

**EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA PLATAFORMA DE INSPECCIÓN DE
TUBULARES E INTEGRIDAD DE CEMENTO PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA
CONDICIÓN MECÁNICA DE POZOS PETROLEROS EN COLOMBIA**

HS LUPATECH OFS

**ZAIRA MELISA ZAPATA CARDOZO
ANGELICA TATIANA MORENO SUESCUN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA, COLOMBIA
2012**

**EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LA PLATAFORMA DE INSPECCIÓN DE
TUBULARES E INTEGRIDAD DE CEMENTO PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA
CONDICIÓN MECÁNICA DE POZOS PETROLEROS EN COLOMBIA**

HS LUPATECH OFS

**ZAIRA MELISA ZAPATA CARDOZO
ANGELICA TATIANA MORENO SUESCUN**

Trabajo presentado como requisito para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

**DIRECTOR:
FELIPE ALMARIO
Ingeniero Electrónico
HS LUPATECH OFS**

**CODIRECTOR:
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de Petróleos
Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA, COLOMBIA
2012**

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, 20 de Junio de 2012

DEDICATORIAS

Al más especial de todos, a ti Señor porque hiciste realidad este sueño por todo el amor con el que me rodeas y porque me tienes en tus manos. Ésta tesis es para ti.

Mami no me equivoco si digo que eres la mejor madre del mundo, gracias por tu apoyo y por la confianza que depositaste en mí. Gracias porque aún en la distancia has estado a mi lado. Papá este es un logro que quiero compartir contigo, porque sin duda Dios escogió el mejor hombre para que guiara mi camino, lo que soy ahora es gracias a ti.

A mi hermanita Camila por ser mi motor a diario, cada día intento ser mejor pensando en ser tu ejemplo de vida, gracias por tu fiel admiración. Y a ti abuelita, por acompañar cada instante de mi vida, eres el ángel de mi guarda.

Sin ustedes a mi lado no lo hubiera logrado, éste es el fruto de mis noches de desvelo.

Angélica M.

A Dios. Por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida. Por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a valorarte cada día más.

A mis Padres (Denise y José). Por haberme educado y soportar mis errores. Gracias a sus consejos, por el amor que siempre me han brindado, por cultivar e inculcar ese sabio don de la responsabilidad. ¡Gracias por darme la vida!, les agradezco el cariño, la comprensión, la paciencia y el apoyo que me brindaron para culminar mi carrera profesional.

A mi Hermano (Jhon Alexis). Porque siempre he contado con él para todo, gracias a la confianza que siempre hemos tenido; por el apoyo y amistad ¡Gracias!

Melisa Z.

AGRADECIMIENTOS

A LUPATECH OFS por abrir las puertas de la compañía como oportunidad para desarrollar nuestro trabajo de grado.

A Sandra Murillo y Dwight Kanayet por ser las primeras personas en creer que éramos las personas idóneas para ejecutar este proyecto.

A Julián Prieto por su generosidad, confianza para dar inicio y por la principal dirección de este proyecto.

A Felipe Almario, Alejandro Linares y Alexander Moreno por la oportunidad de compartir su experiencia científica, por su constante paciencia y asesoría para desarrollar este trabajo y así culminar esta meta.

A Ervin Aranda por su permanente disposición y desinteresada ayuda en la codirección y por las valiosas contribuciones que hizo al trabajo final.

A Fernando Medina por continuar con la evaluación de nuestro proyecto pese a todas sus ocupaciones y por el tiempo que dedicó para revisarla.

A nuestras tías (Irene y Genidh) por sus consejos, su continuo aliento y apoyo durante ésta etapa.

A Yeffer por su paciencia y apoyo en los días difíciles y por su amor.

A Freddy Humberto Escobar, Luz Marina Botero y Orlando Mayorga por acompañar nuestra carrera; más que nuestros profesores, nuestros amigos. Gracias por el apoyo constante en los momentos más difíciles.

A Jhon Fredy Manchola por su sincera amistad durante nuestra época universitaria. Son inolvidables tantos momentos juntos.

Y a todas aquellas personas que de una u otra forma, colaboraron o participaron en la realización de esta investigación, hacemos extensivos nuestros más sinceros agradecimientos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	
GENERALIDADES	3
1. RADII BOND TOOL (RBT)	7
1.1. GENERALIDADES.....	7
1.1.1. CANALIZACIÓN DEL CEMENTO	7
1.1.2. BAJA RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN DEL CEMENTO	8
1.1.3. POSIBLES PROBLEMAS	9
1.1.4. SITUACIÓN IDEAL	11
1.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE RBT	11
1.3. PRINCIPIOS ACÚSTICOS BÁSICOS	12
1.3.1. PRINCIPIO FÍSICO	12
1.3.2. TIPOS DE ONDAS ACÚSTICAS	13
1.3.3. PROPAGACIÓN DEL SONIDO (REFLEXIÓN Y REFRACCIÓN)	15
1.4. CONSTRUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA	16
1.5. CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA RBT.....	19
1.5.1. ESPECIFICACIONES	19
1.5.2. CONFIGURACIÓN	22
1.5.2.1. HERRAMIENTA RADII CEMENT BOND	23
1.6. FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA ACÚSTICA.....	27
1.7. REGISTRO ACÚSTICO DE ADHERENCIA	28
1.7.1. COMPLETACIÓN DEL POZO	28
1.8. APLICACIONES DE LOS REGISTRO ACÚSTICOS.....	29
1.9. EL REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE (VDL)	30
1.9.1. CURVAS EN EL REGISTRO	31
1.9.1.1. AMPLITUD DE CBL	31
1.9.1.2. CURVA DE TIEMPO DE VIAJE	32
1.9.1.3. CURVAS ADICIONALES	34

1.10. SEÑALES QUE PUEDEN SER DIGITALIZADAS Y GUARDADAS	34
2. MULTIFINGER IMAGING TOOL (MIT).....	35
2.1. GENERALIDADES.....	35
2.1.1. POSIBLES PROBLEMAS	36
2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE MIT.....	38
2.3. CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA DE IMAGEN MULTIDEDO .	39
2.3.1. ESPECIFICACIONES.....	39
2.3.2. CONFIGURACIÓN	41
2.3.2.1. 2 3/4" Multi-arm Caliper Tool (40 Arms)	41
2.3.2.1.1. Especificaciones	42
2.3.2.1.2. Parámetros de funcionamiento	43
2.3.2.1.3. Limitaciones	43
2.3.2.2. Multifinger Imaging Tool (24 finger)	44
2.3.2.2.1. Especificaciones	46
2.3.2.2.2. Características	46
2.4. PARTES DE LA SARTA MIT.....	47
2.4.1. XTU – TELEMETRÍA	47
2.4.1.1. Aplicaciones	47
2.4.1.2. Especificaciones	48
2.4.2. KNUCLE JOINT ELÉCTRICO	49
2.4.2.1. Aplicaciones	49
2.4.2.2. Especificaciones	51
2.4.3. CENTRALIZADOR ELÉCTRICO	51
2.4.3.1. Aplicaciones	51
2.4.3.2. Especificaciones	52
2.4.4. SWIVEL JOINT	53
2.4.4.1. Aplicaciones	53
2.4.4.2. Especificaciones	54

2.5. ARMADO DE LA SARTA DE REGISTRO MIT.....	55
2.6. PRINCIPIO DE OPERACION.....	59
3. MAGNETIC THICKNESS TOOL (MTT).....	60
3.1. GENERALIDADES.....	60
3.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES.....	60
3.3. APLICACIONES.....	61
3.4. PRINCIPIO FÍSICO DE OPERACIÓN.....	62
3.5. CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA MTT	64
3.5.1. ESPECIFICACIONES.....	64
3.5.2. CONFIGURACIÓN	65
3.6. DIFERENCIA ENTRE MIT Y MTT.....	66
3.6.1. EJEMPLO 1	66
3.6.2. EJEMPLO 2	67
3.6.3. EJEMPLO 3	68
3.6.4. EJEMPLO 3	69
3.7. PROCESAMIENTO EVALUACIÓN Y REPORTE	70
3.7.1. PROCESAMIENTO	70
3.7.2. EVALUACIÓN.....	70
3.7.3. REPORTE	70
3.8. EJEMPLO DE REGISTRO MIT/MTT	71
4. EVALUACIÓN DE LA PLATAFORMA.....	72
4.1. GENERALIDADES.....	72
4.2. REGISTRO DE INTEGRIDAD DE CEMENTO (RBT)	75
4.2.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN.....	81
4.3. REGISTRO DE INSPECCIÓN DE TUBULARES (MIT/MTT)	82
4.3.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN.....	88

CONCLUSIONES93

BIBLIOGRAFIA

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Herramienta Radial de Cementación (RBT)	4
FIGURA 1.1. Canales de cemento	8
FIGURA 1.2. Cemento contaminado por Gas	9
FIGURA 1.3. Problemas debido a cementación pobre	10
FIGURA 1.4. Situación ideal	11
FIGURA 1.5. Formación-Cemento-Revestimiento	12
FIGURA 1.6. Ondas Compresionales y de Corte	14
FIGURA 1.7. Tiempo de Transito	14
FIGURA 1.8. Refracción de la Onda	15
FIGURA 1.9. Ley de Snell	16
FIGURA 1.10. RBT ULTRAWIRE	17
FIGURA 1.11. Receptor Radial Segmentado	18
FIGURA 1.12. Herramienta RADII CEMENT BOND.....	23
FIGURA 1.13. Herramienta RADII CEMENT BOND.....	23
FIGURA 1.14. Herramienta Acústica	27
FIGURA 1.15. Funciones del cemento	28
FIGURA 1.16. Registro de densidad variable (VDL).....	30
FIGURA 1.17. Evaluación del enlace de cemento del casing	31
FIGURA 1.18. Curva del tiempo de tránsito	32
FIGURA 2. Herramienta de Imagen Multidedo (MIT)	5
FIGURA 2.1. Diagrama tridimensional de MIT.....	35
FIGURA 2.2. Problemas detectados por MIT	36
FIGURA 2.3. Herramientas MIT.....	40
FIGURA 2.4. 2 3/4" Multi-arm Caliper Tool (40 Arms)	41
FIGURA 2.5. 3 5/8" Multi-Arm Caliper Tool (60 Arm).....	44
FIGURA 2.6. Multifinger Imaging Tool (MIT 24 finger)	45

FIGURA 2.7.	XTU-Telemetría	49
FIGURA 2.8.	Knucle Joint Eléctrico	50
FIGURA 2.9.	Centralizador Eléctrico	53
FIGURA 2.10.	Swivel Joint	55
FIGURA 2.11.	Sarta básica de registro	56
FIGURA 2.12.	Configuraciones típicas de la sarta	57

FIGURA 3. Herramienta Magnética de Espesor de Tubulares (MTT)5

FIGURA 3.1.	Magnetic Thickness Tool.....	61
FIGURA 3.2.	Inspección del diámetro interno - Sección transversal.	61
FIGURA 3.3.	Principio de MTT.	62
FIGURA 3.4.	Sensor Herméticamente Sellado	63
FIGURA 3.5.	Configuración para correr MIT Y MTT simultáneamente	65
FIGURA 3.6.	Diferencia 1: Cambio de diámetro interior	66
FIGURA 3.7.	Diferencia 2: MTT es cualitativo.	67
FIGURA 3.8.	Diferencia 3. MIT mejor definición en perforados.....	68
FIGURA 3.9.	Diferencia 4. MTT mejor detección en diámetros.....	69
FIGURA 3.10.	Registro MTT.....	71

FIGURA 4. Registros para diagnóstico de la condición mecánica de pozo ..6

FIGURA 4.1.	Datos del Pozo y Operación.....	72
FIGURA 4.2.	Diagrama de la Sarta	74
FIGURA 4.3.	Registro Radial de Cementación.....	80
FIGURA 4.4.	Registro de Inspección de Tubulares.....	88
FIGURA 4.5.	Corte transversal de la junta 10.....	90

FIGURA 4.6.	Corte transversal de la junta 12.....	90
FIGURA 4.7.	Corte lateral de la zona afectada, junta 12.....	91
FIGURA 4.8.	Corte transversal de la junta 23.....	92

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1.1. Especificaciones de la RBT Ultrawire.....	21
TABLA 1.2. Medidas y Capacidades	24
TABLA 1.3. Condiciones de sondeo	24
TABLA 1.4. Características de Hardware	25
TABLA 1.5. Medición	25
TABLA 1.6. Calibración	25
TABLA 1.7. Fuerzas Físicas	26
TABLA 1.8. Puntos de Medida	26
TABLA 2.1. Problemas que afectan la integridad de los tubulares	27
TABLA 2.2. Funciones de los componentes de la sarta	58

RESUMEN

El presente trabajo, tiene como propósito un estudio minucioso de las herramientas que conforman la plataforma de inspección de tubulares e integridad del cemento para diagnosticar el estado mecánico de los pozos, servicios prestados por la empresa HS LUPATECH OFS. Para dar cumplimiento a este objetivo, se plantea una investigación de tipo descriptivo, recopilando la información de los fabricantes de las herramientas y utilizando la entrevista semi-estructurada al personal con experiencia en el área de Well Logging.

En esta evaluación se puede encontrar la descripción de las herramientas que conforman la plataforma: Multifinger Imaging Tool (MIT), Magnetic Thickness Tool (MTT) y Radii Bond Tool (RBT), mediante la profundización en los tres primeros capítulos de una fundamentación teórica que incluye:

1. Las generalidades, por medio de un análisis en la utilidad e importancia de las herramientas.
2. La presentación del principio físico.
3. La descripción de las funciones.
4. Características, especificaciones, configuración de una sarta.
5. Aplicación e interpretación básica de la información adquirida

Para la presentación de la evaluación, se considera necesaria una experiencia en campo donde se prestará el servicio de las tres herramientas simultáneamente, en una corrida. Capítulo que amplía el conocimiento del lector en cuanto a la interpretación de la información que se adquiere mediante los registros.

ABSTRACT

The present document, aims at a thorough study of the tools that make the casing inspection and cement integrity platform to diagnose the mechanical condition of wells, this service has been offer by HS LUPATECH OFS. To get this request, a descriptive research has been proposed, getting information from tools designers and applying a semi-structured interview to staff with Well Logging oilfield expertise.

In this evaluation will be possible to find a platform tool description, this will include: Multifinger Imaging Tool (MIT), Magnetic Thickness Tool (MTT) y Radii Bond Tool (RBT), through a specific study in the first three chapters of a theoretical documentation including:

1. General information, through an analysis about the uses and the tool importance.
2. Physical principle for each tool.
3. The functions description.
4. Setting, description and BHA configuration.
5. Application and basic information interpretation acquired from the tool.

To get this evaluation, had been considered a field experience which provide the service of the three tools simultaneously in one run. Chapter where will to expands the reader's knowledge as to the interpretation of the information that is acquired through the logs.

INTRODUCCIÓN

La plataforma de inspección de tubulares e integridad de cemento en pozos petrolíferos, es considerada una de las herramientas más importantes para el ingeniero de petróleos en el diagnóstico y evaluación de la condición mecánica de los tubulares y del completamiento de un pozo. Esta solución permite al especialista localizar e identificar problemas mecánicos que se pueden ver traducidos en pérdidas económicamente significativas para la empresa. Basándose en las respuestas obtenidas, el cliente podrá tomar decisiones de tipo operacional y económico usando estrategias como por ejemplo los programas de mantenimiento.

El continuo desarrollo de la tecnología, ha permitido que se puedan detectar de forma precisa las imperfecciones tanto relevantes como simples sobre la superficie externa e interna de las tuberías y las paredes de la formación, mediante un set de herramientas diseñadas para generar una respuesta a ésta necesidad.

Un número significativo de pruebas que se llevan a cabo en pozos petroleros durante la etapa de completamiento y desarrollo de un campo son corridas con ésta plataforma. Los datos obtenidos de estas pruebas son apropiados no solo para identificar de manera adecuada las causas de las fallas que inicialmente se detectan a partir de operaciones en superficie, sino también para desarrollar una interpretación ajustada a los principales efectos en la producción, llegando a comprender con exactitud el comportamiento del pozo debido a la magnitud del problema y así realizar un correcto manejo del mismo.

En esta evaluación se podrá encontrar un minucioso estudio de las herramientas que conforman la plataforma; esta valoración pretendió realizar un estudio integrado con la información tanto de la fundamentación teórica que incluía un análisis de la utilidad e importancia de las herramienta como de la información adquirida, interpretación de los datos obtenidos, desarrollo, evolución y beneficios, profundizando en los procesos y procedimientos que incluyen la operación de dicha plataforma.

INTRODUCCIÓN

La plataforma de inspección de tubulares e integridad de cemento en pozos petrolíferos, es considerada una de las herramientas más importantes para el ingeniero de petróleos en el diagnóstico y evaluación de la condición mecánica de los tubulares y del completamiento de un pozo. Esta solución permite al especialista localizar e identificar problemas mecánicos que se pueden ver traducidos en pérdidas económicamente significativas para la empresa. Basándose en las respuestas obtenidas, el cliente podrá tomar decisiones de tipo operacional y económico usando estrategias como por ejemplo los programas de mantenimiento.

El continuo desarrollo de la tecnología, ha permitido que se puedan detectar de forma precisa las imperfecciones tanto relevantes como simples sobre la superficie externa e interna de las tuberías y las paredes de la formación, mediante un set de herramientas diseñadas para generar una respuesta a ésta necesidad.

Un número significativo de pruebas que se llevan a cabo en pozos petroleros durante la etapa de completamiento y desarrollo de un campo son corridas con ésta plataforma. Los datos obtenidos de estas pruebas son apropiados no solo para identificar de manera adecuada las causas de las fallas que inicialmente se detectan a partir de operaciones en superficie, sino también para desarrollar una interpretación ajustada a los principales efectos en la producción, llegando a comprender con exactitud el comportamiento del pozo debido a la magnitud del problema y así realizar un correcto manejo del mismo.

En esta evaluación se podrá encontrar un minucioso estudio de las herramientas que conforman la plataforma; esta valoración pretendió realizar un estudio integrado con la información tanto de la fundamentación teórica que incluía un análisis de la utilidad e importancia de las herramienta como de la información adquirida, interpretación de los datos obtenidos, desarrollo, evolución y beneficios, profundizando en los procesos y procedimientos que incluyen la operación de dicha plataforma.

2. MULTI FINGER IMAGING TOOL (MIT)

2.1 GENERALIDADES

Una de las razones principales para ejecutar una herramienta de MIT es evaluar la condición de la tubería, las herramientas MIT se ejecutan rutinariamente en pozos con problemas de corrosión y en pozos antiguos. El ejemplo que se muestra en la Figura 2.1, muestra corrosión y orificios en el tubo, MIT se ha utilizado para crear una imagen 3D del ID de la tubería donde cada radio tiene asignado un color, así se pueden visualizar minuciosamente los dedos a través de una simulación de diámetro externo que hace el software. La herramienta MIT también contiene un inclinómetro incorporado que se utiliza para re-orientar los datos en un pozo desviado. En el ejemplo de la Figura 2.1 se observa que el daño es principalmente en el lado inferior de la tubería que podría ser el resultado de agua viajando o recirculando en la parte baja, también se puede evaluar el daño y el espesor de la pared restante mediante la creación de una vista de la sección.

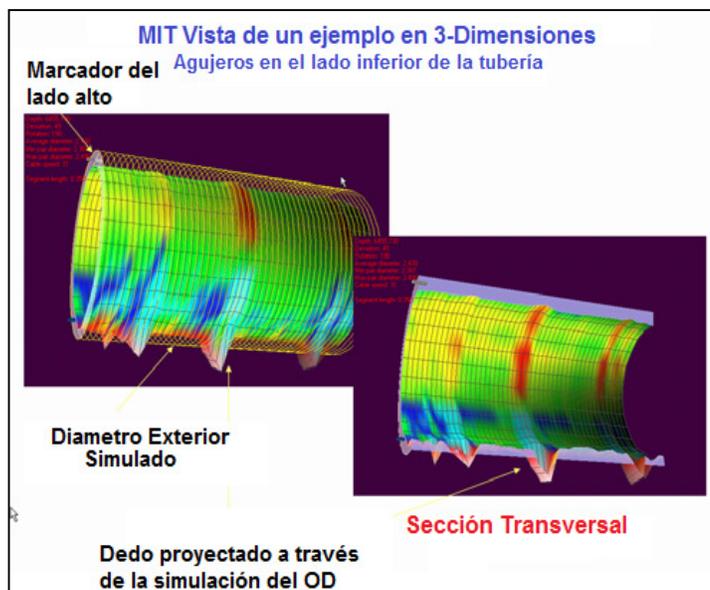


FIGURA 2.1. Diagrama tridimensional tomado por el MIT.

2.1.1. POSIBLES PROBLEMAS

El principal uso de la herramienta de imágenes de Multidedo es registrar datos de los pozos y campos para así maximizar la producción o la recuperación del campo, ya sea a través de trabajo correctivo adecuado en un pozo o proporcionando información para administrar de manera óptima el campo.

Durante el tiempo de producción de un campo, los problemas pueden mostrar que a menudo los pozos envejecen. MIT dará información que ayudará a corregir estos problemas, la figura 2.2, permite observar algunos ejemplos de perforación de los tubulares:

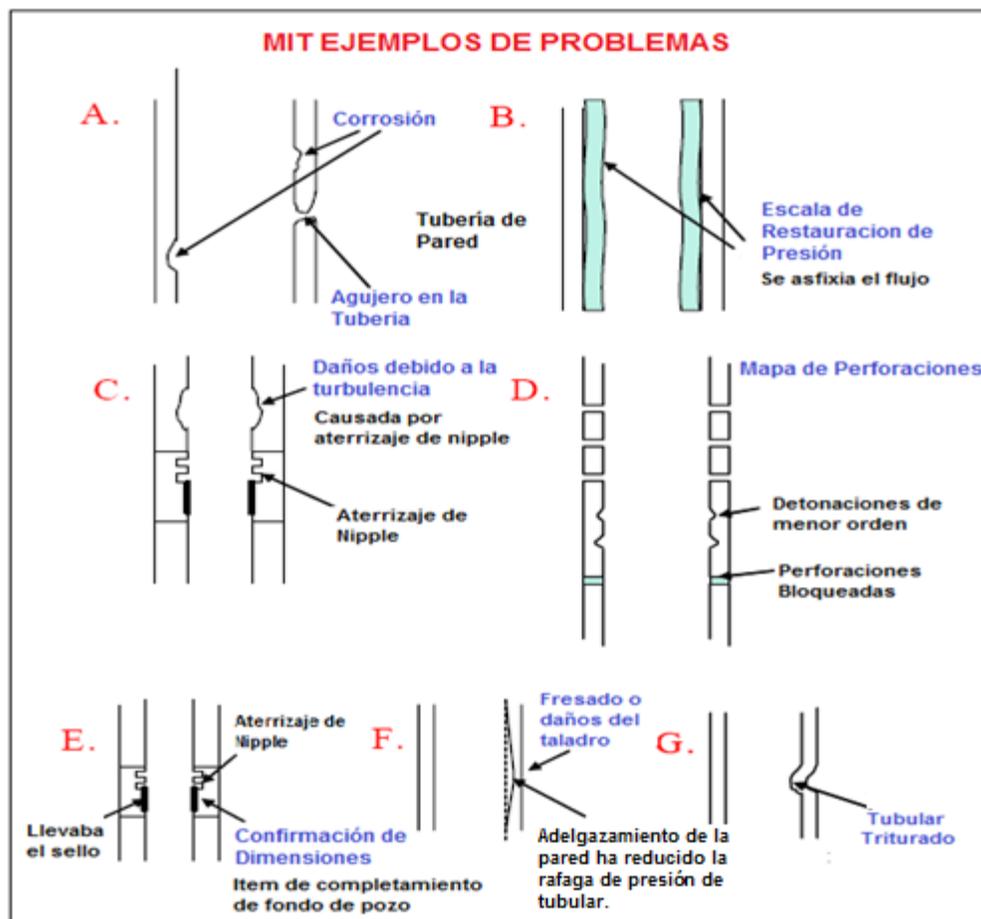


FIGURA 2.2. Problemas detectados por MIT.

La tabla 2.1, explica de manera clara y breve los problemas que afectan la integridad de los tubulares.

PROBLEMAS	CONSECUENCIAS
A. Los problemas de Corrosion	Si bien los fluidos y gases son corrosivos, pueden producir daños de corrosión. En casos extremos esto puede provocar agujeros en los tubulares. Si el tubo es recubierto para luchar contra la corrosión y el cubrimiento de plástico es violado, se producirá la corrosión.
B. Escala de restauración de presión	Cambios en la presión, la temperatura y la mezcla de fluidos diferentes pueden causar precipitación química en los tubulares, esto puede restringir el flujo y también evitar la localización de equipos de control.
C. La erosión debido al flujo y daño	Si hay turbulencias extremas (normalmente en pozos de alta velocidad) es posible obtener daños de erosión, esto se produce cuando cambia el diámetro interno, también es posible dañar tubulares por la erosión durante tratamientos de fractura
D. Mapeo de las perforaciones	Puede confirmarse la presencia de perforaciones y también si las cargas no han perforado el casing o si las perforaciones han sido bloqueadas.
E. La confirmación de los elementos de la terminación del pozo	Pueden confirmar el tamaño y la condición de elementos de control de flujo de perforación (las 'joyas'). Por ejemplo, podrían dañar el agujero del sellado en el aterrizaje.
F. Fresado/Taladros Daños	El sacacorchos o el espesor de la pared se ha reducido en las operaciones de fresado. Esto puede resultar en una reducción de presión de la ráfaga del casing que pondrá en peligro la integridad.
G. Tubos estropeados o dañados	Si se ha puesto demasiado peso en los tubulares o se han producido daños, es posible tener pandeo o aplastado de tubulares. Esto puede impedir el flujo de los fluidos de terminación de perforación. Los tubulares también pueden estar dañados o incluso se deforman por el movimiento tectónico.

TABLA 2.1. Problemas que afectan la integridad de los tubulares.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE LA MIT

Esta herramienta se utiliza para proveer una medida exacta del diámetro interno del casing y/o tubería, la herramienta usa dedos (fingers) los cuales están en contacto (1.25 psi aprox) con las paredes internas de la sección tubular que se perfila.

Las medidas obtenidas se dan en milésimas de pulgada y no son afectadas por los fluidos que tenga el pozo, la alta calidad de los datos permite realizar una visualización de la tubería en tres dimensiones y calcular las ratas de corrosión o depositación de scale.

La herramienta se puede correr con Wire Line (Lectura en Tiempo Real) o con Slick Line (memorizada) de acuerdo a las necesidades del Cliente.

Es una herramienta centralizada que tiene dedos que hacen contacto con el revestidor o tubería de producción y miden individualmente los cambios de radio.

Las herramientas Multi Dedo miden el radio interno de la tubería con un alto nivel de precisión y resolución, se utilizan para identificar agujeros, cavidades, rajaduras, depósitos en sus paredes y confirmar la veracidad de los detalles de la completación, incluyendo la ubicación de los agujeros abiertos para producción.

Tiene la ventaja de realizar mediciones de radio interno con alta precisión, alta resolución, puede ser bajada a través de la tubería de producción, tiene opciones de brazos extendidos para registrar un mayor rango de tubulares, tiene dedos de baja presión para evitar ocasionar desgastes en los tubulares o sus recubrimientos, la combinación con el MTT proporciona un análisis integral de los tubulares y además tiene la opción para registrar en Memoria o Tiempo real.

La herramienta se baja en el agujero, una vez en la parte inferior, los dedos son abiertos, la punta de los dedos empuja contra el ID del casing o tubos con poca fuerza, la herramienta registra el movimiento de cada dedo y se transfiere a un sensor de posición. La salida del sensor de posición es digitalizada para la grabación en memoria o transmisión en tiempo real a la superficie, los datos de cada dedo se controlan independientemente, al final de la corrida, los dedos son cerrados para sacar la herramienta del agujero o realizar una repetición del registro. La herramienta puede tener un inclinómetro integral que mide la desviación e identifica la parte superior del pozo. Y la temperatura se supervisa para corrección de software.

Las siguientes son las aplicaciones de la herramienta:

- Cuantificación de producción de scale o corrosión.
- Localización exacta de huecos o anomalías.
- Identificación de partes de la tubería (Camisas de circulación, Niples, perfiles, etc) y daños.

2.3. CARACTERÍSTICAS DE LA HERRAMIENTA DE IMAGEN MULTIDEDO

2.3.1. ESPECIFICACIONES

Las herramientas MIT están disponibles en versiones de 24, 40, 60 y 80 dedos. La elección de la herramienta es dictada por el tamaño de la tubería. En algunos casos, tales como pasar a través de tubos y registrar el casing debajo, puede ampliarse el campo de medida de la herramienta (a expensas de la resolución y espaciado periférico) ajustando la extensión de longitud de los dedos. La figura 2.3, muestra las herramientas MIT, mediante las cuales se mide el diámetro interno del tubular usando dedos de resorte y tiene una placa de inclinómetro que

se utiliza para denotar la desviación del pozo y re-orientar los datos para que coincida con la orientación de los tubulares del pozo.



FIGURA 2.3. Herramientas MIT.

Notas:

- Las herramientas tienen un inclinómetro (entre 5 y 70 grados de vertical).
- El inclinómetro también sirve como el sensor de rotación con precisión $+ / -$ de 5 grados.
- La herramienta MIT puede obtener su mayor rango de registro solo si esta es perfectamente centralizada.
- Los dedos extendidos disminuyen la resolución radial de la herramienta.
- Los dedos extendidos aumentan el espaciado periférico (es decir, aumenta la diferencia) entre los dedos.

La figura 2.4, presenta la imagen de la herramienta de 2 3/4", su forma y sus 40 brazos, que facilitan una inspección precisa del interior del casing.



FIGURA 2.4. 2 3/4" Multi-arm Caliper Tool (40 Arms).

2.3.2. CONFIGURACIÓN

2.3.2.1. 2 3/4" Multi-arm Caliper Tool (40 Arms) Product Reference: 050-MAC40-0000 y La 3 5/8" Multi-Arm Caliper Tool (60 Arm) Product Reference: 050-MAC60-0000

El Multi-brazo Caliper MAC 40 y MAC (60) son herramientas de registro sofisticado que llevan a cabo una exhaustiva inspección del interior del casing.

Cuando se combinan con un nivel de registro de pozo entubado, se convierten en un sistema de registro integrado que permite la adquisición de datos de down-hole

y transmisión de datos de alta velocidad a la superficie, procesamiento de datos y de imágenes hechas en el casing inspeccionado, los datos proporcionados por las herramientas proveen al cliente los conocimientos necesarios para planificar operaciones correctivas y trabajos más rentables.

Estas herramientas están diseñadas con un pequeño diámetro exterior y una amplia gama de trabajo de medición, la herramienta es capaz de registrar todos los pesos de los tubulares de 4 1/2 pulgadas a 7 pulgadas cubiertas y de 4 1/2 pulgadas a 10 3/4 pulgadas cubiertas, cada uno de los 40 y 60 brazos envían una medición individual a la superficie, la actuación de cada brazo se convierte en una señal eléctrica y transmitida por encima del suelo en un espacio de datos. Los datos se transmiten a una velocidad de 13 veces por segundo.

El operador tiene la opción de presentar los datos en un formulario de registro con las presentaciones de imágenes diversas que van en una sección transversal de casing para una visualización de color 3-D, mejorada.

2.3.2.1.1. Especificaciones:

Las herramientas presentan las siguientes especificaciones:

2 3/4" MULTI-ARM CALIPER TOOL (40 ARM)		
Diámetro	2 3/4''	6.9 cm
Longitud	83.45''	2.1 m
Peso	71 lb	32.2 kg
Voltaje de Operación	110 VDC	
Corriente de Funcionamiento	40 mA. DC	

3 5/8" MULTI-ARM CALIPER TOOL (60 ARM)		
Diámetro	3 5/8 ''	7.3 cm
Longitud	81''	2.1 m
Peso	135 lb	61.2 kg
Voltaje de Operación	110 VDC	
Corriente de Funcionamiento	120 mA. DC	

2.3.2.1.2. Parámetros de Funcionamiento:

La señal de entrada: PROBE PTX telemetría

Velocidad de registro: 30-60 ft./min.

900-1800 cm/min.

Transmisión de Datos: 13 veces por segundo

Rango de medición: 4" a 7" y 4" a 10 3/4"

Resolución radial: 0.003" y 0.005"

Precisión: ± 1 %

2.3.2.1.3. Limitaciones:

Presión máxima: 15,000 psi (103,4 MPa)

Temperatura máxima: 300 °F (149 °C) y 325 °F (165 °C)

La figura 2.5, presenta la herramienta de 3 5/8", con sus 60 dedos que facilita un registro más minucioso del interior del casing.



FIGURA 2.5. 3 5/8" Multi-Arm Caliper Tool (60 Arm).

2.3.2.2. Multifinger Imaging Tool (MIT 24 finger)

El MIT está disponible en una gama de diámetros para adaptarse a diversos tamaños de casing y tubos, el número de dedos se incrementa con el diámetro de la herramienta para mantener la cobertura máxima de la superficie, las herramientas se pueden correr en combinación con otros instrumentos de integridad del pozo y herramientas de registro de producción Ultrawire. Cuando se ejecuta la herramienta en el pozo, los dedos se cierran para evitar daños en el registro de profundidad, un motor se activa desde el sistema de registro o mediante la herramienta de memoria y se abren los dedos, entonces se realiza una medición continua de la condición superficial del tubo. La herramienta tiene un

inclinómetro para indicar las posiciones de los dedos, relativo a la parte alta de la tubería, para que funcione, los dedos pueden ser orientados correctamente durante el procesamiento de datos, los datos MIT pueden utilizarse para generar imágenes en 3D de la condición de la tubería utilizando un software de visualización de Sondex de integridad del pozo “Visual de análisis (WIVA)”. También un software de integridad de procesamiento, evaluación & Reporte (WIPER) también puede usarse para hacer un análisis estadístico de la condición de la tubería.

La figura 2.6, permite observar la herramienta Multifinger Imaging Tool (MIT 24 finger), mediante la cual se puede hacer una medición continua de la condición superficial del tubo.



FIGURA 2.6. Multifinger Imaging Tool (MIT 24 finger).

2.3.2.3.1. Especificaciones

La herramienta MIT 24 finger, se debe manejar considerando las siguientes especificaciones.

ESPECIFICACIONES Multifinger Imaging Tool (MIT 24)	
Numero de Dedos	24
Voltaje	18 VDC (Ultrawire)
Corriente	<30 mA registrando / < 400 mA (Operando el motor)
Temperatura Máxima	350 °F (177 °C)
Presión Máxima	15000 psi (103MPa)
Diámetro	1 11/16" (43 mm)
Longitud	64.6 in (1.64m)
Peso	20.7 lbs (9.38Kg)
Longitud de Dedos Estándar	4.5 in (114mm)
Longitud de Dedos Extendidos	7 in (178 mm)
Exactitud	0.02in (0.508mm)

2.3.2.3.2. Características

Con la MIT se pueden manejar las siguientes condiciones o características:

- Lectura en tiempo real o las opciones de memoria
- Se puede combinar con otras herramientas Ultrawire
- Análisis de los datos 3D utilizando el software WIVA
- El análisis estadístico usando software WIPER
- Apto para todas las desviaciones y longitudes de los dedos extendidos disponible para todas las herramientas (opcional)

2.4. PARTES DE LA SARTA DE MIT

Los elementos para el armado de la sarta de MIT son:

1. XTU-Telemetría
2. Knucle Joint Eléctrico
3. Centralizador Eléctrico
4. Swivel Joint

2.4.1. XTU – TELEMETRÍA

2.4.1.1. Aplicaciones:

- Sirve como interfase de comunicación y como un controlador programable de registro. Incorpora un conversor DC-AC para convertir el alto voltaje de la línea Ultralink™ al bajo voltaje del sistema Ultrawire™
- En su característica de controlador de registro, la XTU escanea las herramientas de la sarta para obtener los datos de estas, que son empaquetados en las ráfagas que se transmiten a superficie. La secuencia de escaneo de las herramientas puede ser automática o especificada por el operador, por defecto, el programa de escaneo se genera y ejecuta por la XTU sin la intervención del sistema de superficie.
- Facilita la comunicación bidireccional entre el sistema de superficie y las herramientas individuales de la tecnología Ultrawire™.
- Configuración al inicio totalmente “plug and play”. Identificación automática de todas las herramientas de la sarta.

