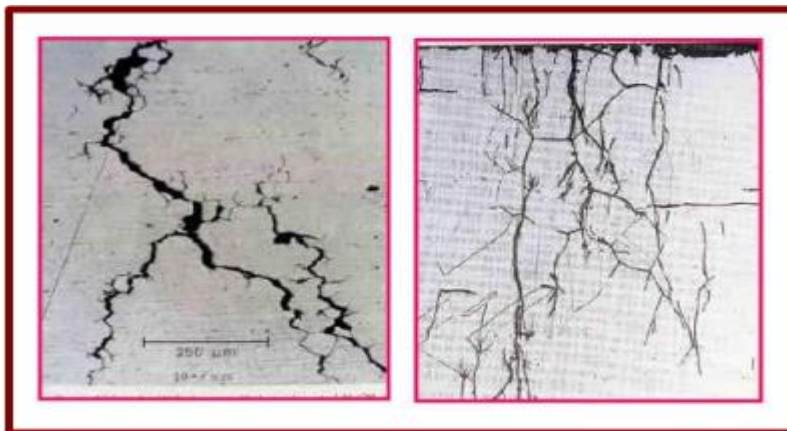


*Figura 11.* Efecto de la corrosión por picadura

Nota. Tomado de: PDVSA Gas (s.f.) La corrosión en la industria petrolera

**1.2.4.6. Corrosión por fisuras o grietas** La corrosión por grietas puede formar hoyos u orificios profundos de diferentes profundidades y con tamaños de 0,025 – 0.1 micras de ancho, se presenta

en forma de ranuras o costuras, la cuales se pueden generar durante las soldaduras, remachados, conexión de roscas y otras operaciones o/y situaciones (Renpu, 2011, pág. 638).



*Figura 12.* Efectos de la corrosión por fisuras

Nota. Tomado de: PDVSA Gas (s.f.) La corrosión en la industria petrolera

## 2. Herramientas de diagnóstico en tuberías de revestimiento

A la hora de llevar a cabo operaciones en el pozo, es muy importante evidenciar la condición y estado mecánico de la tubería de revestimiento con el fin de estimar la factibilidad de la realización del trabajo. Si una tubería de revestimiento no se encuentra en estado óptimo deberá adecuarse su debida utilización, con lo cual es necesario saber el estado actual en que esta se encuentra.

Para llevar a cabo la valoración del estado de la tubería de revestimiento, se pueden utilizar herramientas que al intervenir en el pozo te permiten evaluar la integridad de la tubería, dichas herramientas se clasifican según en medio que utilicen para realizar la inspección. Existen

herramientas mecánicas, ultrasónicas y electromagnéticas, este trabajo de investigación hace hincapié en aquellas herramientas más utilizadas en la inspección de tuberías de revestimiento.

### 2.1. Multifinger caliper

Es una herramienta multifuncional que realiza una alta precisión del diámetro interno además de proveer detalles sobre la condición del revestimiento, La variación de los dedos o brazos en la herramienta dependen dl diámetro de la tubería, la herramienta puede ir de 24 a 80 brazos. Desplegado en tubería alámbrica, de línea de acero o en espiral. Toda la información recolectada se utiliza para generar imágenes en 2D y 3D del casing o tubing.

La herramienta utiliza sus múltiples brazos para medir el diámetro de la pared interna de un revestimiento y puede detectar pequeños cambios en esta (Shlumberger, s.f.).



*Figura 13.* Multifinger caliper tool 24 a 56 brazos, presentación de la herramienta en función del número de brazos.

Nota. Tomado de: Grodaya (s.f.) multifinger caliper logging Recuperado de: <http://www.gyrodata.com/services/logging-services/multi-finger-caliper-logging/>

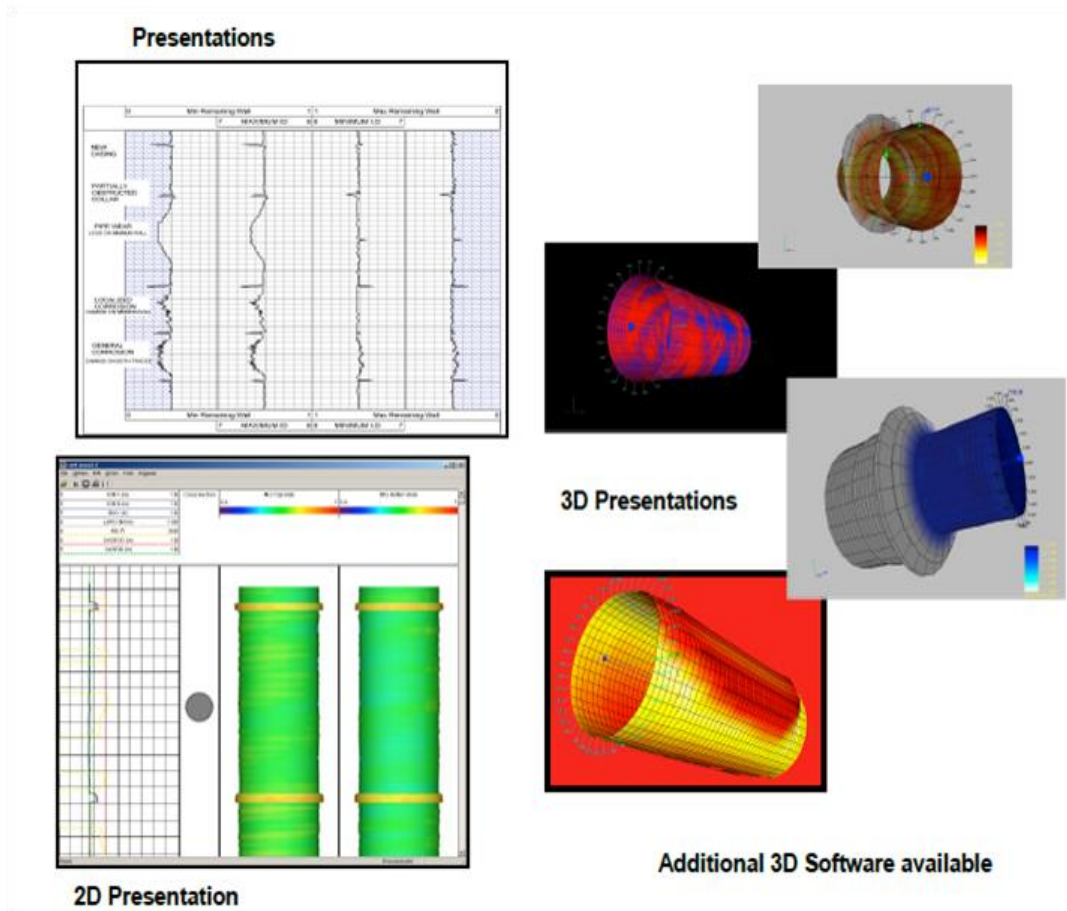


Figura 14. Presentación del registro multifinger caliper, imágenes 2D y 3D.

Nota. Tomado de: Petro datos Colombia (s.f.) Multi finger caliper 24 finger Recuperado de: <http://petrodatoscolombia.com/project/mfc24-multi-finger-caliper-24-finger-1-1116/>

### 2.1.1. Aplicaciones:

- Identificación y cuantificación de los daños corrosivos (Shlumberger, s.f.).
- Identificación de escala y acumulación de sólidos (Shlumberger, s.f.).
- Monitoreo de sistemas anticorrosivos (Shlumberger, s.f.).
- Localización de daño mecánico (Malpica, 2004).

- Medición con precisión del diámetro interno (ID). (Shlumberger, s.f.)
- Genera imágenes 2D y 3D del revestimiento (Malpica, 2004).

### 2.1.2. Características

- La herramienta está equipada con brazos múltiples que miden los diámetros máximos y mínimos, los brazos se abren mediante un motor de potencia (Shlumberger, s.f.).
  - Los multibrazos se pueden abrir y cerrar cuantas veces sea necesario a través de controles en superficie (Shlumberger, s.f.).
  - Rango de operación: 4-1/2" a 13-3/8" (Shlumberger, s.f.).
  - Puede ser corrido con wireline, slickline o coiled tubing (Shlumberger, s.f.).
  - Puede ser corrido en pozos horizontales (Shlumberger, s.f.).
- Identifica y localiza daños en el revestimiento tales como huecos, ranuras, hendiduras, divisiones o grietas a lo largo del pozo (Shlumberger, s.f.).
- Provee un método para el mapeo de perforaciones (Shlumberger, s.f.).

En la siguiente tabla se muestran características generales de la herramienta y como varían dependiendo del número del número de brazos, cabe recalcar que los parámetros mostrados exceptuando la presión máxima pueden variar, ya que estas dependen de la empresa prestadora del servicio.

Tabla 4.

Especificaciones herramienta multifinger caliper.

<b>Numero de Brazos</b>	<b>Largo (ft)</b>	<b>Diámetro (in)</b>	<b>Presión Máxima (psi)</b>	<b>Máxima Temperatura (C)</b>	<b>Peso (lb)</b>
<b>24</b>	3.75	1.69	15000	150	20
<b>40</b>	5.5	2.75	15000	150	62
<b>60</b>	5.75	4.00	15000	150	100
<b>80</b>	3.33	8.00	15000	150	93

Nota. Tomado de: Florez, J.; HERNANDEZ, O. (2014) “Metodología para el diagnóstico del estado de tuberías de revestimiento y cementación en la determinación de la viabilidad de un proceso de recañoneo de alta penetración en campo escuela Colorado “Universidad industrial de Santander.

Cuando se hace uso de la herramienta multifinger caliper el registro permite obtener una imagen interna de la tubería de revestimiento y una medición del radio interno, las características específicas de la herramienta se muestran a continuación en función del número de brazos.

Para funciones de abreviación de la herramienta en la tabla se utilizaran las iniciales MFC seguido del número de brazos de la misma.

Tabla 5.

*Características específicas multifinger caliper.*

<b>Especificaciones Generales</b>	<b>MFC 20</b>	<b>MFC 40</b>	<b>MFC 56</b>
Presión Máxima	15,000 PSI(103MPa)		
Temperatura Máxima	350 °F (175°C)		
Diámetro	1-11/16”(43 mm)	2-7/8”(73 mm)	3-1/2”(89 mm)
Longitud	60 in. (1.52 m)		83.7 in. (2.13 m)
Punto de Medida	33.9 in. (861 mm)	28.7 in. (729.5 mm)	27.7 in. (704.3 mm)
Peso	28.7 lbs (13 kg)	81.6 lbs (37.0 kg)	138.9 lbs (63 kg)
Grado del Acero	17-4 SST, Titanio & Aluminio-Bronce		
Medida del Caliper			
Numero de Brazos	24	40	56
Mínimo	1.96 in. (50 mm)	3.14 in. (80 mm)	3.94 in. (100 mm)

Especificaciones Generales	MFC 20	MFC 40	MFC 56
Máximo	7.09 in. (180 mm)	8.26 in. (210 mm)	9.65 in. (245 mm)
Fuerza de los Dedos	3.15-4.63 N	4.64-7.44 N	3-4-54 N
Exactitud	±0.002 in. (0.5 mm)		
Resolución	0.0039 in. (0.1 mm)		
Tipo de Sensor	sensor de desplazamiento lineal		
Medida de Temperatura			
Rango	-13°F (-25°C)---350°F (175°C)		
Exactitud	± 2°C		
Resolución	0.05°C		
Tiempo de Respuesta	≤ 2 sec		
Tipo de Sensor	Resistor de platino PT100		
Medición de Inclinación			
Mínimo	0°		
Máximo	180°		
Exactitud	±5.0°		
Resolución	0.1°		
Medida Relativa del Cojinete			
Mínimo	0°		
Máximo	360°		
Exactitud	±5.0° (Dev ≥ 5.0°)		
Resolución	0.1° ( Dev ≥ 5.0°)		

Nota. Tomado de: Gowell Peltro (s.f.) “Multi-finger Caliper (MFC)” Recuperado de: <http://www.gowellpetro.com/product/multi-finger-caliper-mfc.html>.

Nota. Tomado de: Shulmberger (s.f.) Ps platform multi finger caliper tools Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/wireline\\_cased\\_hole/production\\_logging/ps\\_platform\\_multifinger\\_imaging\\_tool\\_ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/wireline_cased_hole/production_logging/ps_platform_multifinger_imaging_tool_ps.pdf).

Tabla 6.

*Datos de adquisición, requerimientos de poder y opciones de extensión de los brazos de la herramienta Multifinger caliper tool (MFCT).*

Adquisición de Datos	MFCT 20	MFCT 40	MFCT 56
Velocidad de Registro Típica	Velocidad estándar: 1,800 ft/hr [549 m/h], velocidad máxima: 1829 ft/hr [600 m/h]		
Resolución Vertical	0.12 in. (3.05 mm)		
Requerimientos de Poder			

Adquisición de Datos	MFCT 20	MFCT 40	MFCT 56
Voltaje		18V a 36V	
Corriente		80 mA ( $\pm 5$ mA)	
Opción de Brazos Extendidos			
Tamaño Máximo del Revestimiento	9.7 in. (246 mm)		XF 13.375 in (350 mm) XXF 16 in (400 mm)
Exactitud		0.026 in. (0.66 mm)	
Resolución		0.005 in. (0.13 mm)	

Nota. Tomado de: Gowell Peltro (s.f.) “Multi-finger Caliper (MFC)” Recuperado de: <http://www.gowellpetro.com/product/multi-finger-caliper-mfc.html>.

Nota. Tomado de: Shulmberger (s.f.) Ps platform multi finger caliper tools Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/wireline\\_cased\\_hole/production\\_logging/ps\\_platform\\_multifinger\\_imaging\\_tool\\_ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/wireline_cased_hole/production_logging/ps_platform_multifinger_imaging_tool_ps.pdf).

**2.1.3. Registro generado por la herramienta Multifinger Caliper** El propósito principal de la herramienta es detectar deformaciones, la acumulación a escala o la pérdida de metal debido a la corrosión, el multifinger caliper es un herramienta que funciona de forma mecánica y genera medidas precisas del radio interno, lo que permite hacer una análisis comparativo de las medidas de radio interno obtenidas de tuberías de revestimiento usadas con el radio nominal de las mismas (Shlumberger, s.f.).

Para visualizar de manera más clara la aplicación de la herramienta multifinger caliper en la figura 3 se muestra un registro de la compañía gowell petro en la que se utilizó un multifinger caliper de 40 brazos (MFCT40).