- Transmisión automática de la configuración de la sarta al sistema de superficie.
- Mide el alto voltaje en la cabeza de la XTU y su temperatura interna.

2.4.1.2. Especificaciones:

Parámetro	Especificaciones	Observaciones
Temperatura (Max)	350°F (177°C)	
Presión (Max)	15.000psi (103.4Mpa)	
Diámetro	1 11/16" (43mm)	
Longitud	19" (483mm)	
Longitud de Transporte	22.77" (579mm)	Incluyendo protectores de rosca
Peso	7.5lbs (3.4kg)	
Tensiones de Trabajo Eléctrico		
Rango	+180-400V DC	
Máximo Absoluto	+800V DC	Máx 10 segundos
consumo de corriente en 200V	20mA (sin carga) 28-30mA (SCT funcionamiento)	
Ultrawire Toolbus actual temperatura de ambiente (Máx.)	1.5A	
Ultrawire Toolbus actual en 177°C (Máx)	1A	
Observaciones finales (arriba/abajo)	1 3/16 UNF	Masculino/ Femenino
Conectores de cada extremo (superior/inferior)	4mm Banana solo conductor	Macho/Hembra
Herramientas admisible en Toolbus	62	Sujeto a requisitos de energía
Ultrawire Toolbus velocidad de datos	500kbits/s	
Ultralink Uplink velocidad de datos	50.71, 100, 143 & 200kbits/s	
Ultralink Downlink velocidad	300bits/s	

La figura 2.7, presenta la XTU-Telemetría, la cual facilita el escaneo de las herramientas de la sarta.

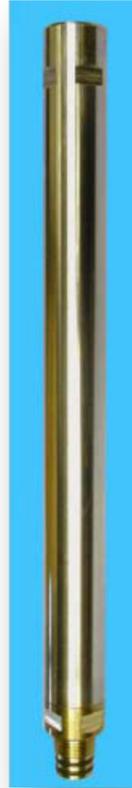


FIGURA 2.7. XTU-Telemetría.

2.4.2. KNUCLE JOINT ELÉCTRICO

2.4.2.1. Aplicaciones:

- Este accesorio se usa para separar herramientas que necesitan estar centralizadas de otras que también están posicionadas dentro del casing o tubing y forman parte de la misma sarta, reduciendo la longitud rígida máxima de una sarta para ayudar a que esta pase fácilmente por los accesorios del completamiento y puntos de alta severidad en el ángulo de desviación del pozo.

- Reduce el peso de las herramientas que están centralizadas en pozos altamente desviados o pozos horizontales.
- Se usa donde se requiere que la sarta sea flexible.
- Normalmente se usa en conjunto con centralizadores.
- Para hacer la sarta lo más corta posible, se puede usar un par de knucle joint sencillos, separados por alguna herramienta que no sea sensible a su posición o altitud dentro del pozo como un termómetro o una herramienta Gamma ray.
- Están diseñados bajo un sistema de balineras de alta precisión, los cuales suministran buena articulación y resistencia

La figura 2.8, se presenta el accesorio Knucle Joint Eléctrico, el cual facilita que la sarta sea flexible en pozos altamente desviados u horizontales.



FIGURA 2.8. Knucle Joint Eléctrico.

2.4.2.2. Especificaciones:

Parámetro	Especificaciones	Observaciones
Temperatura (Max)	392°F (200°C)	
Presión (Max)	15.000psi	12.000psi para 1 1/2"
Movimiento del nudillo	±10°	
Longitud	6.8" (173mm)	
Diámetros disponibles	1 3/8" (35mm) 1 1/2" (38mm) 1 11/16" (43mm) 2 1/8" (54mm)	
Materiales	Resistente a la corrosión a lo largo	
Voltaje	300V	
Extremo del conector (parte superior)	Pin (4mm)	
Extremo del conector (parte inferior)	Socket (4mm)	
Conexiones finales (arriba)	Sondex Female	1 3/16" UNF 12 tpi
Conexiones finales (abajo)	Sondex Male	1 3/16" UNF 12 tpi

2.4.3. CENTRALIZADOR ELÉCTRICO

2.4.3.1. Aplicaciones

- Centralización de herramientas sensibles a su posición como CCL, MIT o cámara en pozos verticales, desviados u horizontales.

- Puede ser usado como “tubing end locator” al observar el incremento de tensión al entrar dentro de la tubería.
- Se usa en conjunto con el knucle joint para separar secciones que necesitan estar centralizadas de otras en las que no es necesario.

2.4.3.2. Especificaciones

Parámetro	Especificaciones	Observaciones
Clasificación de la Temperatura	350°F (177°C)	
Clasificación de la Presión	15.000psi (103.4Mpa)	
Diámetro (min)	1 11/16” (43mm) ^a	
Diámetro (máx)	9” (229mm) ^a	
Conforman la Longitud	22.97” (583mm)	
Longitud Total	26.77” (680mm)	Incluyendo protectores de rosca
Peso	7lb (3.2kg)	
Fuerza centralizadora	20lb (9.1kg) ^b	40lbs (18.14kg) opcional
Observaciones finales (arriba/abajo)	Sondex 1 3/16” 12 UN (female/male)	
Extremo del conector (arriba / abajo)	4mm solo conductor (male pin/ female socket)	
Material	Resistente al H ₂ S, con rodillos de acero inoxidable (recubrimiento de carburo de rodillos estándar) y cojinetes secos	

La figura 2.9, presenta el Centralizador Eléctrico, que es un accesorio que minimiza al desgaste por fricción de la MIT con las paredes de la tubería.



FIGURA 2.9. Centralizador Eléctrico.

2.4.4. SWIVEL JOINT

2.4.4.1. Aplicaciones

- Permite la rotación entre la sección superior y la inferior de una sarta manteniendo la conexión eléctrica entre ellas.
- Soporta fuerzas laterales y verticales de la sarta.
- Se conecta en la parte superior de la sarta cuando se requiere que la sarta no rote durante un registro, permitiendo que el cable rote si es necesario sin forzar a que la herramienta de registro siga dicha rotación.

- Se usa en trabajos de cañoneo y MIT
- Usada en trabajos donde se requiere minimización de la rotación debido al torque del cable.

2.4.4.2. Especificaciones

Parámetro	Especificaciones	Observaciones
Temperatura (máx.)	392°F (200°C)	
Presión (máx.)	15.000psi (103.4Mpa)	20.000psi (137.9Mpa)
Longitud	10.9" (277mm) aprox.	
Peso	6.1lbs (3.0kg)aprox.	
Diámetro disponible	1 11/16" (43mm) 2 1/8" (54mm)	
Material	Resistente a la corrosión a lo largo	
Voltaje	300V	
Extremo del conector (abajo): Sondex final	Socket (4mm) Pin (4mm)	
Conexiones finales (arriba)	Sondex Male o Male	
Conexiones finales (abajo)	Sondex Female o Female	1 3/16" UNF 12 tpi
Par necesario	0.1 ft/lb	1 3/16" UNF 12 tpi

La figura 2.10, permite observar el Swivel Joint, accesorio que se puede conectar en el intermedio de una sarta, cuando se requiere que parte de ella rote mientras el resto permanece sin rotar.



FIGURA 2.10. Swivel Joint.

2.5. ARMADO DE LA SARTA DE REGISTRO MIT

El armado de la sarta de registro depende en gran medida de las condiciones de inclinación y severidad del ángulo de desviación que tenga el pozo donde se pretende realizar el registro, así como de la naturaleza del daño que se quiere registrar.

Por encima de la sarta se debe colocar el módulo de telemetría – XTU. Se pueden colocar accesorios adicionales acompañando al XTU como Swivel Joint y Knucle Joint, con el objetivo de permitir rotación y flexibilidad de la sarta respectivamente, de acuerdo a las condiciones de desviación del pozo mostradas en el survey.

Bajo condiciones normales se debe armar la siguiente sarta básica de registro.

La figura 2.11, muestra una sarta básica de registro cuyo armado se hace conectando las herramientas de arriba hacia abajo, se recomienda aplicar lubricante para o-rings y lubricante para roscas en cada una de las uniones.

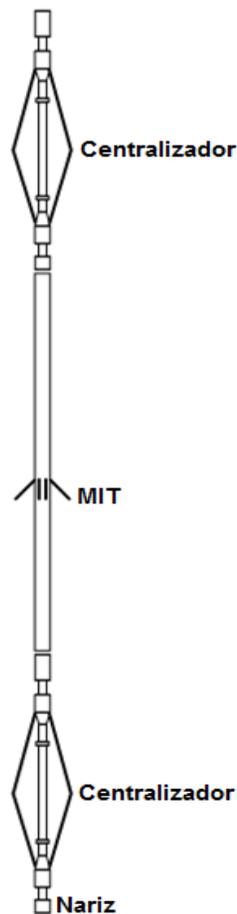


FIGURA 2.11. Sarta básica de registro.

En la figura 2.12, se muestran las configuraciones típicas de las sartas:

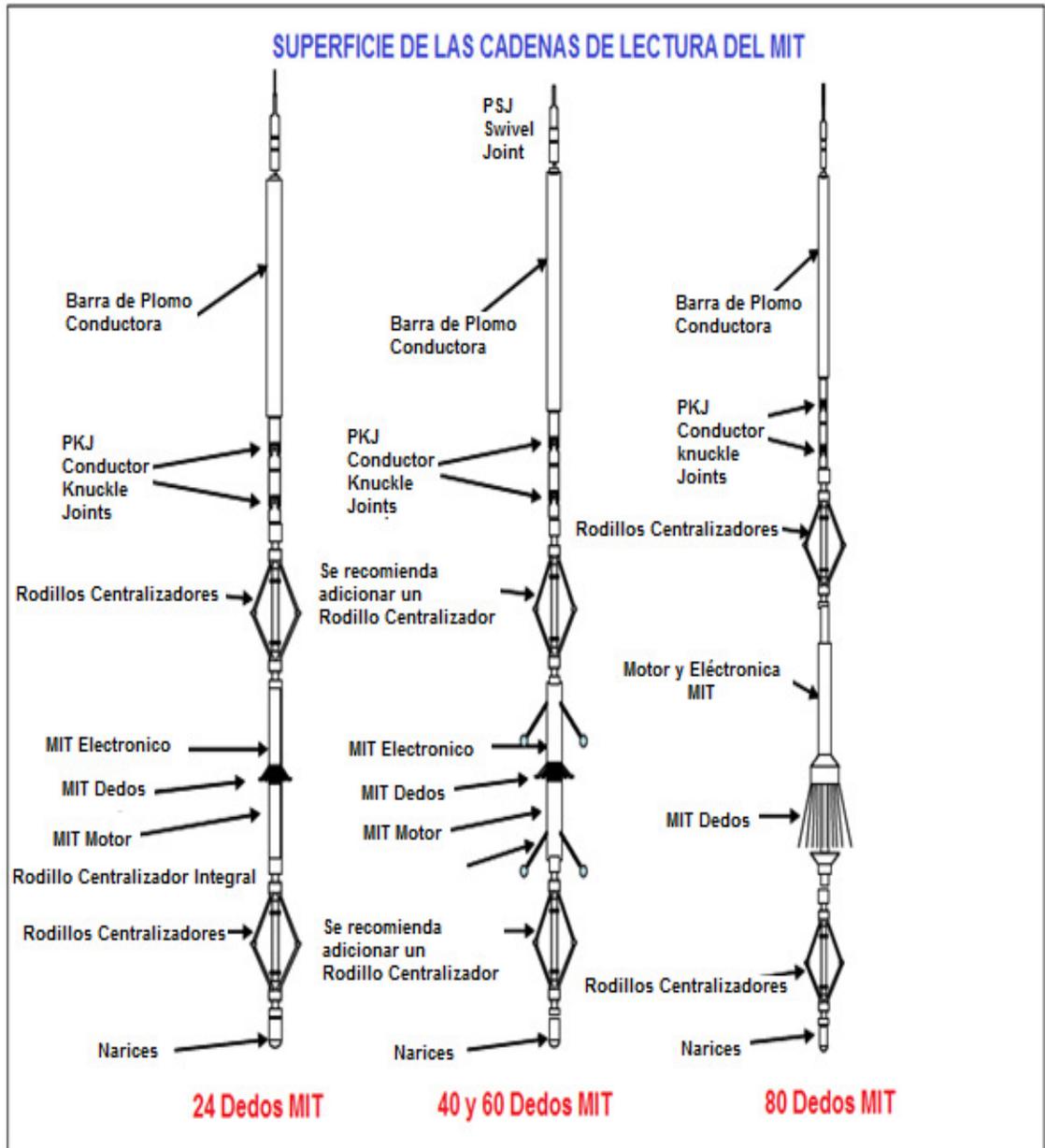


FIGURA 2.12. Configuraciones típicas de la sarta.

En la tabla 2.2 se agrupa los componentes de una sarta básica y se describe las funciones principales de cada uno.

COMPONENTES DE LA SARTA	FUNCION
<p align="center">Weight Bars (Barras de Peso)</p>	<p>Una barra de peso se utiliza en la parte superior de la sarta para correr la herramienta en el pozo. Puede utilizarse un conjunto giratorio opcional.</p>
<p align="center">Knuckle Joints (Articulaciones de los dedos)</p>	<p>Se utilizan para ayudar con la centralización por la disociación en el peso de las barras de la herramienta MIT.</p>
<p align="center">MIT and Finger Section (MIT y Sección de Dedo)</p>	<p>Cada herramienta tiene dedos de cobre-berilio con puntas de carburo de tungsteno recubierto. El diseño de los dedos incorpora un resorte para aplicarle la presión. Los dedos son abiertos y cerrados por el motor de direccionamiento en superficie.</p> <p>Herramientas de dedo 24: La herramienta cuenta con un motor en la parte inferior de la herramienta para abrir y cerrar los dedos. No hay ningún centralizador integral.</p> <p>Herramientas de dedo de 40 y 60: La herramienta cuenta con un motor en la parte superior de la herramienta para abrir y cerrar los dedos. Hay centralizadores integrales.</p> <p>Herramientas de dedo 80: La herramienta cuenta con un motor en la parte inferior de la herramienta para abrir y cerrar los dedos. No hay ningún centralizador integral.</p>
<p align="center">Additional Roller Centralisers (Rodillos y Centralizadores adicionales)</p>	<p>Herramientas de 24 y 80 dedos: Centralizadores adicionales son necesarios, el superior e inferior.</p> <p>Herramientas de 40 y 60 dedos: La herramienta tiene centralizadores integrales, pero se recomienda que, si bien su desviación es de más de 60 grados adicionalmente se ejecuten los centralizadores.</p>
<p align="center">Bullnose (Nariz)</p>	<p>Es necesario para la parte inferior de la cadena. La próxima generación puede ejecutar herramientas Ultrawire MIT con herramientas adicionales, se adjuntan a la parte inferior de la cadena.</p>

TABLA 2.2. Funciones de los componentes de la sarta.

2.6. PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La herramienta se corre en el pozo usando un cable monoconductor o slickline. Una vez posicionada la herramienta en fondo, se activa el motor que expande los dedos y se perfila la sección subiendo a una velocidad de 25 ft/min. El movimiento de cada dedo (finger) es transferido a un sensor de posición, la salida del sensor de posición es digitalizada para ser almacenada en memoria o transmitida hasta superficie donde es registrada por el sistema de adquisición Warrior.

La data de cada uno de los sensores (fingers) es almacenada y monitoreada independientemente, al finalizar el registro, se cierran los dedos por acción del motor para sacar y/o para realizar una sección repetida.

La herramienta posee un inclinómetro el cual indica la parte alta de la sección tubular perfilada y el grado de desviación del pozo, la temperatura del sistema electrónico de la herramienta es monitoreada para realizar la corrección por software del drift del sensor.

3. MAGNETIC THICKNESS TOOL (MTT)

3.1 GENERALIDADES

La pérdida de metal en un tubular ocurre tanto de manera interna como externa, siendo de vital importancia la identificación rápida y eficiente de la falla. La MTT, que conjuntamente con la MIT, permite examinar minuciosamente la tubería, indicando así, la localización exacta de las debilidades en la pared del tubular.

3.2 DESCRIPCION DE LAS FUNCIONES

La herramienta de espesor magnético (MTT) está diseñada para investigar las variaciones del espesor del metal de los tubulares en el fondo de los pozos; se ejecuta dentro de un pozo central, a ser posible combinado con una herramienta de imagen de varios dedos (MIT) o con los datos disponibles del MIT. La herramienta tiene una serie de 12 sensores, especialmente desarrollados, sensores magnéticos en miniatura montados en el interior de un conjunto de bowsprings, cada sensor de la matriz mide un valor magnético y los 12 valores se transmiten simultáneamente a la superficie donde se registra la forma de onda.

El Software de imágenes opcional está disponible para crear y mostrar una representación en 3D de los datos grabados. La herramienta se puede pasar a través de un tubo de registro de casing de hasta 7".

La figura 3.1, muestra la herramienta de espesor magnético (MIT), con sus respectivos sensores.



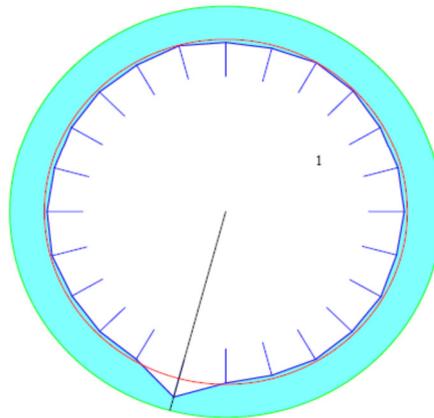
FIGURA 3.1. Magnetic Thickness Tool.

3.3. APLICACIONES

La herramienta de espesor magnético (MTT) tiene las siguientes aplicaciones:

- Inspección de la pérdida de metal interna y externa de tubos y casing.
- El casing puede ser registrado después de que la herramienta ha pasado a través de las restricciones.
- Medidas de espesor de pared absoluto.
- Visualizaciones 3D proporcionan potentes imágenes cualitativas de la condición de pozo.
- Detecta la pérdida gradual de la pared y picaduras

En la figura 3.2, se visualiza el interior de la tubería en donde se observan deformaciones y pérdida gradual de la pared.



Finger 10 Penetration = 0.104 ins

FIGURA 3.2. Inspección del diámetro interno - Sección transversal.

3.4 PRINCIPIO FÍSICO DE OPERACIÓN

La herramienta de espesor magnético (MTT) se compone de dos elementos básicos, una bobina del transmisor situado en el centro y 12 sensores de bobina pequeña desplegado radialmente sobre un bowsprings.

El transmisor genera un campo magnético AC, que hace que este penetre a través de la pared del casing y se desplaze por la parte exterior de él. La transmisión vuelve a entrar en la caja junto a las bobinas del sensor para completar su ciclo, el tiempo de viaje de la señal desde el transmisor al sensor depende de las propiedades magnéticas y el grosor del metal, y así se puede obtener el registro para la evaluación de la zona de interés.

En la figura 3.3, se muestra como la herramienta de espesor magnético (MTT) detecta una reducción de espesor en la pared del tubo, la bobina inferior detecta la señal de la bobina alta, esto se puede medir como un cambio de fase.

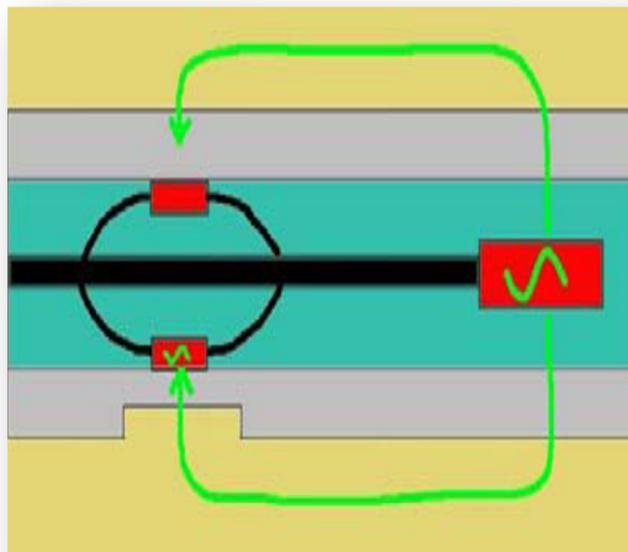


FIGURA 3.3. Principio básico de MTT.

La herramienta cuenta con un sensor de rotación a bordo para que la herramienta gire al entrar al pozo, los datos pueden ser reorientados para mostrar el lado alto del pozo.

Usando 12 sensores se permite identificar y localizar objetos pequeños y daños, también es posible una imagen de las variaciones de espesor, la herramienta se ejecuta con el apoyo de los centralizadores en cada extremo

La figura 3.4, muestra un sensor de la herramienta de espesor magnético (MTT), sellado herméticamente. Se puede observar una moneda como punto de referencia y detallar el tamaño del sensor.



FIGURA 3.4. Sensor Herméticamente Sellado.

3.5 CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA DE ESPESOR MAGNETICO

3.5.1 ESPECIFICACIONES

La herramienta de espesor magnético (MTT) presenta la siguiente información técnica que facilita un excelente uso:

Parámetros de la MTT	MTT 001	Observación
Temperatura	150°C	
Presión	15.000 psi	
Diámetro	1 11/16" (43mm)	
Longitud Total	83.7" (2.12mm)	
Conforman la Longitud	82.3" (2.09mm)	Sin Centralizadores
Peso	30lbs (13.6 kg)	
Voltaje de Trabajo		
Nominal	+18VDC	
Funcional	+14VDC	
Máxima	+24VDC	
Consumo típico de corriente	100mA 350mA	
Número de Sensores	12 (Radialmente desplegados)	
Generador Magnético	Uno	
Max/Min tamaño de tubería	2" ID tubing a 7" Casing	
Toolbus estándar	Ultrawire	
Rango de precisión	Depende del tamaño del defecto En la tubería que se encuentra en buen estado, la precisión es del 15% del espesor de la pared.	
Defectos de resolución	Los defectos en la resolución de la herramienta dependen del tamaño de este defecto y el tamaño de los diámetros de la herramienta: 3/8" de diámetro, defecto: 50% de espesor de pared, el 35% de pérdida de metal. 3/4" de diámetro, defecto: 30% de espesor de pared, el 20% de pérdida de metal.	
Cobertura	100% con 12 sensores	De hasta 5 " ID de casing

3.5.2 CONFIGURACIÓN

La figura 3.5, muestra una de las configuraciones que tiene HS Lupatech OFS para la corrida simultanea de las herramientas Multi Finger Imaging y Magnetic Thickness para determinar la integridad de tubulares.

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Len (ft)	OD (in)	Wt (lb)
			CHD-AES (000001) Cable Head	1.04	1.69	2.00
			XTU-001 (000001) Crossover Ultralink Toolbus to Ultralink	1.58	1.69	6.50
			PKJ-013 (000002) Production Knuckle Joint	0.54	1.69	3.50
			PRC-034 (000005) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.77	1.69	13.00
MIT	12.72		MTT-001 (000001) Magnetic Thickness Tool	6.86	1.69	30.00
			PRC-057 (000007) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.71	2.75	32.00
MIT	4.92		MIT-028 (000005) Multifinger Imaging Tool (JW 24F)	4.00	1.69	20.70
			PRC-034 (000006) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.77	1.69	13.00
TSTAMP	0.00		BUL-006 (000002) Bullnose Terminator	0.22	1.69	1.20

Sondex Ultralink MIT/MTT: String Length: 22.49 ft Weight: 121.90 lb Max OD: 2.75 in

FIGURA 3.5. Configuración para correr MIT Y MTT simultáneamente.

3.6. DIFERENCIA ENTRE MIT Y MTT

3.6.1. Ejemplo 1

Mediante la figura 3.6, se puede observar claramente un registro de un pozo conectado tanto con una herramienta de MIT y una herramienta de MTT. La herramienta del MIT no muestra cambios de diámetro interior en la parte superior de las tres juntas, sin embargo el registro de MTT muestra un cambio diámetro. Se cree que esto se debe al método de construcción de la herramienta que ha surgido durante la fabricación. Hay que tener en cuenta que una sombra en el collar se puede ver en el registro de MTT.

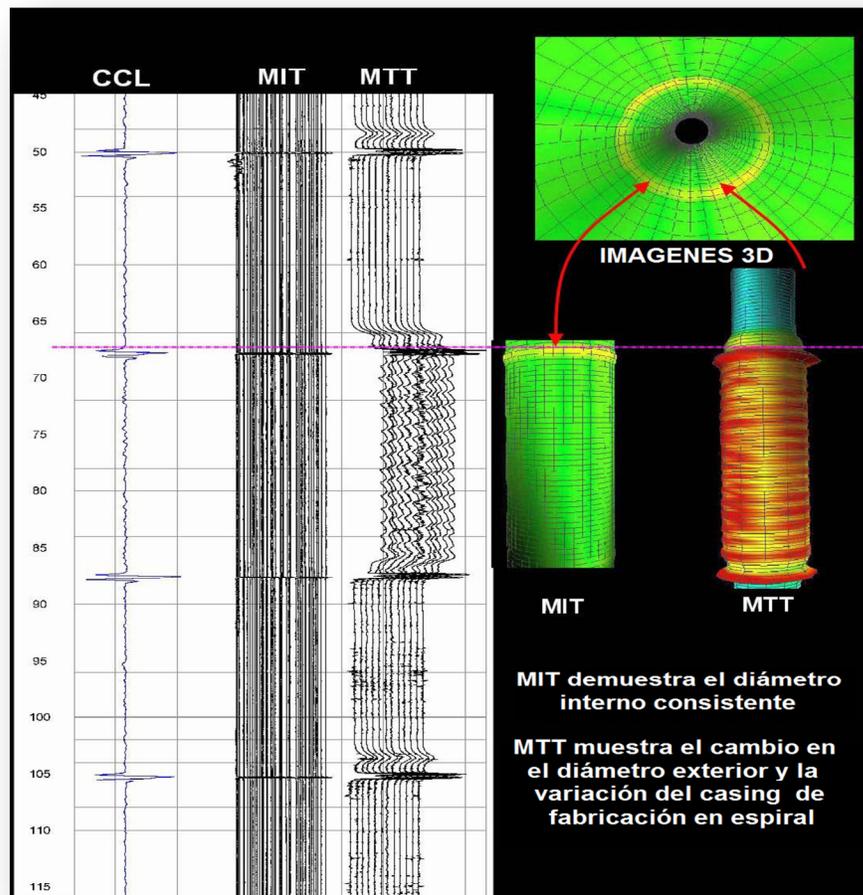


FIGURA 3.6. Diferencia 1: Cambio de diámetro interior.

3.6.2. Ejemplo 2

La figura 3.7, muestra la comparación de las respuestas del MIT y las herramientas de MTT a los defectos mecánicos durante una prueba, hay que tener en cuenta que en ambas herramientas se pueden ver los defectos, pero el MTT es más cualitativo. Cuando el daño existe a través de la identificación de la tubería de los datos el MIT es el mejor, pero por supuesto el MIT no puede detectar la presencia del centralizador (o nada) en la pared externa de la tubería.

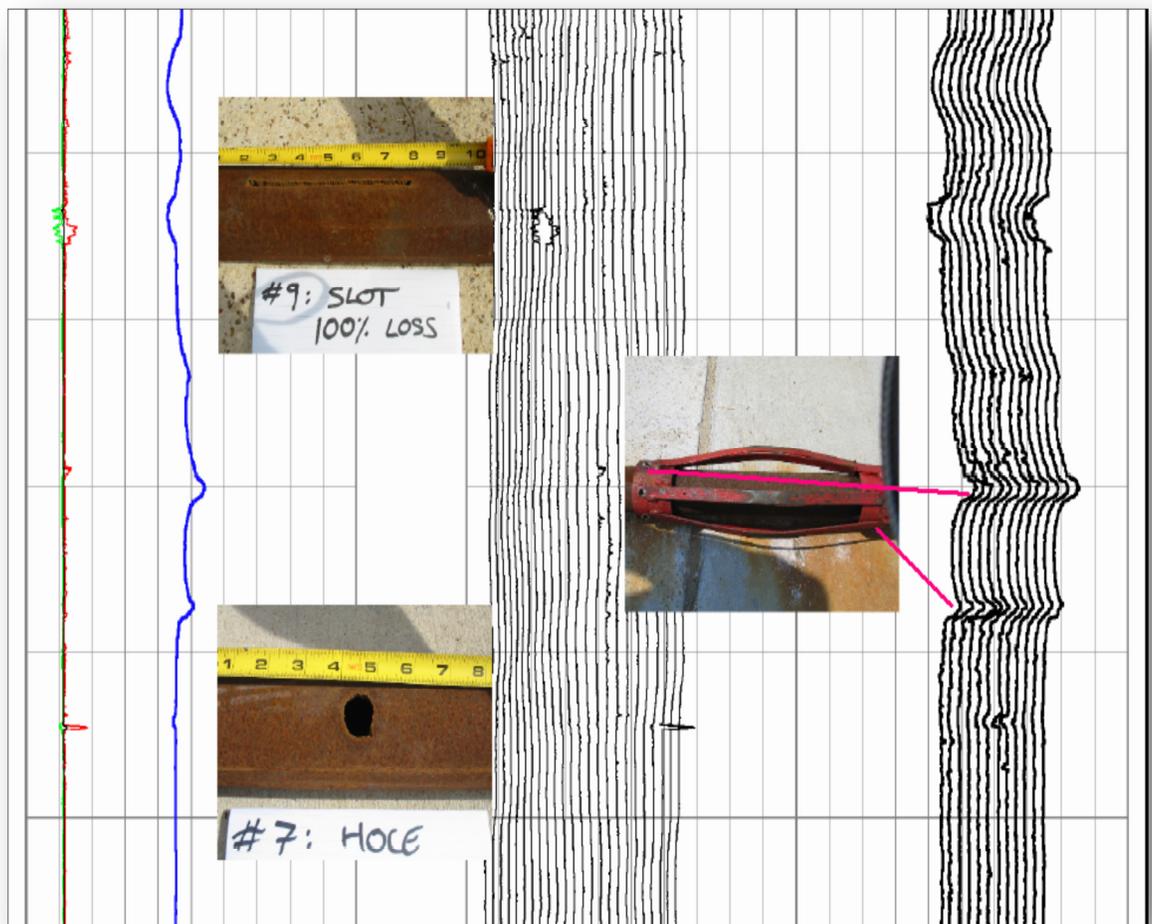


FIGURA 3.7. Diferencia 2: MTT es cualitativo.

3.6.3. Ejemplo 3

Este punto de vista es de perforaciones, los datos del MIT está a la izquierda y los datos de MTT está a la derecha, hay que tener en cuenta que aunque ambos instrumentos detectan las perforaciones, los datos del MIT tienen una mejor definición de los agujeros de perforación. Las perforaciones son vistas como una reducción en el espesor de la MTT, pero por múltiples sensores. Esto puede ser una ventaja en caso de que pueda ser un pequeño orificio que por casualidad se encuentra entre los dedos de un pie de varios dedos.

La figura 3.8, presenta los registros de las herramientas MI y MTT, mostrando claramente los agujeros de perforación.

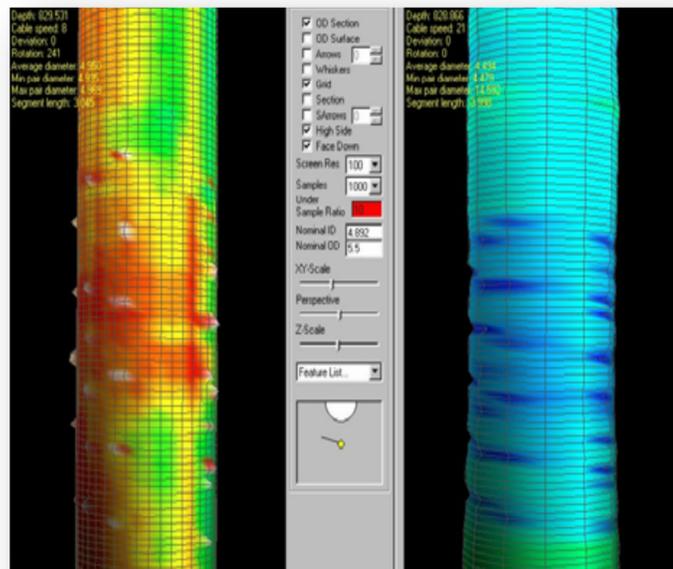


FIGURA 3.8. Diferencia 3. MIT mejor definición en perforados.

3.6.4. Ejemplo 4

En la figura 3.9, se muestra el registro de daños localizados en el exterior de la tubería mediante el uso de las herramientas MIT y MTT; los datos del MIT están a la izquierda y los datos de MTT están a la derecha. La herramienta del MIT muestra la tubería en buen estado, el MTT muestra una disminución localizada en el espesor de la pared que debe ser en el exterior de la tubería.

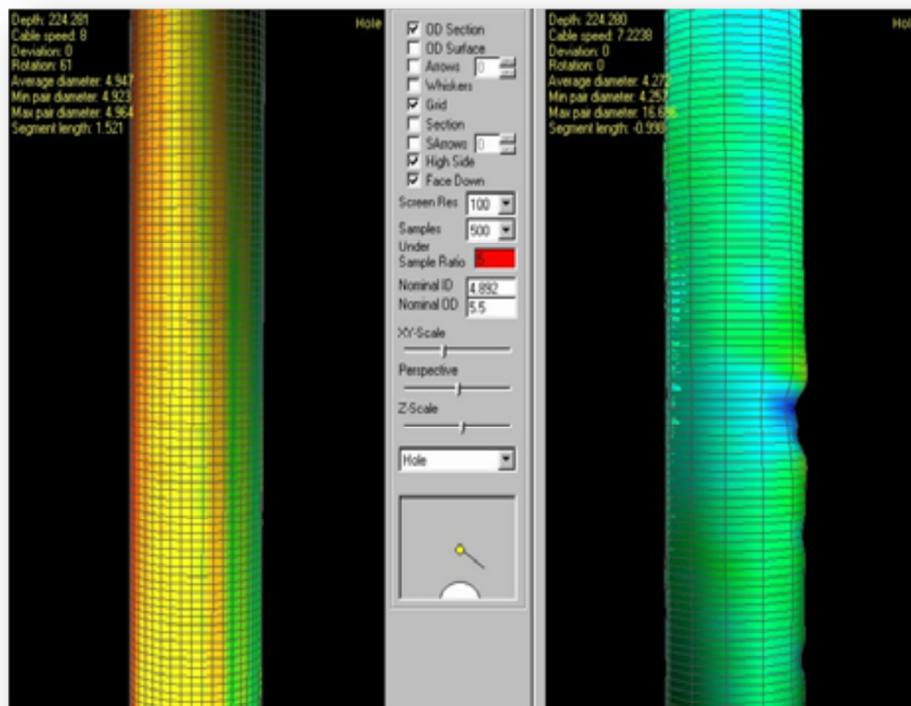


FIGURA 3.9. Diferencia 4. MTT mejor detección en diámetros y daños externos localizados.

3.7. PROCESAMIENTO EVALUACIÓN Y REPORTE

3.7.1 Procesamiento

- Los datos MIT y MTT pueden procesarse automáticamente para identificar características, incluyendo cuellos.

3.7.2. Evaluación

- Análisis rápido de datos MIT y MTT para determinar pérdida de metal y penetración en el tubular.
- Análisis del tubular para determinar proyecciones y restricciones en el área de flujo.

3.7.3. Reporte

- Genera directamente reportes en formato PDF para su almacenamiento o impresión.
- Reportes ajustables que incluyen vistas de secciones transversales seleccionables por el usuario.
- Visualización simultánea de datos MIT y MTT y tabulaciones conjuntas.

3.8 EJEMPLOS DE REGISTROS MIT / MTT

3.8.1. Ejemplo 1

En la figura 3.10, se muestra un registro de MTT, en donde se aprecia una reducción gradual del 20% del espesor de la pared a través de la longitud de un conjunto de 7 " en el casing, las herramientas convencionales de pérdida de flujo magnético no serían capaces de detectar este adelgazamiento gradual como lo haría Magnetic Thickness Tool. Este problema fue registrado a través de $2\frac{7}{8}$ " de tubería, otra herramienta de flujo magnético podría ir a través de $2\frac{7}{8}$ " de tubería de registro 7" en el casing.

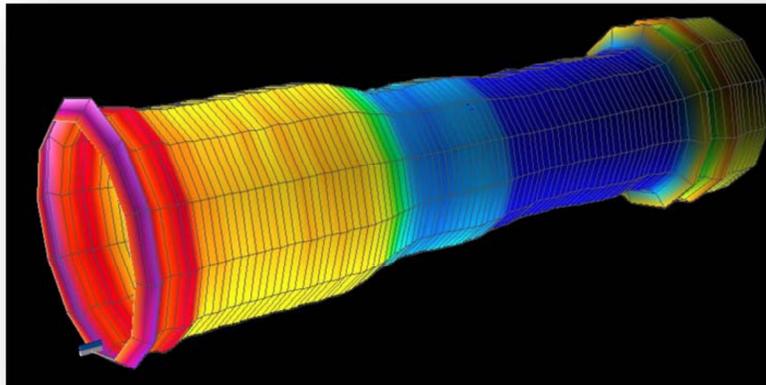


FIGURA 3.10. Registro MTT.

4. EVALUACIÓN DE LA PLATAFORMA

4.1. GENERALIDADES

En este capítulo se ampliará el conocimiento del lector mediante una experiencia en campo, donde se realizó una corrida con las tres herramientas que conforman la plataforma de inspección de tubulares e integridad del cemento.

		INTEGRIDAD DE CEMENTO INTEGRIDAD DE CASING					
Company X Well AA-1 Field AA County Colombia State Región A	Company X Well AA-1 Field AA County Colombia State Región A						
	Location: API # :					Other Services	
	SEC TWP RGE					Elevation	
	Permanent Datum Log Measured From Drilling Measured From		DRILL ROTARY TABLE, 11.0 FT ROTARY TABLE			K.B. 174' D.F. 174' G.L. 163'	
Date							
Run Number	1						
Depth Driller							
Depth Logger	4080'						
Bottom Logged Interval	4080'						
Top Log Interval	3080'						
Open Hole Size							
Type Fluid	OIL						
Density / Viscosity							
Max. Recorded Temp.							
Estimated Cement Top							
Time Well Ready							
Time Logger on Bottom							
Equipment Number	1039						
Location							
Recorded By							
Witnessed By							
Borehole Record				Tubing Record			
Run Number	Bit	From	To	Size	Weight	From	To
Casing Record		Size	Wgt/Ft	Top	Bottom		
Surface String		9 5/8"	36 LB	0	411'		
Prot. String							
Production String		6 5/8"	24 LB	0	4147'		
Liner							

Figura 4.1, Datos del Pozo y Operación.

En la Figura 4.1, se puede observar un registro donde se muestra un encabezado con los datos del cliente como: Nombre de la compañía, ciudad, campo y pozo donde se corrió la herramienta. En la segunda sección se muestran los datos de la corrida como: Tipo de fluido y propiedades, intervalo de la corrida (Tope y Base), tiempo de corrida, persona que corrió la herramienta. Y en la última sección se encuentran los datos de la sarta de tubos que están en fondo como: diámetro, peso e intervalo donde se localizan. La importancia de los datos anteriores para el operador está en la claridad que obtiene del medio donde correrá su herramienta, datos que son proporcionados por el cliente mediante un estado mecánico.

En la Figura 4.2, se observa el diseño de la sarta de la herramienta que será corrida, el esquema que incluye datos como: Herramientas y accesorios incluidos en la sarta, diámetros, pesos e intervalos de cada una de las anteriores y el proveedor de las herramientas. Es importante dejar claro que para correr las tres herramientas en un mismo tiempo el proveedor de ellas debe ser el mismo, todo esto para hacer posible la comunicación de telemetría entre ellas; para esta investigación se escogió como proveedor a SONDEX (nombre comercial). Además en la parte final de la Figura 4.2, se hallan los datos de la sarta como: Nombre, longitud, peso y diámetro total de las herramientas.

Con el siguiente esquema es fácil deducir que el cliente solicitó el servicio para correr la plataforma completa, plataforma diseñada para investigar las variaciones del espesor del metal de los tubulares y la integridad del cemento en pozos.

Aunque para ésta experiencia se conjugaron las tres herramientas, se observan que en la mayoría de servicios el cliente solicita solo parte de la plataforma por ejemplo:

SERVICIO	DESCRIPCION	HERRAMIENTA
A	Inspección de diámetro interno de tubulares	MIT
B	Inspección de diámetro externo de tubulares	MTT
C	Inspección de tubulares	MIT y MTT
D	Inspección de diámetro interno de tubulares e integridad de cemento	RBT Y MIT
E	Inspección de tubulares e integridad de cemento	RBT, MIT Y MTT

4.2. REGISTRO DE INTEGRIDAD DE CEMENTO (RBT)

En la siguiente hoja del registro se mostrara un esquema de curvas e imágenes que no son más que un registro para interpretar la integridad del cemento.

En la figura 4.3, se observa el registro radial de cementación, en la parte superior se encuentra el intervalo de profundidad en el que fue corrida la herramienta, además de algunos datos como ubicación del archivo, presentación del formato, fecha de corrida y escala del registro. A continuación, de forma descendente se encuentra la sección de convenciones con líneas y cuadros a escala para facilitar la lectura de las curvas y el mapa de colores al intérprete y analista del registro.

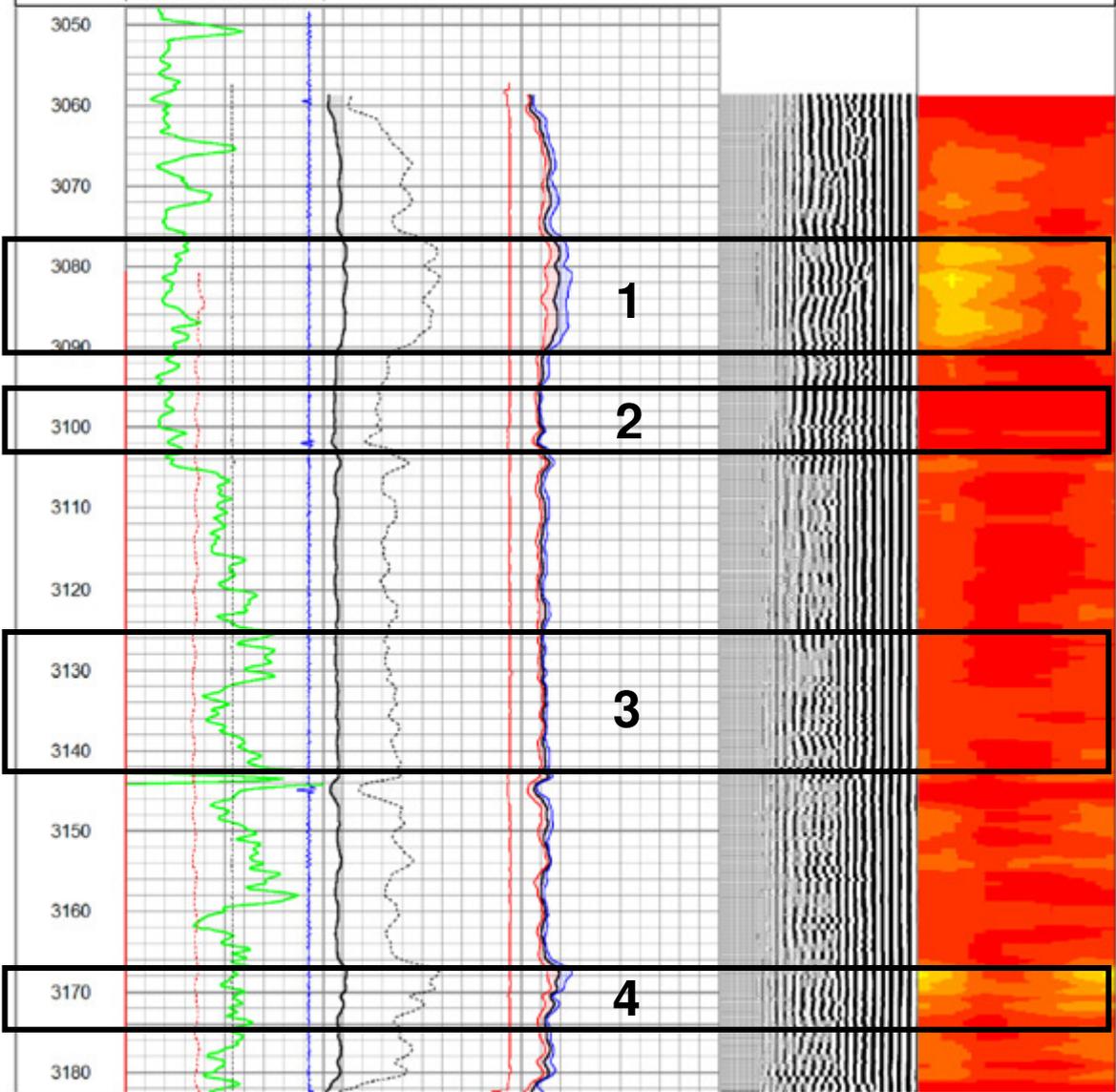


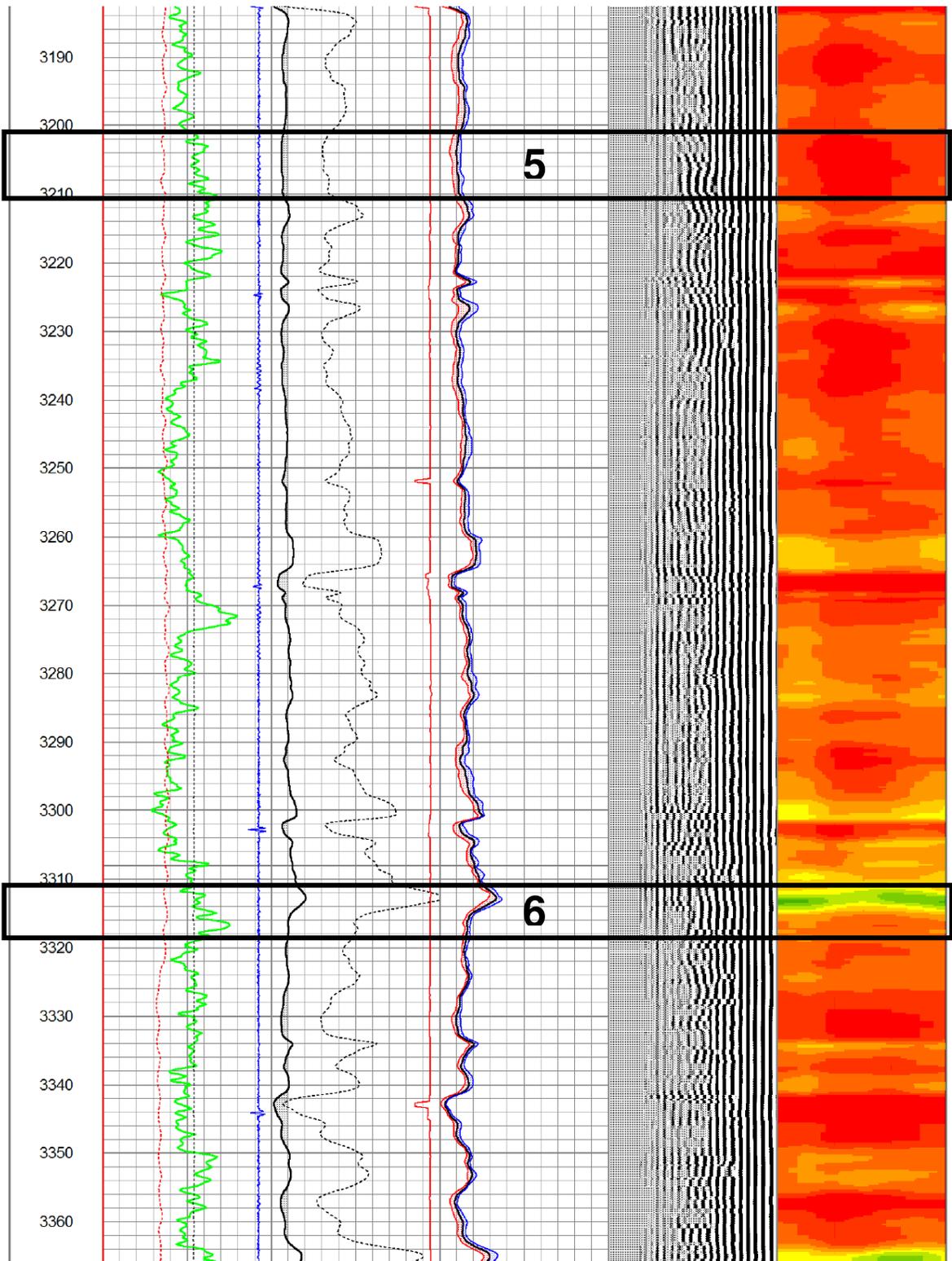
REGISTRO DE INTEGRIDAD DE CEMENTO

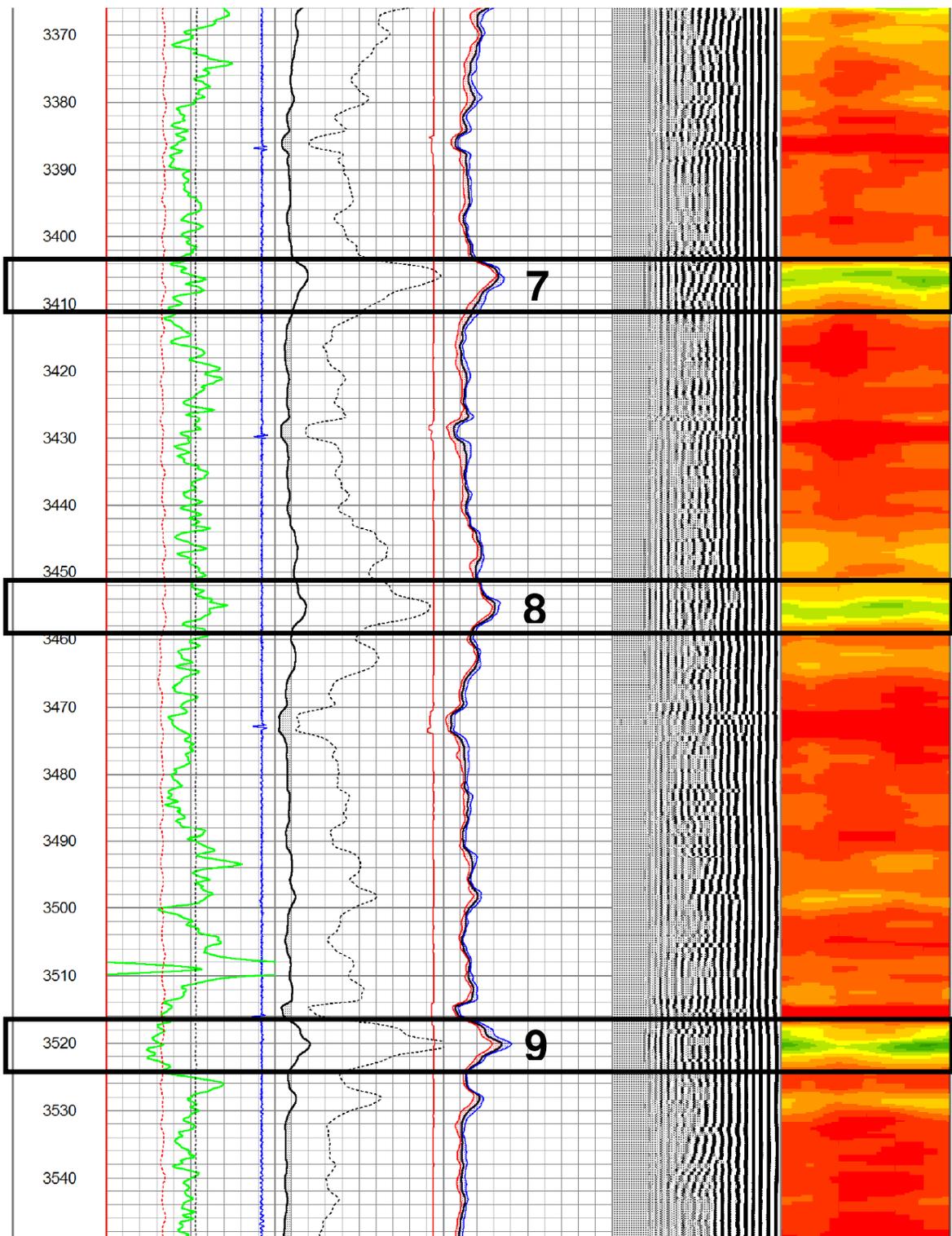
SECCION PRINCIPAL
INTERVALO 3080' - 4080'

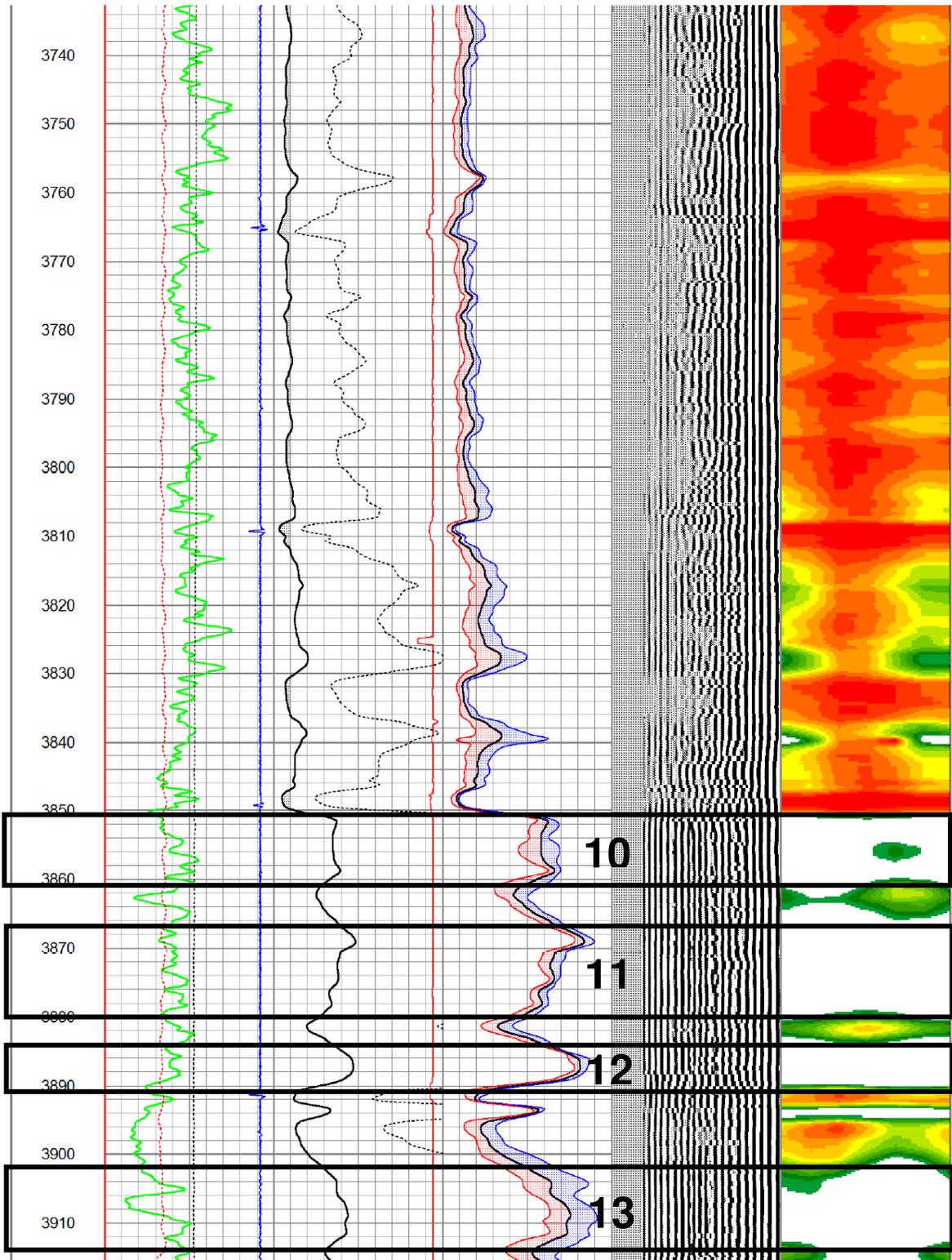
Database File: c:\warrior\data\ AA-1 principal.db
 Dataset Pathname: A / AA-1/1/Principal
 Presentation Format: rbt
 Dataset Creation: Sun Jan 27 09:54:16 2011
 Charted by: Depth in Feet scaled 1:200

0	CCL	600	0	AMP (mV)	100	0	AMPAVG	100	200	VDL	1200	1	RADIAL MAP	6
0	GR (GAPI)	150	550	TT (usec)	250	0	AMPMAX	100				80		10
0	LTEN (lb)	2000	0	AMP3FT (mV)	20	0	AMPMIN	100						
LSPD														
-100	(ft/min)	100												
-40	CBLROT (°)	360												









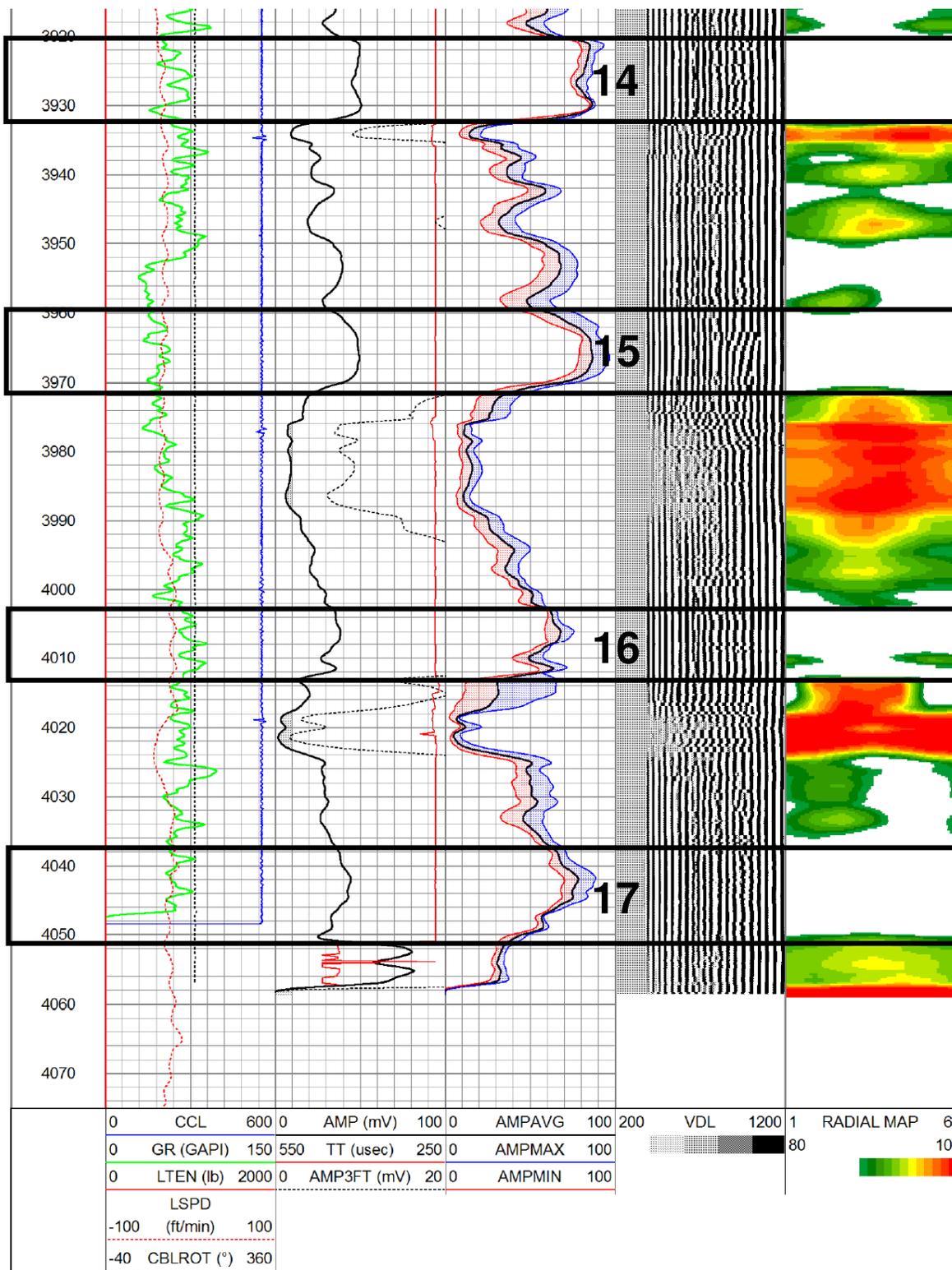


Figura 4.3, Registro Radial de Cementación

4.2.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN

Se escogieron y se enumeraron varias zonas del registro para mostrar al lector la diferencia entre un buen cemento y un mal cemento mediante la siguiente interpretación:

Zona de cemento bueno: Se considera buen cemento en las zonas donde se observa: Amplitudes menores a 10mV, poca separación entre las curvas AMPMAX y AMPMIN, además sólo se observan arribos de formación y los arribos de casing desaparecen en el VDL, como ejemplo las Zonas 2, 3 y 5.

Zona de cemento regular: Se considera cemento regular a las zonas donde se observa: Amplitudes entre 10 mV y 20 mV, alta separación entre las curvas AMPMAX y AMPMIN que son indicio de la presencia de canales, además de hallar arribos de casing en el VDL y arribos de formación, como ejemplo las Zonas 1, 4, y de la 6 a la 9.

Zona de cemento malo: Son consideradas zonas de mal cemento donde se observan las siguientes características: Amplitudes superiores a 20 mV, separación moderada entre las curvas AMPMAX y AMPMIN y sólo se hallan arribos de casing y los arribos de formación desaparecen en el VDL, como ejemplo desde la Zonas 10 hasta la Zona 17.

De este registro se concluye:

- En el intervalo 3080' – 3756' se observa una zona de cemento de calidad regular con intercalaciones de zonas de cemento bueno.
- Se observa una zona de transición de cemento regular a malo en el intervalo 3756' – 3850'.

- A partir de 3850' se observa una zona de cemento de mala calidad con dos pequeños sellos a 3975' – 3988' y 4018' – 4024'.

4.3. REGISTRO DE INSPECCION DE TUBULARES (MIT Y MTT)

En la siguiente hoja del registro se mostrara un esquema de curvas e imágenes que no son más que un registro para realizar la inspección de los tubulares.

En la figura 4.4, se observa el registro de inspección de tubulares, en la parte superior se encuentra el intervalo de profundidad en el que fue corrida la herramienta, además de algunos datos como ubicación del archivo, presentación del formato, fecha de corrida y escala del registro. A continuación, de forma descendente se encuentra la sección de convenciones con líneas y cuadros a escala para facilitar la lectura de las curvas y el mapa de colores al intérprete y analista del registro.

Todos los eslabones en la sarta se refieren como Juntas. Estos incluyen accesorios de la terminación del pozo tales como “crossovers”.

Todas las penetraciones y proyecciones se miden por un análisis local de la superficie interna del tubo, donde esto sea posible y el esquema de la clasificación del daño se describe al final.

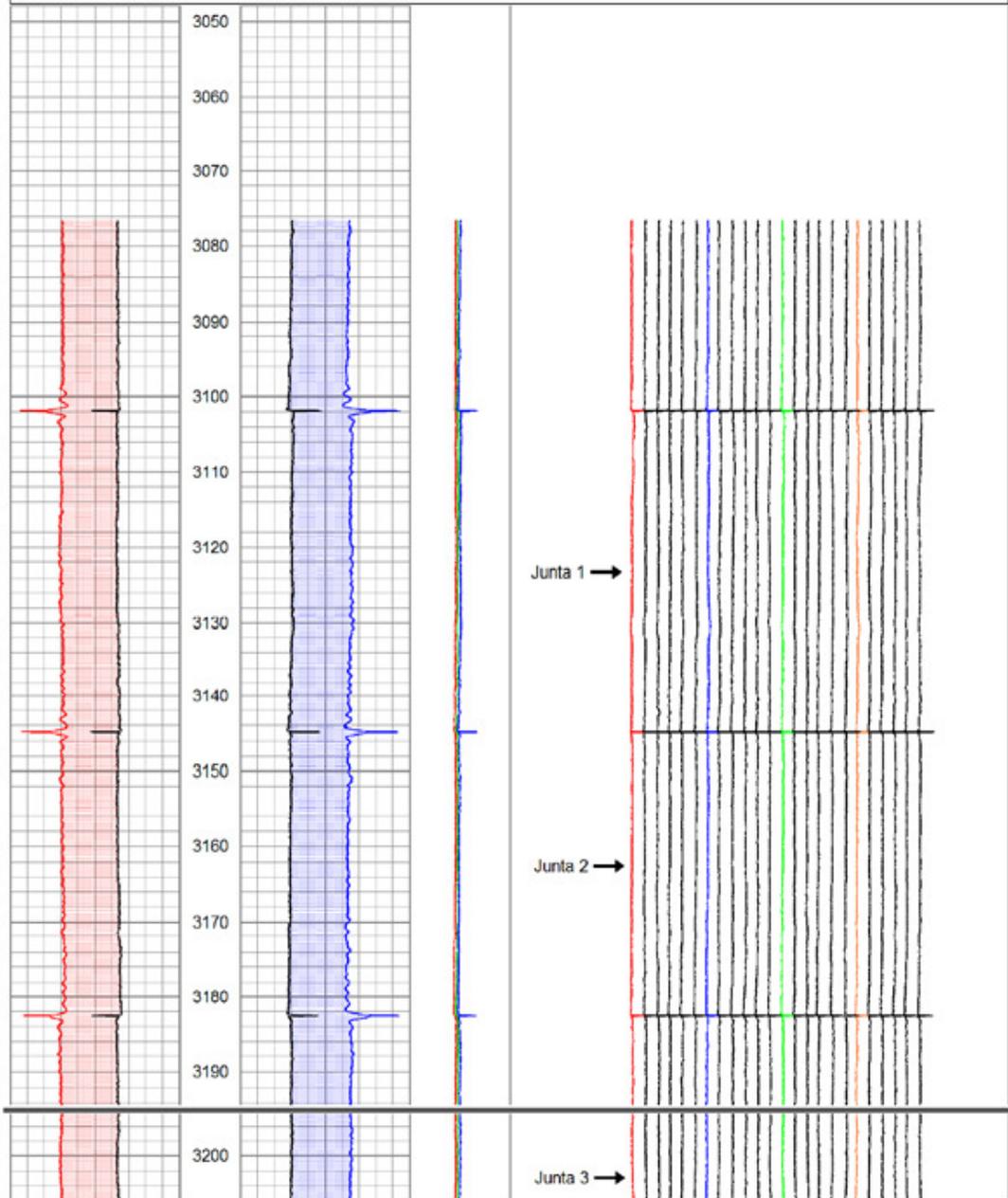


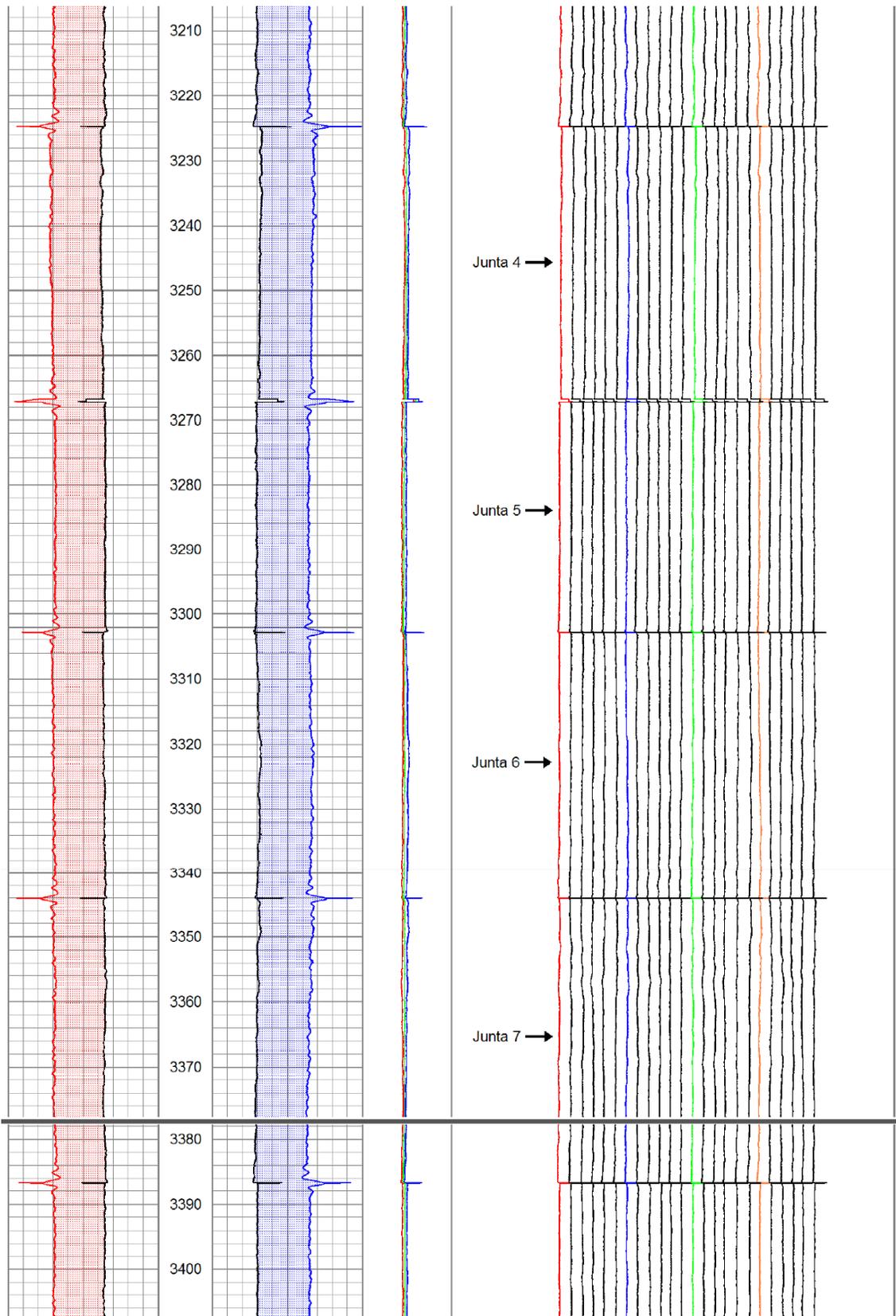
REGISTRO DE INTEGRIDAD DE CASING

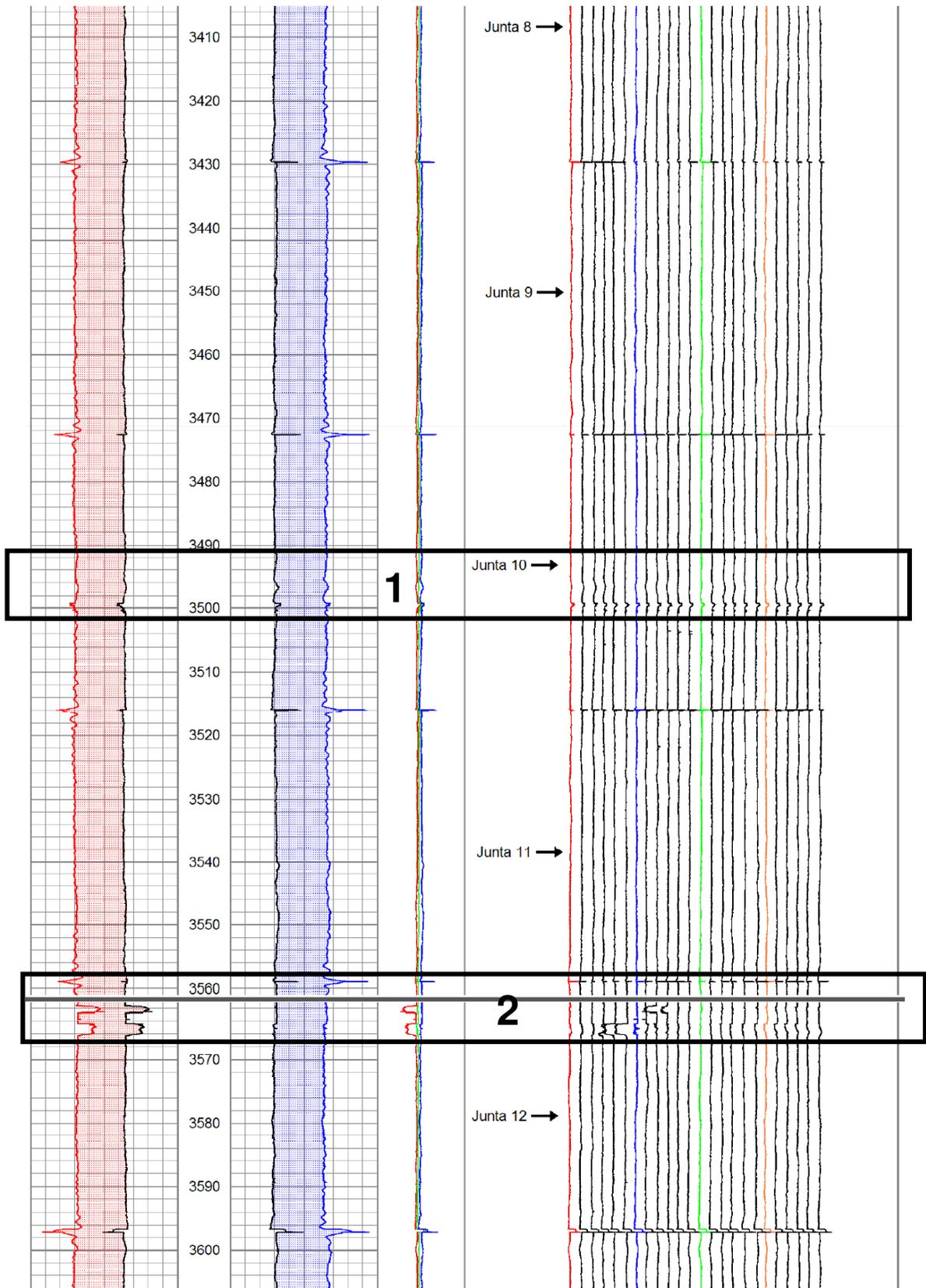
SECCIÓN PRINCIPAL INTERVALO 3080' - 4080'