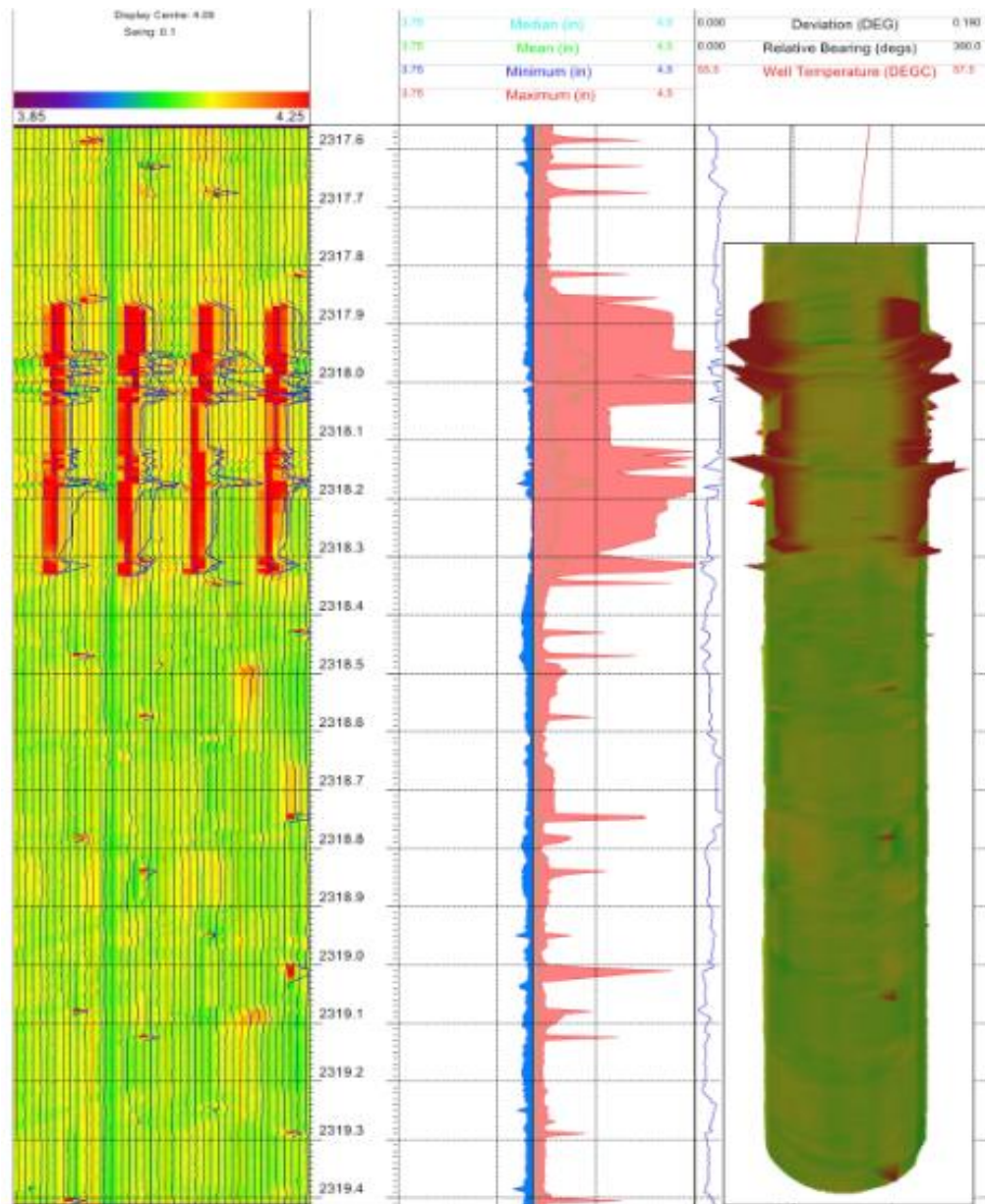


Figura 15. Registro multifinger caliper.

Nota. Tomado de: Petro datos Colombia (s.f.) Multifinger caliper 24 finger Recuperado de: <http://petrodatoscolombia.com/project/mfc24-multi-finger-caliper-24-finger-1-1116/>

El registro muestra en su primera columna como está distribuida la pérdida de metal en la tubería de revestimiento, el color verde, amarillo, naranja y rojo indican aumento de pérdida de metal ligera, moderada, significativa e intensa respectivamente. El color verde indica una buena

integridad en la tubería de revestimiento, el amarillo supone un aumento leve en la pérdida de metal, mientras que los colores naranja y rojo suponen pérdidas significativas para el revestimiento siendo el rojo sinónimo de estado crítico para la tubería ya que representar una pérdida del 100 por ciento del metal, es decir una penetración total a la pared interna del revestimiento.

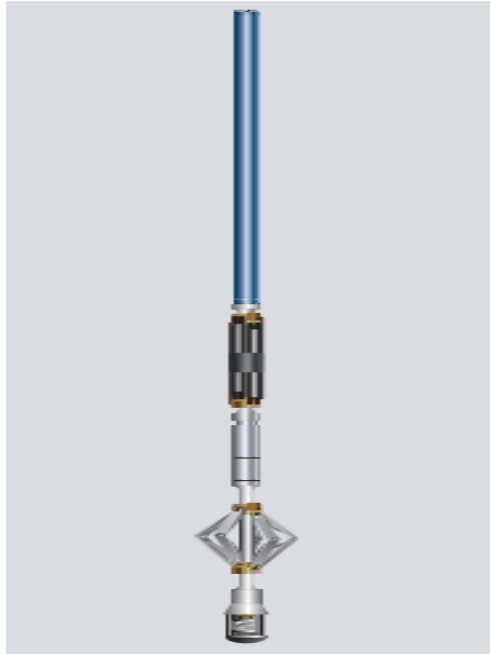
La segunda columna registra la variación del radio interno de la tubería revestimiento en función de la profundidad, arroja mediciones del radio interno mínimo, promedio y máximo. Podemos observar que el estado de la tubería es pésimo en el intervalo de 2317.9m-2318.3 m, ya que se presentan muchas zonas donde existe una penetración total de la pared interna del revestimiento, lo que supone un agujero en la tubería revestimiento. En la columna 3 se presenta la imagen 2D generada por la herramienta en la que se puede evidenciar la penetración que existe en la tubería y los agujeros presentes en esta. Se puede decir que la tubería de revestimiento se encuentra en estado crítico (Gowell petro, s.f.).

## **2.2. Ultrasonic imager**

Las herramientas ultrasónicas funcionan sobre la base del principio de las mediciones de ecos de pulsos y los operadores escogen un transductor con las características necesarias para el tipo de medición a obtener. Las mediciones incluyen la evaluación del cemento, la generación de imágenes en agujero descubierto y la generación de imágenes de la corrosión.

Un transductor generador de imágenes ultrasónicas, que transmite una señal ultrasónica con una frecuencia que varía entre 200 y 700 kHz, el transductor proporciona una cobertura de 360° de la tubería de revestimiento en tiempo real. La herramienta puede ser combinada con diversas herramientas como lo son: Gamma Ray, inclinometro, detector de coples o herramienta sónico-

densidad variable (VDL). Dichas combinaciones son utilizadas para asegurar una mejor calidad en el registro y proporcionar más seguridad en los resultados (Slumberland, s.f.).



*Figura 16.* Ultrasonic imagen tool.

Nota. Tomado de: Slumberland (s.f.) USI UltraSonic Imager Tool Recuperado de:  
[https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/well\\_integrity/usi.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/usi.pdf)

### 2.2.1. Aplicaciones

- Inspección del revestimiento (Slumberland, s.f.).
- Detección y monitoreo de corrosión (Slumberland, s.f.).
- Detección del daño o deformación interna y externa (Slumberland, s.f.).
- Análisis del espesor del revestimiento por colapso y cálculos por presión de estallido (Slumberland, s.f.).

- Evaluación del cemento (Sclumberger, s.f.).

### 2.2.2. Características

- Resultados del registro: impedancia acústica, adherencia del cemento al revestimiento, radio interno y espesor del revestimiento (Sclumberger, s.f.).
- Profundidad investigada: interface entre el cemento y el revestimiento (Sclumberger, s.f.).
- Temperatura máxima de operación: 350° F (Sclumberger, s.f.).
- Presión máxima de operación: 20000 psi (Sclumberger, s.f.).
- Rango del revestimiento: 4-1/2" - 13-3/8" (Sclumberger, s.f.).
- Diámetro exterior de la herramienta: 3.375" (Sclumberger, s.f.).

**2.2.3. Funcionamiento de la herramienta Ultrasonic Imager** La herramienta consta de un transductor giratorio desmontable, el cual presenta una variación de diámetros dependiendo de la tubería de revestimiento como se ve en la tabla 4 (Beristain & Flores, 2009).

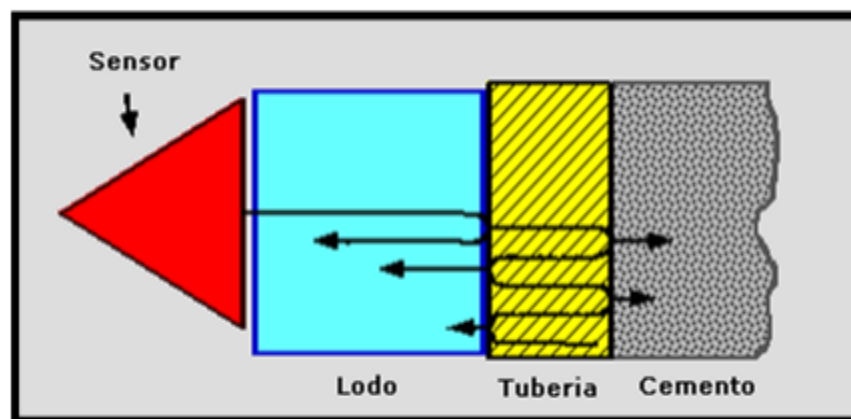
Tabla 7.

*Diámetro de los transductores, herramienta Ultrasonic Imager.*

Montaje	Diámetro exterior	Rango de tubería
5"	3-1/2"	4-1/2" a 5-1/2"
7"	4-1/2"	5-5/8" a 7-5/8"
9-5/8"	6-1/2"	8-5/8" a 7-5/8"
10-3/4"	8-1/2"	10-3/4" a 11-3/4"
10-3/8"	11"	13-3/8"

Nota. Tomado de: Beristain, C.; Flores, A. (2009) "Aplicación de los registros geofísicos de imágenes USI, DSI, FMI en el sistema petrolero" Instituto politécnico nacional

El transductor emite pulsos ultrasónicos de alta frecuencia para hacer resonar a la tubería en función de su espesor. La mayor parte de la energía se refleja a la interface lodo-tubería. Sin embargo la energía que transmitida presenta una dispersión, es decir el sensor emite el pulso el cual se transmite a través del lodo y se regresa, el pulso choca con la pared de la tubería y una parte es reflejada de vuelta. Cuando la tubería resuena, la energía es transmitida al cemento y parte se regresa al lodo recibida por el sensor, en la imagen 5 se muestra como es el trayecto de la onda acústica (Beristain & Flores, 2009).



*Figura 17.* Trayecto de la señal acústica a través del lodo, tubería y cemento.

Nota. Tomado de: Beristain, C.; Flores, A. (2009) “Aplicación de los registros geofísicos de imágenes USI, DSI, FMI en el sistema petrolero” Instituto politécnico nacional

La herramienta graba la amplitud del eco principal para generar una imagen, cualquier daño de la tubería en el interior ocasiona un efecto de dispersión en la señal reflejada y disminuye la amplitud del eco principal, es decir que la imagen de amplitud es un excelente indicador cualitativo de las condiciones internas de la tubería. La herramienta permite hacer mediciones de impedancia acústica la cual permite establecer un mapa de calidad y distribución del cemento alrededor de la tubería, presenta imágenes de espesor de la tubería e indica pérdida del material externo, también

permite establecer imágenes del radio interno de la tubería y estudiando la variación de las mediciones de amplitud proporciona la condición interna de la tubería (Beristain & Flores, 2009).

Tabla 8.

*Especificaciones de medición de la herramienta Ultrasonic Imager.*

<b>Especificaciones de Medición, herramienta Ultrasonic imager</b>	
Salida	Impedancia acústica, unión del cemento al revestimiento, radio interno, espesor del revestimiento.
Velocidad de Registro	1,800 ft/hr [549 m/h]
Rango de Medición	Impedancia acústica: 0 a 10 MRayl [0 a 10 MPa.s / m]
Resolución Vertical	Estándar: 6 pulg. [15.24 cm]
Exactitud	Menos de 3.3 MRayl: $\pm 0.5$ MRay
Profundidad de la Investigación	Interfaz del casing a cemento.
Tipo de Lodo o Limitaciones de Peso	Lodo base agua: hasta 15.9 lbm / gal Lodo base aceite: hasta 11.2 lbm / gal.
Compatibilidad	Herramienta de solo fondo, combinable con la mayoría de las herramientas.
Aplicaciones Especiales	Identificación y orientación de canales estrechos.

Nota. Tomado de: Schlumberger (s.f.) USI UltraSonic Imager Tool Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/well\\_integrity/usi.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/usi.pdf)

Tabla 9.

*Especificaciones mecánicas de la herramienta Ultrasonic Imager.*

<b>Especificaciones Mecánicas, herramienta Ultrasonic Imager</b>	
Clasificación de Temperatura	350°F [177°C]
La Calificación de Presión	20,000 psi [138 MPa]
Tamaño del Revestimiento-min.	4 1/2 in. [11.43 cm]
Tamaño del Revestimiento-max.	13 3/8 in. [33.97 cm]
Diámetro externo	USRS-AB: 3.41 in. [8.66 cm]
	USRS-A: 3.58 in. [9.09 cm]
	USRS-B: 4.625 in. [11.75 cm]
	USRS-C: 6.625 in. [16.83 cm]

Especificaciones Mecánicas, herramienta Ultrasonic Imager	
	USRS-D: 8.625 in. [21.91 cm]
Longitud	Sin sub: 19.75 ft [6.02 m]
Peso	Sin sub: 333 lbm [151 kg]
Tensión	40,000 lbf [177,930 N]
Compresión	4,000 lbf [17,790 N]

Nota. Tomado de: Schlumberger (s.f.) USI UltraSonic Imager Tool Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/well\\_integrity/usi.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/usi.pdf)

**2.2.4. Registro generado por la herramienta Ultrasonic Imager** Principalmente la herramienta realiza mediciones de impedancia acústica, espesor de tubería, radio interno, amplitud. Estas medidas hacen que la herramienta ultrasonic imager sea adecuada para dos aplicaciones principales: registro de evaluación del cemento y registro de inspección de la camisa para controlar el daño y el desgaste de la tubería, es decir la herramienta permite correr el registro en modo cementación, en modo corrosión o los dos registros combinados. Como se explica a continuación (Beristain & Flores, 2009):

**2.2.4.1. Registro en modo cementación** Su propósito principal es establecer la calidad del cemento alrededor del revestimiento y si este provee un soporte adecuado para la tubería y un aislamiento hidráulico, dicho aislamiento se logra cuando en el espacio anular existe suficiente material de baja permeabilidad con suficiente fuerza de compresión para evitar el desplazamiento, por esta razón para evaluar la cementación se debe estudiar el material en el espacio anular y su condición. El siguiente registro en modo cementación de la herramienta ultrasonic imager ilustrado en la figura 6 permite entender a groso modo lo antes mencionado (Beristain & Flores, 2009).

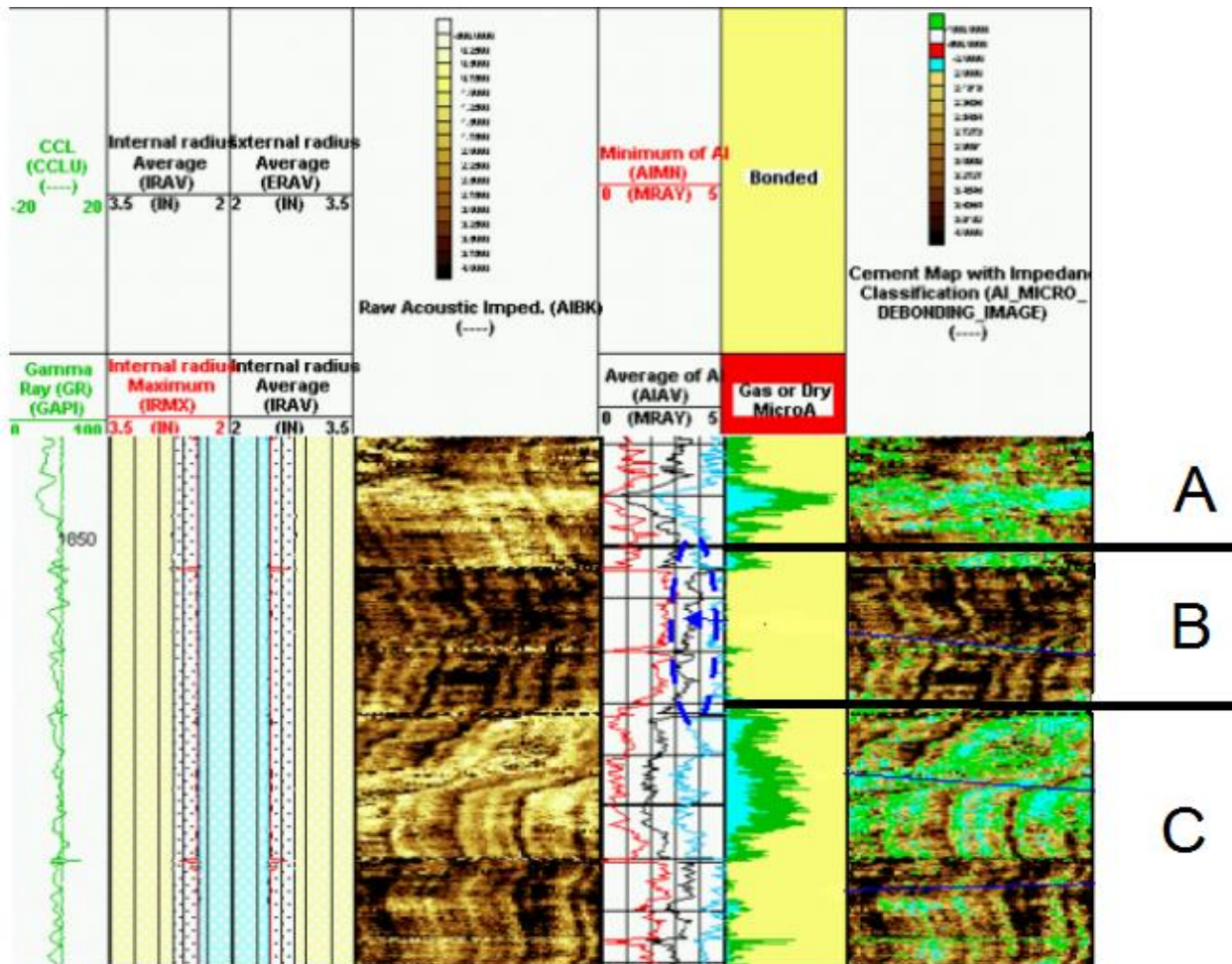


Figura 18. Registro en modo cementación, herramienta Ultrasonic Imager.

Nota. Tomado de: Beristain, C.; Flores, A. (2009) “Aplicación de los registros geofísicos de imágenes USI, DSI, FMI en el sistema petrolero” Instituto politécnico nacional.

La imagen 6 se presenta el registro procesado ultrasonic imager, el cual consta de:

- Columna 1: registro de rayos gamma y un detector de coples para controlar la calidad del registro (Beristain & Flores, 2009).
- Columna 2: radio interno y externo de la tubería, estas variaciones de radio permiten una comparación con el radio nominal de la tubería (Beristain & Flores, 2009).
- Columna 3: registro de impedancia acústica (Beristain & Flores, 2009).

- Columna 4: impedancia del cemento detrás de la tubería (Beristain & Flores, 2009).
- Columna 5: mapa de distribución de la cementación, donde el verde representa presencia de microanillos, el azul contenido de líquidos, rojo indica presencia de gas o espacios vacíos y el amarillo cemento (Beristain & Flores, 2009).

En el intervalo A y C de la figura 6 se puede observar una alta presencia de canalización y microanillos, también se observa que el cemento está contaminado con líquidos. Lo que lleva a la conclusión de que estas zonas presentan una mala cementación. El intervalo B presenta una buena cementación ya que predomina el color amarillo (Beristain & Flores, 2009).

**2.2.4.2. Registro en modo corrosión** El objetivo principal es encontrar zonas de afectación en la tubería, estudiando las medidas de radio interno, espesor de la tubería y estimación de la rugosidad de la superficie interna. Toda esta información es proporcionada como un conjunto de mapas que permiten identificar, localizar y cuantificar la corrosión en la tubería de revestimiento, evidenciar pérdida de metal interna o externa y agujeros en la camisa (Beristain & Flores, 2009).

El siguiente registró ilustrado en la imagen 7 fue tomado en el pozo selva 2D en Perú, la herramienta fue corrida en la tubería de revestimiento intermedio de 9-5/8" para evidenciar el estado de la misma y establecer el método reacondicionamiento (Beristain & Flores, 2009).

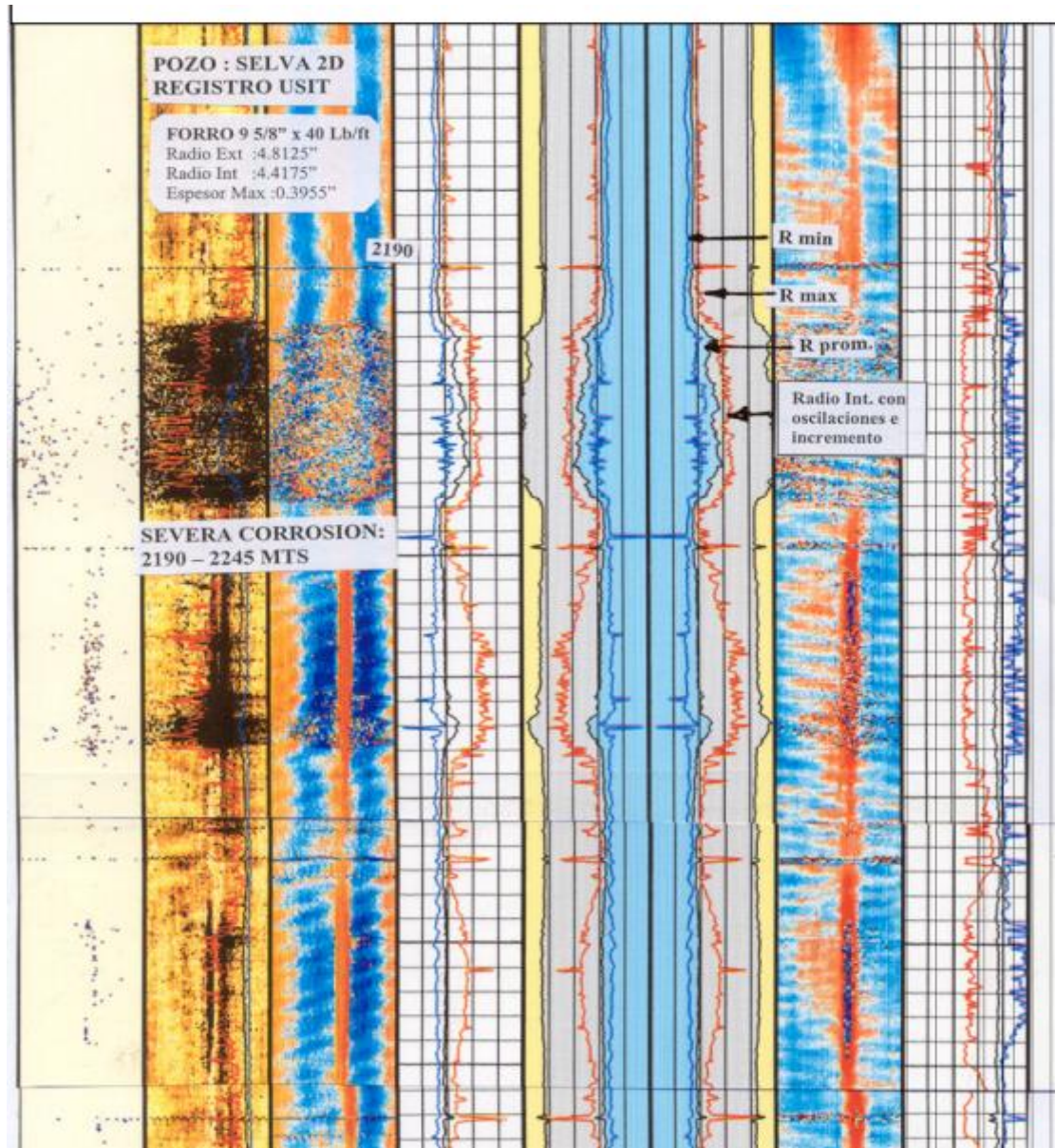


Figura 19. Registro Ultrasonic Imager corrido en tubería de revestimiento de 9-5/8”.

Nota. Tomado de: Malpica, A. (2004) “Problemas de corrosión en pozos de petróleo y su solución” Universidad nacional de ingeniería de petróleo.

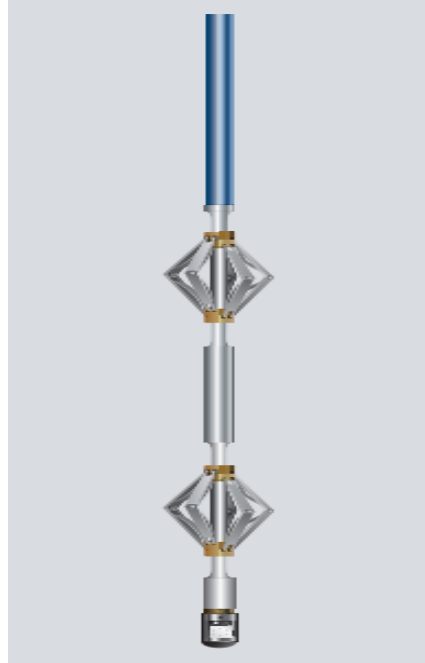
El registro generado por la herramienta Ultrasonic Imager en modo corrosión consta de 6 columnas:

- Columna 1: muestra un mapa de amplitudes, permite detectar daños en el revestimiento ya que la onda crea una dispersión al chocar con anomalías en la tubería, a menos amplitud mayor es la afectación en el revestimiento (Malpica, 2004).
- Columna 2: mapa de radio interno de la tubería de revestimiento (Malpica, 2004).
- Columna 3: muestra la variación del radio interno en la tubería (Malpica, 2004).
- Columna 4: muestra la variación del radio externo en el revestimiento (Malpica, 2004).
- Columna 5: muestra un mapa del espesor de la tubería (Malpica, 2004).
- Columna 6: muestra la variación del espesor de la tubería (Malpica, 2004).

El registro tomado en el pozo Selva 2D mostro una corrosión severa en el intervalo de 2190-2245 mts. Se observó una disminución brusca en la amplitud que se evidencian con colores oscuros en la escala de esta, dichos colores indican un severo desgaste del revestimiento y esto es confirmado con la variación del radio interno así como en el espesor del mismo. (Malpica, 2004).

### **2.3. Ultrasonic casing imager**

La herramienta Ultrasonic Casing Imager es una evolución de la herramienta UltraSonic Imager. Proporciona todas las respuestas necesarias para localizar, identificar y cuantificar el daño y la corrosión en el revestimiento. El diseño está específicamente diseñado para imágenes de alta resolución azimutal y un examen detallado de ambos; el interior y superficies externas del revestimiento. Que van desde 4-1/2” a 13-3/8”. [11.43 a 33.97 cm] (Schlumberger, s.f.).



*Figura 20.* Ultrasonic casing imager.

Nota. Tomado de: Schlumberger, (s.f.) UCI Ultrasonic casing Imager Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/well\\_integrity/uci.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/uci.pdf)

### 2.3.1. Aplicaciones

- Evaluación de la integridad del revestimiento (Schlumberger, s.f.).
- Identificación, ubicación y cuantificación de la corrosión del revestimiento (Schlumberger, s.f.)
- Pérdida de metal interno y externo presente en el revestimiento (Schlumberger, s.f.).
- Ubicación e identificación de intervalos perforados (Schlumberger, s.f.).
- Identificación de los agujeros del revestimiento (Schlumberger, s.f.).
- Identificación del perfil del revestimiento y cambios de peso (Schlumberger, s.f.).
- Identificación de centralizadores y otras anomalías del revestimiento (Schlumberger, s.f.).

### 2.3.2. Características

- Herramienta de medición instantánea en campo que detecta los defectos presentes en tuberías (Schlumberger, s.f.).
- Para su operación, requiere el acceso a un solo lado del material para medir el estado de todo el objeto evaluado (Schlumberger, s.f.).
- Permite la obtención de imágenes exteriores e interiores detalladas del material (Schlumberger, s.f.).

**2.3.3. Funcionamiento de la herramienta Ultrasonic casing imager** El principio básico de funcionamiento del transductor de la herramienta se muestra en la imagen 9. El transductor actúa además como receptor de la señal reflejada y registra su amplitud y su tiempo de arribo. Esta señal es emitida (o pulsada) por el transductor a través del fluido del pozo hacia el interior de la tubería de revestimiento (extremo superior). Cuando encuentra una discontinuidad, tal como la pared interna o externa de la tubería de revestimiento (centro), la señal se refleja. La mayor parte de la energía se refleja en el eco inicial, en la pared interna de la tubería de revestimiento, debido al gran contraste de impedancia existente entre el lodo y el acero; la energía remanente transmitida hacia el interior de la tubería de revestimiento se vuelve a reflejar en la pared externa. La señal que se vuelve a reflejar en la pared interna puede ser utilizada para evaluar el estado y el radio de la tubería de revestimiento. La diferencia de tiempo entre los dos primeros ecos puede ser utilizada para determinar el espesor de la tubería de revestimiento (extremo inferior).

Si bien el dispositivo Ultrasonic casing imager proporciona una mejor indicación del estado de la tubería de revestimiento que el generador de imágenes Ultrasonic imager, su utilización se limita a aquellas operaciones en las que el fluido del pozo consiste en salmueras y lodos a base de petróleo liviano o agua. Los lodos espesados producen una atenuación acústica que es demasiado intensa

para permitir la obtención de una medición válida, esta herramienta logra mayor resolución en cuanto a la corrosión debido a sus transductores especiales que son enfocados a una frecuencia de 2 MHz, la desventaja que tiene es que no registra calidad del cemento como la herramienta Ultrasonic Imager (Abdallah, y otros, 2013).

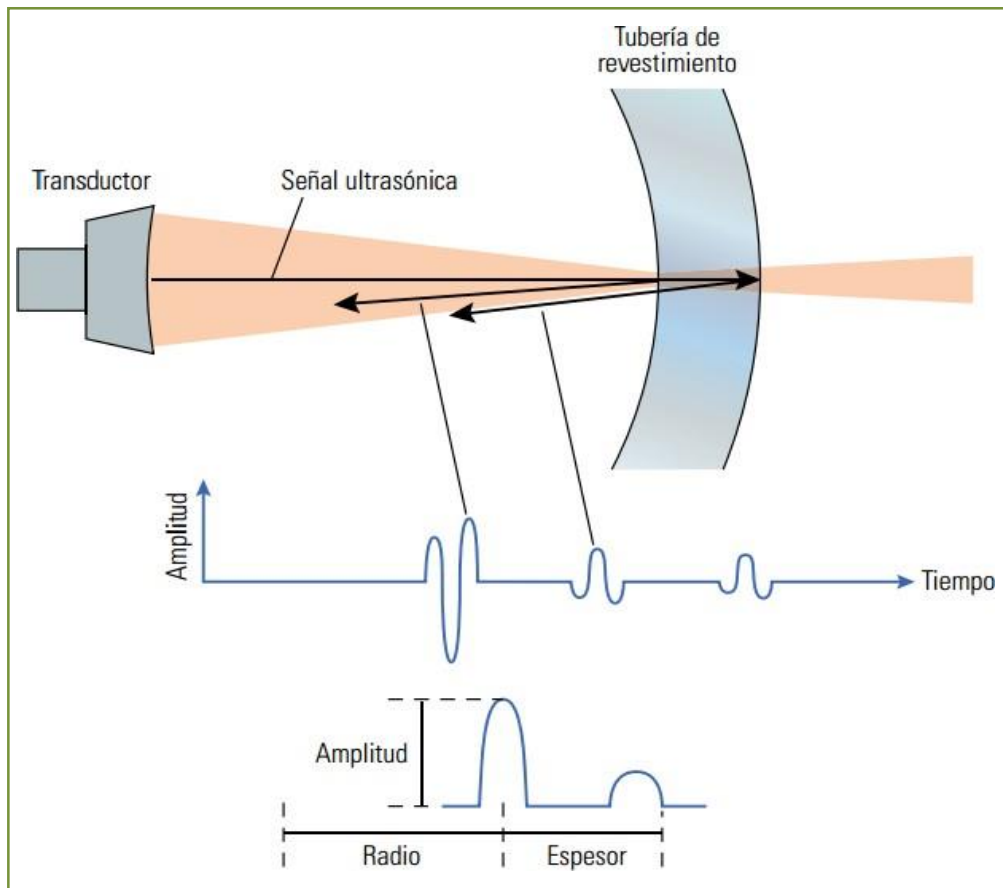


Figura 21. Principios básicos de la herramienta Ultrasonic casing imager.