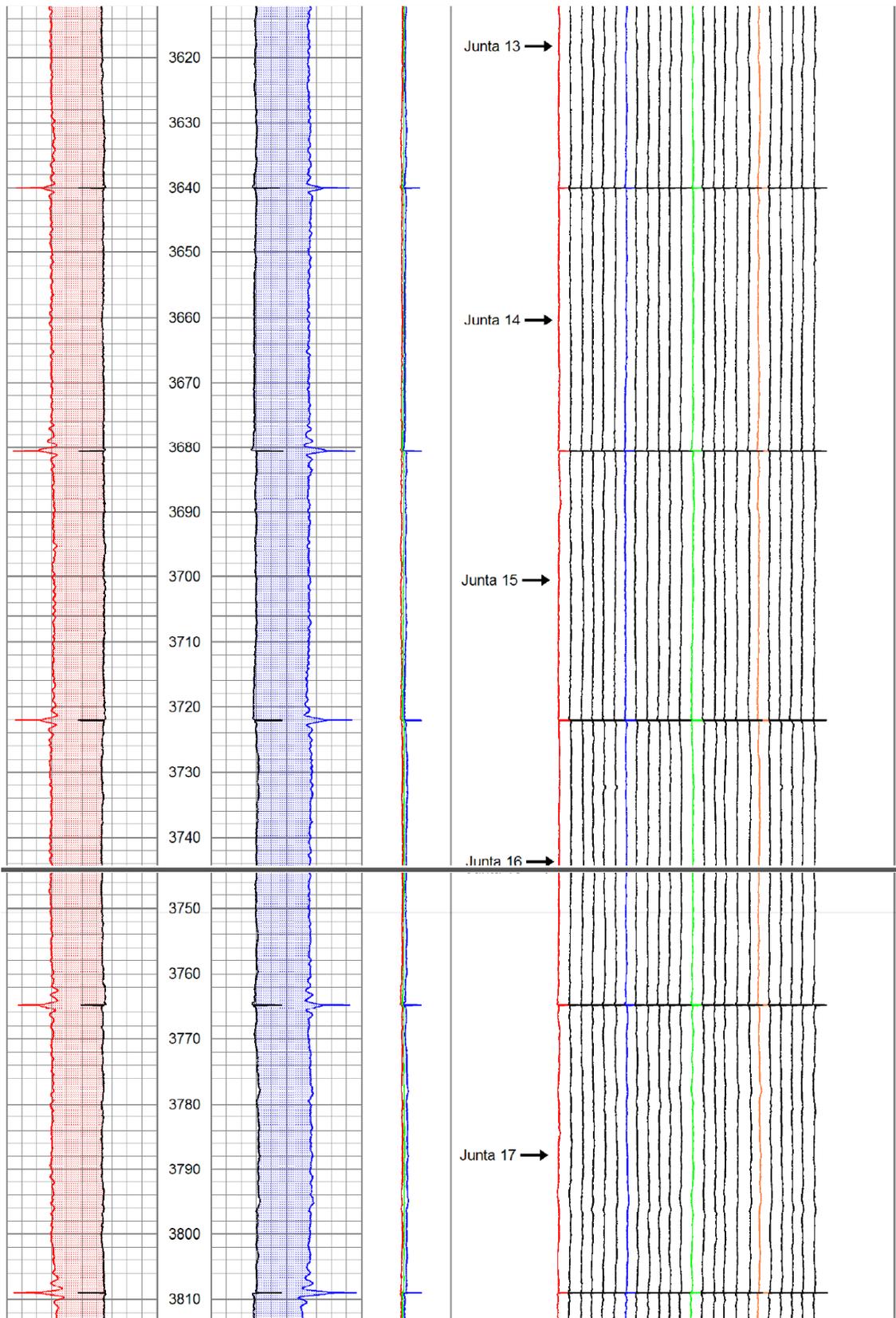
Database File: c:\warrior\data\AA-1.principal.db
 Dataset Pathname: A / AA-1/1/Principal
 Presentation Format: MIT&MT-1
 Dataset Creation: Sun Jan 27 09:54:16 2011
 Charted by: Depth in Feet scaled 1:200

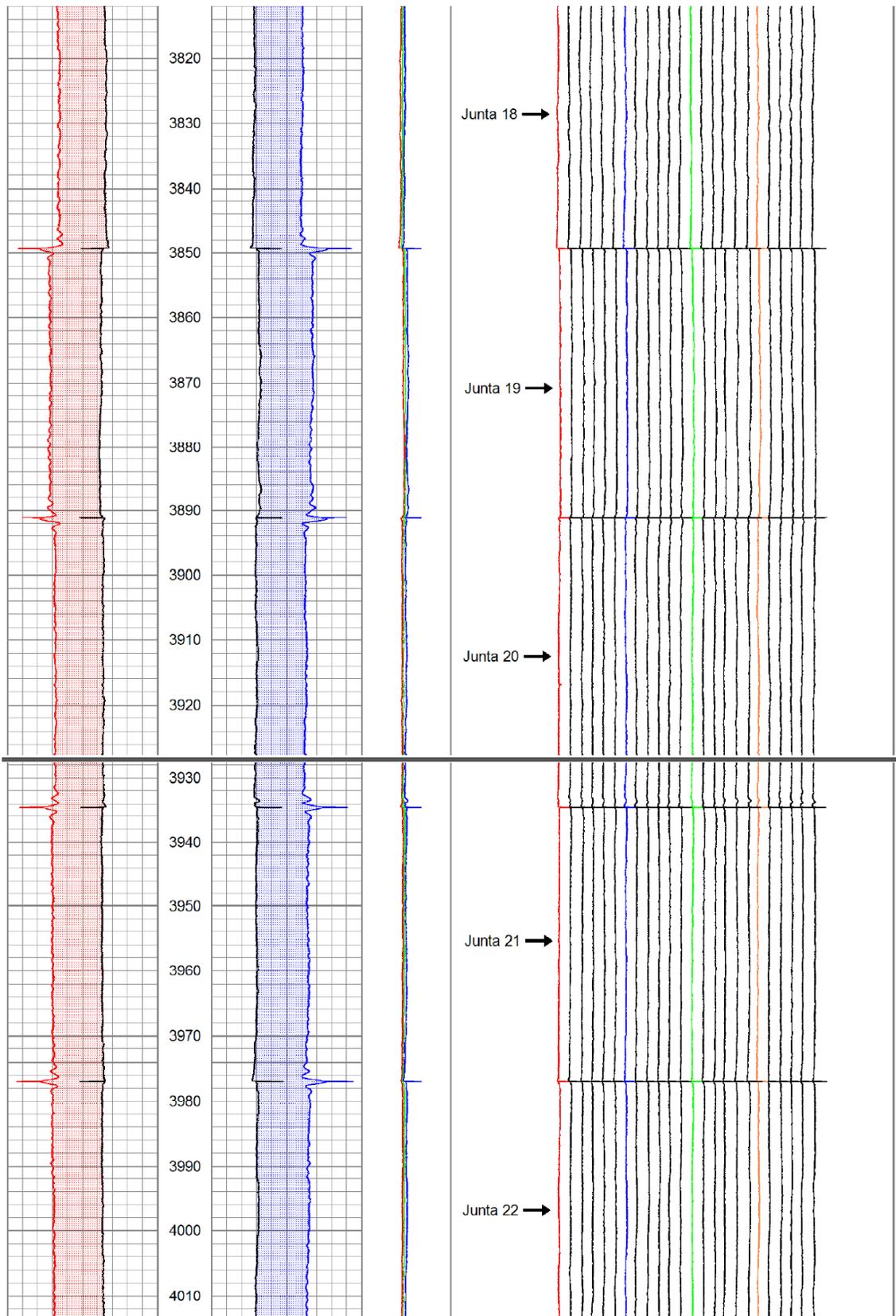
Esesor Mínimo	Esesor Máximo (in)	Radios	1.5	Radios Individuales del MIT (in)	7.5
3.6 (in)	2.7 (in)	3.7	2.5 (in)	3.5	











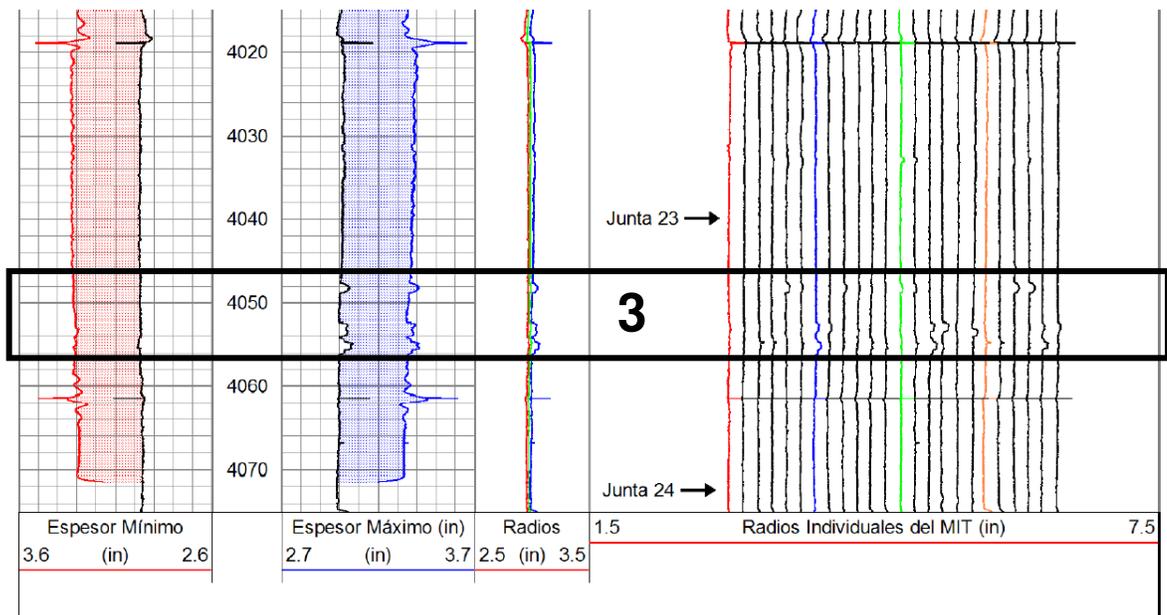


Figura 4.4, Registro de Inspección de Tubulares

4.3.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN

Se escogieron y se enumeraron varias zonas del registro para mostrar al lector la interpretación del daño en los tubulares, teniendo en cuenta la clasificación del daño y su proyección según la severidad del daño.

- **Agujero:** si la penetración excede el 90% del espesor de pared nominal
- **Daño circular:** si el área dañada excede el 50% de la circunferencia, pero su profundidad no excede $2 * D.I.$ del tubo
- **Daño lineal:** si la profundidad del daño excede a $4 * D.I.$ del tubo, pero se extiende menos del 30% de la circunferencia.
- **Daño general:** si la profundidad del daño excede $2 * D.I.$ del tubo y/o se extiende más del 30% de la circunferencia.

- **Daño aislado:** si la profundidad del daño no excede 4 * D.I. del tubo o se extiende más del 30% de la circunferencia.

De este registro se concluye que:

En la zona 1, se nota la presencia de un pequeño ensanchamiento del casing a 3500' con una profundidad máxima de 0,082" bajo el diámetro nominal de la tubería, debido posiblemente al asentamiento del Cement Retainer durante la primera cementación realizada.

En la zona 2, sección comprendida entre 3561' y 3567' correspondiente a la junta 12, se observan reducciones de los diámetros internos con una proyección máxima de 0.188" bajo el diámetro nominal. Debido posiblemente a depositaciones.

En la zona 3, se observa una zona con posibles picaduras en la sección comprendida entre 4046' y 4056' correspondiente a la junta 23, con una profundidad máxima bajo el diámetro nominal de 0,11".

En general, el casing evaluado presenta corrosión alrededor del 10% de la pared, con pequeñas reducciones del 15% de su espesor.

El análisis de los datos del MTT confirman la presencia generalizada de pérdida de espesor en la pared del tubular.

En la figura 4.5, se observa el pequeño ensanchamiento del casing a una profundidad de 3499.52 pies.

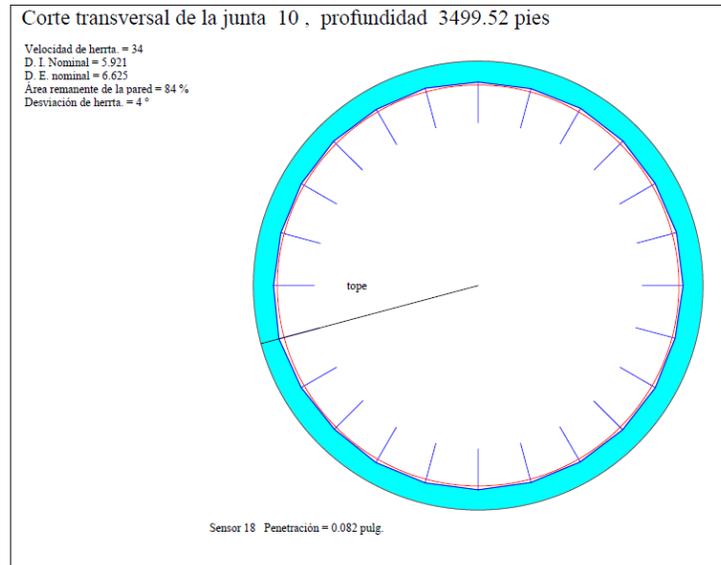


Figura 4.5, Corte transversal de la junta 10

En la figura 4.6, se observa la reducción en el diámetro interno del tubular, a una profundidad de 3562.64 pies.

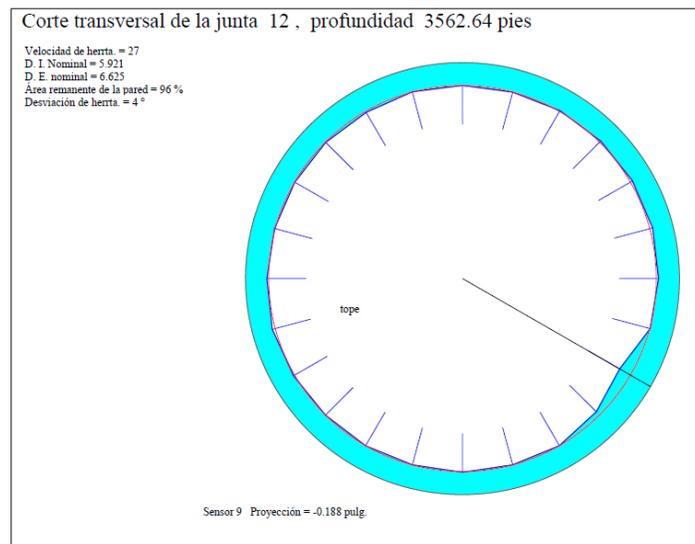


Figura 4.6, Corte transversal de la junta 12

En la Figura 4.7, se puede observar la disminución localizada en el espesor de la pared localizada en la parte exterior de la tubería.

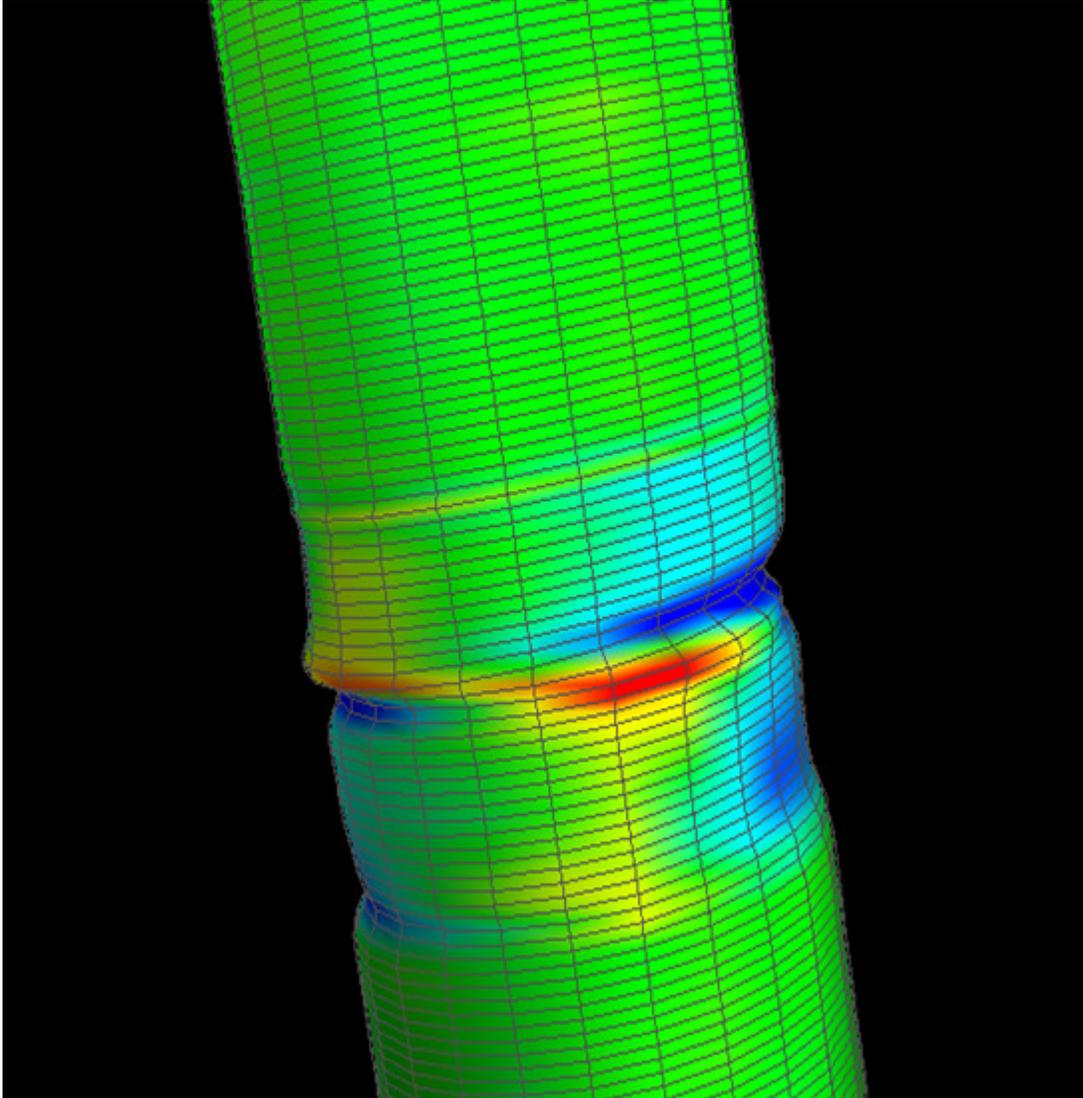


Figura 4.7, Corte lateral de la zona afectada, junta 12

En la figura 4.8, se observa la picadura existente en la junta 23, a una profundidad de 4054.89 pies.

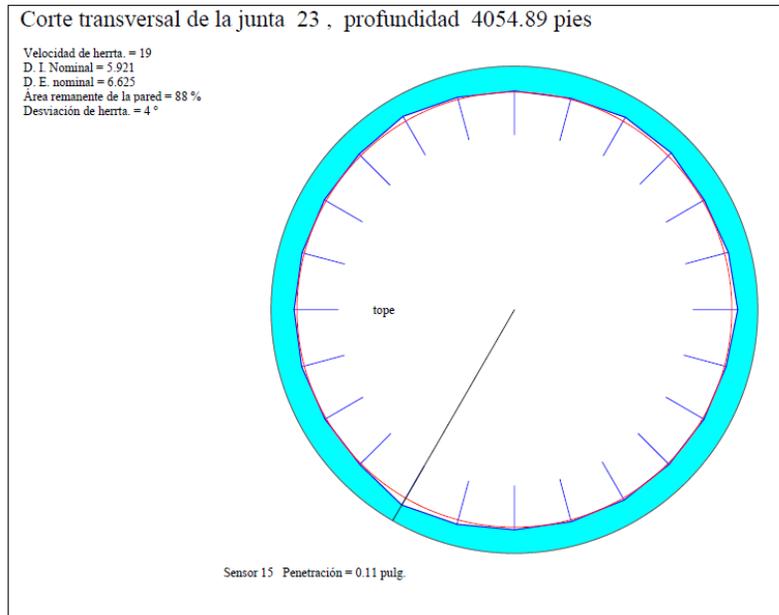


Figura 4.8, Corte transversal de la junta 23

Finalmente se puede observar la evaluación detallada que se le realizó al pozo, con la corrida de las tres herramientas que conforman la plataforma de inspección de tubulares e integridad del cemento.

CONCLUSIONES

- Se elaboró la evaluación y optimización de la plataforma de inspección de tubulares e integridad de cemento de la empresa HS Lupatech OFS, mediante la profundización en los tres primeros capítulos de una fundamentación teórica que incluyó un análisis en la utilidad e importancia de las herramientas como de la información adquirida; además de interpretación y análisis de los datos obtenidos con una experiencia en campo como se observó en el último capítulo.
- Se establecieron los procesos y procedimientos operacionales que intervienen, durante los trabajos realizados con las herramientas que hacen parte de la plataforma de inspección de tubulares e integridad de cemento.
- Se determinó quienes, como y cuando se ejecutan los procesos, procedimientos y controles de las pruebas que se corren con las herramientas de la plataforma.
- Se pudo realizar un aporte con el estudio integrado de este trabajo, un soporte técnico como consulta y profundización de la temática del presente proyecto para los empleados de la empresa HS Lupatech OFS y para los estudiantes de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana mediante una investigación que no había sido abordada antes, con un lenguaje claro, evitando modismos o analogías complejas, sin descuidar la terminología propia del tema; sencillo al usar la estructura básica de la redacción y directo con el desarrollo del objetivo sin descripciones innecesarias. Finalmente un documento práctico para introducir cualquier tipo de lector en la Plataforma implementada por la empresa HS Lupatech OFS para la determinación de las condiciones mecánicas de un pozo.

BIBLIOGRAFIA

- Ferry van der Vorst, James Ratcliffe, MIT033-Document: MN-MIT033-A-Multifinger Imaging Tool, 14th May 2007, Copyright © 2007 Sondex. All rights reserved.
- Tobben Tymons, Daphne Outwin, Tool Code: MTT001-Document: MN-MTT001-A-Magnetic Thickness Tool, 12th July 2004, Copyright © 2004 Sondex. All rights reserved.
- Probe-Powered by Ingenuity, Manual de Operación: 1-11/16" Radii Bond Parte No. 050-RADII-170
- Probe-Powered by Ingenuity, Multi-arm Caliper Tool (40 ARM) 050-MAC40-0010, Copyright © 2011 Probe Holdings. All Rights Reserved.
- MTT-MAGNETIC THICKNESS TOOL User Guide V1.0 November 2003, Copyright © Sondex Wireline Ltd 2003 All Rights Reserved.
- RBT003 (1 11/16") RBT004 (3 1/8"), ULTRAWIRE™ RADIAL BOND TOOL User Guide V1.0 November 2005, Copyright © Sondex Wireline Ltd 2005. All Rights Reserved.
- MIT-MULTIFINGER IMAGING TOOL User Guide V1.0 May 2004, Copyright © Sondex 2004 All Rights Reserved.

**MANEJO DE LA PLATAFORMA DE INSPECCIÓN DE TUBULARES E
INTEGRIDAD DE CEMENTO PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN
MECÁNICA DE POZOS PETROLEROS EN COLOMBIA**

HS LUPATECH OFS

**ZAIRA MELISA ZAPATA CARDOZO
ANGELICA TATIANA MORENO SUESCUN**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA, COLOMBIA
2012**

**MANEJO DE LA PLATAFORMA DE INSPECCIÓN DE TUBULARES E
INTEGRIDAD DE CEMENTO PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN
MECÁNICA DE POZOS PETROLEROS EN COLOMBIA**

HS LUPATECH OFS

**ZAIRA MELISA ZAPATA CARDOZO
ANGELICA TATIANA MORENO SUESCUN**

*Trabajo presentado como requisito para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS*

**DIRECTOR:
FELIPE ALMARIO
Ingeniero Electrónico
HS LUPATECH OFS**

**CODIRECTOR:
ERVIN ARANDA ARANDA
Ingeniero de Petróleos
Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA, COLOMBIA
2012**

Nota de aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Neiva, 27 de Agosto de 2012

DEDICATORIAS

Al más especial de todos, a ti Señor porque hiciste realidad este sueño por todo el amor con el que me rodeas y porque me tienes en tus manos. Ésta tesis es para ti.

Mami no me equivoco si digo que eres la mejor madre del mundo, gracias por tu apoyo y por la confianza que depositaste en mí. Gracias porque aún en la distancia has estado a mi lado. Papá este es un logro que quiero compartir contigo, porque sin duda Dios escogió el mejor hombre para que guiara mi camino, lo que soy ahora es gracias a ti.

A mi hermanita Camila por ser mi motor a diario, cada día intento ser mejor pensando en ser tu ejemplo de vida, gracias por tu fiel admiración. Y a ti abuelita, por acompañar cada instante de mi vida, eres el ángel de mi guarda.

Sin ustedes a mi lado no lo hubiera logrado, éste es el fruto de mis noches de desvelo.

Angélica M.

A Dios. Por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida. Por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a valorarte cada día más.

A mis Padres (Denise y José). Por haberme educado y soportar mis errores. Gracias a sus consejos, por el amor que siempre me han brindado, por cultivar e inculcar ese sabio don de la responsabilidad. ¡Gracias por darme la vida!, les agradezco el cariño, la comprensión, la paciencia y el apoyo que me brindaron para culminar mi carrera profesional.

A mi Hermano (Jhon Alexis). Porque siempre he contado con él para todo, gracias a la confianza que siempre hemos tenido; por el apoyo y amistad ¡Gracias!

Melisa Z.

AGRADECIMIENTOS

A LUPATECH OFS por abrir las puertas de la compañía como oportunidad para desarrollar nuestro trabajo de grado.

A Sandra Murillo y Dwight Kanayet por ser las primeras personas en creer que éramos las personas idóneas para ejecutar este proyecto.

A Julián Prieto por su generosidad, confianza para dar inicio y por la principal dirección de este proyecto.

A Felipe Almario, Alejandro Linares y Alexander Moreno por la oportunidad de compartir su experiencia científica, por su constante paciencia y asesoría para desarrollar este trabajo y así culminar esta meta.

A Ervin Aranda por su permanente disposición y desinteresada ayuda en la codirección y por las valiosas contribuciones que hizo al trabajo final.

A nuestras tías (Irene y Genidh) por sus consejos, su continuo aliento y apoyo durante ésta etapa.

A Yeffer por su paciencia y apoyo en los días difíciles y por su amor.

A Freddy Humberto Escobar, Luz Marina Botero y Orlando Mayorga por acompañar nuestra carrera; más que nuestros profesores, nuestros amigos. Gracias por el apoyo constante en los momentos más difíciles.

A Jhon Fredy Manchola por su sincera amistad durante nuestra época universitaria. Son inolvidables tantos momentos juntos.

Y a todas aquellas personas que de una u otra forma, colaboraron o participaron en la realización de esta investigación, hacemos extensivos nuestros más sinceros agradecimientos.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	
GENERALIDADES	3
1. RADII BOND TOOL (RBT)	7
1.1. GENERALIDADES.....	7
1.1.1. CANALIZACIÓN DEL CEMENTO	7
1.1.2. BAJA RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN DEL CEMENTO	8
1.1.3. POSIBLES PROBLEMAS	9
1.1.4. SITUACIÓN IDEAL	11
1.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE RBT	11
1.3. PRINCIPIOS ACÚSTICOS BÁSICOS	12
1.3.1. PRINCIPIO FÍSICO	12
1.3.2. TIPOS DE ONDAS ACÚSTICAS	13
1.3.3. PROPAGACIÓN DEL SONIDO (REFLEXIÓN Y REFRACCIÓN)	15
1.4. CONSTRUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA	16
1.5. CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA RBT.....	19
1.5.1. ESPECIFICACIONES	19
1.5.2. CONFIGURACIÓN	22
1.5.2.1. HERRAMIENTA RADII CEMENT BOND	23
1.6. FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA ACÚSTICA.....	27
1.7. REGISTRO ACÚSTICO DE ADHERENCIA.....	28
1.7.1. COMPLETACIÓN DEL POZO	28
1.8. APLICACIONES DE LOS REGISTRO ACÚSTICOS.....	29
1.9. EL REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE (VDL)	30
1.9.1. CURVAS EN EL REGISTRO	31
1.9.1.1. AMPLITUD DE CBL	31
1.9.1.2. CURVA DE TIEMPO DE VIAJE	32
1.9.1.3. CURVAS ADICIONALES	34

1.10. SEÑALES QUE PUEDEN SER DIGITALIZADAS Y GUARDADAS	34
2. MULTIFINGER IMAGING TOOL (MIT).....	35
2.1. GENERALIDADES	35
2.1.1. POSIBLES PROBLEMAS	36
2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE MIT	38
2.3. CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA DE IMAGEN MULTIDEDO .	39
2.3.1. ESPECIFICACIONES.....	39
2.3.2. CONFIGURACIÓN	41
2.3.2.1. 2 3/4" Multi-arm Caliper Tool (40 Arms)	41
2.3.2.1.1. Especificaciones	42
2.3.2.1.2. Parámetros de funcionamiento	43
2.3.2.1.3. Limitaciones	43
2.3.2.2. Multifinger Imaging Tool (24 finger)	44
2.3.2.2.1. Especificaciones	46
2.3.2.2.2. Características	46
2.4. PARTES DE LA SARTA MIT	47
2.4.1. XTU – TELEMETRÍA	47
2.4.1.1. Aplicaciones	47
2.4.1.2. Especificaciones	48
2.4.2. KNUCLE JOINT ELÉCTRICO	49
2.4.2.1. Aplicaciones	49
2.4.2.2. Especificaciones	51
2.4.3. CENTRALIZADOR ELÉCTRICO	51
2.4.3.1. Aplicaciones	51
2.4.3.2. Especificaciones	52
2.4.4. SWIVEL JOINT	53
2.4.4.1. Aplicaciones	53
2.4.4.2. Especificaciones	54

2.5. ARMADO DE LA SARTA DE REGISTRO MIT	55
2.6. PRINCIPIO DE OPERACION.....	59
3. MAGNETIC THICKNESS TOOL (MTT)	60
3.1. GENERALIDADES	60
3.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES.....	60
3.3. APLICACIONES.....	61
3.4. PRINCIPIO FÍSICO DE OPERACIÓN.....	62
3.5. CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA MTT	64
3.5.1. ESPECIFICACIONES.....	64
3.5.2. CONFIGURACIÓN	65
3.6. DIFERENCIA ENTRE MIT Y MTT	66
3.6.1. EJEMPLO 1	66
3.6.2. EJEMPLO 2	67
3.6.3. EJEMPLO 3	68
3.6.4. EJEMPLO 3	69
3.7. PROCESAMIENTO EVALUACIÓN Y REPORTE	70
3.7.1. PROCESAMIENTO	70
3.7.2. EVALUACIÓN.....	70
3.7.3. REPORTE	70
3.8. EJEMPLO DE REGISTRO MIT/MTT	71
4. EVALUACIÓN DE LA PLATAFORMA.....	72
4.1. GENERALIDADES	72
4.2. REGISTRO DE INTEGRIDAD DE CEMENTO (RBT)	75
4.2.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN.....	81
4.3. REGISTRO DE INSPECCIÓN DE TUBULARES (MIT/MTT)	82
4.3.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN.....	88

CONCLUSIONES 93

BIBLIOGRAFIA

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Herramienta Radial de Cementación (RBT)	4
FIGURA 1.1. Canales de cemento	8
FIGURA 1.2. Cemento contaminado por Gas	9
FIGURA 1.3. Problemas debido a cementación pobre	10
FIGURA 1.4. Situación ideal	11
FIGURA 1.5. Formación-Cemento-Revestimiento	12
FIGURA 1.6. Ondas Compresionales y de Corte	14
FIGURA 1.7. Tiempo de Transito	14
FIGURA 1.8. Refracción de la Onda	15
FIGURA 1.9. Ley de Snell	16
FIGURA 1.10. RBT ULTRAWIRE	17
FIGURA 1.11. Receptor Radial Segmentado	18
FIGURA 1.12. Herramienta RADII CEMENT BOND.....	23
FIGURA 1.13. Herramienta RADII CEMENT BOND.....	23
FIGURA 1.14. Herramienta Acústica	27
FIGURA 1.15. Funciones del cemento	28
FIGURA 1.16. Registro de densidad variable (VDL).....	30
FIGURA 1.17. Evaluación del enlace de cemento del casing	31
FIGURA 1.18. Curva del tiempo de tránsito	32
FIGURA 2. Herramienta de Imagen Multidedo (MIT)	5
FIGURA 2.1. Diagrama tridimensional de MIT.....	35
FIGURA 2.2. Problemas detectados por MIT	36
FIGURA 2.3. Herramientas MIT.....	40
FIGURA 2.4. 2 3/4" Multi-arm Caliper Tool (40 Arms)	41
FIGURA 2.5. 3 5/8" Multi-Arm Caliper Tool (60 Arm).....	44
FIGURA 2.6. Multifinger Imaging Tool (MIT 24 finger)	45

FIGURA 2.7.	XTU-Telemetría	49
FIGURA 2.8.	Knucle Joint Eléctrico	50
FIGURA 2.9.	Centralizador Eléctrico	53
FIGURA 2.10.	Swivel Joint	55
FIGURA 2.11.	Sarta básica de registro	56
FIGURA 2.12.	Configuraciones típicas de la sarta	57

FIGURA 3. Herramienta Magnética de Espesor de Tubulares (MTT)5

FIGURA 3.1.	Magnetic Thickness Tool.....	61
FIGURA 3.2.	Inspección del diámetro interno - Sección transversal.	61
FIGURA 3.3.	Principio de MTT.	62
FIGURA 3.4.	Sensor Herméticamente Sellado	63
FIGURA 3.5.	Configuración para correr MIT Y MTT simultáneamente	65
FIGURA 3.6.	Diferencia 1: Cambio de diámetro interior	66
FIGURA 3.7.	Diferencia 2: MTT es cualitativo.	67
FIGURA 3.8.	Diferencia 3. MIT mejor definición en perforados.	68
FIGURA 3.9.	Diferencia 4. MTT mejor detección en diámetros.....	69
FIGURA 3.10.	Registro MTT.....	71

FIGURA 4. Registros para diagnóstico de la condición mecánica de pozo ..6

FIGURA 4.1.	Datos del Pozo y Operación.....	72
FIGURA 4.2.	Diagrama de la Sarta	74
FIGURA 4.3.	Registro Radial de Cementación.....	80
FIGURA 4.4.	Registro de Inspección de Tubulares.....	88
FIGURA 4.5.	Corte transversal de la junta 10.....	90

FIGURA 4.6.	Corte transversal de la junta 12.....	90
FIGURA 4.7.	Corte lateral de la zona afectada, junta 12.....	91
FIGURA 4.8.	Corte transversal de la junta 23.....	92

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1.1. Especificaciones de la RBT Ultrawire.....	21
TABLA 1.2. Medidas y Capacidades	24
TABLA 1.3. Condiciones de sondeo	24
TABLA 1.4. Características de Hardware	25
TABLA 1.5. Medición	25
TABLA 1.6. Calibración	25
TABLA 1.7. Fuerzas Físicas.....	26
TABLA 1.8. Puntos de Medida	26
TABLA 2.1. Problemas que afectan la integridad de los tubulares	27
TABLA 2.2. Funciones de los componentes de la sarta	58

RESUMEN

El presente trabajo, tiene como propósito un estudio minucioso de las herramientas que conforman la plataforma de inspección de tubulares e integridad del cemento para diagnosticar el estado mecánico de los pozos, servicios prestados por la empresa HS LUPATECH OFS. Para dar cumplimiento a este objetivo, se plantea una investigación de tipo descriptivo, recopilando la información de los fabricantes de las herramientas y utilizando la entrevista semi-estructurada al personal con experiencia en el área de WellLogging.