Nota. Tomado de: Abdallah, D.; Fahim, M.; Al-Hendi, K.; Al- Muhailan, M.; Jawale, R.; Al-Khalaf, A. A.; Al- Kindi, A.; Al-Kuait, A.; Al-Qahtani, H.; Al- Yateem, K.; Asrar, N.; Aziz, S.; Kohring, J.J.; Benslimani, A.; Fituri, M. A.; Sengui, M.. (2013) “Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos” Oilfield review, Schlumberger.

Tabla 10.

*Especificaciones de medición de la herramienta ultrasonic casing imager.*

<b>Especificaciones de Medición, herramienta Ultrasonic Casing Imager</b>	
Salida	Imagen de amplitud, imagen de espesor del revestimiento, imagen de radio interno, velocidad del fluido.
Velocidad de Registro	velocidad 3.000 pies / hora [914 m/h] Alta resolución: 400 pies / hora [122 m/h].
Rango de Medición	Min. espesor del revestimiento: En agua = 0.15 in. [0.38 cm] En fluidos atenuantes, incluido lodo a base aceite = 0.2 in. [0.51 cm].
Resolución Vertical	Alta resolución: 0.2 in. [0.51 cm] Alta velocidad (3,000 ft / hr): 1,5 in. [3,81 cm].
Exactitud	Exactitud Radio interno: $\pm 0.04$ in. [ $\pm 1$ mm] Espesor del revestimiento : $\pm 4\%$
Profundidad de la Investigación	Espesor del revestimiento.
Tipo de Lodo o Limitaciones de Peso	lodo a base de aceite: sin sólidos Lodo a base de agua: contenido de sólidos <5%
Compatibilidad	Herramienta de solo fondo, combinable con la mayoría de las herramientas.
Aplicaciones Especiales	Servicio de H2S.

Nota. Tomado de: Schlumberger, (s.f.) “UCI Ultrasonic casing Imager” Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/well\\_integrity/uci.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/uci.pdf).

Tabla 11.

*Especificaciones mecánicas de la herramienta ultrasonic casing imager.*

<b>Especificaciones Mecánicas, herramienta Ultrasonic casing imager</b>	
Clasificación de Temperatura	350°F [177°C]
La Calificación de Presión	20,000 psi [138 MPa]
Tamaño del Revestimiento-min.	4 1/2 in. [11.43 cm]
Tamaño del Revestimiento-max.	13 3/8 in. [33.97 cm]
Diámetro Externo	USRS-AB: 3.41 in. [8.66 cm]
	USRS-A: 3.56 in. [9.04 cm]
	USRS-B: 4.65 in. [11.81 cm]

<b>Especificaciones Mecánicas, herramienta Ultrasonic casing imager</b>	
	USRS-C: 6.69 in. [16.99 cm]
	USRS-D: 8.66 in. [22.00 cm]
Longitud	Sin sub: 19.73 ft [6.01 m]
Peso	Sin sub: 333 lbm [151 kg]
Tensión	40,000 lbf [177,930 N]
Compresión	4,000 lbf [17,790 N]

Nota. Tomado de: Schlumberger, (s.f.) “UCI Ultrasonic casing Imager” Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/well\\_integrity/uci.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/uci.pdf).

**2.3.4. Registro generado por la herramienta Ultrasonic casing imager** Para entender y visualizar mejor los resultados obtenidos por la herramienta ultrasonic casing imager, la figura 10 ilustra el registro corrido en el pozo “Selva 1D” en la tubería corta de 7” donde se puede observar de 7874-7894 ft ausencia de metal. El espesor del revestimiento a la misma profundidad indica severa corrosión con ausencia de metal.

En la escala de amplitud en el mismo intervalo predomina el color oscuro lo que supone bajas amplitudes, las cuales se interpretan como revestimiento con severo desgaste o agujero en la tubería (Malpica, 2004).

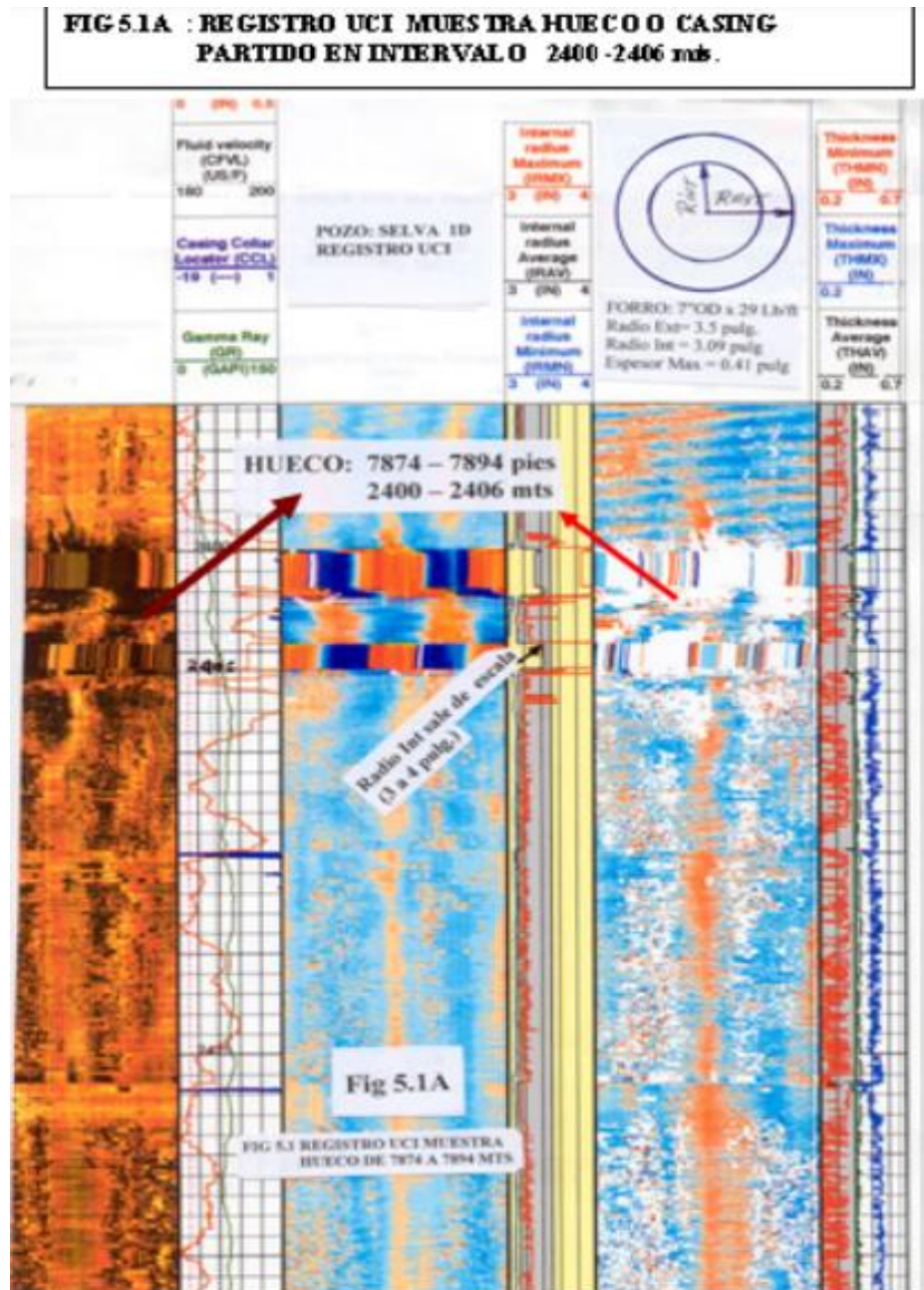


Figura 22. Registro Ultrasonic casing imager muestra hueco en la tubería de revestimiento en el intervalo 2400-2406 mts.

Nota. Tomado de: Malpica, A. (2004) “problemas de corrosión en pozos de petróleo y su solución”  
Universidad nacional de ingeniería de petróleo.

#### 2.4. Electromagnetic casing inspection

Es una herramienta que mide cambios en el campo magnético a medida que pasa a través de un objeto metálico; los cambios se relacionan con el estado del material, lo que incluye su espesor y sus propiedades electromagnéticas.

La herramienta consta de 18 brazos radiales con sensores de patines adosados entorno a un pequeño mandril. Los sensores exploran la superficie interior y el espesor local de la tubería de revestimiento de producción; la medición del mandril ayuda a identificar la pérdida de metal promedio, los daños y grietas de la tubería de revestimiento (Abdallah, y otros, 2013).



*Figura 23.* Electromagnetic casing inspection.

Nota. Tomado de: Scoton oil field (s.f.) Products Recuperado de: <http://www.scotonoilfield.com/ProductShow.asp?id=760>

### 2.4.1. Aplicaciones

- Cuantifica y evalúa el daño por corrosión en la tubería de revestimiento (Schlumberger , 2009).
- Cuantifica y evalúa el daño por corrosión presente en múltiples tuberías en pozo (tubing y revestimiento) (Schlumberger , 2009).
- Estima velocidades de corrosión a partir de la comparación de lapsos de tiempo (Schlumberger , 2009).
- Identifica e inspecciona la corrosión del revestimiento detrás del tubing (Schlumberger , 2009).
- Determina el radio interno de la tubería en presencia de escamas (Schlumberger , 2009).

### 2.4.2. Características

- Proporciona resultados precisos (Schlumberger , 2009)..
- Determina el porcentaje de pérdida de metal en tuberías de revestimiento concéntricas (Schlumberger , 2009).
- No es necesario sacar la tubería de producción para correr la herramienta (Schlumberger , 2009).
- Es combinable con gamma ray y multifinger caliper tool (Schlumberger , 2009)..
- Logra resultados rápidos y reduce costos (Schlumberger , 2009).
- Funciona en pozos desviados u horizontales (Schlumberger , 2009).

**2.4.3. Funcionamiento de la herramienta electromagnetic casing inspection** La herramienta obtiene cuatro mediciones bien diferenciadas mediante la utilización de un transmisor que opera en tres frecuencias y dos receptores, la herramienta EM pipe scanner obtiene una medición de la impedancia ( $Z$ ), que depende de las características eléctricas y magnéticas de la tubería de revestimiento. La herramienta mide espesor promedio del metal normalizado por la profundidad de penetración efectiva.

Las dos mediciones restantes proporcionan imágenes 2D de la tubería; la herramienta obtiene estas mediciones presionando los sensores del patín contra la pared interna de la tubería; una medición utiliza una señal de baja frecuencia para obtener información del espesor 2D y la otra utiliza un transmisor de alta frecuencia localizado en el mandril de la herramienta para generar señales que no penetran en la pared de la tubería, creándose un mapa 2D en el que se diferencia el daño de la pared interna y el daño de la pared externa. La figura 12 ilustra las secciones de la herramienta EM pipe scanner para mayor entendimiento de todo lo antes mencionado (Abdallah, y otros, 2013).

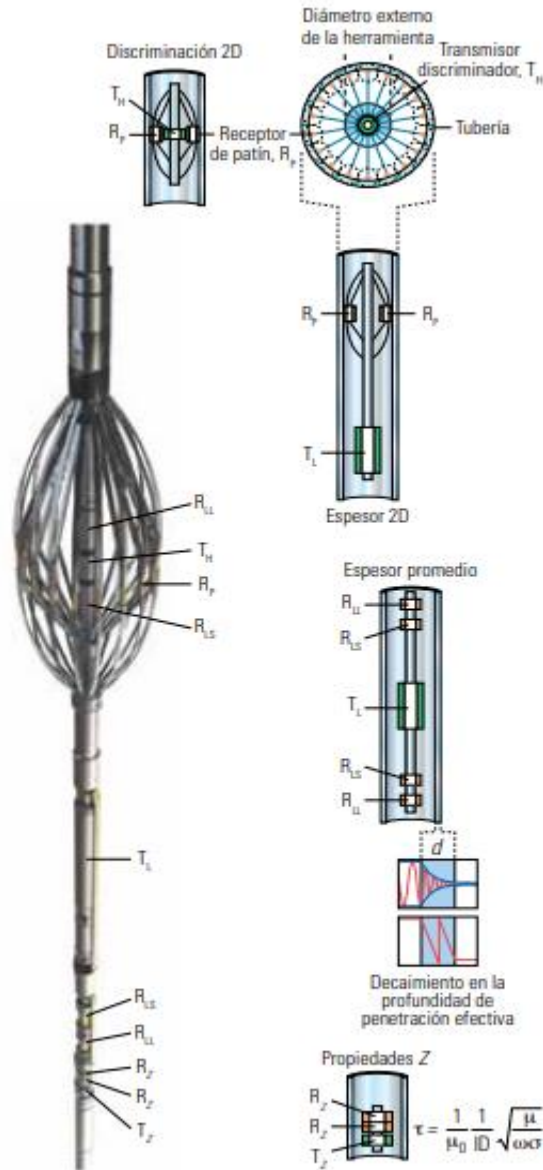


Figura 24. Secciones de la herramienta electromagnetic casing inspection.

Nota. Tomado de: Abdallah, D.; Fahim, M.; Al-Hendi, K.; Al- Muhailan, M.; Jawale, R.; Al-Khalaf, A. A.; Al- Kindi, A.; Al-Kuait, A.; Al-Qahtani, H.; Al- Yateem, K.; Asrar, N.; Aziz, S.; Kohring, J.J.; Benslimani, A.; Fituri, M. A.; Sengui, M.. (2013) “Medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos” Oilfield review, Schlumberger.

Tabla 12.

*Especificaciones de medición de la herramienta electromagnetic casing inspection.*

<b>Especificaciones de Medición, Electromagnetic Casing Inspection</b>	
<b>Salida</b>	Espesor EM, ID del revestimiento, propiedades del revestimiento, imágenes de alta y baja frecuencia, informe de resumen de corrosión. ETHK (cuerdas simples y dobles): pase de inspección de 3,600 pies / h [1,097-m / h] para datos de mandril.
<b>Velocidad de Registro</b>	Imágenes (cuerda única): inspección de resolución estándar de 1.800 pies / h [549 m / h] pasar; Paso de diagnóstico de alta resolución de 300 pies / h [91 m / h].
<b>Rango de Medición</b>	Espesor Máximo de metal : 1.5 in [3.81 cm] a 8.75 Hz
<b>Resolución</b>	Atenuación <60dB: 1% Espesor EM: 15%
<b>Exactitud</b>	ID del revestimiento: $\pm 0.05$ in
<b>Tipo de lodo o Limitaciones de Peso</b>	Cualquier fluido de perforación
<b>Compatibilidad</b>	Plataforma de Todos los servicios de PS. Productos de respuestas múltiples herramientas.
<b>Aplicaciones Especiales</b>	NACE cumple con la resistencia al H2S y al CO2.

Nota. Tomado de: Schlumberger (2009) "EM Pipe Scanner. Electromagnetic casing inspection tool" Recuperado de:

[https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/scanner\\_rock\\_fluid\\_character/em\\_pipe\\_scanner\\_br.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/scanner_rock_fluid_character/em_pipe_scanner_br.pdf)

Tabla 13.