En esta evaluación se puede encontrar la descripción de las herramientas que conforman la plataforma: Multifinger Imaging Tool (MIT), Magnetic Thickness Tool (MTT) y Radii Bond Tool (RBT), mediante la profundización en los tres primeros capítulos de una fundamentación teórica que incluye:

1. Las generalidades, por medio de un análisis en la utilidad e importancia de las herramientas.
2. La presentación del principio físico.
3. La descripción de las funciones.
4. Características, especificaciones, configuración de una sarta.
5. Aplicación e interpretación básica de la información adquirida

Para la presentación de la evaluación, se considera necesaria una experiencia en campo donde se prestará el servicio de las tres herramientas simultáneamente, en una corrida. Capítulo que amplía el conocimiento del lector en cuanto a la interpretación de la información que se adquiere mediante los registros.

ABSTRACT

The present document, aims at a thorough study of the tools that make the casing inspection and cement integrity platform to diagnose the mechanical condition of wells, this service has been offer by HS LUPATECH OFS. To get this request, a descriptive research has been proposed, getting information from tools designers and applying a semi-structured interview to staff with Well Logging oilfield expertise.

In this evaluation will be possible to find a platform tool description, this will include: Multifinger Imaging Tool (MIT), Magnetic Thickness Tool (MTT) y Radii Bond Tool (RBT), through a specific study in the first three chapters of a theoretical documentation including:

1. General information, through an analysis about the uses and the tool importance.
2. Physical principle for each tool.
3. The functions description.
4. Setting, description and BHA configuration.
5. Application and basic information interpretation acquired from the tool.

To get this evaluation, had been considered a field experience which provide the service of the three tools simultaneously in one run. Chapter where will to expands the reader's knowledge as to the interpretation of the information that is acquired through the logs.

INTRODUCCIÓN

La plataforma de inspección de tubulares e integridad de cemento en pozos petrolíferos, es considerada una de las herramientas más importantes para el ingeniero de petróleos en el diagnóstico y evaluación de la condición mecánica de los tubulares y del completamiento de un pozo. Esta solución permite al especialista localizar e identificar problemas mecánicos que se pueden ver traducidos en pérdidas económicamente significativas para la empresa. Basándose en las respuestas obtenidas, el cliente podrá tomar decisiones de tipo operacional y económico usando estrategias como por ejemplo los programas de mantenimiento.

El continuo desarrollo de la tecnología, ha permitido que se puedan detectar de forma precisa las imperfecciones tanto relevantes como simples sobre la superficie externa e interna de las tuberías y las paredes de la formación, mediante un set de herramientas diseñadas para generar una respuesta a ésta necesidad.

Un número significativo de pruebas que se llevan a cabo en pozos petroleros durante la etapa de completamiento y desarrollo de un campo son corridas con ésta plataforma. Los datos obtenidos de estas pruebas son apropiados no solo para identificar de manera adecuada las causas de las fallas que inicialmente se detectan a partir de operaciones en superficie, sino también para desarrollar una interpretación ajustada a los principales efectos en la producción, llegando a comprender con exactitud el comportamiento del pozo debido a la magnitud del problema y así realizar un correcto manejo del mismo.

En esta evaluación se podrá encontrar un minucioso estudio de las herramientas que conforman la plataforma; esta valoración pretendió realizar un estudio integrado con la información tanto de la fundamentación teórica que incluía un análisis de la utilidad e importancia de las herramienta como de la información adquirida, interpretación de los datos obtenidos, desarrollo, evolución y beneficios, profundizando en los procesos y procedimientos que incluyen la operación de dicha plataforma.

GENERALIDADES

Al considerar la plataforma como una estrategia integral para evaluar la condición mecánica de los pozos y entendiéndose como estado mecánico al conjunto de condiciones influyentes que conformarían el resultado de la vida productiva del pozo es claro plasmar en esta investigación el conocimiento de tres herramientas que conforman la plataforma y permitir al lector ampliar el concepto en cuanto a la tecnología disponible y utilizada en evaluaciones antes de dar inicio a la vida productiva de los pozos, para cumplir con el objetivo de explotar de forma económicamente rentable un yacimiento con la menores inversiones posibles, ya que desde el momento del completamiento se están controlando futuros problemas de integridad de cemento y de control en la inspección de los tubulares, con ello minimizando posteriores trabajos de reacondicionamiento que ya dejan de ser rentables por iniciar una serie de costos adicionales y paradas de la producción.

Elaborar un estudio minucioso a esta plataforma es un tema de investigación que no había sido abordado antes, y por consiguiente el banco de información relacionado con el tema es pobre, así que de acuerdo con el alcance y los objetivos del proyecto se determinó que el tipo de estudio es de carácter descriptivo puesto que tiene como objeto central la descripción de las herramientas que conforman la plataforma: Multifinger Imaging Tool (MIT), Magnetic Thickness Tool (MTT) y Radii Bond Tool (RBT), que finalmente optimizará los procedimientos de inspección de tuberías e integridad de cemento para el diagnóstico de la condición mecánica de pozos petroleros, que harán eficaz, efectivos y económicos los procesos.

Estas herramientas que conforman la plataforma tienen como objetivo lo siguiente:

- **Herramienta Radial de Cementación (RBT):** Esta herramienta se utiliza para evaluar la integridad del cemento generando un registro de la cementación del pozo, en términos de adhesión y compactación. El RBT puede correrse tanto en tiempo real como en modo memorizado.



FIGURA 1. Herramienta Radial de Cementación (RBT).

- **Herramienta de Imagen Multidedo (MIT):** El propósito de esta herramienta es tomar un registro de las variaciones de diámetro y anomalías existentes, tanto en tuberías de producción (tubing) como de revestimiento (casing), por contacto directo con la superficie interna del intervalo a evaluar.

Las medidas de las variaciones de diámetro, las cuales son obtenidas en tiempo real en superficie, tienen una resolución de 5 milésimas de pulgada y no se ven afectadas por los fluidos que contenga el pozo.

Al procesar la información obtenida con esta herramienta, es posible visualizar en 3D la totalidad de la sección evaluada.



FIGURA 2. Herramienta de Imagen Multidedo (MIT).

- **Herramienta Magnética de Espesor de Tubulares (MTT):** La pérdida de metal en un tubular ocurre tanto de manera interna como externa, siendo de vital importancia la identificación rápida y eficiente de la falla. La MTT, que conjuntamente con la MIT, permite examinar minuciosamente la tubería, indicando así, la localización exacta de las debilidades en la pared del tubular.



FIGURA 3. Herramienta Magnética de Espesor de Tubulares (MTT).

Para la evaluación de la plataforma se hace necesaria una experiencia en campo donde el cliente solicite el servicio de las tres herramientas simultáneamente para conjugar las bondades en cuanto a la determinación de las condiciones mecánicas de un pozo, aunque en la mayoría de servicios el cliente solicita solo parte de la plataforma.

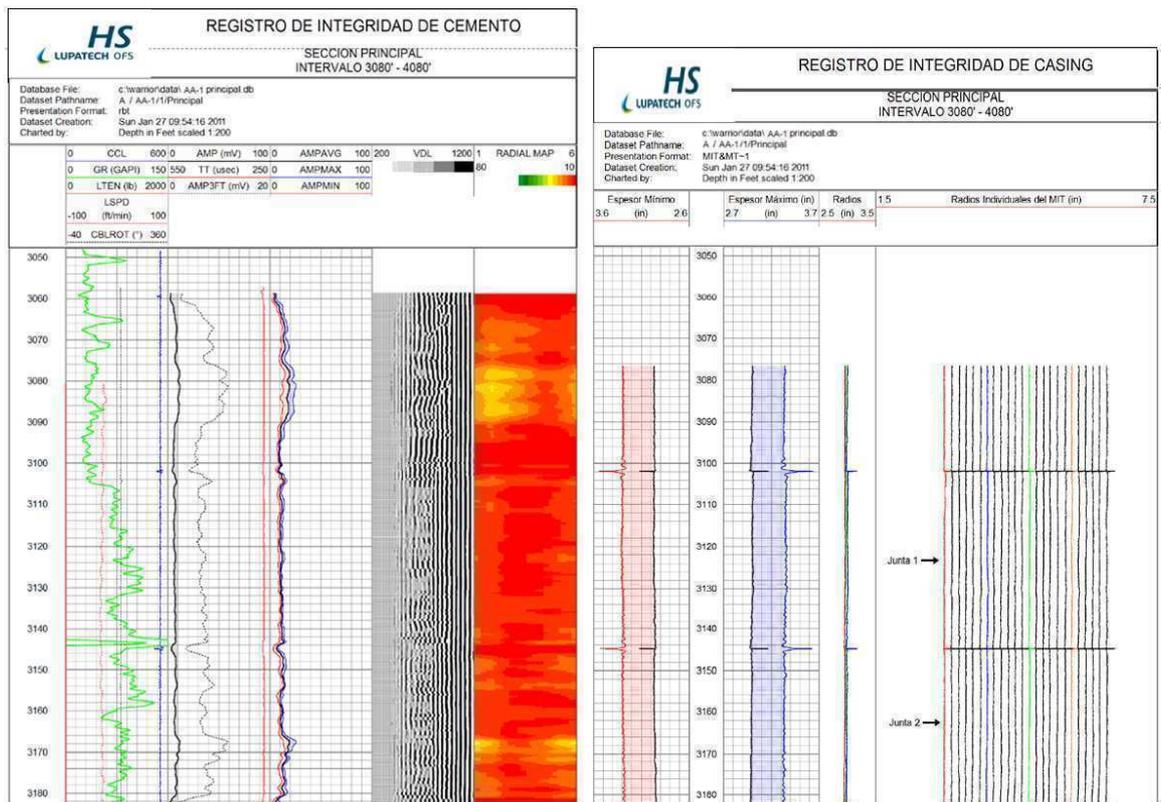


FIGURA 4. Registros para diagnóstico de la condición mecánica de pozo.

Esta plataforma es uno de los servicios integrales ofrecido a las compañías operadoras ofreciendo soluciones reales debido a que es posible correr éste set de herramientas tanto antes del completamiento como durante la etapa productiva de los pozos. Realizando una recopilación de datos y un análisis eficaz para la realización de operaciones, pero sobre todo con mediciones precisas de las condiciones de fondo del pozo, estas herramientas son de alta confiabilidad y calidad que al final resultaran eficientes y rentables.

1. RADII BOND TOOL (RBT)

1.1 GENERALIDADES

La cementación de pozos de petróleo es una ciencia tecnológicamente avanzada, a pesar de ello pueden ocurrir problemas, especialmente en pozos desviados y aquellos donde se agota la presión de la formación

Es usual que los canales de cemento se produzcan donde no hay cemento, proporcionando una ruta de migración de fluido; por lo tanto, es importante que herramientas de registro se corran de forma fiable para identificar estos canales. Aunque herramientas de enlace de cemento convencional pueden indicar la calidad de la formación-cemento y cemento-casing, no pueden identificar la canalización en el cemento de manera concluyente. La herramienta RBT facilita al cliente obtener un periférico del Mapa de cemento del enlace casing-cemento que permite mejor identificación de canales.

Además de la canalización, hay casos documentados donde el pandeo helicoidal del casing ocurrió, debido a una combinación de producción de arena y apoyo insuficiente del casing con el cemento.

1.1.1. CANALIZACIÓN DEL CEMENTO

Los canales de cemento sin cemento son bolsillos longitudinales, esto puede ocurrir cuando el lodo se vuelca inadecuadamente en el pozo durante el proceso de cementación (esto se acentúa cuando el casing no se centraliza). También puede ser causado por gas o migración de fluidos durante el tiempo que el cemento es curado y en pozos de alto ángulo donde el cemento pesado se hunde

en la parte baja del pozo dejando poco o ningún cemento en la parte alta. Las herramientas estándar de CBL, promedian la calidad de enlace de cemento alrededor de toda la tubería y no puede indicar nada claro, relativamente en la parte alta o baja de la tubería, donde se producen los cambios. En la figura 1.1 se muestra un mapa tradicional de CBL, los canales se muestran como un enlace de cemento intermedio de baja resistencia a la compresión.

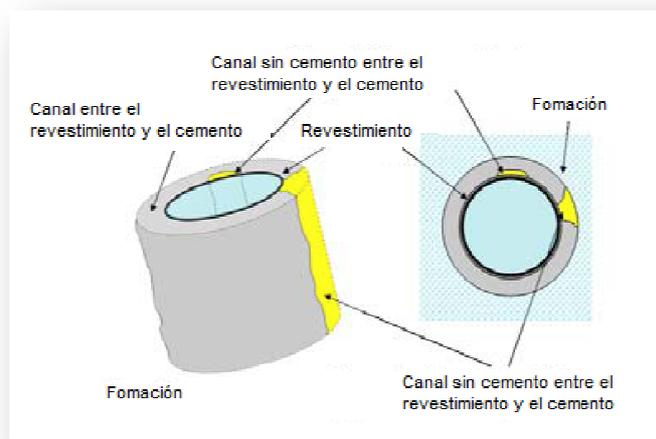


FIGURA 1.1. Canales de cemento.

1.1.2. BAJA RESISTENCIA A LA COMPRESIÓN DEL CEMENTO

Si el cemento es de mala calidad, en el pozo se reduce la resistencia a la compresión, también esta situación puede producirse en el cemento hasta el agujero, lo que establece, es que aísla prematuramente la presión hidrostática y reduce la presión del cemento para colocar presión a la formación. Cuando esto sucede el cemento puede ser contaminado por fluidos de la formación y se vuelve poroso y permeable. La figura 1.2 muestra por ejemplo, pruebas que han mostrado que el cemento contaminado por gas tiene una permeabilidad hasta de 5 md. El RBT produce un mapa que permite a la compañía petrolera diferenciar la canalización de cemento de baja resistencia a la compresión, esta situación se da donde el cemento no está cumpliendo su función primordial que es la de aislar hidráulicamente las formaciones.

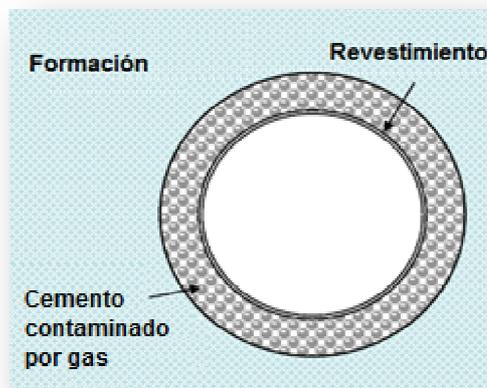


FIGURA 1.2. Cemento contaminado por Gas.

1.1.3. POSIBLES PROBLEMAS

Si el casing no se cementó correctamente, puede ser perjudicial para la integridad del pozo y conducir a la migración de fluidos y comunicación entre las zonas. El diagnóstico correcto es la clave para la corrección del problema. El enlace de cemento con el registro que se traza con la herramienta RBT proporciona una respuesta sobre lo bueno o malo que está el cemento, sin embargo, a veces los datos de registro adicionales pueden ser necesarios. La Figura 1.3 muestra posibles problemas que pueden ocurrir cuando la calidad del cemento es pobre.

<p>Presión en la Tubería de Revestimiento</p>	<p>Un tapón de cemento pobre en la formación permite que el gas de una zona se filtre en el anular causando alta presión en el casing, esto causa que pueda haber peligro en el pozo.</p>
<p>Contaminación de las aguas subterráneas</p>	<p>El cemento pobre permite el flujo cruzado detrás del casing de la formación de agua salina en un acuífero de agua dulce. Esto causa corrosión al casing debido a la salinidad que traen estas aguas.</p>
<p>Flujo de agua detrás de la tubería</p>	<p>El cemento pobre permite que el flujo de aguas no deseadas de una formación entre al pozo y se presente a la superficie. Los registros de producción se podrían utilizar para identificar el punto de entrada de agua y para confirmar la calidad del cemento.</p>

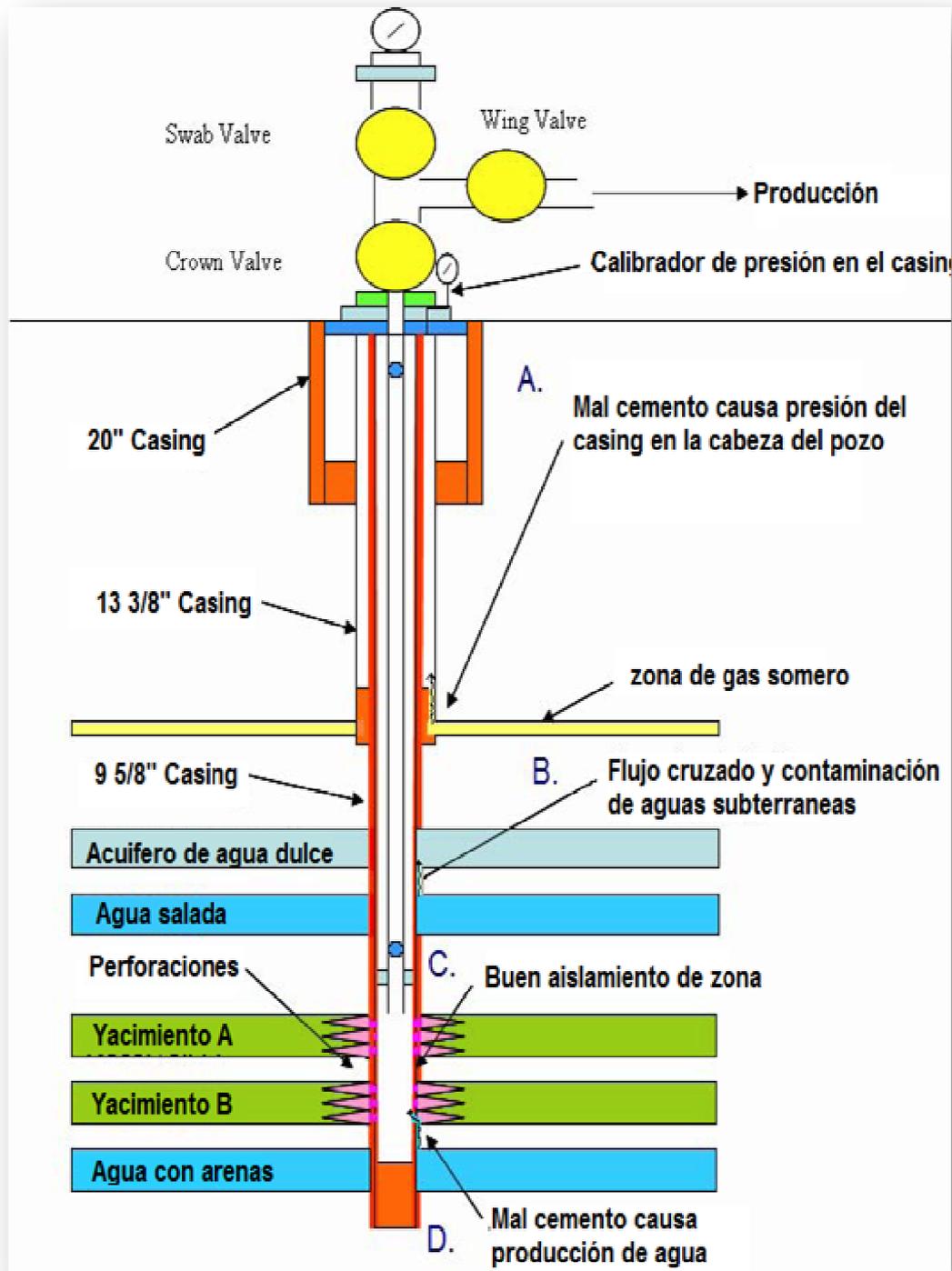


FIGURA 1.3. Problemas debido a cementación pobre.

1.1.4. SITUACIÓN IDEAL

En una situación ideal, el cemento es de buena calidad (es decir, alta resistencia y compresividad), tiene alta resistencia entre la formación-cemento y casing-cemento y la columna de cemento tendrá una longitud suficiente para aislamiento hidráulico.

La figura 1.4, permite observar las condiciones ideales de un cemento de buena calidad.

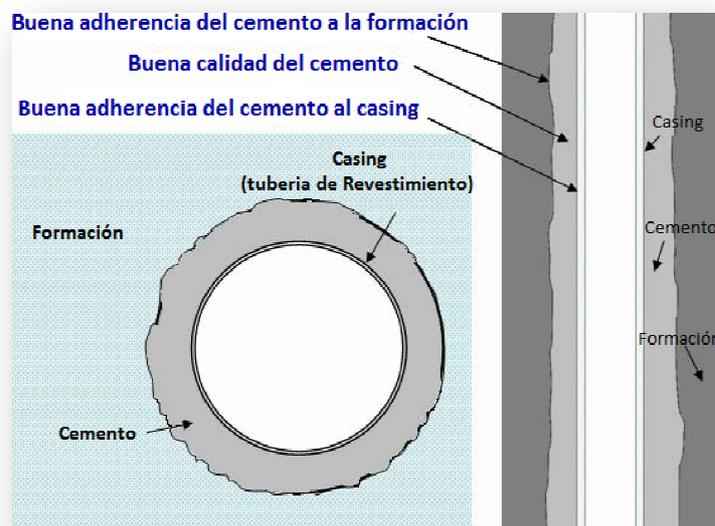


FIGURA 1.4. Situación ideal.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES

El uso principal de la RBT es asegurar al propietario el aislamiento hidráulico entre zonas productoras y no productoras, y la integridad del pozo, con la distribución efectiva del cemento entre los tubulares (por lo general la tubería de revestimiento "casing") y la formación. El cemento pobre puede resultar en la producción de aguas no deseadas o gas, la migración de fluidos en el anular y soporte

inadecuado del revestimiento. En algunos casos, la seguridad y la integridad de todo el pozo pueden ser amenazadas.

1.3. PRINCIPIOS ACUSTICOS BASICOS

1.3.1. Principio Físico

Para que este principio físico básico se pueda producir, se requiere de un transmisor (T) que dispara señales acústicas haciendo que el medio circundante resuene, los receptores captan estas señales acústicas resultantes (semejantes o similares al resonar de una campana); la figura 1.5 muestra el comportamiento del cemento en su relación formación-revestimiento, cuando no hay presencia de cemento el fluido se ubica detrás del revestidor, por tanto produce un fuerte sonido ya que esta libre para vibrar, pero, cuando el revestidor se adhiere fuertemente al cemento , las vibraciones del casing atenuan su intensidad proporcionalmente hacia la superficie.

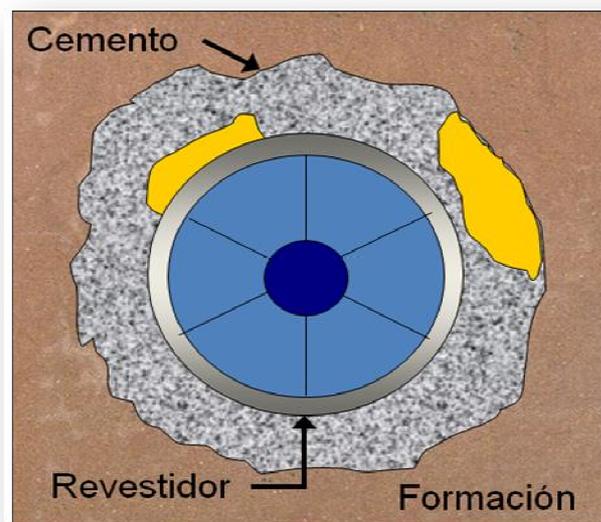


FIGURA 1.5. Formación-Cemento-Revestimiento.

1.3.2. Tipos de Ondas Acústicas

Las ondas acústicas se dividen en tres, cada una con sus propias especificaciones:

- **Compresional (Longitudinal)**

Una onda longitudinal es una onda en la que el movimiento de oscilación de las partículas del medio es paralelo a la dirección de propagación de la onda. Las ondas longitudinales reciben también el nombre de ondas de presión u ondas de compresión. Algunos ejemplos de ondas longitudinales son el sonido y las ondas sísmicas de tipo P generadas en un terremoto.

- **Corte (Transversal)**

Las ondas S son ondas transversales o de corte, lo cual significa que el suelo es desplazado perpendicularmente a la dirección de propagación, alternadamente hacia un lado y hacia el otro. Las ondas S pueden viajar únicamente a través de sólidos debido a que los líquidos no pueden soportar esfuerzos de corte. Su velocidad es alrededor de 58% la de una onda P para cualquier material sólido. Usualmente la onda S tiene mayor amplitud que la P y se siente más fuerte que ésta.

- **Superficie**

Cuando las ondas de cuerpo llegan a la superficie, se generan las ondas L (longae), que se propagan por la superficie de discontinuidad de la interfase de la superficie terrestre (tierra-aire y tierra-agua). Son las causantes de los daños producidos por los sismos. Estas ondas son las que poseen menor velocidad de propagación a comparación de las otras dos.

La figura 1.6 presenta los tipos de ondas acústicas y su comportamiento, lo cual facilita un claro entendimiento de la dinámica de las mismas.

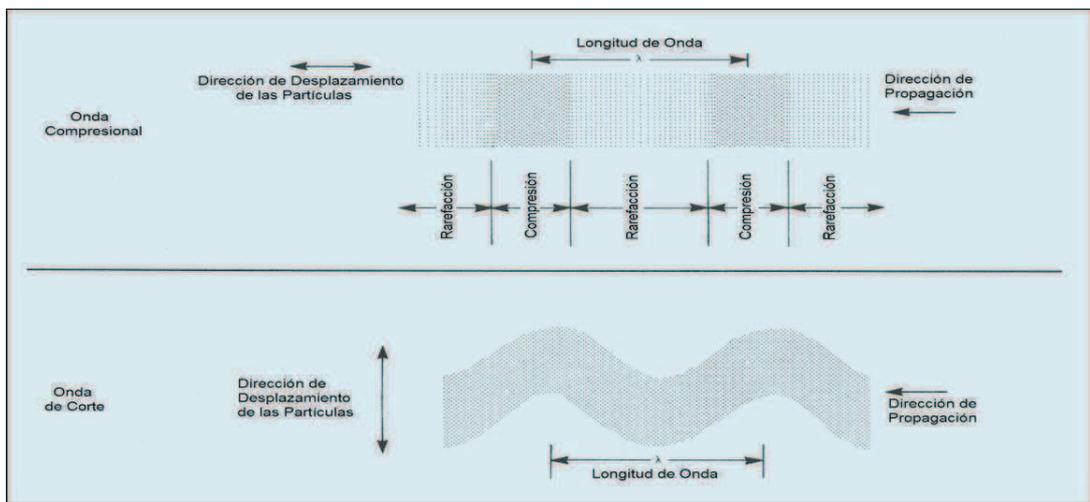


FIGURA 1.6. Ondas Compresionales y de Corte.

La figura 1.7, permite observar el tiempo de tránsito de las ondas acústicas:

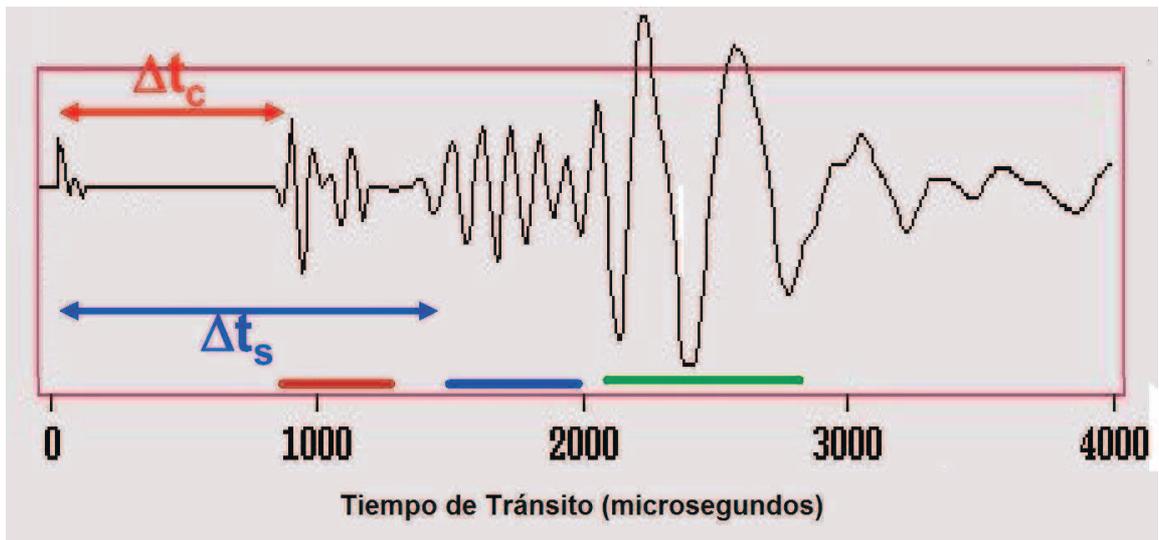


FIGURA 1.7. Tiempo de Tránsito

1.3.3. Propagación del Sonido (Reflexión y Refracción)

Las ondas de sonido se reflejan y se refractan de la misma manera que lo hacen las ondas de luz.

La ley de Snell indica que los ángulos de refracción están relacionados con la velocidad del sonido en los medios que éste atraviesa.

$$\text{Sen } \Phi_i / \text{Sen } \Phi_r = V_f / V_b$$

Φ_i – Angulo de Incidencia

Φ_r – Angulo de Refracción

V_f – Velocidad del Sonido en el Fluido del pozo

V_b – Velocidad de Corte de la Onda Compresional

La herramienta emite un pulso de energía acústica omnidireccional que viaja a través del fluido en el pozo en forma de una onda expansiva esférica. Cuando el pulso golpea la parte interna del casing es refractada según la Ley de Snell.

El frente de onda que golpea el casing a aproximadamente un ángulo de 17° va a refractarse directamente hacia arriba y hacia abajo paralelamente a la pared del casing. La figura 1.8, muestra la refracción del frente de onda al golpear el casing.

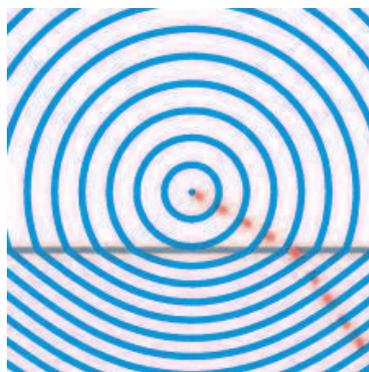


FIGURA 1.8. Refracción de la Onda.

El paso de la onda a través de la pared del casing actúa como un pulso de presión intermitente que causa que el acero pase de compresión a tensión cíclicamente lo que hace que este vibre, creando ondas de sonido que viajan a través del fluido en el pozo hasta los detectores. En la figura 1.9, se observa el paso de la onda a través de la pared del casing como lo indica la ley de Snell.

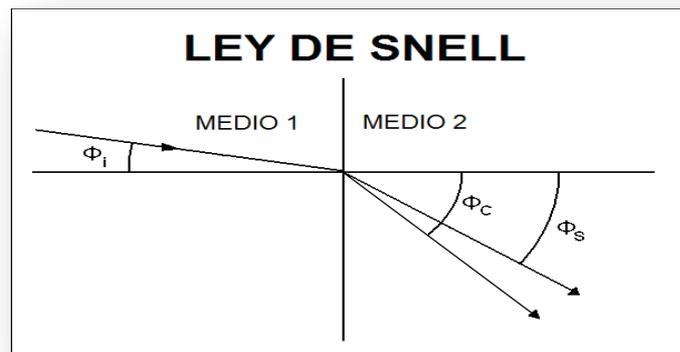


FIGURA 1.9. Ley de Snell.

1.4. CONSTRUCCIÓN DE LA HERRAMIENTA

- Un cristal transmisor piezoeléctrico omnidireccional, genera energía acústica en respuesta a una señal eléctrica que envió la herramienta electrónica y las señales de impulsos sónicos de 18 KHz de frecuencia (herramienta $3 \frac{1}{8}$ ") o 22 kHz de frecuencia (herramienta $1 \frac{11}{16}$ "). La figura 1.10 presenta las partes que conforman la herramienta.
- Esta energía acústica viaja a diferentes velocidades como un frente de onda a través del lodo, casing, cemento y formación. Durante este tiempo la señal también es atenuada.

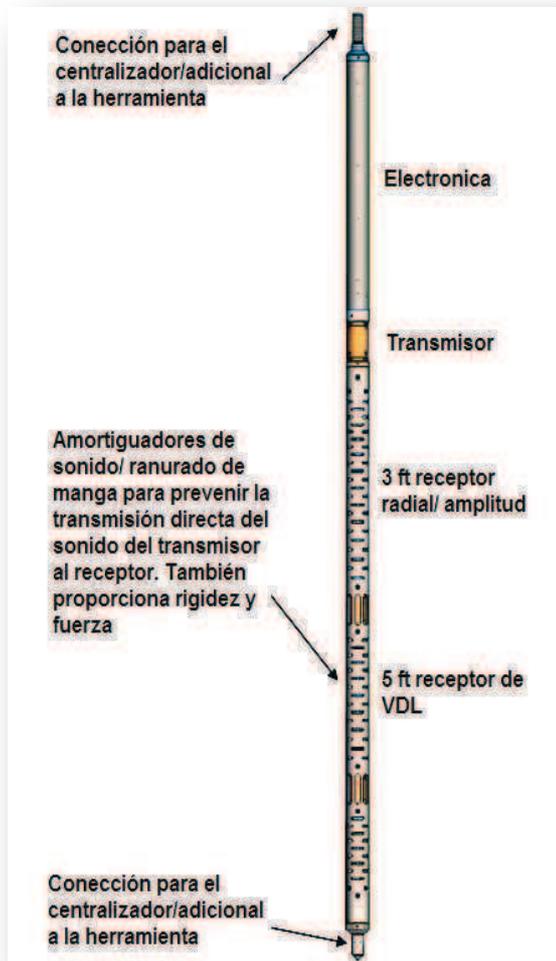


FIGURA 1.10. RBT ULTRAWIRE.

- Los amortiguadores sónicos dentro de la herramienta de prevención envían las señales transmitidas que viajan hacia abajo a través de la herramienta a los receptores.

A 3 pies (1 m) del transmisor está un receptor radial piezoeléctrico segmentado, como se observa en la figura 1.11, cada segmento capta la energía acústica que regresa y lo convierte en una señal eléctrica.



FIGURA 1.11. Receptor Radial Segmentado.

- Las señales de los segmentos individuales eléctricamente se combinan para obtener la amplitud omnidireccional, que es equivalente a la señal de 3 pies estándar de herramienta no segmentados de CBL.
- A 5 pies del transmisor hay un receptor piezoeléctrico omnidireccional. Esta posición tiene mayor profundidad en la investigación y se utiliza para registrar la traza de la forma de la onda que se produce en el registro de densidad variable (VDL). En general el VDL se utiliza para evaluar formación-cemento y el CBL para el enlace de cemento-casing.
- Las señales acústicas son recibidas por la placa principal de un circuito analógico, acondicionado y a continuación, se digitalizan sus porciones en forma de onda.
- Los datos en forma de onda digital se almacenan en la memoria temporal y el comando del UltraWire™ controlado o grabado en una memoria UMT (Ultralink memory tool), los datos en forma de onda digitalizada son transmitidos a la superficie mediante el XTU (X-over telemetry unit) o grabados en la UMT.
- Las herramientas adicionales son UltraWire™, Gamma Ray y CCL que se ejecutan en la cadena de correlación de profundidad, el RBT también se

puede ejecutar con una herramienta de registro de la temperatura UltraWire™.

- El RBT se corre entre centralizadores fuertes, si la herramienta no está correctamente centralizada está comprometida la integridad de los datos. Tan sólo ¼" fuera del centro puede reducir la amplitud de llegada al casing por hasta 2/3 de la señal.
- Herramientas adicionales de Sondex UltraWire™ se pueden ejecutar en serie con el RBT si es necesario.
- Las conexiones de la herramienta superior e inferior son Sondex-GO

1.5. CARACTERÍSTICAS DE LA HERRAMIENTA RBT

1.5.1. ESPECIFICACIONES

Las herramientas de enlace Radial UltraWire™ están disponibles en versiones de diámetro $1\frac{11}{16}$ " y $3\frac{1}{8}$ ". La herramienta de $1\frac{11}{16}$ " tiene 6 segmentos en el receptor de 3 pies y la herramienta $3\frac{1}{8}$ " tiene 8 segmentos en el receptor de 3 pies. Pero la elección de la herramienta está dada por el tamaño del casing.

La herramienta de $3\frac{1}{8}$ " funciona mejor en el casing más grande, pero al regresar a los pozos de producción donde existen pequeñas restricciones se puede hacer uso de la herramienta de $1\frac{11}{16}$ " pasando por una de $2\frac{7}{8}$ " en el tamaño de la tubería y así poder iniciar la sesión en el casing de 7".

La norma de Ultawire™ RBT dice que la temperatura y presión nominal son 350°F (177°C) y 20.000 psi (138 MPa) respectivamente, en las versiones anteriores de la

herramienta Ultrawire™ se pueden encontrar con una telemetría analógica y están disponibles con las valoraciones de temperatura y presión de 400°F (240°C) y 20.000 psi (138 MPa) para la herramienta de $1 \frac{11}{16}$ ", además 375°F (191°C) y 20.000 psi (138 MPa) para la herramienta de $3 \frac{1}{8}$ ".

La calibración primaria se hace dentro de un tanque de calibración presurizado. La verificación de calibración en el pozo se realiza en el área de tubería libre conocida (suponiendo que el tubo esta libre verdaderamente).

Las principales medidas cuantificables son el omni de 3 pies y amplitudes radiales que corresponden al casing-cemento y la medición de 5 pies que se utiliza generalmente para el enlace de cemento-formación; estas medidas se consideran que son cualitativas.

Los requisitos de alimentación de la herramienta son 16-18VDC (al igual que cualquier otra herramienta de UltraWire™) y de 50-60 mA. Las herramientas se pueden ejecutar en combinación con otras herramientas de Sondex UltraWire™. Pueden funcionar en modo de lectura de superficie o en el modo de memoria.

Los fluidos de perforación adecuados para correr la RBT son: petróleo, agua dulce y salmuera. El líquido donde se corre la herramienta debe ser estático; la herramienta no funciona bien en gas cortante o movimiento de fluidos debido a que la señal se dispersa rápidamente antes de que sea detectada por los receptores.

En la tabla 1.1, se muestran las especificaciones de la RBT UltraWire™, para los diámetros disponibles.

Especificaciones	$1\frac{11}{16}$ " UltraWire™	$3\frac{1}{8}$ " UltraWire™
	Enlace Radial	Enlace Radial
Rango Casing/Tubing	2.0 a 7.5" (50.8 a 191 mm)	3.75" to 13 3/8" (95 to 340 mm)
Longitud	9.9ft (3.03m)	9.5ft (2.89m)
Curva primaria	Amplitud (3 pies, Radial 1-6), mapa de amplitud, tiempo de viaje (3 pies), VDL (5 pies), rotación	Amplitud (3 pies, Radial 1-8), mapa de amplitud, tiempo de viaje (3 pies), VDL (5 pies), rotación
Curvas opcionales adicionales (además de cualquier herramienta Ultrawire™)	Temperatura de centelleo Gamma Ray, CCL, pozo	Temperatura de centelleo Gamma Ray, CCL, pozo
Transmisor Freq/Intervalo	≈18 kHz	≈22 kHz
Número de receptores radiales	6 a 3ft	8 a 3ft
3ft del receptor (piezoeléctrico)	Sí (radiales combinados)	Sí (radiales combinados)
3ft del omni receptor (piezoeléctrico)	Sí	Sí
Indicador/sensor de rotación	Sí	Sí
Precisión	1<mV	1<mV
Peso	40 lbs (18.1 Kg)	140 lbs (63.5 Kg)
Posición	Centralizado	Centralizado
Registro de velocidad (SRO), 4rdgs/ft	70 ft/min a 50 kbps de telemetría	70 ft/min a 50 kbps de telemetría
Registro de velocidad (SRO), 4rdgs/ft	100 ft/min a 100 kbps de telemetría	100 ft/min a 100 kbps de telemetría
Registro de velocidad (memorizado)	30 ft/min (0,5s de muestreo.4 rgds/ft)	30 ft/min (0,5s de muestreo. 4 rgds/ft)
Registro de velocidad (memorizado)	75 ft/min (0,5s de muestreo.4 rgds/ft)	75 ft/min (0,5s de muestreo. 4 rgds/ft)

TABLA 1.1. Especificaciones de la RBT Ultrawire.

Notas:

- La herramienta de enlace Radial de UltraWire™ se puede combinar con las otras herramientas UltraWire™, por ejemplo, con la MIT o la MTT.
- Las herramientas se pueden ejecutar en modo de lectura superficial o memoria.

- El RBT UltraWire™ tiene secciones de transmisor/receptor de alta rigidez especial con un diseño de ranura patentado.
- El RBT se debe centralizar durante el registro, por lo tanto, se recomiendan flotadores de centralización de gran fuerza.
- En pozos con ángulo alto los nudillos en las juntas pueden utilizarse para desacoplar otras herramientas en la cadena anterior de centralizadores; por ejemplo XTU: gamma ray y CCL. Esto ayudará a mantener la centralización de la RBT, en esta situación sólo la RBT se corre entre centralizadores.

1.5.2. CONFIGURACIÓN

Después de probar el diseño, manufacturación y servicio modular especializado y sistemas de fondo de pozo, las herramientas son usadas en formación y evaluación de la integridad de pozo, productividad, determinación a través de la industria de la energía global.

**1.5.2.1. HERRAMIENTA RADII CEMENT BOND
Herramienta Pieza N°: 050-RADII-275**

La figura 1.12 y 1.13, presenta la RADII CEMENT BOND Herramienta Pieza N°: 050-RADII-275 y la RADII CEMENT BOND Herramienta Pieza N°: 050-RADII-170*, con sus respectivas especificaciones en Medidas y Capacidades, Condiciones de Sondeo, Características de Hardware, Medición, Calibración, Fuerzas Físicas y Puntos de Medida.

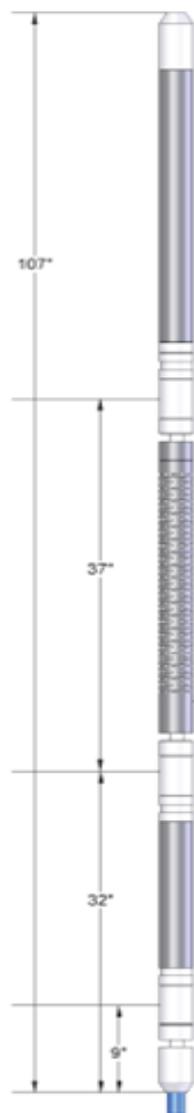


FIGURA 1.12. Herramienta RADII CEMENT BOND.

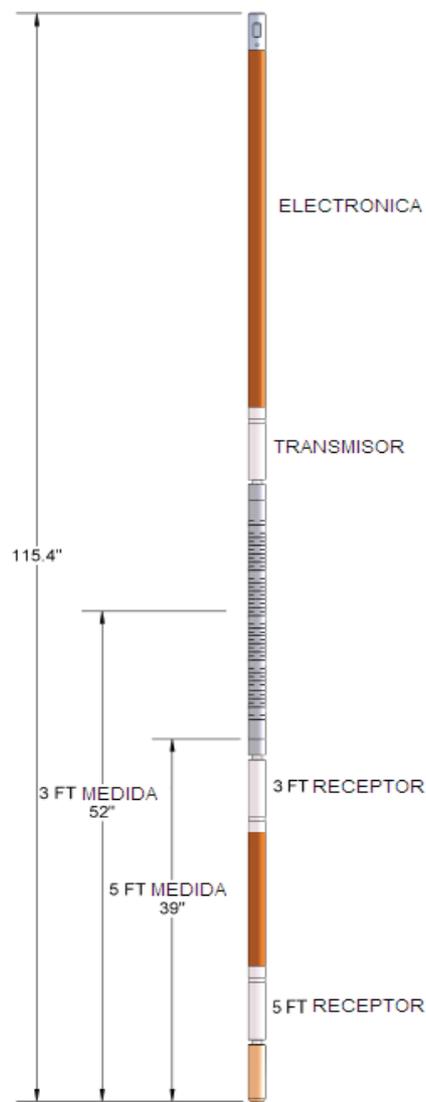


FIGURA 1.13. Herramienta RADII CEMENT BOND*.

TABLA 1.2. MEDIDAS Y CAPACIDADES

Temperatura Máxima 350°F (177°C)	Presión Máxima 20.000 psi(137,895 Kpa)
Máximo OD 2,75 pulg(6.98 cm) * Máximo OD 1,69pulg(4,29 cm)	Mínimo Csg/Tbg ID: 4,5pulg (11,55 cm) * Mínimo Csg/Tbg ID: 2,0pulg (5 cm)
Longitud 8,92 ft (2,72 m) * Longitud 9,6 ft (2,92 m)	Máximo Csg/Tbg OD: 11,6pulg (29,5 cm) * Máximo Csg/Tbg OD: 7,5pulg (19 cm)
	Peso 130 lbs (59,1 Kg) * Peso 55 lbs (24,9 Kg)
La longitud no incluye centralizadores. Como mínimo dos centralizadores en línea son requeridos cuando se está corriendo RBT. Un centralizador será ubicado en cada extremo. Se añade aproximadamente 2,2 ft (0.67m) por cada centralizador.	

TABLA 1.3. CONDICIONES DE SONDEO

Fluidos del Pozo: Sal <input checked="" type="checkbox"/> Dulce <input checked="" type="checkbox"/> Aceite <input checked="" type="checkbox"/> Aire <input type="checkbox"/>
Velocidad de registro recomendada: 60ft (18,2 m)/min Máx 100ft (30,5m) /min a 0,08ft (0,02m) frecuencia de muestreo
Posicionamiento de la herramienta: Centralizado <input checked="" type="checkbox"/> Excéntrico <input type="checkbox"/>

TABLA 1.4. CARACTERÍSTICAS DE HARDWARE

Tipo de Fuente:	Un cristal piezoeléctrico encendido a intervalos de 50 mseg
Tipo de Sensor:	Omni Receptor: Piezoeléctrico 20kHz Receptor Radial: Un receptor de 8 segmentos de 20 kHz piezoeléctrico
Espaciamientos del sensor:	Omni Receptor: 5ft (1,5m); 3,0ft (0,9m)
Rata de disparo:	20/seg
Forma de Onda:	Análoga; 3ft(0,9m), 5ft(1,5m), 8 Sectores Digitales, Dato de Telemetría
Tiempo de Grabación:	1300µs por cada receptor 250µs por cada sector
Combinaciones:	GR, CCL, Single or Dual Spaced Neutron, Temperatura.

TABLA 1.5. MEDICIÓN

	E₁ Piko de Amplitud	Forma de Onda Sónica
Principio	<i>Atenuación de un tren de Ondas Sónicas</i>	
Rango	200 a 1500µs	200 a 1500µs
Resolución Vertical	3ft (0,9m)	5ft (1,5m)
Profundidad de Investigación	NA	NA
Precisión (1SD)	< 1mV	NA
Curvas Primarias	Amplitud (3ft) (0,9m) Amplitudes por Sector Individual (3ft) (0,9m) TT (3ft) (0,9m) VDL (5ft) (1,5m)	
Curvas Secundarias	Voltaje Principal, Temperatura Interna	

TABLA 1.6. CALIBRACIÓN

Primaria:	5,5pulg (13,97cm) Calibración de Tanque a Presión
Verificador de Pozo:	Tubería libre

TABLA 1.7. FUERZAS FISICAS*

Equipo	Tensión	Compresión	Torque
Juntas de Herramientas	60,000 ilbf	60,000 lbf	150ft-lbs
Otro	60,000 ilbf	60,000 lbf	150ft-lbs

*Puntos fuertes se aplican a las herramientas nuevas a 70°F (21°C) y 0 psi

TABLA 1.8. PUNTOS DE MEDIDA

Medición	Punto de Medida (Referenciado desde la parte inferior de la herramienta)
Amplitud, TT	4,3ft (1.3 m)
VDL, Señal	3,3ft (1.0 m)

1.6. FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA ACÚSTICA

Un pulso acústico de alta frecuencia es transmitido por un cristal fuera de la herramienta, el sonido viaja a través del fluido del pozo, contacta el revestidor, viaja a lo largo de este y regresa a través del fluido del pozo hacia el receptor de la herramienta. Una cierta cantidad de la señal atraviesa el revestidor hacia el cemento y hacia la formación, para luego también regresar al cristal receptor de la herramienta. La figura 1.14, presenta el sistema funcionando, el comportamiento del sonido desde el transmisor hasta regresar al receptor.

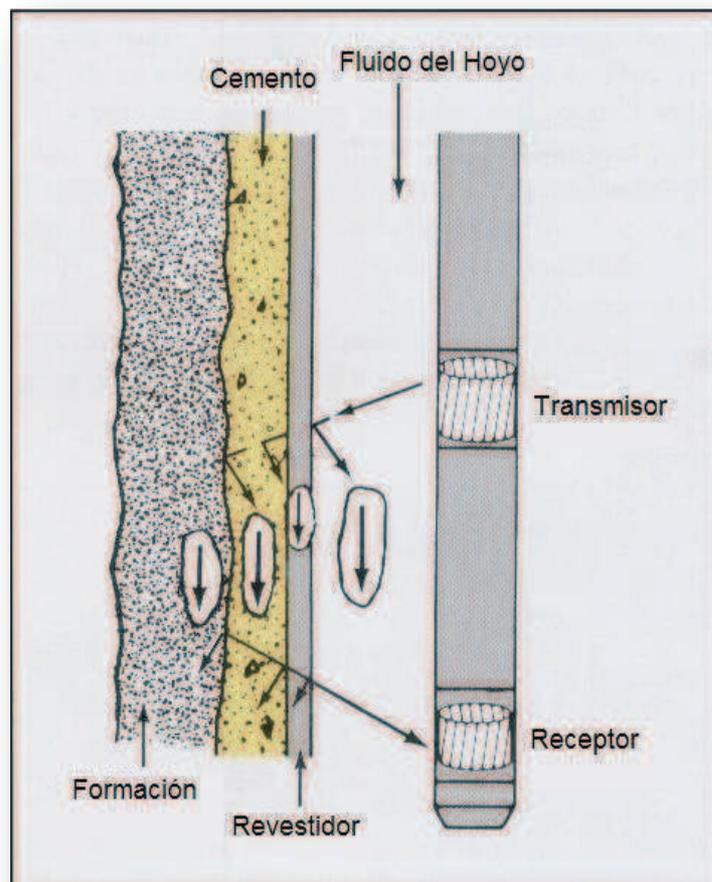


FIGURA 1.14. Herramienta Acústica.

1.7. REGISTRO ACUSTICO DE ADHERENCIA

1.7.1. Completación del Pozo

Los Registros de adherencia acústica son utilizados para determinar la calidad del trabajo de cementación, es importante conocer si existe aislamiento hidráulico entre las zonas de interés y el resto del pozo.

El cemento cumple dos funciones:

1. Proporciona soporte mecánico para el revestidor.
2. Aislar hidráulicamente la zona de interés con el resto del pozo.

La figura 1.15, permite observar la manera cómo funciona el cemento, proporcionando soporte mecánico al revestidor y evitando que tanto el fluido como el gas no se filtren.

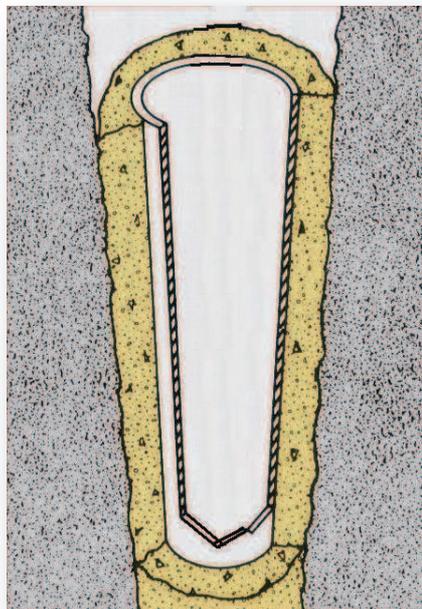


FIGURA 1.15. Funciones del cemento.

1.8. APLICACIONES DE LOS REGISTROS ACÚSTICOS

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un trasmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo, t , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación. Esto es conocido como tiempo de transito, Δt , t es el inverso de la velocidad de la onda sonora. El tiempo de transito para una formación determinada depende de su litología cuyos valores ya son conocidos y determinados, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad ya que las lecturas tomadas se contrastan con los valores conocidos y así se pueden determinar valores más precisos. Los tiempos de transito sónicos integrados también son útiles al interpretar registros sísmicos y sus aplicaciones son las siguientes:

- Porosidad (Δt_c) (la capacidad de una roca de absorber líquidos o gases)
- Calibración Sísmica (Δt_c)
- Propiedades Mecánicas de la Roca ($\Delta t_c, \Delta t_s, \rho_b$)
 - Fracturamiento Hidráulico
 - Estabilidad de Pozo
 - Potencial de arenamiento
- Evaluación de Fractura ($\Delta t_{sx}, \Delta t_{sy}$)
 - Anisotropías Dipolos Cruzados, variando sus propiedades físicas.
- Estimación de Permeabilidad (la capacidad que tiene una roca de permitirle a un líquido que la atravesase sin alterar su estructura interna)
 - Ondas Stonley (Δt_{St})

1.9. EL REGISTRO DE DENSIDAD VARIABLE (VDL)

El VDL sirve para ilustrar la onda compuesta, esto permite una evaluación cualitativa del cemento-casing y formación-cemento, el VDL es un 'sube y baja' (eje Z) de la amplitud de la onda acústica compuesta en escala de grises. En la figura 1.16 se muestra la forma de onda acústica en la pista 3 y el VDL equivalente en la pista 2.

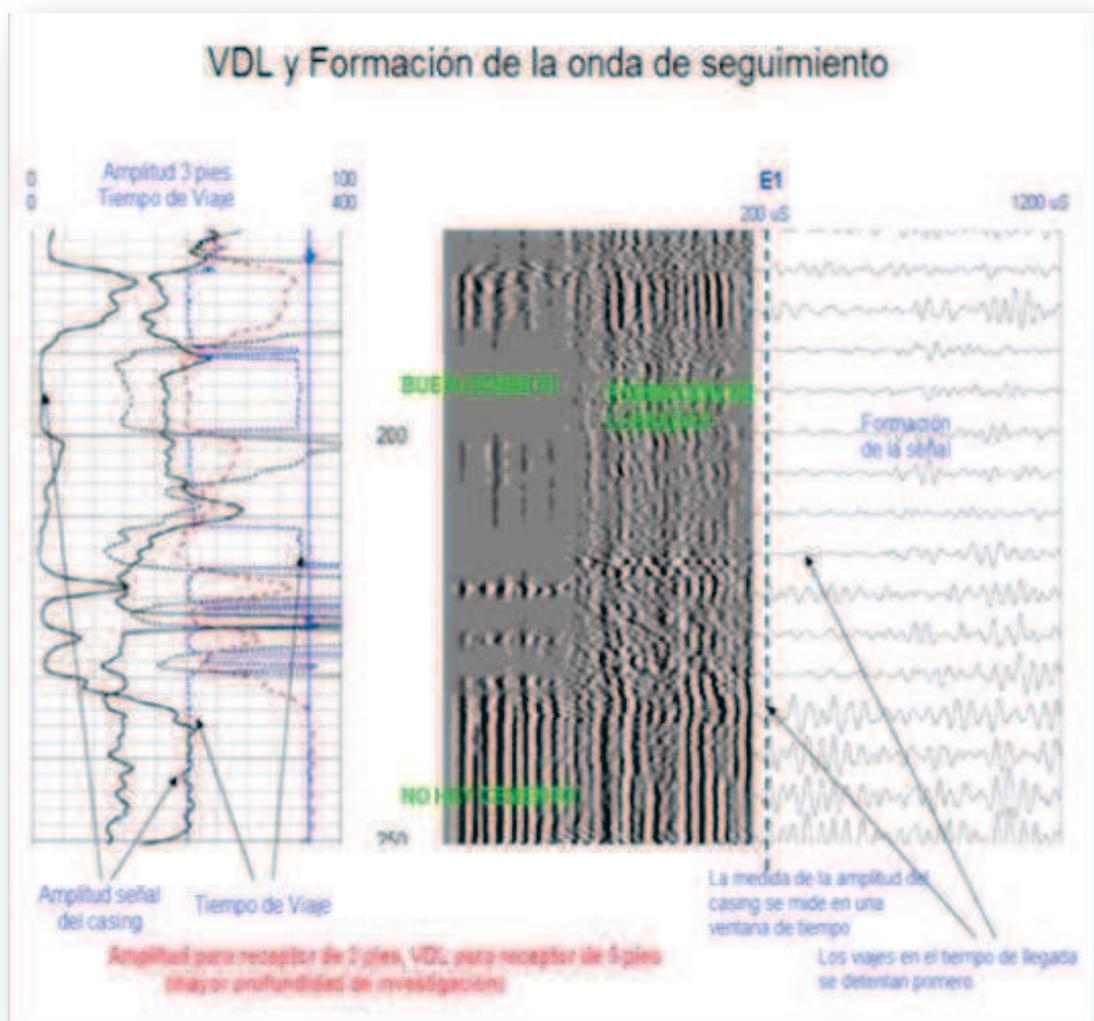


FIGURA 1.16. Registro de densidad variable (VDL).

Nota: el registro debe ser correlacionado con respecto a un registro base que generalmente es de Open Hole.

1.9.1. CURVAS EN EL REGISTRO

1.9.1.1. AMPLITUD DE CBL (Registro de adherencia de cemento o Cement Bond Log)

Al medir la amplitud del CBL se tiene una forma de evaluar la adherencia del cemento al casing, una analogía es imaginar el casing como si se tratara de una campana que es golpeada por un martillo, si la campana fué ajustada cuando se golpeó, la llamada sería baja y aburrada, se dice que es atenuado; esto sería equivalente a haber cemento detrás del casing. Si la campana es libre con sonido alto y fuerte, la señal no es atenuada, no hay ningún cemento detrás del casing o no lo llena completamente.

En la figura 1.17, se observa la forma de evaluar el enlace de cemento del casing.

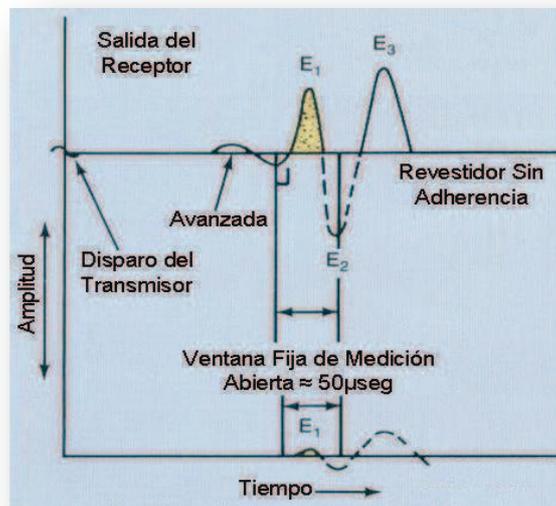


FIGURA 1.17. Evaluación del enlace de cemento del casing.

- Para el enlace de cemento del casing se utiliza la señal de 3 pies, normalmente, en este espacio la señal del casing está separada de las señales de la formación.

- La medición del tiempo de tránsito se incrementará o “estirará” a medida que la amplitud de E_1 disminuye.
- Si la amplitud de E_1 disminuye por debajo del nivel del umbral, la lectura mostrará un “salto de ciclo” y pasará a mostrar el tiempo de tránsito correspondiente a E_3 .

Con el tiempo de viaje en cruz se comprobará la respuesta de la señal de la RBT y así se puede:

1. Observar la variación en el tiempo de tránsito en áreas del pozo que indican una buena adherencia.
2. Comprobar si hay buena centralización de la herramienta en áreas donde pueden detectarse E_1 .
3. Identificar cualquier formación y enmascarar las llegadas al casing; en formaciones rápidas las llegadas de la formación en la 'ventana' del casing mostrará falsamente el casing en condiciones de incertidumbre, en ésta situación el tiempo de viaje es menor que el tiempo de llegada esperado al casing. Un mayor control para comprobar una formación rápida es si la diferencia en el tiempo de viaje entre los 3 y 5 pies del receptor es menos de 114 μ s.
4. Comprobar el tiempo de tránsito registrado con gráficos de referencia del tiempo de tránsito para las formaciones conocidas

1.9.1.3. CURVAS ADICIONALES Y MUESTRA DE LA HERRAMIENTA RBT

Las herramientas básicas de CBL tienen sólo 3 mts de longitud y receptores de 5 pies, normalmente no es suficiente para identificar y localizar la canalización. El RBT produce datos adicionales de cada uno de los cristales segmentados en 3 pies, que se pueden representar en el registro como 3 curvas mostrando la amplitud máxima y mínima promedio y también como un "mapa de cemento", donde la amplitud de cada segmento se convierte en una escala de color o gris.

1.10. SEÑALES QUE PUEDEN SER DIGITALIZADAS Y GUARDADAS

La herramienta permite obtener o registrar señales con alto grado de confiabilidad como lo son:

- CCL (Casing Collar Locator)
- Desviación de Voltaje
- Temperatura Interna
- Gamma Ray
- CNL (Compensated Neutron Log) Espaciados largamente o de otro pulso*
- CNL (Compensated Neutron Log) Espaciados cortamente o de otro pulso*
- Dos canales más (para expansión futura)
- 8 señales individuales desde un receptor RADII
- Señal interna de calibración de RADII (señal generada internamente para fines de configuración de herramientas)
- Señales compuestas de 3'
- Señal receptora de 5'

2. MULTI FINGER IMAGING TOOL (MIT)

2.1 GENERALIDADES

Una de las razones principales para ejecutar una herramienta de MIT es evaluar la condición de la tubería, las herramientas MIT se ejecutan rutinariamente en pozos con problemas de corrosión y en pozos antiguos. El ejemplo que se muestra en la Figura 2.1, muestra corrosión y orificios en el tubo, MIT se ha utilizado para crear una imagen 3D del ID de la tubería donde cada radio tiene asignado un color, así se pueden visualizar minuciosamente los dedos a través de una simulación de diámetro externo que hace el software. La herramienta MIT también contiene un inclinómetro incorporado que se utiliza para re-orientar los datos en un pozo desviado. En el ejemplo de la Figura 2.1 se observa que el daño es principalmente en el lado inferior de la tubería que podría ser el resultado de agua viajando o recirculando en la parte baja, también se puede evaluar el daño y el espesor de la pared restante mediante la creación de una vista de la sección.

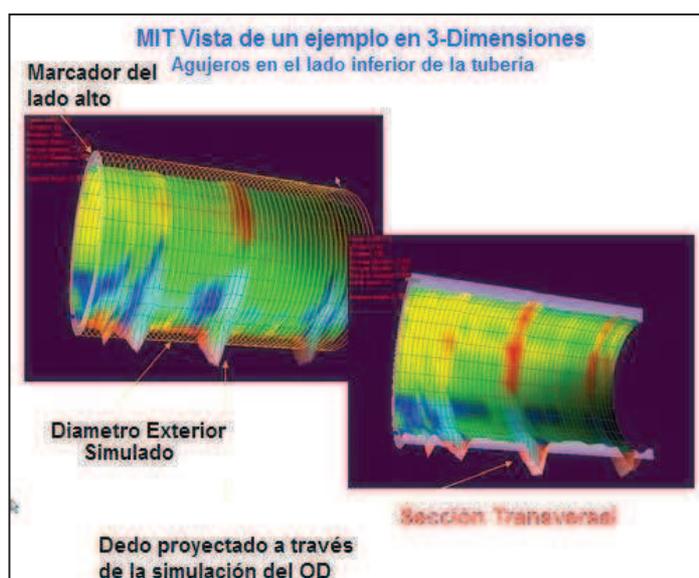


FIGURA 2.1. Diagrama tridimensional tomado por el MIT.

2.1.1. POSIBLES PROBLEMAS

El principal uso de la herramienta de imágenes de Multidedo es registrar datos de los pozos y campos para así maximizar la producción o la recuperación del campo, ya sea a través de trabajo correctivo adecuado en un pozo o proporcionando información para administrar de manera óptima el campo.

Durante el tiempo de producción de un campo, los problemas pueden mostrar que a menudo los pozos envejecen. MIT dará información que ayudará a corregir estos problemas, la figura 2.2, permite observar algunos ejemplos de perforación de los tubulares:

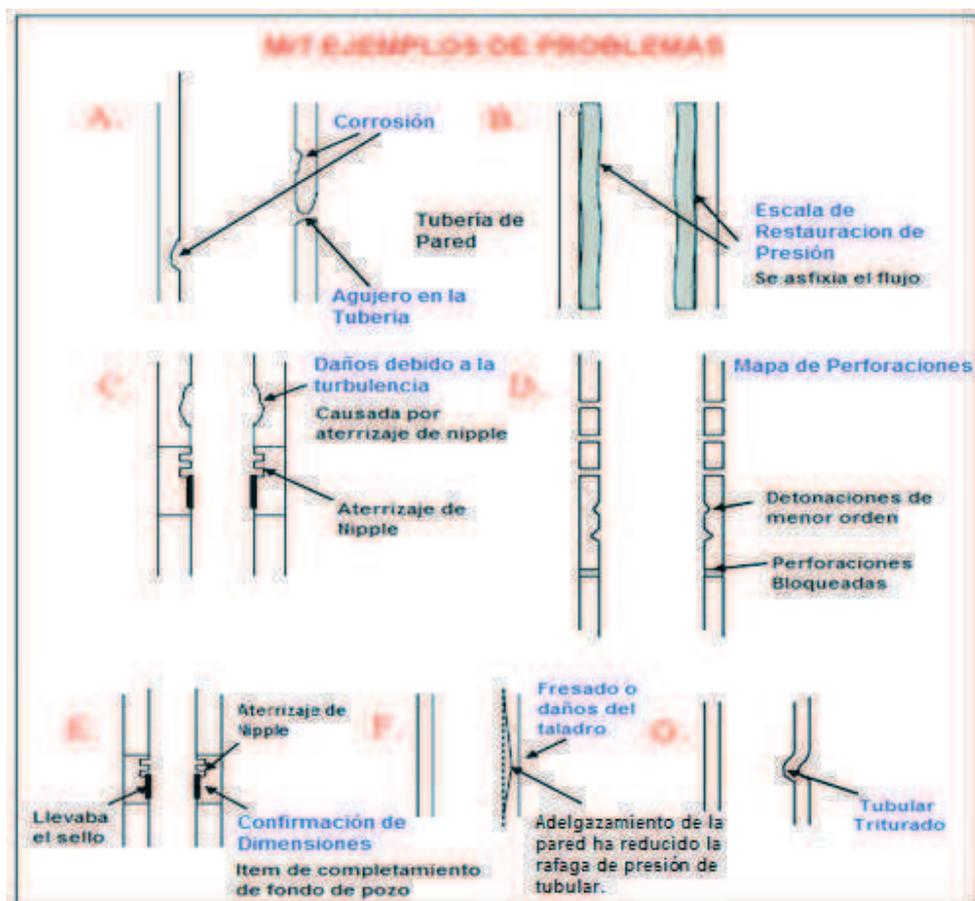


FIGURA 2.2. Problemas detectados por MIT.

La tabla 2.1, explica de manera clara y breve los problemas que afectan la integridad de los tubulares.

PROBLEMAS	CONSECUENCIAS
A. Los problemas de Corrosion	Si bien los fluidos y gases son corrosivos, pueden producir daños de corrosión. En casos extremos esto puede provocar agujeros en los tubulares. Si el tubo es recubierto para luchar contra la corrosión y el cubrimiento de plástico es violado, se producirá la corrosión.
B. Escala de restauración de presión	Cambios en la presión, la temperatura y la mezcla de fluidos diferentes pueden causar precipitación química en los tubulares, esto puede restringir el flujo y también evitar la localización de equipos de control.
C. La erosión debido al flujo y daño	Si hay turbulencias extremas (normalmente en pozos de alta velocidad) es posible obtener daños de erosión, esto se produce cuando cambia el diámetro interno, también es posible dañar tubulares por la erosión durante tratamientos de fractura
D. Mapeo de las perforaciones	Puede confirmarse la presencia de perforaciones y también si las cargas no han perforado el casing o si las perforaciones han sido bloqueadas.
E. La confirmación de los elementos de la terminación del pozo	Pueden confirmar el tamaño y la condición de elementos de control de flujo de perforación (las 'joyas'). Por ejemplo, podrían dañar el agujero del sellado en el aterrizaje.
F. Fresado/Taladros Daños	El sacacorchos o el espesor de la pared se ha reducido en las operaciones de fresado. Esto puede resultar en una reducción de presión de la ráfaga del casing que pondrá en peligro la integridad.
G. Tubos estropeados o dañados	Si se ha puesto demasiado peso en los tubulares o se han producido daños, es posible tener pandeo o aplastado de tubulares. Esto puede impedir el flujo de los fluidos de terminación de perforación. Los tubulares también pueden estar dañados o incluso se deforman por el movimiento tectónico.

TABLA 2.1. Problemas que afectan la integridad de los tubulares.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FUNCIONES DE LA MIT

Esta herramienta se utiliza para proveer una medida exacta del diámetro interno del casing y/o tubería, la herramienta usa dedos (fingers) los cuales están en contacto (1.25 psi aprox) con las paredes internas de la sección tubular que se perfila.

Las medidas obtenidas se dan en milésimas de pulgada y no son afectadas por los fluidos que tenga el pozo, la alta calidad de los datos permite realizar una visualización de la tubería en tres dimensiones y calcular las ratas de corrosión o depositación de scale.

La herramienta se puede correr con Wire Line (Lectura en Tiempo Real) o con Slick Line (memorizada) de acuerdo a las necesidades del Cliente.

Es una herramienta centralizada que tiene dedos que hacen contacto con el revestidor o tubería de producción y miden individualmente los cambios de radio.

Las herramientas Multi Dedo miden el radio interno de la tubería con un alto nivel de precisión y resolución, se utilizan para identificar agujeros, cavidades, rajaduras, depósitos en sus paredes y confirmar la veracidad de los detalles de la completación, incluyendo la ubicación de los agujeros abiertos para producción.

Tiene la ventaja de realizar mediciones de radio interno con alta precisión, alta resolución, puede ser bajada a través de la tubería de producción, tiene opciones de brazos extendidos para registrar un mayor rango de tubulares, tiene dedos de baja presión para evitar ocasionar desgastes en los tubulares o sus recubrimientos, la combinación con el MTT proporciona un análisis integral de los tubulares y además tiene la opción para registrar en Memoria o Tiempo real.