*Especificaciones mecánicas de la herramienta electromagnetic casing inspection.*

<b>Especificaciones Mecánicas, Electromagnetic Casing Inspection</b>	
<b>Clasificación de Temperatura</b>	350 °F (177° C)
<b>La calificación de Presión</b>	15,000 psi [103 MPa]
<b>Tamaño del Revestimiento-min.</b>	2-7/8 in (ID > 2.313 in)
<b>Tamaño del Revestimiento-max.</b>	13 3/8 in para espesor EM
<b>Max. Diámetro</b>	Revestimiento de 9 5/8 pulgadas
<b>Cobertura de Imagen 100%</b>	Revestimiento de 7 pulgadas
<b>Diámetro Externo</b>	2.125 in [5.4 cm]
<b>Brazos del Sensor de Almohadilla</b>	18 acoplado
<b>Peso</b>	110 lbm [50 kg]
<b>longitud</b>	19.7 ft [6.0 m]
<b>Tensión</b>	Pesca: 10,000 lbf [44,480 N]
<b>Compresión</b>	Pesca: 3,000 lbf [13,340 N]

Nota. Tomado de: Schlumberger (2009) “EM Pipe Scanner. Electromagnetic casing inspection tool” Recuperado de:

[https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/scanner\\_rock\\_fluid\\_character/em\\_pipe\\_scanner\\_br.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/scanner_rock_fluid_character/em_pipe_scanner_br.pdf)

**2.4.4. Registro generado por la herramienta electromagnetic casing inspection** En la figura 13 se observa un registro EM pipe scanner corrido para evaluar un revestimiento liner de 5-1/2” cañoneado. La corrosión es más evidente en la imagen de baja frecuencia que en la de alta frecuencia, que es clara Indicación de que la corrosión comenzó desde la pared exterior del revestimiento y está eliminando el metal del exterior al interior, alimentando la invasión de fluidos agresivos de la formación al metal y afectando negativamente la producción. Las perforaciones también se muestran claramente en el lado inferior del revestimiento. El grosor calculado a partir de las medidas de EM Pipe Scanner es consistente con el de 5-1/2-in 15.5-lbm / ft liner con un espesor teórico nominal de la pared de 0,275 pulgadas por debajo y por encima de la zona cañoneada (Schlumberger , 2009).

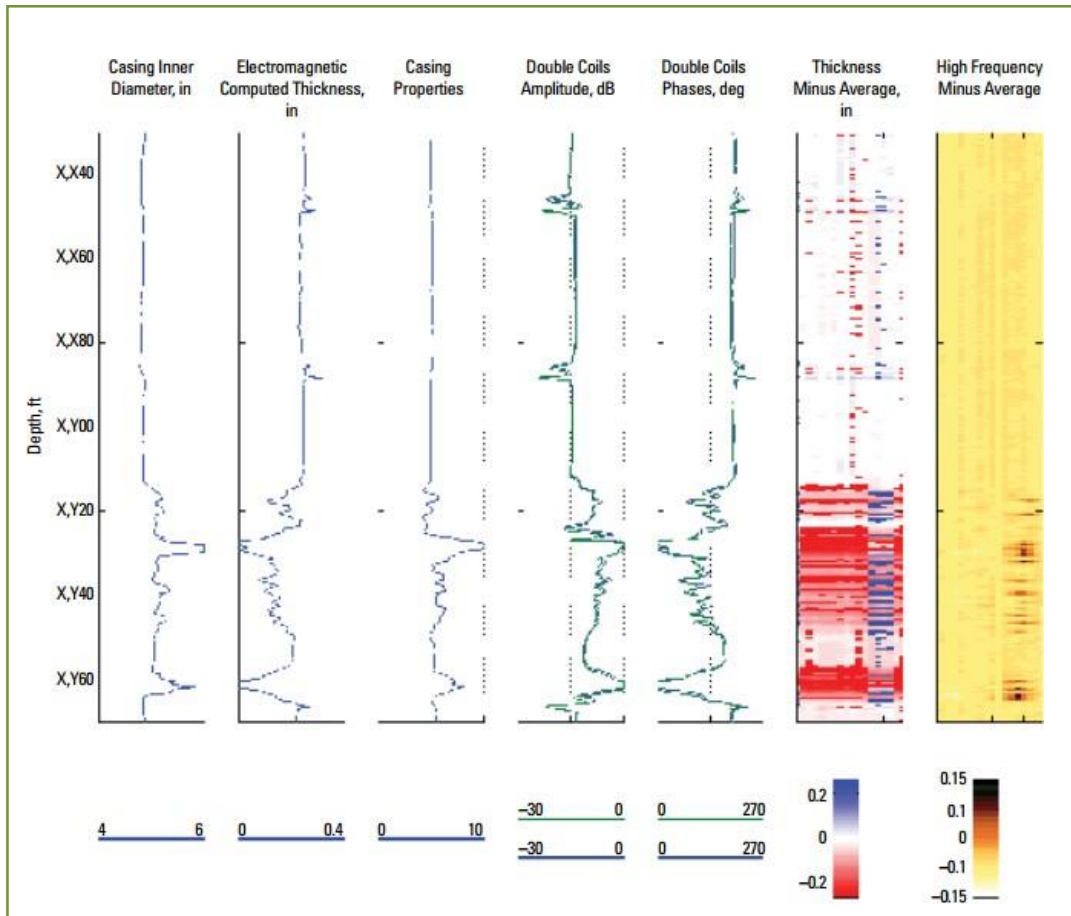


Figura 25. Registro Electromagnetic casing inspection en tubería de revestimiento de 5 ½ in cañoneado.

Nota. Tomado de: Schlumberger (2009) “EM Pipe Scanner. Electromagnetic casing inspection tool”  
 Recuperado de:  
[https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/scanner\\_rock\\_fluid\\_character/em\\_pipe\\_scanner\\_br.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/scanner_rock_fluid_character/em_pipe_scanner_br.pdf)

## 2.5. Ultrasonic borehole imager

Es una herramienta moderna basada en imágenes ultrasónicas. El Ultrasonic Borehole Imager presenta un transductor de alta resolución que proporciona imágenes acústicas del pozo. La información crítica de la estabilidad del pozo se puede derivar de la sección transversal exacta del

pozo medida por la herramienta. La imagen de alta resolución del transductor también es ideal para medir la geometría interna de la tubería de revestimiento. El transductor giratorio incorporado en la sonda de UBI es a la vez un transmisor y un receptor. El subconjunto del transductor está disponible en una variedad de tamaños para registrar la gama completa de tamaños normales de pozo descubierto. El subconjunto también se selecciona para optimizar la distancia recorrida por el pulso de sonido ultrasónico en el fluido de la perforación reduciendo la atenuación en fluidos pesados y manteniendo una buena relación señal / ruido. Para aplicaciones de agujeros abiertos, la herramienta Ultrasonic borehole imager se registra con el transductor funcionando a 250 o 500 kHz (Schlumberger, s.f.).

La frecuencia más alta tiene una mejor resolución de imagen, pero la frecuencia más baja proporciona una medición más robusta en lodos altamente dispersivos.

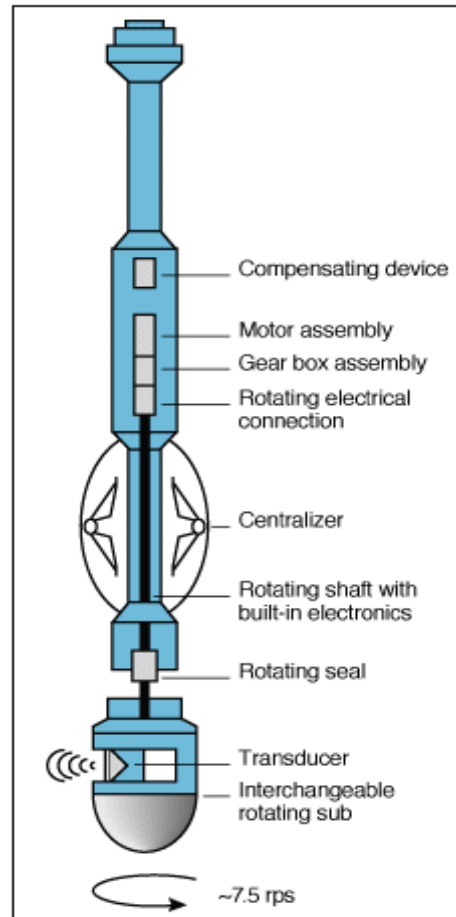


Figura 26. Cuerpo de la herramienta Ultrasonic borehole imager.

Nota. Tomado de: Downhole Logging Tools, (s.f.) UBI-IODP-USIO: Recuperado de: [http://iodp.ldeo.columbia.edu/TOOLS\\_LABS/SPECIAL/ubi.html](http://iodp.ldeo.columbia.edu/TOOLS_LABS/SPECIAL/ubi.html)

### 2.5.1. Aplicaciones:

- Interpretación geológica de alta resolución (Downhole Logging Tools, s.f.).
- Análisis de inmersión estructural (Schlumberger, s.f.).
- Identificación de fracturas y análisis estratigráfico (Downhole Logging Tools, s.f.).
- Evaluación de la estabilidad del pozo (Downhole Logging Tools, s.f.).
- Radio de la perforación y análisis de estrés (Schlumberger, s.f.).

- Análisis automático de la forma del agujero (Schlumberger, s.f.).

### **2.5.2. Beneficios**

- Proporciona información precisa, no subjetiva respuestas de inspección de pozo para decisiones críticas (Schlumberger, s.f.).
- Reduce el tiempo de la plataforma; velocidad de registro puede ser optimizado para la resolución necesaria (Schlumberger, s.f.).
- Puede ser corrida en hueco descubierto o con tuberías de revestimiento (Schlumberger, s.f.).

### **2.5.3. Características:**

- cobertura 100% azimutal (Schlumberger, s.f.)
- transductor giratorio (Schlumberger, s.f.).
- Operable en agua pesada lodos a base de aceite (Schlumberger, s.f.).
- Hardware de nueva generación (Schlumberger, s.f.).
- Claro y fácil de entender presentaciones de wellsite en tiempo real (Schlumberger, s.f.).
- Propiedades del fluido de fondo de pozo medición (Schlumberger, s.f.).
- Normalización dinámica de imágenes y escalado de color (Schlumberger, s.f.).
- Variable azimutal y muestreo vertical (Schlumberger, s.f.).
- Resolución de imagen mejorada (Schlumberger, s.f.).

**2.5.4. Funcionamiento de la herramienta Ultrasonic borehole imager** La herramienta ultrasonic borehole imager mide la amplitud y el tiempo de tránsito. Una técnica de procesamiento innovadora mejora la precisión, evita saltos de ciclo y reduce las pérdidas de eco, lo que hace que la medición del tiempo de tránsito de la herramienta sea tan confiable como la de la amplitud. La herramienta es relativamente insensible a la ex centralización de hasta 1/4 in (0,6 cm) y produce imágenes que son limpias y fáciles de interpretar, incluso en pozos altamente desviados. El software de procesamiento mejora aún más las imágenes UBI corrigiendo la amplitud y la información del tiempo de tránsito para los efectos de las variaciones de velocidad de registro de la herramienta y aplicando el filtrado de ruido. Los tiempos de tránsito se convierten en información del radio del pozo usando la velocidad de la señal ultrasónica en el lodo. Las imágenes están orientadas con datos de inclinometría de la herramienta de inclinometría GPIT combinable y luego mejoradas mediante la normalización dinámica y se muestran como una imagen para la interpretación visual. Los datos de imagen de amplitud y radio se pueden cargar en una estación de trabajo de geología para su análisis e interpretación. Los principales eventos se pueden extraer automáticamente de los datos del radio para la evaluación de la estabilidad del pozo. Los rendimientos de frecuencia más altos dan como resultado mayor resolución de imagen, mientras la frecuencia más baja proporciona una robusta medición en lodos altamente dispersivos, la herramienta ultrasonic borehole imager consta de un sub ensamblaje del transductor giratorio el cual está disponible en diferentes tamaños para proporcionar un punto de separación óptimo de la pared de la tubería de revestimiento o del pozo (figura 15) (Schlumberger, s.f.).

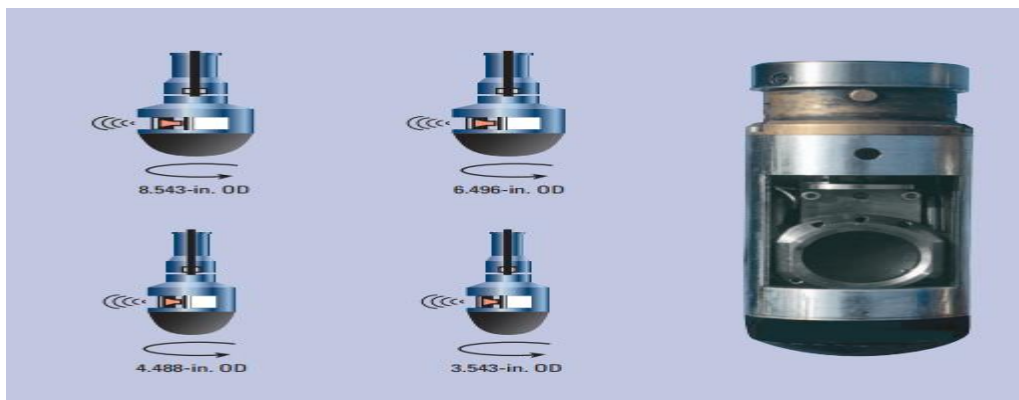


Figura 27. Diferentes tamaños del sub ensamblaje del transductor giratorio.

Fuente: Schlumberger, (s.f.) “UBI Ultrasonic Borehole Imager” Recuperado de: [https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline\\_open\\_hole/geology/ubi\\_br.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/geology/ubi_br.pdf)

Tabla 14.

Especificaciones de la herramienta Ultrasonic Borehole Imager.

Datos de Salida	Impedancia acústica, variación del radio interno, análisis estratigráfico y evaluación de fracturas, estabilidad del pozo
Clasificación de Temperatura	350 °F (177° C)
Clasificación de presión	20 Kpsi (13.8 Kpa)
Diámetro	3.375 in (8.57 cm)
Rango de medición	Impedancia acústica: 0.005 bB a 80 bB
Longitud	Sin sub ensamblaje: 14.53 ft [4.42 m]
Peso	377.6 lbs (171.4 kg)
Intervalo de Muestreo	0.1 in (2.54 mm)
Velocidad de Registro	425 ft/hr (130 m/hr)- 2,125 ft/hr (648 m/hr)
Resolución Vertical	0.2 in (0.51 cm) a 500 KHz 0.4 in (1.02 cm) a 250 KHz
Profundidad de Investigación	Pared del pozo
Exactitud	Radio del pozo: ± 0.12 in (± 3 mm)
Tamaño de Revestimiento- min.	4-1/2 in
Tamaño de Revestimiento-max.	13-3/8 in
Compatibilidad	Herramientas SGT y DSI, herramienta de inclinometría GPIT

Nota. Adaptada de: Downhole Logging Tools (s.f.) UBI-IODP-USIO: recuperado de: [http://iodp.ldeo.columbia.edu/TOOLS\\_LABS/SPECIAL/ubi.html](http://iodp.ldeo.columbia.edu/TOOLS_LABS/SPECIAL/ubi.html)

**2.5.5. Registro generado por la herramienta Ultrasonic borehole imager** La herramienta permite obtener medidas de la geometría interna del revestimiento y del radio interno mediante las imágenes de alta resolución que proporciona en su registro. La figura 16, El registro esta subdividido en cuatro columnas: la primera columna ilustra un mapa de amplitud, la segunda muestra un mapa del radio interno de la tubería de revestimiento, la tercera columna muestra la variación del radio interno del revestimiento y la cuarta columna muestra las imágenes de la pérdida de metal en la tubería.

El registro fue corrido en un liner de 7 in, en este se aprecian colores oscuros en el mapa de amplitud lo que indica disminución en la misma y es sinónimo de abolladuras como se evidencia en la profundidad de X22. A esta profundidad se ilustran irregularidades en la pared de la tubería y pequeñas perforaciones por corrosión localizada (Florez & Hernandez, 2014).

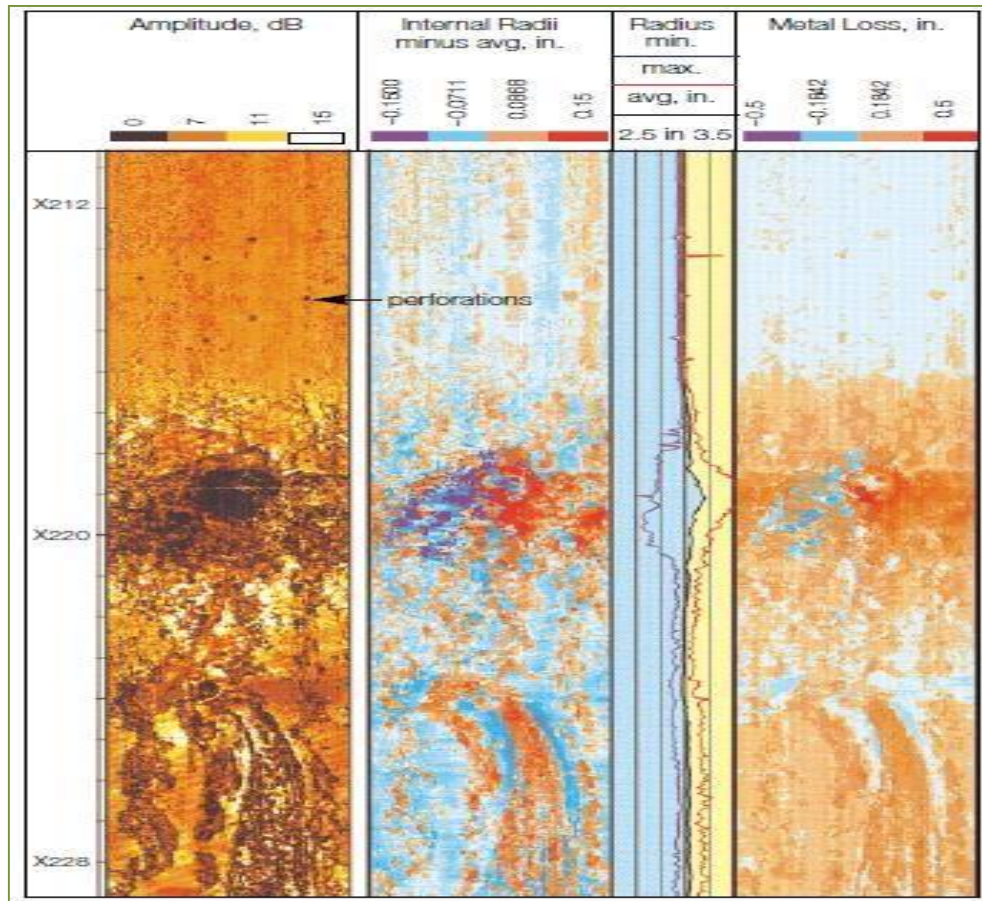


Figura 28. Registro UBI tomado a un liner de 7”.

Nota. Tomado de: Brondel, D.; Edwards, R.; Hayman, A.; Hill, D.; Mehta, S.; Semerad, T. (1994)

“Corrosion in the oil industry” Oilfield review Schlumberger 1994.

### 3. Valoración de las herramientas utilizadas en inspección de tuberías de revestimiento

Como se apreció en el capítulo anterior cada herramienta tiene sus características específicas y parámetros, en pro a establecer que herramienta es más óptima, versátil y presentan más ventajas en su utilización es fundamental analizar cada una de sus características, aplicaciones y rasgos específicos de dichas herramientas.

Tabla 15.

*Variables específicas de las herramientas a analizar. (Multifinger caliper, Ultrasonic imager, Ultrasonic casing imager, Ultrasonic borehole imager, Electromagnetic casing inspection).*

Características o parámetros	Herramientas de inspección en tuberías de revestimiento				
	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
1. Datos de Salida	Variaciones de radio interno, pérdida de metal. (Shlumberger, s.f.)	Impedancia acústica, variaciones de radio interno, espesor del revestimiento, imagen de amplitud.	Imagen de amplitud, espesor del revestimiento, variación radio interno, velocidad de fluido.	Impedancia acústica, variación de radio interno, análisis estratigráfico. (Shlumberger, s.f.)	Propiedades del revestimiento, imágenes de alta y baja frecuencia, informe de resumen de corrosión, variación de radio, espesor. (Abdallah, y otros, 2013)

Características o parámetros	Herramientas de inspección en tuberías de revestimiento				
	Multifinger C.	Ultrasonic I. (Schlumberger, s.f.)	Ultrasonic C. (Schlumberger, s.f.)	Ultrasonic B. (Principles and Applications, s.f.)	Electromagnetic C. (Schlumberger, 2009)
2. Velocidad de Registro	Velocidad estándar: 1,800 ft/hr [549 m/h], velocidad máxima: 1,829 ft/hr [600 m/h] (Schlumberger, s.f.)	Velocidad típica: 1,800 ft/hr [549 m/h]. (Schlumberger, s.f.)	velocidad alta 3.000 pies / hora [914 m/h] Alta resolución: 400 pies / hora [122 m/h]. (Schlumberger, s.f.)	Inspección de alta resolución: 425 ft/hr (130 m/hr) Baja resolución 2,125 ft/hr (648 m/hr). (Principles and Applications, s.f.)	Velocidad alta 3.600 pies / hora. Resolución estándar: 1.800 pies / h [549 m / h]. Diagnóstico de alta resolución de 300 pies / h [91 m / h]. (Schlumberger, 2009)
3. Rango de Medición	N/A	Impedancia acústica: 0 a 10 MRayl [0 a 10 MPa.s / m]. (Schlumberger, s.f.)	Espesor mínimo de revestimiento [0,15-0,2] in. (Schlumberger, s.f.)	Impedancia acústica: 0.005 bB a 80 bB. (Downhole Logging Tools, s.f.)	Espesor Máximo de metal : 1.5 in a 8.75 Hz. (Schlumberger, 2009)
4. Resolución Vertical	A velocidad estándar: (0.082-0.167) in. (Schlumberger, s.f.)	Estándar: 6 in. [15.24 cm]. (Schlumberger, s.f.)	Alta resolución: 0.2 in. Alta velocidad: 1,5 in. (Schlumberger, s.f.)	0.2 in (0.51 cm) a 500 KHz 0.4 in (1.02 cm) a 250 KHz. (Principles and Applications, s.f.)	Alta frecuencia: 0.4 in. (Abdallah, y otros, 2013)

Características o parámetros	Herramientas de inspección en tuberías de revestimiento				
	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
5. Exactitud	0.026 in. (0.66 mm). (Schlumberger, s.f.)	Menos de 3.3 MRayl: ± 0.5 MRay. (Schlumberger, s.f.)	Radio interno: ± 0.04 in. Espesor de la tubería: ± 4% (Schlumberger, s.f.)	Radio del pozo: ± 0.12 in (± 3 mm). (Downhole Logging Tools, s.f.)	ID del revestimiento: ± 0.05 in. (Schlumberger , 2009)
6. Tipo de Lodo	Cualquier tipo de fluido en el pozo. (Abdallah, y otros, 2013)	Lodo base agua: hasta 15.9 lbm / gal Lodo base aceite: hasta 11.2 lbm / gal. (Schlumberger, s.f.)	Lodo a base de aceite: sin sólidos. Lodo a base de agua: solidos <5%. (Schlumberger, s.f.)	Cualquier tipo de fluido en el pozo. (Principles and Applications, s.f.)	Cualquier tipo de fluido en el pozo. (Abdallah, y otros, 2013)
7. Compatibilidad	Generalmente se corren con gamma ray y registros de temperatura.	Puede ser corrido con registros VDL y CBL y gama ray, entre otros. (Beristain & Flores, 2009)	Combinable con la mayoría de las herramientas de fondo. (Schlumberger, s.f.)	Herramientas SGT y DSI, herramienta de inclinometria GPIT. (Downhole Logging Tools, s.f.)	Se pueden correr con gamma ray y multifinger caliper, entre otras herramientas. (Abdallah, y otros, 2013)
8. Temperatura	350 °F (175°C). (Gowell petro, s.f.)	350°F [177°C]. (Schlumberger, s.f.)	350°F [177°C] (Schlumberger, s.f.)	350 °F (177° C). (Downhole Logging Tools, s.f.)	350 °F (177° C). (Schlumberger , 2009)
9. Presión	15,000 PSI (103MPa).	20,000 psi [138 MPa].	20,000 psi [138 MPa] (Schlumberger, s.f.)	20,000 psi [138 MPa]. (Downhole	15,000 PSI [103 MPa]. (Schlumberger , 2009)

Características o parámetros	Herramientas de inspección en tuberías de revestimiento				
	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
	(Gowell petro, s.f.)	(Sclumberger, s.f.)		Logging Tools, s.f.)	
10. Profundidad de Investigación	Superficie dentro del revestimiento. (Shlumberger, s.f.)	Interfaz del revestimiento al cemento. (Sclumberger, s.f.)	Espesor del revestimiento. (Sclumberger, s.f.)	Pared del pozo. (Downhole Logging Tools, s.f.)	Superficie dentro del revestimiento en tuberías concéntricas. (Abdallah, y otros, 2013)
11. Tamaño Mínimo de Revestimiento	Tubería de revestimiento: 4-1/2 in. (Shlumberger, s.f.)	Tubería de revestimiento: 4-1/2 in. (Sclumberger, s.f.)	Tubería de revestimiento: 4-1/2 in. (Sclumberger, s.f.)	Tubería de revestimiento: 4-1/2 in. (Principles and Applications, s.f.)	Tubing: 2-7/8 in. (Abdallah, y otros, 2013)
12. Tamaño Máximo de Revestimiento	Para 20 y 40 brazos: 9-5/8 in. Para 56 brazos: 13-3/8 in. (Shlumberger, s.f.)	Tubería de revestimiento de: 13-3/8 in. (Sclumberger, s.f.)	Tubería de revestimiento de: 13-3/8 in. (Sclumberger, s.f.)	Tubería de revestimiento de: 13 3/8 in. (Petro Wiki, s.f.)	Tubería de revestimiento de: 13-3/8 in. (Schlumberger , 2009)
13. Diámetro Externo	M.caliper (20, 40,56 brazos), (1.6875, 2.875,3.5) respectivamente. (Gowell petro, s.f.)	Varía dependiendo del transductor: [3.41-8.625] in. (Sclumberger, s.f.)	Varía dependiendo del transductor: [3.41-8.66] in. (Sclumberger, s.f.)	Varía dependiendo del transductor: [3.375-8.56] in. (Downhole Logging Tools, s.f.)	Diámetro externo: 2.125 in. (Abdallah, y otros, 2013)

Características o parámetros	Herramientas de inspección en tuberías de revestimiento				
	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
14. Longitud	Varía dependiendo el N. de brazos: [3.62-3.15] m. (Gowell petro, s.f.)	Sin sub ensamblaje: 19.75 ft [6.02 m]. (Sclumberger, s.f.)	Sin sub ensamblaje: 19.73 ft [6.01 m]. (Sclumberger, s.f.)	Sin sub ensamblaje: 14.53 ft [4.42 m]. (Downhole Logging Tools, s.f.)	19.7 ft [6.0 m]. (Schlumberger , 2009)
15. Peso	Varía dependiendo el N. de brazos: [26-54] kg. (Shlumberger, s.f.)	Sin sub ensamblaje: 333 lbm [151 kg]. (Sclumberger, s.f.)	Sin sub ensamblaje: 333 lbm [151 kg]. (Sclumberger, s.f.)	Sin sub ensamblaje: 377.6 lbm (171.4 kg).	110 lbm [50 kg]. (Schlumberger , 2009)
16. Compresión	Varía dependiendo el N. de brazos: [8.230-11.120] N. (Shlumberger, s.f.)	4,000 lbf [17,790 N]. (Sclumberger, s.f.)	4,000 lbf [17,790 N]. (Sclumberger, s.f.)	4,000 lbf [17,790 N]. (Petro Wiki, s.f.)	Pesca: 3,000 lbf [13,340 N]. (Schlumberger , 2009)
17. Resolución de la Imagen	No permite visualizar detalladamente agujeros en el revestimiento.	En modo 3D detecta agujeros de hasta 1,2 in. (Malpica, 2004)	Evaluación más detallada de la corrosión, agujeros hasta de 0.3 in. (Malpica, 2004) (Abdallah, y otros, 2013)	Produce imágenes de alta resolución, agujeros hasta 0.2 in. (Sclumberger, s.f.)	Mide espesores a partir de 0.01 in, detecta agujeros hasta 0.4 in. (Abdallah, y otros, 2013)

Características o parámetros	Herramientas de inspección en tuberías de revestimiento				
	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
18. Limitaciones de la Herramienta	No mide espesor ni afectaciones externas en la tubería.	La resolución de la imagen 3D que genera no es de alta resolución. (Malpica, 2004)	Mejor funcionamiento en lodo liviano o base agua. (Abdallah, y otros, 2013)	Solo mide radio interno de la tubería, no mide afectaciones externas. (Sclumberger, s.f.)	Se recomienda para detectar agujeros grandes, ya que pierde eficiencia en tuberías exteriores. (Gowell petro, s.f.)
19. Tipo de Corrida	Wireline, slickline o coiled tubing. (Shlumberger, s.f.)	Wireline y tubería flexible. (Sclumberger, s.f.)	Wireline y tubería flexible. (Malpica, 2004)	Wireline y tubería flexible. (Brondel, y otros, 1994)	Wireline, tractor o tubería flexible. (Abdallah, y otros, 2013)
20. Ventajas de la Herramienta	Relativamente fácil de correr y de interpretar sus registros. (Gowell petro, s.f.) (Abdallah, y otros, 2013)	Proporciona evaluación del cemento, detecta cambios en espesor y radio. (Sclumberger, s.f.)	Mayor resolución de inspección de la corrosión, es la única que detalla canalizaciones externas. (Malpica, 2004)	Interpretación geológica de alta resolución, análisis estructural, forma del agujero. (Downhole Logging Tools, s.f.)	Permite medir perdida de metal en varias tuberías concéntricas, se obtienen mediciones sin extraer la tubería de producción del pozo. Su diámetro es pequeño y facilita su utilización. (Abdallah, y otros, 2013)
21. Confiabilidad del Registro	Confiabilidad media.	Depende de las condicione.	Depende del tipo de fluido.	Da Información precisa.	Alta confiabilidad.
22. Requerimientos de Corrida	Requiere retirar acumulaciones	Requiere calibración y limpieza del	Requiere calibración y limpieza del	Requiere adecuaciones	Puede ser corrido en tuberías con

Características o parámetros	Herramientas de inspección en tuberías de revestimiento				
	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
	en la T. de revestimiento.	revestimiento. (Malpica, 2004)	revestimiento (Malpica, 2004).	del hueco abierto.	acumulaciones (Abdallah, y otros, 2013).
23. Aplicación de la Herramienta	Variaciones de radio interno, pérdida de metal en la tubería de revestimiento (Shlumberger, s.f.).	Evaluación del cemento, detectar daños corrosivos, radio interno y espesor de la tubería. (Sclumberger, s.f.) (Beristain & Flores, 2009)	Evaluación de alta resolución de la corrosión, afectaciones externas e internas de la tubería. (Sclumberger, s.f.)	Interpretación geológica, detecta fracturas, detecta daños corrosivos internos.	Evaluación del daño corrosivo en múltiples tuberías, estima velocidades de corrosión, determina el radio interno y espesor de la tubería (Abdallah, y otros, 2013). (Halliburton, s.f.)

### 3.1. Metodología de la matriz de priorización y toma de decisiones

Con la finalidad de estimar un valor cuantitativo de las herramientas, que permita establecer cuál es la más óptima para inspección del revestimiento, se dispone utilizar una matriz de priorización o toma de decisiones. Dicha matriz permite consiste en un análisis comparativo de todas las herramientas y sus características más relevantes, dándole un peso o valor a cada una de ellas. Para realizar la matriz de priorización se deben realizar los siguientes procedimientos (Ct Calidad, 2016):

- 1.) Establecer las características principales o más relevantes a tener en cuenta en la matriz de priorización, además de darles un valor de peso, un valor cuantitativo que represente la importancia de cada una de ellas (Ct Calidad, 2016).
- 2.) Realizar un análisis comparativo de cada una de las características en todas las herramientas, es decir se van a evaluar una a una en los diferentes parámetros. Para ellos se realizaran tablas de cada herramienta donde se colocara 0, +1, -1. Donde el 0 indicara igualdad en la característica en cuestión, +1 indicara superioridad de la herramienta y -1 inferioridad de la misma (Ct Calidad, 2016).
- 3.) Ilustrar en la matriz de priorización: características principales, valoración (importancia) de esta, valores obtenidos en la comparación en el apartado (2). Por ultimo multiplicar la valoración de la característica con el valor comparativo, para de esta forma establecer una cuantificación de las herramientas y llegar a una conclusión (Ct Calidad, 2016).