La herramienta se baja en el agujero, una vez en la parte inferior, los dedos son abiertos, la punta de los dedos empuja contra el ID del casing o tubos con poca fuerza, la herramienta registra el movimiento de cada dedo y se transfiere a un sensor de posición. La salida del sensor de posición es digitalizada para la grabación en memoria o transmisión en tiempo real a la superficie, los datos de cada dedo se controlan independientemente, al final de la corrida, los dedos son cerrados para sacar la herramienta del agujero o realizar una repetición del registro. La herramienta puede tener un inclinómetro integral que mide la desviación e identifica la parte superior del pozo. Y la temperatura se supervisa para corrección de software.

Las siguientes son las aplicaciones de la herramienta:

- Cuantificación de producción de scale o corrosión.
- Localización exacta de huecos o anomalías.
- Identificación de partes de la tubería (Camisas de circulación, Niples, perfiles, etc) y daños.

2.3. CARACTERÍSTICAS DE LA HERRAMIENTA DE IMAGEN MULTIDEDO

2.3.1. ESPECIFICACIONES

Las herramientas MIT están disponibles en versiones de 24, 40, 60 y 80 dedos. La elección de la herramienta es dictada por el tamaño de la tubería. En algunos casos, tales como pasar a través de tubos y registrar el casing debajo, puede ampliarse el campo de medida de la herramienta (a expensas de la resolución y espaciado periférico) ajustando la extensión de longitud de los dedos. La figura 2.3, muestra las herramientas MIT, mediante las cuales se mide el diámetro interno del tubular usando dedos de resorte y tiene una placa de inclinómetro que

se utiliza para denotar la desviación del pozo y re-orientar los datos para que coincida con la orientación de los tubulares del pozo.



FIGURA 2.3. Herramientas MIT.

Notas:

- Las herramientas tienen un inclinómetro (entre 5 y 70 grados de vertical).
- El inclinómetro también sirve como el sensor de rotación con precisión $+ / -$ de 5 grados.
- La herramienta MIT puede obtener su mayor rango de registro solo si esta es perfectamente centralizada.
- Los dedos extendidos disminuyen la resolución radial de la herramienta.
- Los dedos extendidos aumentan el espaciado periférico (es decir, aumenta la diferencia) entre los dedos.

La figura 2.4, presenta la imagen de la herramienta de 2 3/4", su forma y sus 40 brazos, que facilitan una inspección precisa del interior del casing.



FIGURA 2.4. 2 3/4" Multi-arm Caliper Tool (40 Arms).

2.3.2. CONFIGURACIÓN

2.3.2.1. 2 3/4" Multi-arm Caliper Tool (40 Arms) Product Reference: 050-MAC40-0000 y La 3 5/8" Multi-Arm Caliper Tool (60 Arm) Product Reference: 050-MAC60-0000

El Multi-brazo Caliper MAC 40 y MAC (60) son herramientas de registro sofisticado que llevan a cabo una exhaustiva inspección del interior del casing.

Cuando se combinan con un nivel de registro de pozo entubado, se convierten en un sistema de registro integrado que permite la adquisición de datos de down-hole

y transmisión de datos de alta velocidad a la superficie, procesamiento de datos y de imágenes hechas en el casing inspeccionado, los datos proporcionados por las herramientas proveen al cliente los conocimientos necesarios para planificar operaciones correctivas y trabajos más rentables.

Estas herramientas están diseñadas con un pequeño diámetro exterior y una amplia gama de trabajo de medición, la herramienta es capaz de registrar todos los pesos de los tubulares de 4 1/2 pulgadas a 7 pulgadas cubiertas y de 4 1/2 pulgadas a 10 3/4 pulgadas cubiertas, cada uno de los 40 y 60 brazos envían una medición individual a la superficie, la actuación de cada brazo se convierte en una señal eléctrica y transmitida por encima del suelo en un espacio de datos. Los datos se transmiten a una velocidad de 13 veces por segundo.

El operador tiene la opción de presentar los datos en un formulario de registro con las presentaciones de imágenes diversas que van en una sección transversal de casing para una visualización de color 3-D, mejorada.

2.3.2.1.1. Especificaciones:

Las herramientas presentan las siguientes especificaciones:

2 3/4" MULTI-ARM CALIPER TOOL (40 ARM)		
Diámetro	2 3/4 ''	6.9 cm
Longitud	83.45''	2.1 m
Peso	71 lb	32.2 kg
Voltaje de Operación	110 VDC	
Corriente de Funcionamiento	40 mA. DC	

3 5/8" MULTI-ARM CALIPER TOOL (60 ARM)		
Diámetro	3 5/8 ''	7.3 cm
Longitud	81''	2.1 m
Peso	135 lb	61.2 kg
Voltaje de Operación	110 VDC	
Corriente de Funcionamiento	120 mA. DC	

2.3.2.1.2. Parámetros de Funcionamiento:

La señal de entrada:	PROBE PTX telemetría
Velocidad de registro:	30-60 ft./min. 900-1800 cm/min.
Transmisión de Datos:	13 veces por segundo
Rango de medición:	4" a 7" y 4" a 10 3/4"
Resolución radial:	0.003" y 0.005"
Precisión:	± 1 %

2.3.2.1.3. Limitaciones:

Presión máxima:	15,000 psi (103,4 MPa)
Temperatura máxima:	300 °F (149 °C) y 325 °F (165 °C)

La figura 2.5, presenta la herramienta de 3 5/8", son sus 60 dedos que facilita un registro más minucioso del interior del casing.



FIGURA 2.5. 3 5/8" Multi-Arm Caliper Tool (60 Arm).

2.3.2.2. Multifinger Imaging Tool (MIT 24 finger)

El MIT está disponible en una gama de diámetros para adaptarse a diversos tamaños de casing y tubos, el número de dedos se incrementa con el diámetro de la herramienta para mantener la cobertura máxima de la superficie, las herramientas se pueden correr en combinación con otros instrumentos de integridad del pozo y herramientas de registro de producción Ultrawire. Cuando se ejecuta la herramienta en el pozo, los dedos se cierran para evitar daños en el registro de profundidad, un motor se activa desde el sistema de registro o mediante la herramienta de memoria y se abren los dedos, entonces se realiza una medición continua de la condición superficial del tubo. La herramienta tiene un

inclinómetro para indicar las posiciones de los dedos, relativo a la parte alta de la tubería, para que funcione, los dedos pueden ser orientados correctamente durante el procesamiento de datos, los datos MIT pueden utilizarse para generar imágenes en 3D de la condición de la tubería utilizando un software de visualización de Sondex de integridad del pozo “Visual de análisis (WIVA)”. También un software de integridad de procesamiento, evaluación & Reporte (WIPER) también puede usarse para hacer un análisis estadístico de la condición de la tubería.

La figura 2.6, permite observar la herramienta Multifinger Imaging Tool (MIT 24 finger), mediante la cual se puede hacer una medición continua de la condición superficial del tubo.



FIGURA 2.6. Multifinger Imaging Tool (MIT 24 finger).

2.3.2.3.1. Especificaciones

La herramienta MIT 24 finger, se debe manejar considerando las siguientes especificaciones.

ESPECIFICACIONES Multifinger Imaging Tool (MIT 24)	
Numero de Dedos	24
Voltaje	18 VDC (Ultrawire)
Corriente	<30 mA registrando / < 400 mA (Operando el motor)
Temperatura Máxima	350°F (177°C)
Presión Máxima	15000 psi (103MPa)
Diámetro	1 11/16" (43 mm)
Longitud	64.6 in (1.64m)
Peso	20.7 lbs (9.38Kg)
Longitud de Dedos Estándar	4.5 in (114mm)
Longitud de Dedos Extendidos	7 in (178 mm)
Exactitud	0.02in (0.508mm)

2.3.2.3.2. Características

Con la MIT se pueden manejar las siguientes condiciones o características:

- Lectura en tiempo real o las opciones de memoria
- Se puede combinar con otras herramientas Ultrawire
- Análisis de los datos 3D utilizando el software WIVA
- El análisis estadístico usando software WIPER
- Apto para todas las desviaciones y longitudes de los dedos extendidos disponible para todas las herramientas (opcional)

2.4. PARTES DE LA SARTA DE MIT

Los elementos para el armado de la sarta de MIT son:

1. XTU-Telemetría
2. Knucle Joint Eléctrico
3. Centralizador Eléctrico
4. Swivel Joint

2.4.1. XTU – TELEMETRÍA

2.4.1.1. Aplicaciones:

- Sirve como interfase de comunicación y como un controlador programable de registro. Incorpora un conversor DC-AC para convertir el alto voltaje de la línea Ultralink™ al bajo voltaje del sistema Ultrawire™
- En su característica de controlador de registro, la XTU escanea las herramientas de la sarta para obtener los datos de estas, que son empaquetados en las ráfagas que se transmiten a superficie. La secuencia de escaneo de las herramientas puede ser automática o especificada por el operador, por defecto, el programa de escaneo se genera y ejecuta por la XTU sin la intervención del sistema de superficie.
- Facilita la comunicación bidireccional entre el sistema de superficie y las herramientas individuales de la tecnología Ultrawire™.
- Configuración al inicio totalmente “plug and play”. Identificación automática de todas las herramientas de la sarta.

- Transmisión automática de la configuración de la sarta al sistema de superficie.
- Mide el alto voltaje en la cabeza de la XTU y su temperatura interna.

2.4.1.2. Especificaciones:

Parámetro	Especificaciones	Observaciones
Temperatura (Max)	350°F (177°C)	
Presión (Max)	15.000psi (103.4Mpa)	
Diámetro	1 11/16" (43mm)	
Longitud	19" (483mm)	
Longitud de Transporte	22.77" (579mm)	Incluyendo protectores de rosca
Peso	7.5lbs (3.4kg)	
Tensiones de Trabajo Eléctrico		
Rango	+180-400V DC	
Máximo Absoluto	+800V DC	Máx 10 segundos
consumo de corriente en 200V	20mA (sin carga) 28-30mA (SCT funcionamiento)	
Ultrawire Toolbus actual temperatura de ambiente (Máx.)	1.5A	
Ultrawire Toolbus actual en 177°C (Máx)	1A	
Observaciones finales (arriba/abajo)	1 3/16 UNF	Masculino/ Femenino
Conectores de cada extremo (superior/inferior)	4mm Banana solo conductor	Macho/Hembra
Herramientas admisible en Toolbus	62	Sujeto a requisitos de energía
Ultrawire Toolbus velocidad de datos	500kbits/s	
Ultralink Uplink velocidad de datos	50.71, 100, 143 & 200kbits/s	
Ultralink Downlink velocidad	300bits/s	

La figura 2.7, presenta la XTU-Telemetría, la cual facilita el escaneo de las herramientas de la sarta.



FIGURA 2.7. XTU-Telemetría.

2.4.2. KNUCLE JOINT ELÉCTRICO

2.4.2.1. Aplicaciones:

- Este accesorio se usa para separar herramientas que necesitan estar centralizadas de otras que también están posicionadas dentro del casing o tubing y forman parte de la misma sarta, reduciendo la longitud rígida máxima de una sarta para ayudar a que esta pase fácilmente por los accesorios del completamiento y puntos de alta severidad en el ángulo de desviación del pozo.

- Reduce el peso de las herramientas que están centralizadas en pozos altamente desviados o pozos horizontales.
- Se usa donde se requiere que la sarta sea flexible.
- Normalmente se usa en conjunto con centralizadores.
- Para hacer la sarta lo más corta posible, se puede usar un par de knucle joint sencillos, separados por alguna herramienta que no sea sensible a su posición o altitud dentro del pozo como un termómetro o una herramienta Gamma ray.
- Están diseñados bajo un sistema de balineras de alta precisión, los cuales suministran buena articulación y resistencia

La figura 2.8, se presenta el accesorio Knucle Joint Eléctrico, el cual facilita que la sarta sea flexible en pozos altamente desviados u horizontales.



FIGURA 2.8. Knucle Joint Eléctrico.

2.4.2.2. Especificaciones:

Parámetro	Especificaciones	Observaciones
Temperatura (Max)	392°F (200°C)	
Presión (Max)	15.000psi	12.000psi para 1 ½"
Movimiento del nudillo	±10°	
Longitud	6.8" (173mm)	
Diámetros disponibles	1 3/8" (35mm) 1 1 ½" (38mm) 1 11/16" (43mm) 2 1/8" (54mm)	
Materiales	Resistente a la corrosión a lo largo	
Voltaje	300V	
Extremo del conector (parte superior)	Pin (4mm)	
Extremo del conector (parte inferior)	Socket (4mm)	
Conexiones finales (arriba)	Sondex Female	1 3/16" UNF 12 tpi
Conexiones finales (abajo)	Sondex Male	1 3/16" UNF 12 tpi

2.4.3. CENTRALIZADOR ELÉCTRICO

2.4.3.1. Aplicaciones

- Centralización de herramientas sensibles a su posición como CCL, MIT o cámara en pozos verticales, desviados u horizontales.

- Puede ser usado como “tubing end locator” al observar el incremento de tensión al entrar dentro de la tubería.
- Se usa en conjunto con el knucle joint para separar secciones que necesitan estar centralizadas de otras en las que no es necesario.

2.4.3.2. Especificaciones

Parámetro	Especificaciones	Observaciones
Clasificación de la Temperatura	350°F (177°C)	
Clasificación de la Presión	15.000psi (103.4Mpa)	
Diámetro (min)	1 11/16” (43mm) ^a	
Diámetro (máx)	9” (229mm) ^a	
Conforman la Longitud	22.97” (583mm)	
Longitud Total	26.77” (680mm)	Incluyendo protectores de rosca
Peso	7lb (3.2kg)	
Fuerza centralizadora	20lb (9.1kg) ^b	40lbs (18.14kg) opcional
Observaciones finales (arriba/abajo)	Sondex 1 3/16” 12 UN (female/male)	
Extremo del conector (arriba / abajo)	4mm solo conductor (male pin/ female socket)	
Material	Resistente al H ₂ S, con rodillos de acero inoxidable (recubrimiento de carburo de rodillos estándar) y cojinetes secos	

La figura 2.9, presenta el Centralizador Eléctrico, que es un accesorio que minimiza al desgaste por fricción de la MIT con las paredes de la tubería.

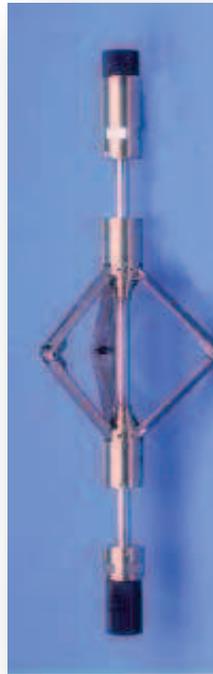


FIGURA 2.9. Centralizador Eléctrico.

2.4.4. SWIVEL JOINT

2.4.4.1. Aplicaciones

- Permite la rotación entre la sección superior y la inferior de una sarta manteniendo la conexión eléctrica entre ellas.
- Soporta fuerzas laterales y verticales de la sarta.
- Se conecta en la parte superior de la sarta cuando se requiere que la sarta no rote durante un registro, permitiendo que el cable rote si es necesario sin forzar a que la herramienta de registro siga dicha rotación.

- Se usa en trabajos de cañoneo y MIT
- Usada en trabajos donde se requiere minimización de la rotación debido al torque del cable.

2.4.4.2. Especificaciones

Parámetro	Especificaciones	Observaciones
Temperatura (máx.)	392°F (200°C)	
Presión (máx.)	15.000psi (103.4Mpa)	20.000psi (137.9Mpa)
Longitud	10.9" (277mm) aprox.	
Peso	6.1lbs (3.0kg)aprox.	
Diámetro disponible	1 11/16" (43mm) 2 1/8" (54mm)	
Material	Resistente a la corrosión a lo largo	
Voltaje	300V	
Extremo del conector (abajo): Sondex final	Socket (4mm) Pin (4mm)	
Conexiones finales (arriba)	Sondex Male o Male	
Conexiones finales (abajo)	Sondex Female o Female	1 3/16" UNF 12 tpi
Par necesario	0.1 ft/lb	1 3/16" UNF 12 tpi

La figura 2.10, permite observar el Swivel Joint, accesorio que se puede conectar en el intermedio de una sarta, cuando se requiere que parte de ella rote mientras el resto permanece sin rotar.



FIGURA 2.10. Swivel Joint.

2.5. ARMADO DE LA SARTA DE REGISTRO MIT

El armado de la sarta de registro depende en gran medida de las condiciones de inclinación y severidad del ángulo de desviación que tenga el pozo donde se pretende realizar el registro, así como de la naturaleza del daño que se quiere registrar.

Por encima de la sarta se debe colocar el módulo de telemetría – XTU. Se pueden colocar accesorios adicionales acompañando al XTU como Swivel Joint y Knucle Joint, con el objetivo de permitir rotación y flexibilidad de la sarta respectivamente, de acuerdo a las condiciones de desviación del pozo mostradas en el survey.

Bajo condiciones normales se debe armar la siguiente sarta básica de registro.

La figura 2.11, muestra una sarta básica de registro cuyo armado se hace conectando las herramientas de arriba hacia abajo, se recomienda aplicar lubricante para o-rings y lubricante para roscas en cada una de las uniones.

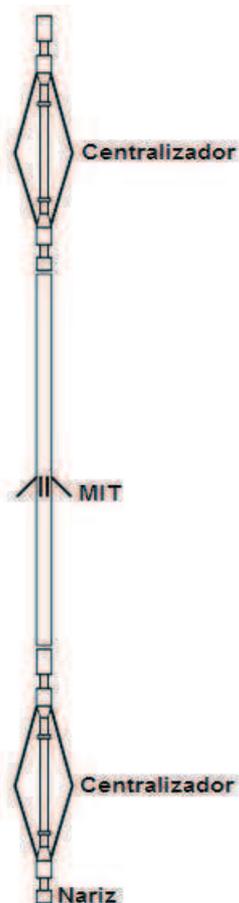


FIGURA 2.11. Sarta básica de registro.

En la figura 2.12, se muestran las configuraciones típicas de las sargas:

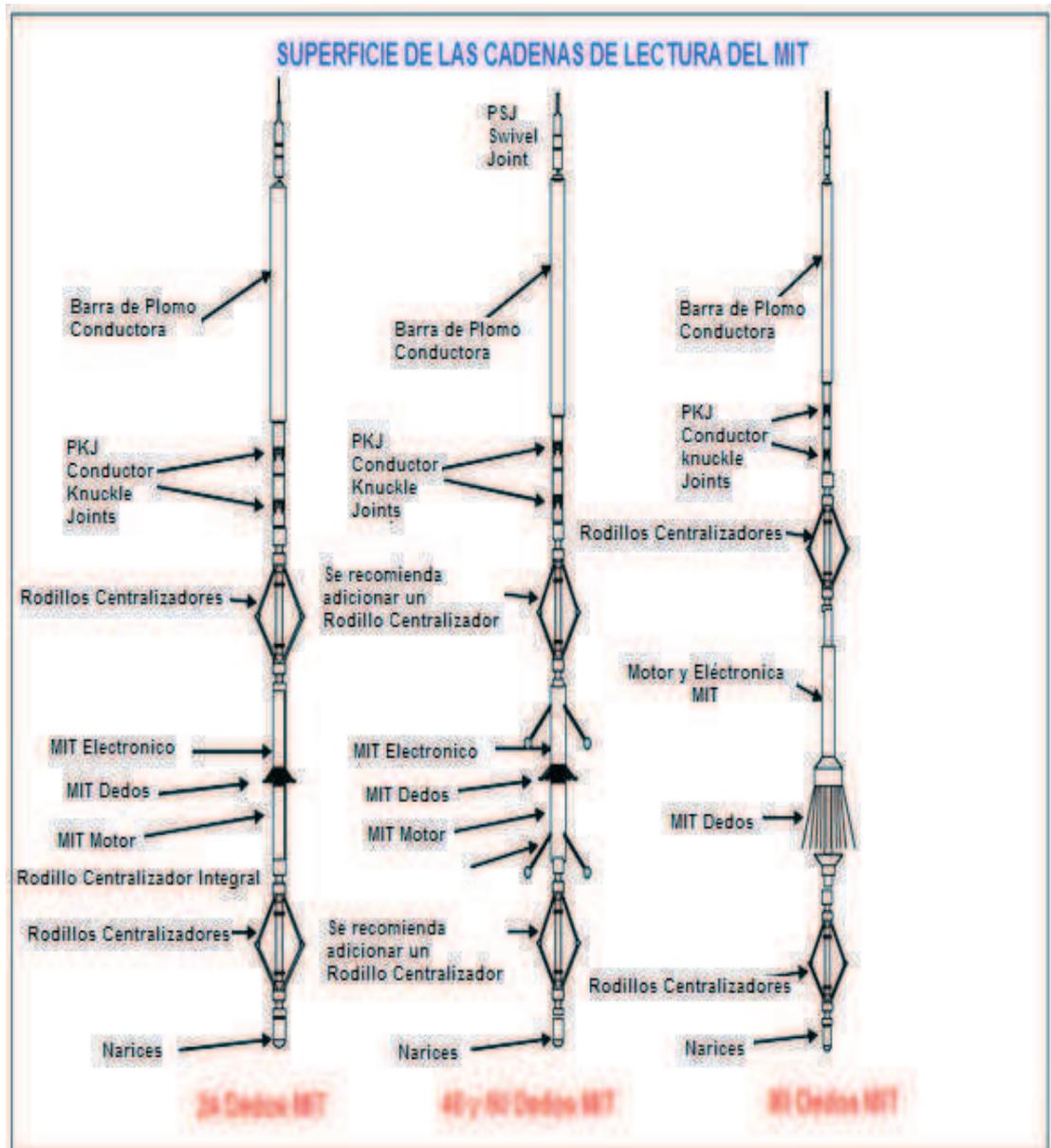


FIGURA 2.12. Configuraciones típicas de la sarga.

En la tabla 2.2 se agrupa los componentes de una sarta básica y se describe las funciones principales de cada uno.

COMPONENTES DE LA SARTA	FUNCION
<p align="center">Weight Bars (Barras de Peso)</p>	<p>Una barra de peso se utiliza en la parte superior de la sarta para correr la herramienta en el pozo. Puede utilizarse un conjunto giratorio opcional.</p>
<p align="center">Knuckle Joints (Articulaciones de los dedos)</p>	<p>Se utilizan para ayudar con la centralización por la disociación en el peso de las barras de la herramienta MIT.</p>
<p align="center">MIT and Finger Section (MIT y Sección de Dedo)</p>	<p>Cada herramienta tiene dedos de cobre-berilio con puntas de carburo de tungsteno recubierto. El diseño de los dedos incorpora un resorte para aplicarle la presión. Los dedos son abiertos y cerrados por el motor de direccionamiento en superficie.</p> <p>Herramientas de dedo 24: La herramienta cuenta con un motor en la parte inferior de la herramienta para abrir y cerrar los dedos. No hay ningún centralizador integral.</p> <p>Herramientas de dedo de 40 y 60: La herramienta cuenta con un motor en la parte superior de la herramienta para abrir y cerrar los dedos. Hay centralizadores integrales.</p> <p>Herramientas de dedo 80: La herramienta cuenta con un motor en la parte inferior de la herramienta para abrir y cerrar los dedos. No hay ningún centralizador integral.</p>
<p align="center">Additional Roller Centralisers (Rodillos y Centralizadores adicionales)</p>	<p>Herramientas de 24 y 80 dedos: Centralizadores adicionales son necesarios, el superior e inferior.</p> <p>Herramientas de 40 y 60 dedos: La herramienta tiene centralizadores integrales, pero se recomienda que, si bien su desviación es de más de 60 grados adicionalmente se ejecuten los centralizadores.</p>
<p align="center">Bullnose (Nariz)</p>	<p>Es necesario para la parte inferior de la cadena. La próxima generación puede ejecutar herramientas Ultrawire MIT con herramientas adicionales, se adjuntan a la parte inferior de la cadena.</p>

TABLA 2.2. Funciones de los componentes de la sarta.

2.6. PRINCIPIO DE OPERACIÓN

La herramienta se corre en el pozo usando un cable monoconductor o slickline. Una vez posicionada la herramienta en fondo, se activa el motor que expande los dedos y se perfila la sección subiendo a una velocidad de 25 ft/min. El movimiento de cada dedo (finger) es transferido a un sensor de posición, la salida del sensor de posición es digitalizada para ser almacenada en memoria o transmitida hasta superficie donde es registrada por el sistema de adquisición Warrior.

La data de cada uno de los sensores (fingers) es almacenada y monitoreada independientemente, al finalizar el registro, se cierran los dedos por acción del motor para sacar y/o para realizar una sección repetida.

La herramienta posee un inclinómetro el cual indica la parte alta de la sección tubular perfilada y el grado de desviación del pozo, la temperatura del sistema electrónico de la herramienta es monitoreada para realizar la corrección por software del drift del sensor.

3. MAGNETIC THICKNESS TOOL (MTT)

3.1 GENERALIDADES

La pérdida de metal en un tubular ocurre tanto de manera interna como externa, siendo de vital importancia la identificación rápida y eficiente de la falla. La MTT, que conjuntamente con la MIT, permite examinar minuciosamente la tubería, indicando así, la localización exacta de las debilidades en la pared del tubular.

3.2 DESCRIPCION DE LAS FUNCIONES

La herramienta de espesor magnético (MTT) está diseñada para investigar las variaciones del espesor del metal de los tubulares en el fondo de los pozos; se ejecuta dentro de un pozo central, a ser posible combinado con una herramienta de imagen de varios dedos (MIT) o con los datos disponibles del MIT. La herramienta tiene una serie de 12 sensores, especialmente desarrollados, sensores magnéticos en miniatura montados en el interior de un conjunto de bowsprings, cada sensor de la matriz mide un valor magnético y los 12 valores se transmiten simultáneamente a la superficie donde se registra la forma de onda.

El Software de imágenes opcional está disponible para crear y mostrar una representación en 3D de los datos grabados. La herramienta se puede pasar a través de un tubo de registro de casing de hasta 7".

La figura 3.1, muestra la herramienta de espesor magnético (MIT), con sus respectivos sensores.



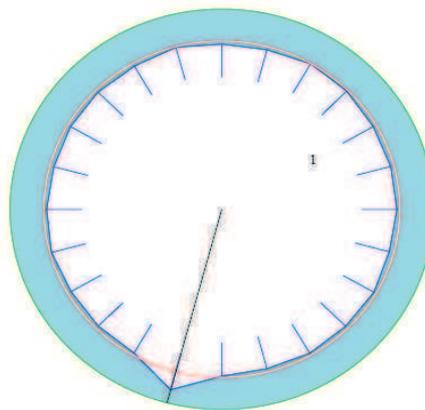
FIGURA 3.1. Magnetic Thickness Tool.

3.3. APLICACIONES

La herramienta de espesor magnético (MTT) tiene las siguientes aplicaciones:

- Inspección de la pérdida de metal interna y externa de tubos y casing.
- El casing puede ser registrado después de que la herramienta ha pasado a través de las restricciones.
- Medidas de espesor de pared absoluto.
- Visualizaciones 3D proporcionan potentes imágenes cualitativas de la condición de pozo.
- Detecta la pérdida gradual de la pared y picaduras

En la figura 3.2, se visualiza el interior de la tubería en donde se observan deformaciones y pérdida gradual de la pared.



Finger 10° Penetration = 0.104 ins

FIGURA 3.2. Inspección del diámetro interno - Sección transversal.

3.4 PRINCIPIO FÍSICO DE OPERACIÓN

La herramienta de espesor magnético (MTT) se compone de dos elementos básicos, una bobina del transmisor situado en el centro y 12 sensores de bobina pequeña desplegado radialmente sobre un bowsprings.

El transmisor genera un campo magnético AC, que hace que este penetre a través de la pared del casing y se desplace por la parte exterior de él. La transmisión vuelve a entrar en la caja junto a las bobinas del sensor para completar su ciclo, el tiempo de viaje de la señal desde el transmisor al sensor depende de las propiedades magnéticas y el grosor del metal, y así se puede obtener el registro para la evaluación de la zona de interés.

En la figura 3.3, se muestra como la herramienta de espesor magnético (MTT) detecta una reducción de espesor en la pared del tubo, la bobina inferior detecta la señal de la bobina alta, esto se puede medir como un cambio de fase.

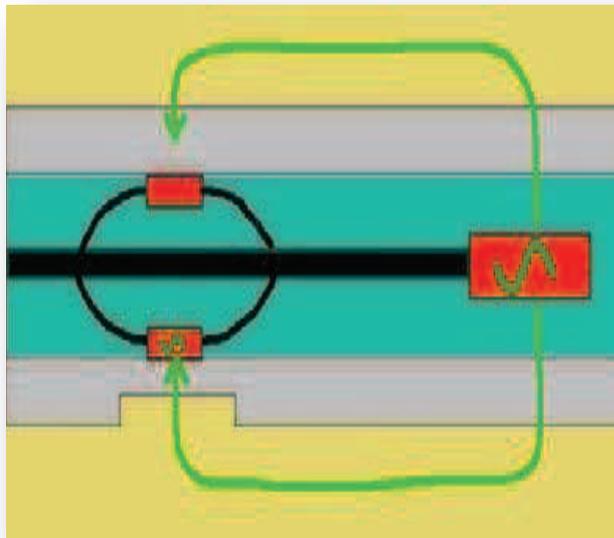


FIGURA 3.3. Principio básico de MTT.

La herramienta cuenta con un sensor de rotación a bordo para que la herramienta gire al entrar al pozo, los datos pueden ser reorientados para mostrar el lado alto del pozo.

Usando 12 sensores se permite identificar y localizar objetos pequeños y daños, también es posible una imagen de las variaciones de espesor, la herramienta se ejecuta con el apoyo de los centralizadores en cada extremo

La figura 3.4, muestra un sensor de la herramienta de espesor magnético (MTT), sellado herméticamente. Se puede observar una moneda como punto de referencia y detallar el tamaño del sensor.

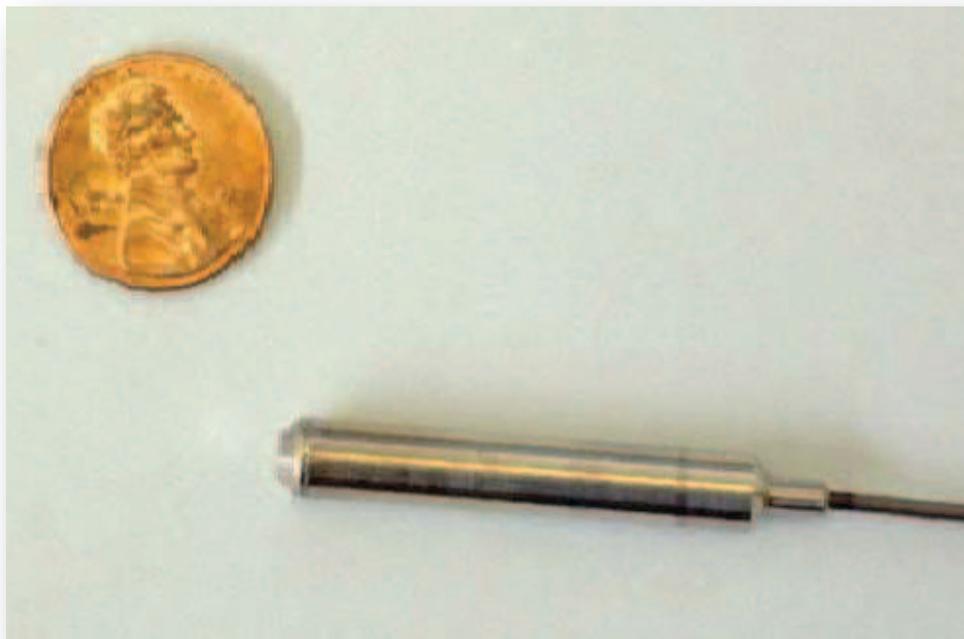


FIGURA 3.4. Sensor Herméticamente Sellado.

3.5 CARACTERISTICAS DE LA HERRAMIENTA DE ESPESOR MAGNETICO

3.5.1 ESPECIFICACIONES

La herramienta de espesor magnético (MTT) presenta la siguiente información técnica que facilita un excelente uso:

Parámetros de la MTT	MTT 001	Observación
Temperatura	150°C	
Presión	15.000 psi	
Diámetro	1 11/16" (43mm)	
Longitud Total	83.7" (2.12mm)	
Conforman la Longitud	82.3" (2.09mm)	Sin Centralizadores
Peso	30lbs (13.6 kg)	
Voltaje de Trabajo		
Nominal	+18VDC	
Funcional	+14VDC	
Máxima	+24VDC	
Consumo típico de corriente	100mA 350mA	
Número de Sensores	12 (Radialmente desplegados)	
Generador Magnético	Uno	
Max/Min tamaño de tubería	2" ID tubing a 7" Casing	
Toolbus estándar	Ultrawire	
Rango de precisión	Depende del tamaño del defecto En la tubería que se encuentra en buen estado, la precisión es del 15% del espesor de la pared.	
Defectos de resolución	Los defectos en la resolución de la herramienta dependen del tamaño de este defecto y el tamaño de los diámetros de la herramienta: 3/8" de diámetro, defecto: 50% de espesor de pared, el 35% de pérdida de metal. 3/4" de diámetro, defecto: 30% de espesor de pared, el 20% de pérdida de metal.	
Cobertura	100% con 12 sensores	De hasta 5 " ID de casing

3.5.2 CONFIGURACIÓN

La figura 3.5, muestra una de las configuraciones que tiene HS Lupatech OFS para la corrida simultanea de las herramientas Multi Finger Imaging y Magnetic Thickness para determinar la integridad de tubulares.

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Len (ft)	OD (in)	Wt (lb)
			CHD-AES (000001) Cable Head	1.04	1.69	2.00
			XTU-001 (000001) Crossover Ultrawire Toolbus to Ultralink	1.58	1.69	6.50
			PKJ-913 (000002) Production Knuckle Joint	0.54	1.69	3.50
			PRC-034 (000005) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.77	1.69	13.00
MIT	12.72		MTT-001 (000001) Magnetic Thickness Tool	6.86	1.69	30.00
			PRC-057 (000007) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.71	2.75	32.00
MIT	4.92		MIT-028 (000005) Multifinger Imaging Tool (UW 24F)	4.00	1.69	20.70
			PRC-034 (000006) Production Roller Centraliser (4 Arm)	2.77	1.69	13.00
TSTAMP	0.00	BUL-006 (000002) Bullnose Terminator	0.22	1.69	1.20	

Sondex Ultralink MIT/MTT: String Length: 22.49 ft. Weight: 121.90 lb. Max OD: 2.75 in

FIGURA 3.5. Configuración para correr MIT Y MTT simultáneamente.

3.6. DIFERENCIA ENTRE MIT Y MTT

3.6.1. Ejemplo 1

Mediante la figura 3.6, se puede observar claramente un registro de un pozo conectado tanto con una herramienta de MIT y una herramienta de MTT. La herramienta del MIT no muestra cambios de diámetro interior en la parte superior de las tres juntas, sin embargo el registro de MTT muestra un cambio diámetro. Se cree que esto se debe al método de construcción de la herramienta que ha surgido durante la fabricación. Hay que tener en cuenta que una sombra en el collar se puede ver en el registro de MTT.