## 3.1.1. Características más relevantes en la valoración de herramientas de inspección

Tabla 16.

*Características principales a tener en cuenta en la matriz de priorización.*

Características más relevantes	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
Aplicación de la Herramienta	Variaciones de radio interno, pérdida de metal en la tubería de revestimiento, detecta grietas y hendiduras (Schlumberger, s.f.).	Evaluación del cemento, detectar daños corrosivos, radio interno y espesor de la tubería. (Schlumberger, s.f.) (Beristain & Flores, 2009)	Alta resolución de la corrosión, afectaciones externas e internas de la tubería (Schlumberger, s.f.)	Interpretación geológica, detecta fracturas, estabilidad del pozo, condición de hueco y daños en la tubería interna. (Downhole Logging Tools, s.f.)	Evaluación del daño corrosivo en múltiples tuberías, estima velocidades de corrosión, determina el radio interno y espesor de la tubería. (Abdallah, y otros, 2013) (Halliburton, s.f.)
Velocidad de Registro	Velocidad estándar: 1,800 ft/hr [549 m/h], velocidad máxima: 1,829 ft/hr [600 m/h]. (Schlumberger, s.f.)	Velocidad típica: 1,800 ft/hr [549 m/h]. (Schlumberger, s.f.)	velocidad alta 3.000 pies / hora [914 m/h] Alta resolución: 400 pies / hora [122 m/h]. (Schlumberger, s.f.)	Inspección de alta resolución: 425 ft/hr (130 m/hr) Baja resolución 2,125 ft/hr (648 m/hr). (Downhole Logging Tools, s.f.)	Velocidad alta 3.600 pies / hora. Resolución estándar: 1.800 pies / h [549 m / h]. Diagnóstico de alta resolución de 300 pies / h [91 m / h]. (Schlumberger , 2009)

Características más relevantes	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
Tipo de Lodo	Cualquier tipo de fluido en el pozo (Abdallah, y otros, 2013)	Lodo base agua: hasta 15.9 lbm / gal Lodo base aceite: hasta 11.2 lbm / gal. (Sclumberger, s.f.)	Para mejor resolución de las imágenes se recomienda el uso en lodos livianos o a base agua. (Abdallah, y otros, 2013)	Cualquier tipo de fluido en el pozo (Malpica, 2004)	Cualquier tipo de fluido en el pozo (Abdallah, y otros, 2013)
Rango de tubería	[13-3/8-4-1/2] in. (Shlumberger, s.f.)	[13-3/8-4-1/2] in. (Sclumberger, s.f.)	[13-3/8-4-1/2] in. (Sclumberger, s.f.)	[13-3/8-4-1/2] in. (Downhole Logging Tools, s.f.)	[13-3/8-2-7/8] in. (Abdallah, y otros, 2013)
Resolución de la Imagen	No permite visualizar detalladamente agujeros en el revestimiento. (Abdallah, y otros, 2013)	En modo 3D detecta agujeros de hasta 1,2 in. (Malpica, 2004)	Evaluación más detallada de la corrosión, detecta agujeros hasta de 0.3 in. (Malpica, 2004) (Abdallah, y otros, 2013)	Produce imágenes de resolución mejorada, detecta agujeros hasta 0.2 in. (Sclumberger, s.f.)	Mide espesores a partir de 0.01 in, detecta agujeros hasta 0.4 in. (Abdallah, y otros, 2013) (Schlumberger, 2009)
Limitaciones de la Herramienta	No mide espesor ni afectaciones externas en la tubería. (Shlumberger, s.f.)	Cuando genera imágenes 3D no muestra tan detalladamente los defectos pequeños de la tubería (Beristain & Flores, 2009) (Malpica, 2004)	No se recomienda en lodos pesados ya que estos generan atenuación de la onda. (Abdallah, y otros, 2013)	Solo mide radio interno de la tubería, no mide afectaciones externas. (Sclumberger, s.f.)	Se recomienda para detectar agujeros grandes, Pierde resolución en tuberías concéntricas más externas. (Abdallah, y otros, 2013)

Características más relevantes	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
Ventajas de la Herramienta	Relativamente fácil de correr y de interpretar sus registros al no tener variación de resolución la velocidad del registro no se ve afectada (Shlumberger, s.f.). (Abdallah, y otros, 2013)	Proporciona evaluación del cemento, calidad y distribución del mismo. Estudio del espacio anular, además detecta cambios en el radio interno y espesor (Shlumberger, s.f.).	Mayor resolución de inspección de la corrosión, es la única que detalla canalizaciones externas. Relativamente fácil de interpretar su registro. (Malpica, 2004)	Se puede correr en hueco abierto o con revestimiento. Interpretación geológica, permite establecer la condición del hueco, estima la estabilidad del pozo y daños internos en la tubería. (Downhole Logging Tools, s.f.)	Permite medir pérdida de metal en varias tuberías concéntricas, se obtienen mediciones sin extraer la tubería de producción del pozo, se puede utilizar en tuberías con acumulación de escamas, es decir ahorra gastos de adecuación. Su diámetro es pequeño y facilita su utilización. (Abdallah, y otros, 2013)

El análisis de las características más importantes para valorar las herramientas se hace con la finalidad de dar un valor cuantitativo a cada una de ellas, lo cual proporcionara un valor de veracidad con respecto a la herramientas más óptima para inspección de tuberías de revestimiento. Por tanto el siguiente paso es darle un valor numérico (peso) a cada una de las características, ya que algunas son más relevantes que otras cuando de inspección de tuberías de revestimiento se trata. La valoración se hará de 1 a 10 donde entre más cerca del 10 más relevantes es, dichos valores van a ser utilizados más adelante en la matriz de priorización.

Tabla 17.

*Explicación y valor cuantitativo de las características antes mencionadas.*

<b>Característica</b>	<b>Valor cuantitativo</b>	<b>Explicación de la valoración</b>
Aplicación de la Herramienta	<b>8</b>	Es un parámetro muy importante ya que establece que se puede medir con la herramienta y que factores me ilustra en el registro.
Velocidad del Registro	<b>6</b>	Relativamente importante ya que a mayor velocidad se ahorran tiempo de trabajo. En la mayoría de las herramientas tiene que ver directamente con la frecuencia que se utilice y la resolución que se desee en el registro.
Tipo de Lodo	<b>5</b>	Su puntuación se debe a que las herramientas que limitan por este parámetro pueden adecuar su frecuencia en función del tipo de lodo, aunque repercute directamente en el resolución existen valores más relevantes.
Resolución de la Imagen	<b>7</b>	Es un factor muy importante y por eso su valoración. Ya que simplifica y acelera la interpretación del registro a medida que aumenta la resolución en estos, se puede decir que es el factor más relevante cuando se estiman daños corrosivos.
Limitaciones de la herramienta	<b>6</b>	Este apartado permite descartar las herramientas dependiendo del uso que se les quiera dar, su valor cuantitativo se debe a que existen otros parámetros de mucho más peso.

Característica	Valor cuantitativo	Explicación de la valoración
Rango de tubería	6	Es importante ya que permite saber dónde se puede correr la herramienta, pero al presentar las herramientas rangos parecidos esta característica pierde valor.
Ventajas de la herramienta	9	Tienen el máximo peso ya que proporcionan lo que hace especial a cada herramienta, son las más relevantes para establecer que herramienta utilizar.

**3.1.2. Análisis comparativo de cada una de las herramientas** Lo que se busca es tener un valor cuantitativo total en cada característica, para utilizar en la matriz de priorización. Dicho valor será estipulado haciendo comparación de las características establecidas en todas las herramientas, como se mencionó anteriormente si la valoración en la característica de la herramienta con respecto a las demás es superior se pondrá +1, si es menor -1 y si se consideran de igual veracidad 0. En el caso de las limitaciones, entre menos limitaciones tenga la herramienta sobre la otra a comparar será +1 y así sucesivamente.

Nota: La valoración se da enfocada directamente a las cualidades que afectan la inspección de las tuberías de revestimiento, a la hora de calificar las velocidades se tienen en cuenta aquellas de imágenes de alta resolución, ya que por motivos de efectividad estas son las más utilizadas. Exceptuando la herramienta electromagnética la cual es corrida en la mayoría de sus casos a velocidad alta.

Tabla 18.

*Análisis comparativo, herramienta Ultrasonic Imager con respecto a las demás.*

Características	Multifinger C.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.	Total
Aplicaciones de la herramienta	+1	+1	+1	+1	+4
Velocidad de Registro	0	+1	+1	-1	+1
Tipo de Lodo	0	+1	0	0	+1
Resolución de Imagen	+1	-1	-1	-1	-2
Limitaciones	+1	-1	+1	0	+1
Rango de Tubería	0	0	0	-1	-1
Ventajas de la herramienta	+1	+1	+1	+1	+4

Nota. Tomado de: Ct Calidad (2016) Matriz de priorización para toma de decisiones, Recuperado de: <http://ctcalidad.blogspot.com.co/2016/10/la-matriz-de-pugh-para-la-toma-de.html>.

Tabla 19.

*Análisis comparativo, herramienta Multifinger Caliper con respecto a las demás.*

Características	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.	Total
Aplicaciones de la herramienta	-1	-1	-1	-1	-4
Velocidad de Registro	0	+1	+1	-1	+1
Tipo de Lodo	0	+1	0	0	+1
Resolución de Imagen	-1	-1	-1	-1	-4
Limitaciones	-1	-1	0	0	-2
Rango de Tubería	0	0	0	-1	-1
Ventajas de la herramienta	-1	-1	-1	-1	-4

Nota. Tomado de: Ct Calidad (2016) Matriz de priorización para toma de decisiones, Recuperado de: <http://ctcalidad.blogspot.com.co/2016/10/la-matriz-de-pugh-para-la-toma-de.html>.

Tabla 20.

*Análisis comparativo, herramienta Ultrasonic Casing Imager con respecto a las demás.*

<b>Características</b>	<b>Ultrasonic I.</b>	<b>Multifinger C.</b>	<b>Ultrasonic B.</b>	<b>Electromagnetic C.</b>	<b>Total</b>
Aplicaciones de la herramienta	-1	+1	+1	+1	+2
Velocidad de Registro	+1	-1	0	-1	-1
Tipo de Lodo	0	-1	-1	-1	-3
Resolución de Imagen	+1	+1	-1	+1	+2
Limitaciones	+1	+1	+1	0	+3
Rango de Tubería	0	0	0	-1	-1
Ventajas de la herramienta	-1	+1	+1	+1	+2

Nota. Tomado de: Ct Calidad (2016) Matriz de priorización para toma de decisiones, Recuperado de: <http://ctcalidad.blogspot.com.co/2016/10/la-matriz-de-pugh-para-la-toma-de.html>.

Tabla 21.

*Análisis comparativo, herramienta Ultrasonic Borehole Imager con respecto a las demás.*

<b>Características</b>	<b>Ultrasonic I.</b>	<b>Multifinger C.</b>	<b>Ultrasonic C.</b>	<b>Electromagnetic C.</b>	<b>Total</b>
Aplicaciones de la herramienta	-1	+1	-1	-1	-3
Velocidad de Registro	-1	-1	0	-1	-3
Tipo de Lodo	0	0	+1	0	+1
Resolución de Imagen	+1	+1	+1	+1	+4
Limitaciones	-1	0	-1	-1	-2
Rango de Tubería	0	0	0	-1	-1
Ventajas de la herramienta	-1	+1	-1	+1	0

Nota. Tomado de: Ct Calidad (2016) Matriz de priorización para toma de decisiones, Recuperado de: <http://ctcalidad.blogspot.com.co/2016/10/la-matriz-de-pugh-para-la-toma-de.html>.

Tabla 22.

*Análisis comparativo, herramienta Electromagnetic Casing Inspection con respecto a las demás.*

Características	Ultrasonic I.	Multifinger C.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Total
Aplicaciones de la herramienta	-1	+1	-1	+1	0
Velocidad de Registro	+1	+1	+1	+1	+4
Tipo de Lodo	0	0	+1	0	+1
Resolución de Imagen	+1	+1	-1	-1	0
Limitaciones	0	0	0	+1	+1
Rango de Tubería	+1	+1	+1	+1	+4
Ventajas de la herramienta	-1	+1	-1	-1	-2

Nota. Tomado de: Ct Calidad (2016) Matriz de priorización para toma de decisiones, Recuperado de: <http://ctcalidad.blogspot.com.co/2016/10/la-matriz-de-pugh-para-la-toma-de.html>.

**3.1.3. Matriz de priorización de las herramientas de inspección** El análisis comparativo del apartado anterior permite establecer una valoración de las herramientas en función de sus características, dichos valores “totales” obtenidos en las tablas 4-7 serán tomados como base para la valoración de las herramientas. La matriz de priorización consta de los valores antes mencionados y de la estimación cuantitativa o de importancia que se le haya asignado a cada característica en cuestión (tabla 3), sabiendo que cada característica no tiene el mismo impacto en la herramienta.

La siguiente tabla ilustra las variables que serán utilizadas en la matriz de priorización.

Tabla 23.

*Matriz de priorización de las herramientas de inspección*

<b>Características</b>	<b>Peso</b>	<b>Multifinger C.</b>	<b>Ultrasonic I.</b>	<b>Ultrasonic C.</b>	<b>Ultrasonic B.</b>	<b>Electromag netic C.</b>
Aplicaciones de la herramienta	8	-4	+4	+2	-3	0
Velocidad de Registro	6	+1	+1	-1	-3	+4
Tipo de Lodo	5	+1	+1	-3	+1	+1
Resolución de Imagen	7	-4	-2	+2	+4	0
Limitaciones	6	-2	+1	+3	-2	+1
Rango de Tubería	6	-4	-1	-1	-1	+4
Ventajas de la herramienta	9	-4	+4	+1	0	-2

Nota. Tomado de: Ct Calidad (2016) Matriz de priorización para toma de decisiones, Recuperado de: <http://ctcalidad.blogspot.com.co/2016/10/la-matriz-de-pugh-para-la-toma-de.html>.

Al observar y analizar cada uno de los valores de las herramientas podemos hacernos una idea de cuál es el fuerte de la misma. En cual característica sobresale de las demás herramientas, cabe recalcar que estos valores son subjetivos y que valores negativos no indican que la herramienta sea mala, si no que presenta déficit en comparación a las demás sobre la característica en cuestión. La siguiente tabla finalmente mostrara la ponderación de la valoración con respecto al peso establecido para cada una de las herramientas, para esto se multiplica el peso de la características por el valor número que tiene la herramienta en la misma.

Tabla 24.

Aplicación del “peso” (importancia), tabla ponderada de resultados.

Características	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagn etic C.
Aplicaciones de la herramienta	-32	+32	+16	-24	0
Velocidad de Registro	+6	+6	-6	-18	+24
Tipo de Lodo	+5	+5	-15	+5	+5
Resolución de Imagen	-28	-14	+14	+20	0
Limitaciones	-12	+6	+18	-12	+6
Rango de Tubería	-24	-6	-6	-6	+24
Ventajas de la herramienta	-36	+36	+9	0	-18
SUMA PONDERADA	-121	+65	+30	-35	+41
RANKING	5	1	3	4	2

Nota. Tomado de: Ct Calidad (2016) Matriz de priorización para toma de decisiones, Recuperado de: <http://ctcalidad.blogspot.com.co/2016/10/la-matriz-de-pugh-para-la-toma-de.html>.

Para efectos de practicidad se ilustra un resumen de la tabla 16, la tabla 25 permite evidenciar los parámetros más relevantes de las características principales.

Tabla 25. Resumen de características principales de las herramientas.

Características más relevantes	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
Aplicación de la Herramienta	Medición de radio interno y perdida de metal	Evaluación del cemento, radio interno y espesor	Alta resolución de la corrosión, radio interno y espesor	Interpretación geológica, condición de hueco y radio interno	Evaluación del daño corrosivo en múltiples tuberías, radio interno y espesor
Velocidad de Registro	Velocidad estándar: 1,800 ft/h; velocidad	Velocidad típica: 1,800 ft/hr	velocidad alta 3.000 ft / hr	Alta resolución: 425 ft/hr	Velocidad alta 3.600 ft / hr. Alta resolución de 300 ft / hr

Características más relevantes	Multifinger C.	Ultrasonic I.	Ultrasonic C.	Ultrasonic B.	Electromagnetic C.
	máxima: 1,829 ft/hr		Alta resolución: 400 ft / hr	Baja resolución: 2,125 ft/hr	
Tipo de Lodo	Cualquier tipo de fluido en el pozo	Lodos base agua y base aceite	Se recomiendan lodos livianos o base agua.	Cualquier tipo de fluido en el pozo	Cualquier tipo de fluido en el pozo
Rango de tubería	[13-3/8-4-1/2] in.	[13-3/8-4-1/2] in.	[13-3/8-4-1/2] in.	[13-3/8-4-1/2] in.	[13-3/8-2-7/8] in.
Resolución de la Imagen	Detecta ranuras, grietas y fisuras	Detecta agujeros de hasta 1,2 in.	Alta resolución, detecta agujeros hasta de 0.3 in.	Resolución mejorada, detecta agujeros hasta 0.2 in.	Mide espesores a partir de 0.01 in, detecta agujeros hasta 0.4 in.
Limitaciones de la Herramienta	No mide espesor	Menos resolución para efectos externos	No se recomienda uso en lodos pesados	No mide afectaciones externas.	Se recomienda para detectar agujeros grandes,
Ventajas de la Herramienta	Relativamente fácil de correr y de interpretar	Proporciona evaluación del cemento, calidad y distribución del mismo.	Mayor resolución de inspección de la corrosión, es la única que detalla canalizaciones externas.	Se puede correr en hueco abierto o con revestimiento, Interpretación geológica.	Permite medir pérdida de metal en varias tuberías concéntricas, se obtienen mediciones sin extraer la tubería de producción del pozo.

### 3.1.4. Resultados de la matriz de priorización de las herramientas

Analizando la valorización subjetiva de cada una de las herramientas se realizan las siguientes observaciones:

- Se puede evidenciar que la herramienta Ultrasonic Imager tiene mayor puntuación, lo que quiere decir que puede ser la opción más óptima para la inspección de tuberías de revestimiento. En esta herramienta resaltan las aplicaciones y ventajas que tiene, ya que

permite realizar un análisis del radio interno, espesor de la tubería y evaluar el cemento. La herramienta permite establecer como es la distribución del cemento y su calidad. Lo que la hace la tal vez la herramienta más completa.

- La herramienta electromagnetic Casing imager destaca de las demás en el rango, ya que su diámetro al tener un diámetro de 2-18 in. Le posibilita el acceso a través de restricciones estrechas. Uno del factor a su favor es la velocidad de la corrida, ya que está en velocidades altas opera a 3600 ft/hr. Otra de sus grandes ventajas es que las compañías operadoras pueden obtener mediciones sin extraer la tubería de producción del pozo, lo que ahorra tiempo de equipo de reparación de pozos y costos de operaciones de intervención.
- Como se evidencio en la matriz la herramienta Ultrasonic Casing Imager se ve marcada por la alta resolución que presenta en las imágenes, la cual permite ver a detalle afectaciones internas y externas, de hecho se dice que es una de las pocas herramientas en ilustrar a detalle afectaciones externas como la canalización, Su generador de imagen 3D permite evidenciar agujeros pequeños en el revestimiento. La característica que más le resto valor fue el tipo de lodo, ya que cuando son lodos espesados estos producen una atenuación acústica que algunos casos es demasiado intensa para permitir una medición valida. Cabe recalcar que para efectos de inspección en daños corrosivos es la más efectiva.
- Algunas herramientas en la matriz presentan valoración negativa, como es el caso de herramienta Multifinger Caliper lo cual no quiere decir que sea una mala opción, solo que las demás presentan superioridad con respecto a las características establecidas. Cuando de inspección se trata presenta algunas limitaciones o desventajas: no mide espesor de la tubería, ni cambios externos de diámetro, al no proporcionar una imagen de alta resolución su velocidad es relativamente alta. Se le suma que esta herramienta no es afectada por el

tipo de fluido que se tenga en el pozo y además a comparación con las demás herramientas presenta más facilidad en su utilización.

- La herramienta Ultrasonic Borehole Imager presenta una serie de ventajas que la hacen única respecto a las demás, las cuales no se tuvieron en cuenta al establecer la valoración ya que no van enfocadas directamente a la inspección de la tubería de revestimiento. Estas son: se puede correr en agujero descubierto o con tuberías de revestimiento, permite establecer análisis estratigráfico y detección de fracturas, estima la estabilidad del pozo y la forma del hueco. Presenta ventajas con respecto a las demás cuando de resolución se trata, al generar imágenes de resolución mejorada, pero pierde mucha relevancia al no detectar afectaciones externas o cambios de espesor.

#### 4. Conclusiones

Cuando se habla de tuberías de revestimiento las propiedades mecánicas juegan un papel muy importante, ya que están indican cuanto esfuerzo pueden soportar dichas tuberías y como estas propiedades varían dependiendo el grado y tipo de tubería. Por tal razón las propiedades mecánicas están altamente ligadas al diseño de tuberías de revestimiento.

Algunas de las afectaciones en tuberías de revestimiento se dan por causas diferentes, como es el caso del pandeo y deformación por flexión, los cuales se pueden generar por cargas operacionales o por cargas de yacimiento.

La cementación juega un papel importante en la integridad del hueco y las tuberías de revestimiento, ya que si se hace de manera correcta proporciona un aislamiento hidráulico de baja permeabilidad y alta compresión. Lo cual permite que no exista desplazamiento y por ende limita algunas afectaciones en las tuberías de revestimiento.

La corrosión es una de las causas más comunes en afectación de tuberías de revestimiento. Generalmente es complejo o muy costoso mitigar o atenuar la corrosión, lo que se busca en la mayoría de los casos es disminuir su velocidad.

Las herramientas mecánicas, ultrasónicas y electromagnéticas todas apuntan a detectar pérdidas de metal, huecos, roturas, fisuras, cambios en la geometría del revestimiento, anomalías debido a

la corrosión o abrasión. Todas estas herramientas presentan características específicas que permiten establecer cuál es la mejor según lo que se requiera.

En la tabla de priorización de las herramientas se les dio un valor subjetivo, ya que aunque unas presenten ventajas sobre otras, la veracidad e importancia depende de la aplicación o de lo que se requiera medir específicamente. Por ejemplo: si ya se sabe por medio de pruebas realizadas al pozo que la tubería presenta daños corrosivos y que se quiere establecer que método de recuperación de la misma es el más óptimo. La opción más viable es la herramienta Ultrasonic Casing Imager, ya que esta permite ver a detalle la afectación interna y externa, proporciona información cuantitativa y no subjetiva de los daños corrosivos.

La herramienta más versátil es Ultrasonic Imager ya que esta corre es dos modos: modo cemento y modo corrosión. Lo que permite evidencias afectaciones corrosivas y evaluar la calidad del cemento. Evidencia si el cemento está contaminado y detecta las canalizaciones y fluidos en el mismo.

La mayoría de las ventajas que presenta la herramienta Ultrasonic borehole imager son enfocadas a la inspección de la formación, análisis geológico y estabilidad del pozo. Lo cual se restó méritos cuando se habla de inspección de tuberías de revestimiento. Esta herramienta presenta registros de fácil interpretación y de alta resolución mejorada aunque no mide espesor de la tubería.

Cuando de velocidad de registro se trata la herramienta Electromagnetic casing imager presenta ventaja, su diámetro de 2-1/8 le permite pasar por secciones estrechas. Además de poder proporcionar un informe del estado de varias tuberías concéntricas a la vez.

## 5. Recomendaciones

Anexar más herramientas a la matriz de priorización con el fin de tener un campo más amplio en la valoración de las mismas, al mismo tiempo adicionar más características al análisis comparativo.

Ajustar la matriz de modo que esta pueda ser utilizada de manera óptima en diversos pozos, que permita descartar las herramientas según las especificaciones del pozo.

Estipular como afecta en las cualidades de las herramientas el uso de herramientas combinables con la misma. Es decir que valor agregado le otorga la compatibilidad a la herramienta en cuestión.

Realizar un cuadro comparativo donde se expongan las diferentes afectaciones en las tuberías de revestimiento contra el factor que la genera, de esta manera detallar de una manera simple de que depende dicha afectación.

Realizar un diagrama de flujo de las herramientas de inspección en cuestión, donde estas se expongan a diferentes escenarios.

### Referencias Bibliográficas

- Abdallah, D., Fahim, M., Al-Hendi, K., Al- Muhailan, M., Jawale, R., Al-Khalaf, A. A., . . . Sengui, M. (2013). *medición de la corrosión en las tuberías de revestimiento para prolongar la vida de los activos*. Schlumberger: Oilfield review.
- Beristain, A., & Flores, A. (2009). *Aplicación de los registros geofísicos de imágenes USI, DSI, FMI en el sistema petrolero*. Instituto Politécnico Nacional .
- Bravo Vallejo, C., Garcia de la Rosa, I., Leal Orta, A., Mendoza Vargas, J., Santiago Avila, E., & Uribe Hernandez, J. (2013). *Capacidad de resistencia de tuberías petroleras*. Mexico: Instituto Politecnico nacional.
- Brondel, D., Edwards, R., Hayman, A., Hill, D., Mehta, S., & Semerad, T. (1994). *Corrosion in the oil industry*. Oilfield review Schlumberger .
- Carrilo Cataño, M. J., & Lopez Toledo, J. E. (2014). *Analisis de los colapsos en revestimientos de pozos productores de un campo colombiano debido a la inyección de agua*. Bucaramanga: Universidad industrial de santander.
- Castro, Y., Illan, C., Lugo, K., Meza, L., & Mondragon, T. (2011). *Guia de diseño para el asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento*. Instituto politecnico nacional.
- Chilingarian, G., & Rahman, S. (s.f.). *Casing desing theory and practice*.
- Ct Calidad. (2016). *Matriz de priorización para toma de decisiones*. Obtenido de , <http://ctcalidad.blogspot.com.co/2016/10/la-matriz-de-pugh-para-la-toma-de.html>
- Downhole Logging Tools. (s.f.). *UBI-IODP-USIO*. Obtenido de [http://iodp.ldeo.columbia.edu/TOOLS\\_LABS/SPECIAL/ubi.html](http://iodp.ldeo.columbia.edu/TOOLS_LABS/SPECIAL/ubi.html)

- Florez, A., & Hernandez, O. (2014). *Metodología para el diagnostico del estado de tuberias de revestimiento y cementacion en la determinacion de la viabilidad de un proceso de recañoneo de alta penetracion en campo escuela colorado*. Bucaramanga: Universidad industrial de santander.
- Gowell petro. (s.f.). *Detector Magnético de Espesor (MTD)* . Obtenido de [http://vincoenergy.com/wp-content/uploads/2016/11/01-MTD\\_Product-Sheet.pdf](http://vincoenergy.com/wp-content/uploads/2016/11/01-MTD_Product-Sheet.pdf)
- Gowell petro. (s.f.). *Multi-finger Caliper (MFC)*. Obtenido de <http://www.gowellpetro.com/product/multi-finger-caliper-mfc.html>.
- Gutierrez Escobar, S. (2013). Identificacion de problemas de colapso en revestimientos de pozos, ocasionados por efectos geomecanicos. caso de estudio: pozo de un campo colombiano. Bucaramanga: Universidad industrial de santander.
- Halliburton. (s.f.). *Electromagnetic Pipe Xaminer® V (EPX™ V) Tool* . Obtenido de [http://www.halliburton.com/public/lp/contents/Data\\_Sheets/web/H/Electromagnetic-Pipe-Xaminer-EPX-V-Tool.pdf](http://www.halliburton.com/public/lp/contents/Data_Sheets/web/H/Electromagnetic-Pipe-Xaminer-EPX-V-Tool.pdf)
- Hernandez Morales, D. (2009). *Prontuario*. Mexico: Tenaris Tamsa.
- Hernandez Morales, D. (2010). *Conceptos generales de conexiones*. Mexico: Tenaris Tamsa.
- Jamaica, G. G. (s.f.). Fenomenos de incrustacion y corrosion en pozos de agua subterranea entre el rio sonso y el rio guanchinte en le valle del cauca . *bdigital*.
- Malpica, A. (2004). *Poblemas de corrosión en pozos de petróleo y su solución*. Universidad Nacional de Ingeniería de Petróleo .
- Martinez, J. (2011). consideraciones tecnicas para el diseño y la seleccion de la tuberia de revestimiento del pozo estratigrafico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P. En J. Martinez, *Consideraciones tecnicas para el diseño y la seleccion de la tuberia de revestimiento del pozo estratigrafico profundo ANH-BVTURA-1-ST-P* (pág. 23). Bucaramanga: Universidad industrial de santander.
- Morales, M., & Gonzales, L. (2017). *Terminacion y mantenimiento de pozos*. Mexico.

Ochoa Vargas, O. N. (2008). Revestimiento de Pozos. En U. I. Santander (Ed.), *Analisis de la deformación y el colapso de la tubería de revestimiento en los campos del Pie de monte Llanero operados por BP* (págs. 28-30). Bucaramanga: Ediciones Universidad Industrial de Santander.

PDVSA Gas. (s.f.). La corrosion en la industria petrolera. *La corrosion en la industria petrolera*.

Perez, J., Cabarcas, M., Velilla, L., Uribe, I., & Vasquez, C. (2008). Desarrollo e implementaion de una meodologia para la evaluacion de integridad en pozos con calentamiento electrico. *bdigital*.

Petro Wiki. (s.f.). *Borehole imaging*. Obtenido de [http://petrowiki.org/Borehole\\_imaging](http://petrowiki.org/Borehole_imaging)

Principles and Applications. (s.f.). *Borehole Imaging Tools*. Obtenido de [http://publications.iodp.org/sd/05/suppl/borehole\\_imaging\\_tools.pdf](http://publications.iodp.org/sd/05/suppl/borehole_imaging_tools.pdf)

Publications, Standards, and Statistics Overview. (2015). Obtenido de Publications, Standards, and Statistics Overview.

Rabia, H. (1987). *Fundamentals of casing desing. vol 1*. Great Britain: Oxford.

Renpu, W. (2011). *Advanced well completion engineering*. Boston: Elsevier.

Schlumberger . (2009). *EM Pipe Scanner. Electromagnetic casing inspection tool*. Obtenido de [https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/scanner\\_rock\\_fluid\\_character/em\\_pipe\\_scanner\\_br.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/scanner_rock_fluid_character/em_pipe_scanner_br.pdf)

Scslumberger. (s.f.). *UBI Ultrasonic Borehole Imager*. Obtenido de [https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline\\_open\\_hole/geology/ubi\\_br.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/geology/ubi_br.pdf)

Scslumberger. (s.f.). *UCI Ultrasonic casing Imager*. Obtenido de [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/well\\_integrity/uci.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/uci.pdf)

Slumberland. (s.f.). *USI UltraSonic Imager Tool*. Obtenido de [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/well\\_integrity/usi.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/usi.pdf)

Shlumberger. (s.f.). *PS platform multifinger imaging tool*. Obtenido de [https://www.slb.com/~media/Files/production/product\\_sheets/wireline\\_cased\\_hole/production\\_logging/ps\\_platform\\_multifinger\\_imaging\\_tool\\_ps.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/wireline_cased_hole/production_logging/ps_platform_multifinger_imaging_tool_ps.pdf)