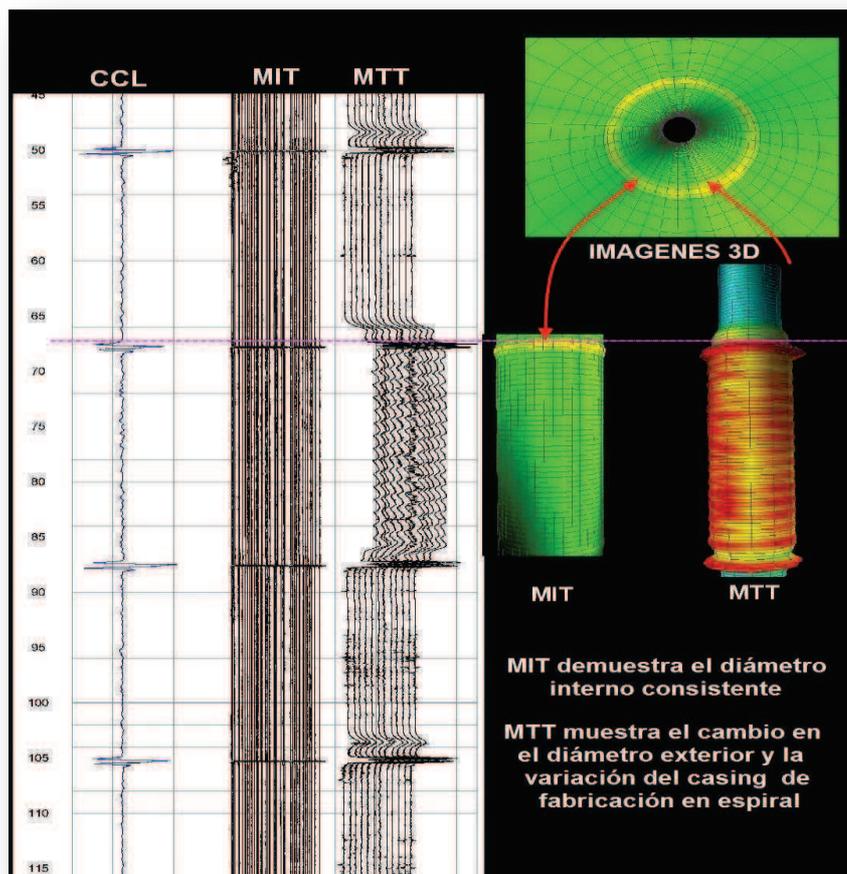


FIGURA 3.6. Diferencia 1: Cambio de diámetro interior.

3.6.2. Ejemplo 2

La figura 3.7, muestra la comparación de las respuestas del MIT y las herramientas de MTT a los defectos mecánicos durante una prueba, hay que tener en cuenta que en ambas herramientas se pueden ver los defectos, pero el MTT es más cualitativo. Cuando el daño existe a través de la identificación de la tubería de los datos el MIT es el mejor, pero por supuesto el MIT no puede detectar la presencia del centralizador (o nada) en la pared externa de la tubería.

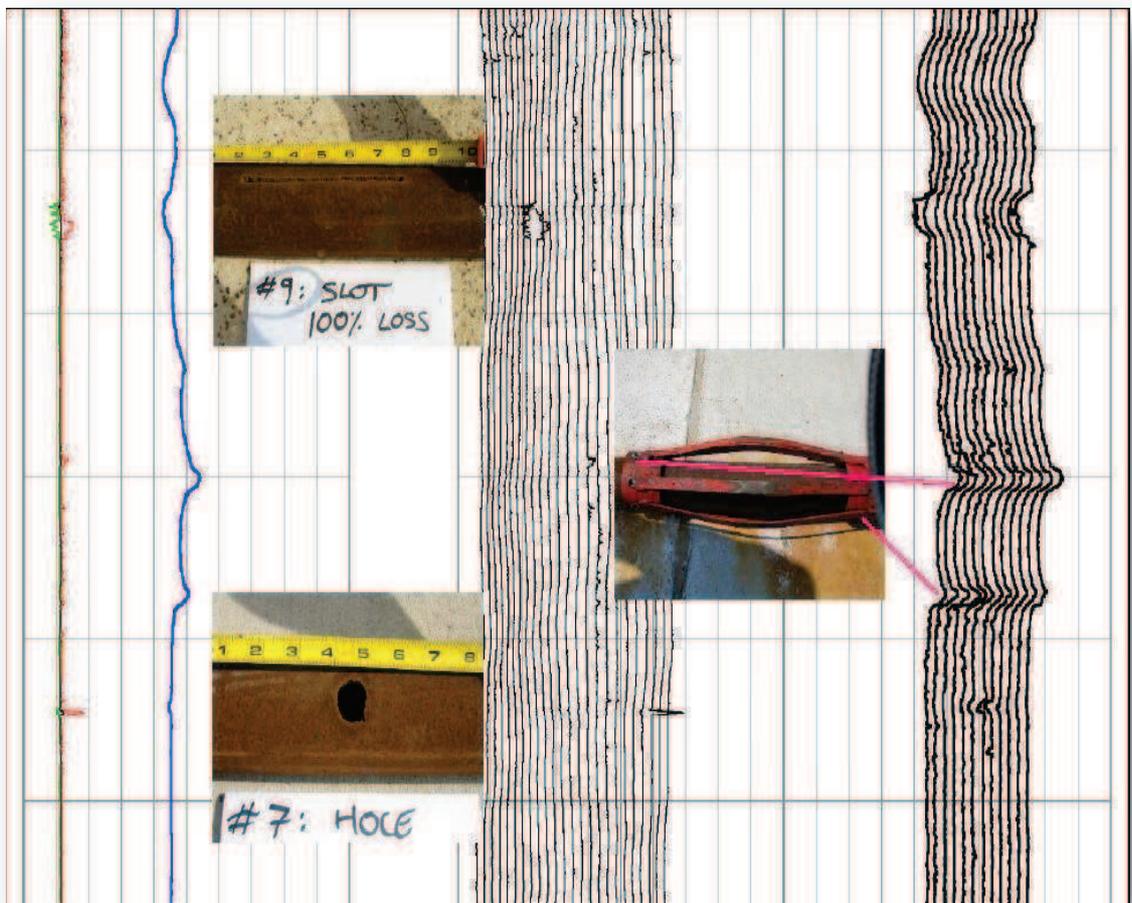


FIGURA 3.7. Diferencia 2: MTT es cualitativo.

3.6.3. Ejemplo 3

Este punto de vista es de perforaciones, los datos del MIT está a la izquierda y los datos de MTT está a la derecha, hay que tener en cuenta que aunque ambos instrumentos detectan las perforaciones, los datos del MIT tienen una mejor definición de los agujeros de perforación. Las perforaciones son vistas como una reducción en el espesor de la MTT, pero por múltiples sensores. Esto puede ser una ventaja en caso de que pueda ser un pequeño orificio que por casualidad se encuentra entre los dedos de un pie de varios dedos.

La figura 3.8, presenta los registros de las herramientas MI y MTT, mostrando claramente los agujeros de perforación.

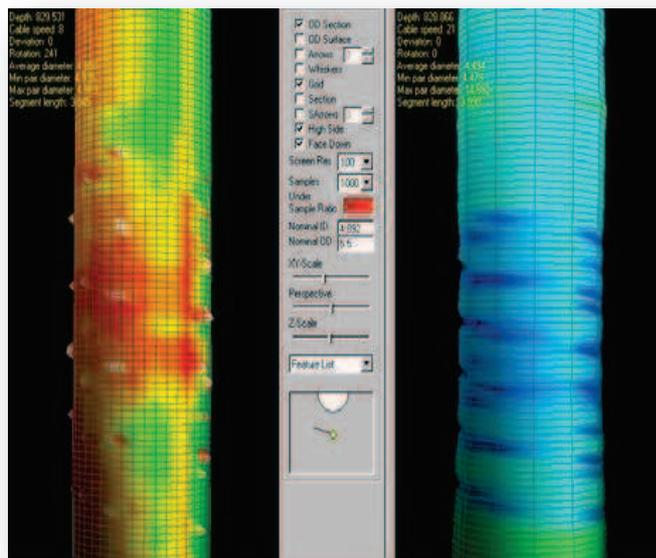


FIGURA 3.8. Diferencia 3. MIT mejor definición en perforados.

3.6.4. Ejemplo 4

En la figura 3.9, se muestra el registro de daños localizados en el exterior de la tubería mediante el uso de las herramientas MIT y MTT; los datos del MIT están a la izquierda y los datos de MTT están a la derecha. La herramienta del MIT muestra la tubería en buen estado, el MTT muestra una disminución localizada en el espesor de la pared que debe ser en el exterior de la tubería.

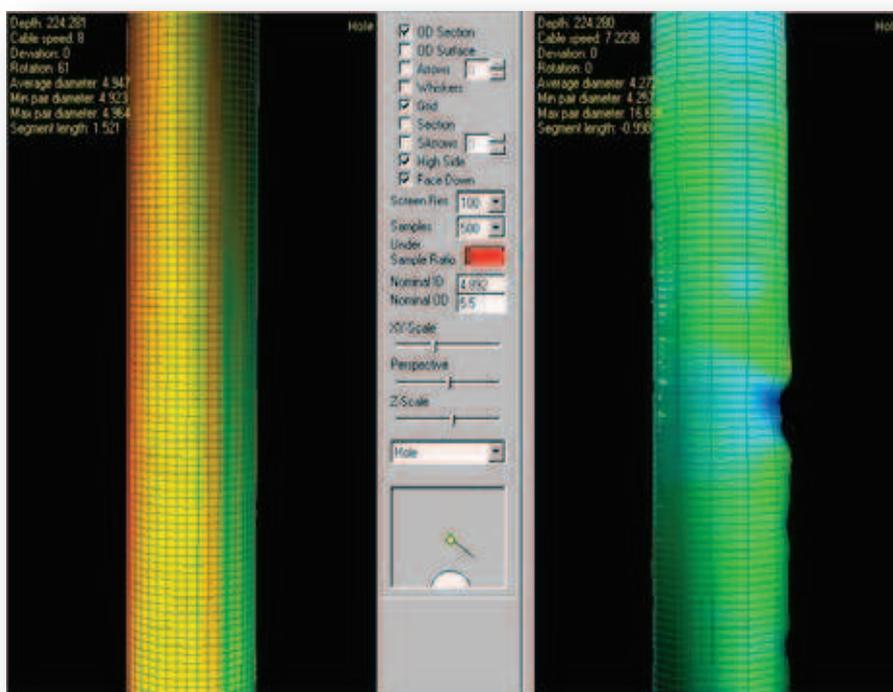


FIGURA 3.9. Diferencia 4. MTT mejor detección en diámetros y daños externos localizados.

3.7. PROCESAMIENTO EVALUACIÓN Y REPORTE

3.7.1 Procesamiento

- Los datos MIT y MTT pueden procesarse automáticamente para identificar características, incluyendo cuellos.

3.7.2. Evaluación

- Análisis rápido de datos MIT y MTT para determinar pérdida de metal y penetración en el tubular.
- Análisis del tubular para determinar proyecciones y restricciones en el área de flujo.

3.7.3. Reporte

- Genera directamente reportes en formato PDF para su almacenamiento o impresión.
- Reportes ajustables que incluyen vistas de secciones transversales seleccionables por el usuario.
- Visualización simultánea de datos MIT y MTT y tabulaciones conjuntas.

3.8 EJEMPLOS DE REGISTROS MIT / MTT

3.8.1. Ejemplo 1

En la figura 3.10, se muestra un registro de MTT, en donde se aprecia una reducción gradual del 20% del espesor de la pared a través de la longitud de un conjunto de 7 " en el casing, las herramientas convencionales de pérdida de flujo magnético no serían capaces de detectar este adelgazamiento gradual como lo haría Magnetic Thickness Tool. Este problema fue registrado a través de 2 7 / 8 " de tubería, otra herramienta de flujo magnético podría ir a través de 2 7 / 8" de tubería de registro 7 " en el casing.

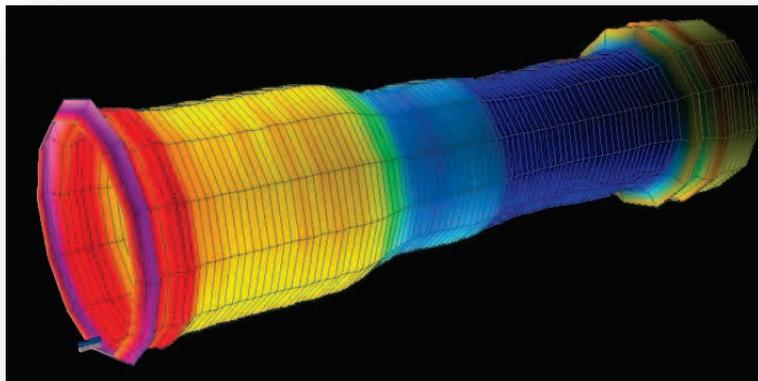


FIGURA 3.10. Registro MTT.

En la Figura 4.1, se puede observar un registro donde se muestra un encabezado con los datos del cliente como: Nombre de la compañía, ciudad, campo y pozo donde se corrió la herramienta. En la segunda sección se muestran los datos de la corrida como: Tipo de fluido y propiedades, intervalo de la corrida (Tope y Base), tiempo de corrida, persona que corrió la herramienta. Y en la última sección se encuentran los datos de la sarta de tubos que están en fondo como: diámetro, peso e intervalo donde se localizan. La importancia de los datos anteriores para el operador está en la claridad que obtiene del medio donde correrá su herramienta, datos que son proporcionados por el cliente mediante un estado mecánico.

En la Figura 4.2, se observa el diseño de la sarta de la herramienta que será corrida, esquema que incluye datos como: Herramientas y accesorios incluidos en la sarta, diámetros, pesos e intervalos de cada una de las anteriores y el proveedor de las herramientas. Es importante dejar claro que para correr las tres herramientas en un mismo tiempo el proveedor de ellas debe ser el mismo, todo esto para hacer posible la comunicación de telemetría entre ellas; para esta investigación se escogió como proveedor a SONDEX. Además en la parte final de la Figura 4.2, se hallarán los datos de la sarta como: Nombre, longitud, peso y diámetro total de las herramientas.

Con el siguiente esquema es fácil deducir que el cliente solicitó el servicio para correr la plataforma completa, plataforma diseñada para investigar las variaciones del espesor del metal de los tubulares y la integridad del cemento en pozos.

Aunque para ésta experiencia se conjugaron las tres herramientas, se observan que en la mayoría de servicios el cliente solicita solo parte de la plataforma por ejemplo:

SERVICIO	DESCRIPCION	HERRAMIENTA
A	Inspección de diámetro interno de tubulares	MIT
B	Inspección de diámetro externo de tubulares	MTT
C	Inspección de tubulares	MIT y MTT
D	Inspección de diámetro interno de tubulares e integridad de cemento	RBT Y MIT
E	Inspección de tubulares e integridad de cemento	RBT, MIT Y MTT

4.2. REGISTRO DE INTEGRIDAD DE CEMENTO (RBT)

En la siguiente hoja del registro se mostrara un esquema de curvas e imágenes que no son más que un registro para interpretar la integridad del cemento.

En la figura 4.3, se observa el registro radial de cementación, en la parte superior se encuentra el intervalo de profundidad en el que fue corrida la herramienta, además de algunos datos como ubicación del archivo, presentación del formato, fecha de corrida y escala del registro. A continuación, de forma descendente se encuentra la sección de convenciones con líneas y cuadros a escala para facilitar la lectura de las curvas y el mapa de colores al intérprete y analista del registro.

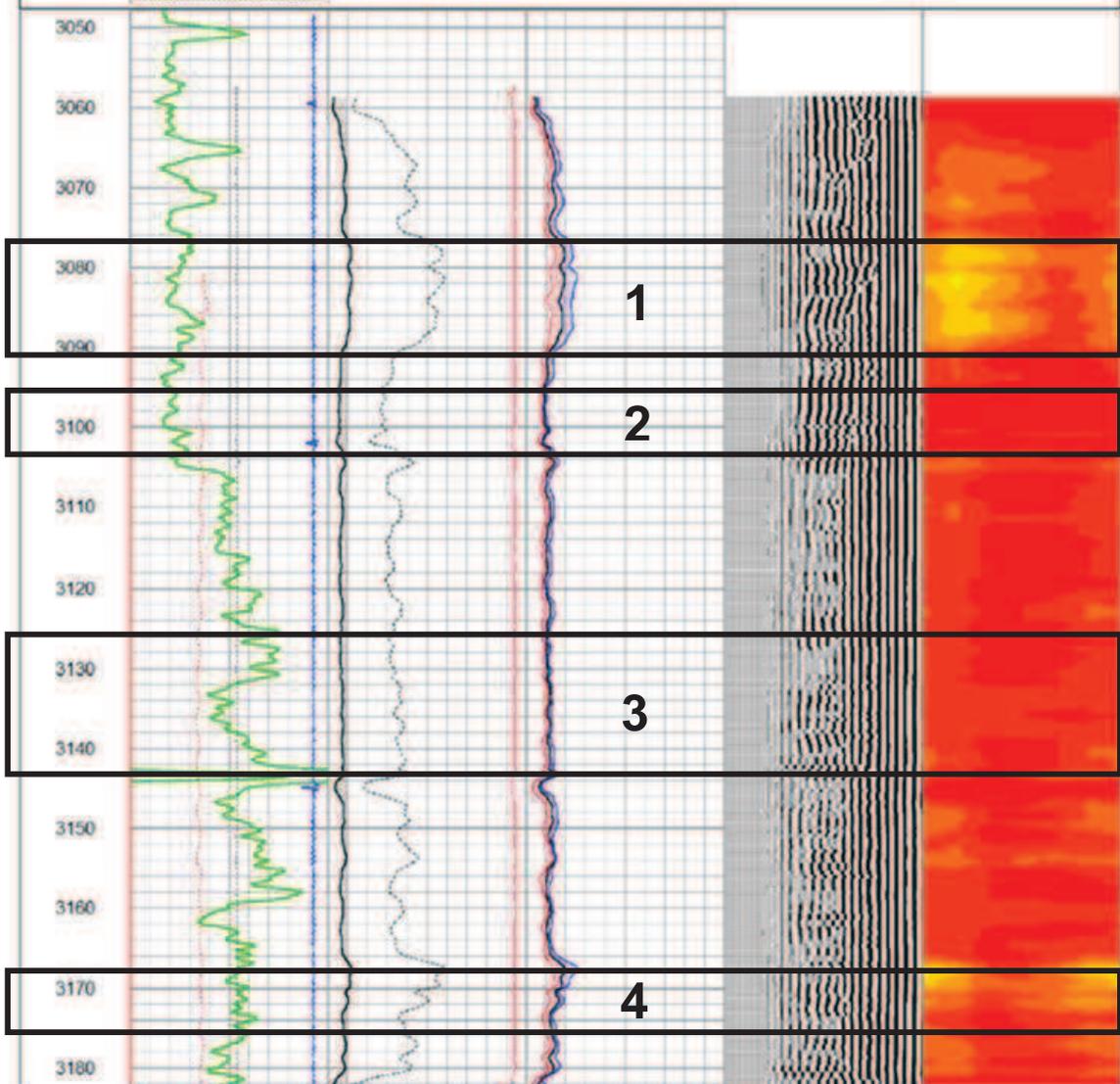


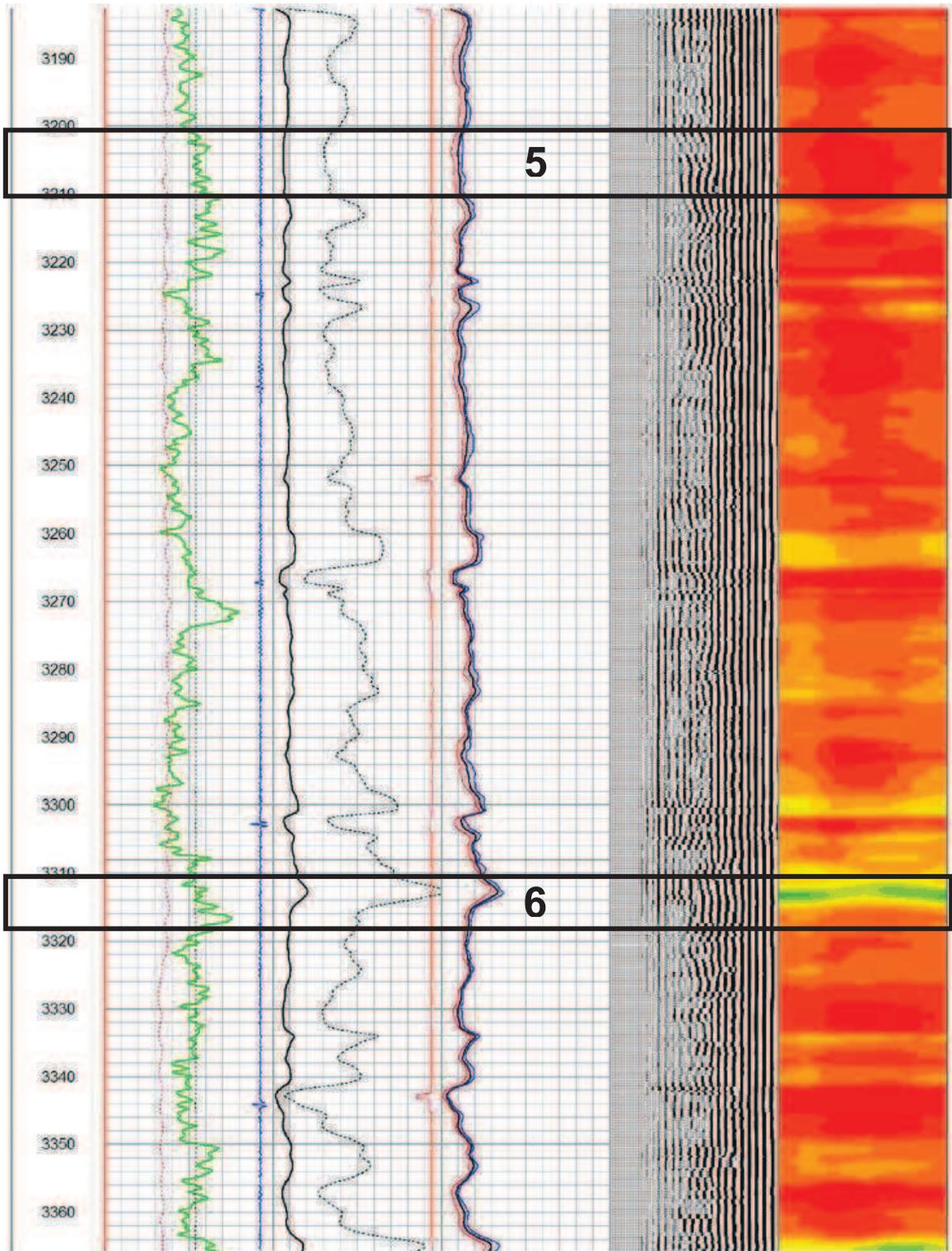
REGISTRO DE INTEGRIDAD DE CEMENTO

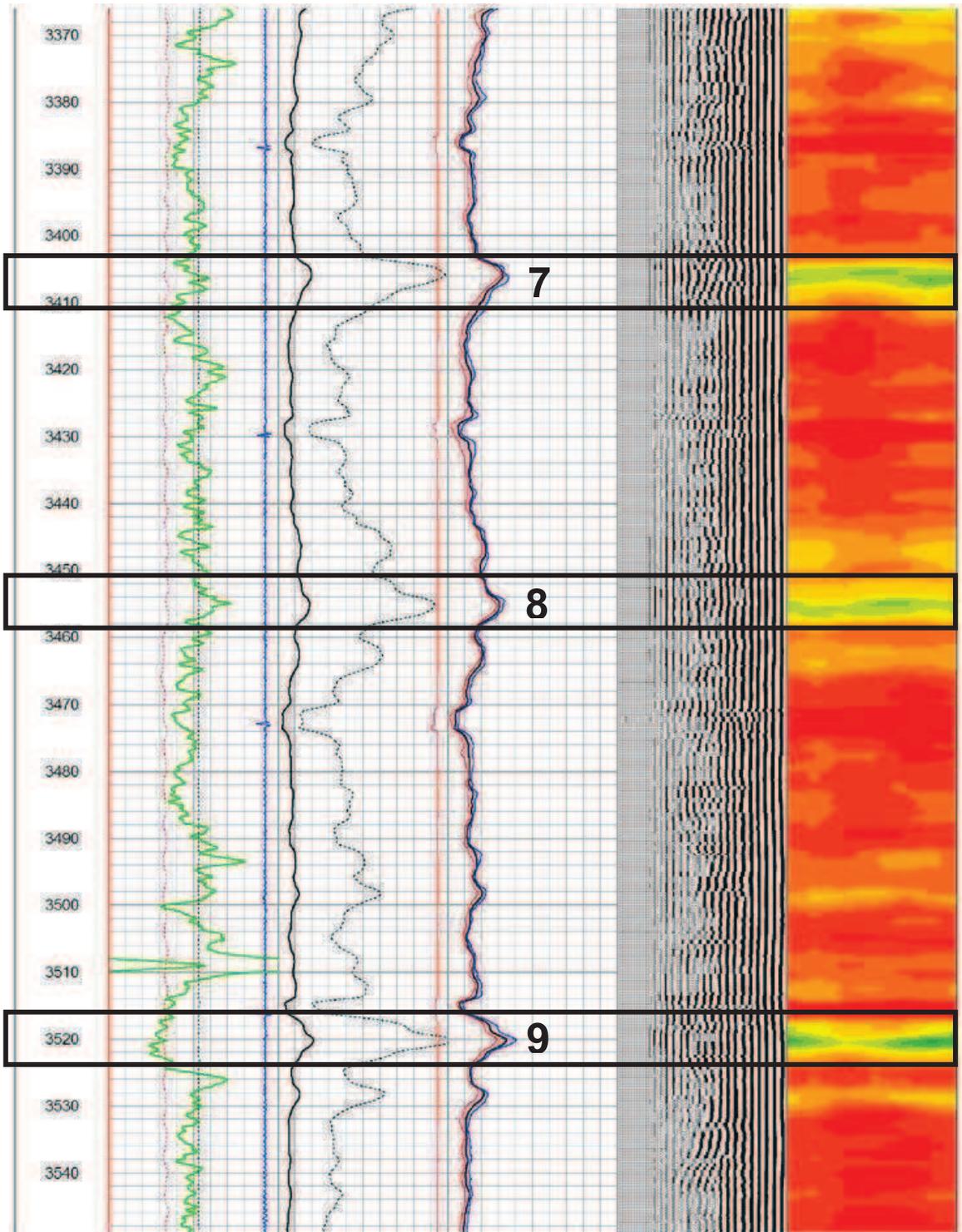
SECCION PRINCIPAL
INTERVALO 3080' - 4080'

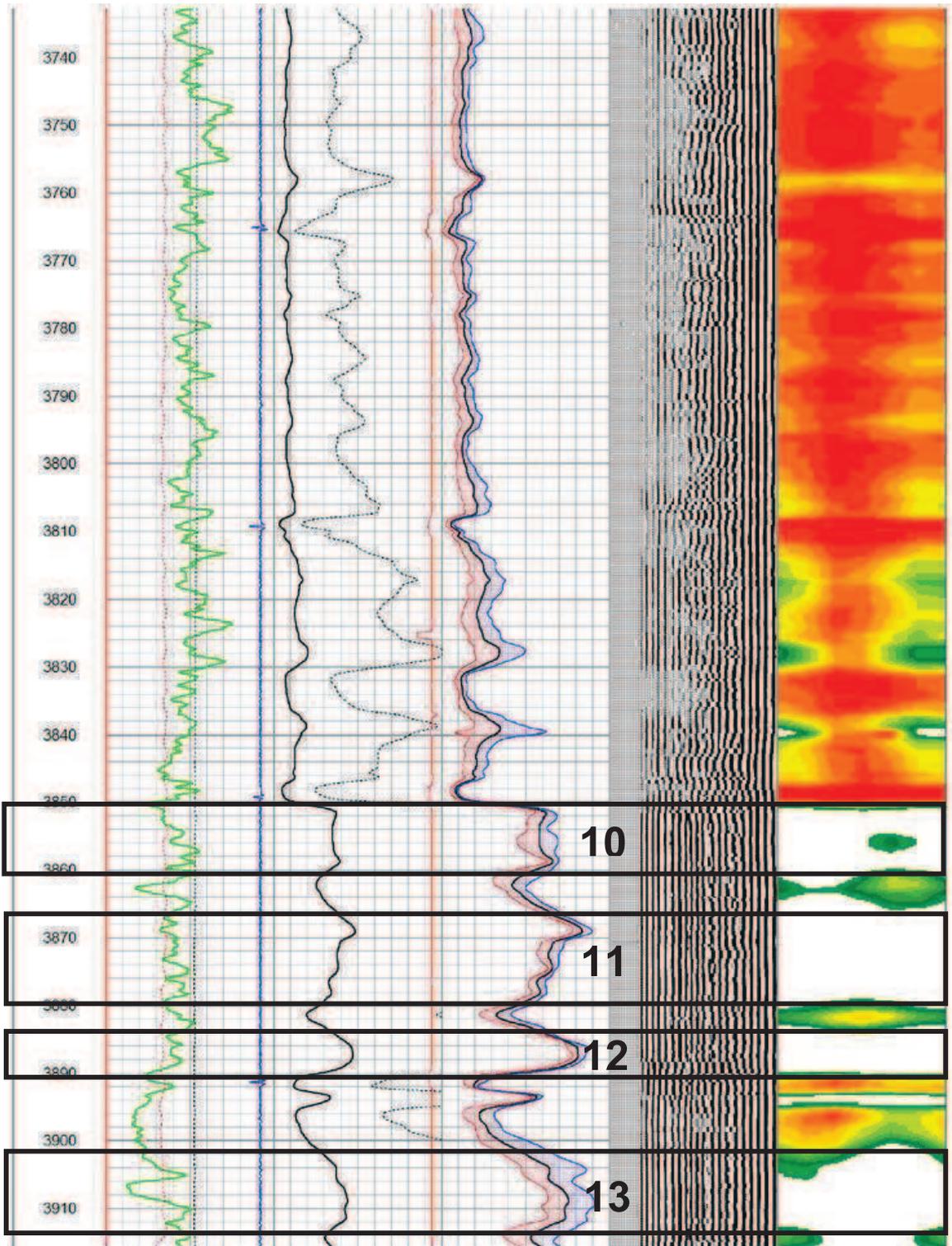
Database File: c:\warrior\data\AA-1.principal.db
Dataset Pathname: A / AA-1/1/Principal
Presentation Format: rbt
Dataset Creation: Sun Jan 27 09:54:16 2011
Charted by: Depth in Feet scaled 1:200

0	CCL	600	0	AMP (mV)	100	0	AMPAVG	100	200	VOL	1200	1	RADIAL MAP	6
0	GR (GAPI)	150	550	TT (usec)	250	0	AMPMAX	100				80		10
0	LTEN (lb)	2000	0	AMP3FT (mV)	20	0	AMPMIN	100						
LSPD														
-100	(ft/min)	100												
-40	CBLROT (°)	360												









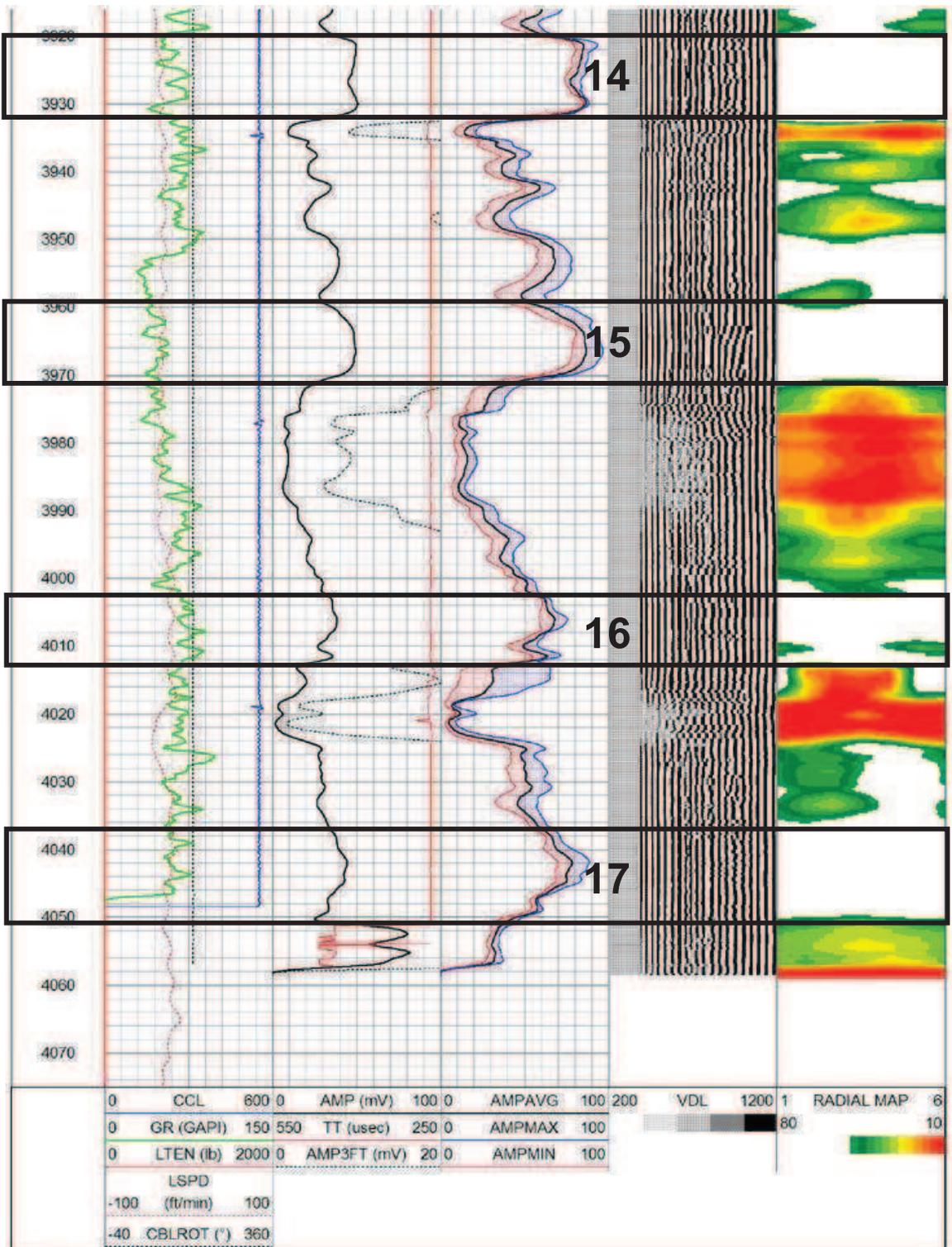


Figura 4.3, Registro Radial de Cementación

4.2.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN

Se escogieron y se enumeraron varias zonas del registro para mostrar al lector la diferencia entre un buen cemento y un mal cemento mediante la siguiente interpretación:

Zona de cemento bueno: Se considera buen cemento en las zonas donde se observa: Amplitudes menores a 10mV, poca separación entre las curvas AMPMAX y AMPMIN, además sólo se observan arribos de formación y los arribos de casing desaparecen en el VDL, como ejemplo las Zonas 2, 3 y 5.

Zona de cemento regular: Se considera cemento regular a las zonas donde se observa: Amplitudes entre 10 mV y 20 mV, alta separación entre las curvas AMPMAX y AMPMIN que son indicio de la presencia de canales, además de hallar arribos de casing en el VDL y arribos de formación, como ejemplo las Zonas 1, 4, 6, 7, 8 y 9.

Zona de cemento malo: Son consideradas zonas de mal cemento donde se observan las siguientes características: Amplitudes superiores a 20 mV, separación moderada entre las curvas AMPMAX y AMPMIN y sólo se hallan arribos de casing y los arribos de formación desaparecen en el VDL, como ejemplo desde la Zonas 10 hasta la Zona 17.

De este registro se concluye:

- En el intervalo 3080' – 3756' se observa una zona de cemento de calidad regular con intercalaciones de zonas de cemento bueno.
- Se observa una zona de transición de cemento regular a malo en el intervalo 3756' – 3850'.

- A partir de 3850' se observa una zona de cemento de mala calidad con dos pequeños sellos a 3975' – 3988' y 4018' – 4024'.

4.3. REGISTRO DE INSPECCION DE TUBULARES (MIT Y MTT)

En la siguiente hoja del registro se mostrara un esquema de curvas e imágenes que no son más que un registro para realizar la inspección de los tubulares.

En la figura 4.4, se observa el registro de inspección de tubulares, en la parte superior se encuentra el intervalo de profundidad en el que fue corrida la herramienta, además de algunos datos como ubicación del archivo, presentación del formato, fecha de corrida y escala del registro. A continuación, de forma descendente se encuentra la sección de convenciones con líneas y cuadros a escala para facilitar la lectura de las curvas y el mapa de colores al intérprete y analista del registro.

Todos los eslabones en la sarta se refieren como Juntas. Estos incluyen accesorios de la terminación del pozo tales como “crossovers”.

Todas las penetraciones y proyecciones se miden por un análisis local de la superficie interna del tubo, donde esto sea posible y el esquema de la clasificación del daño se describe al final.

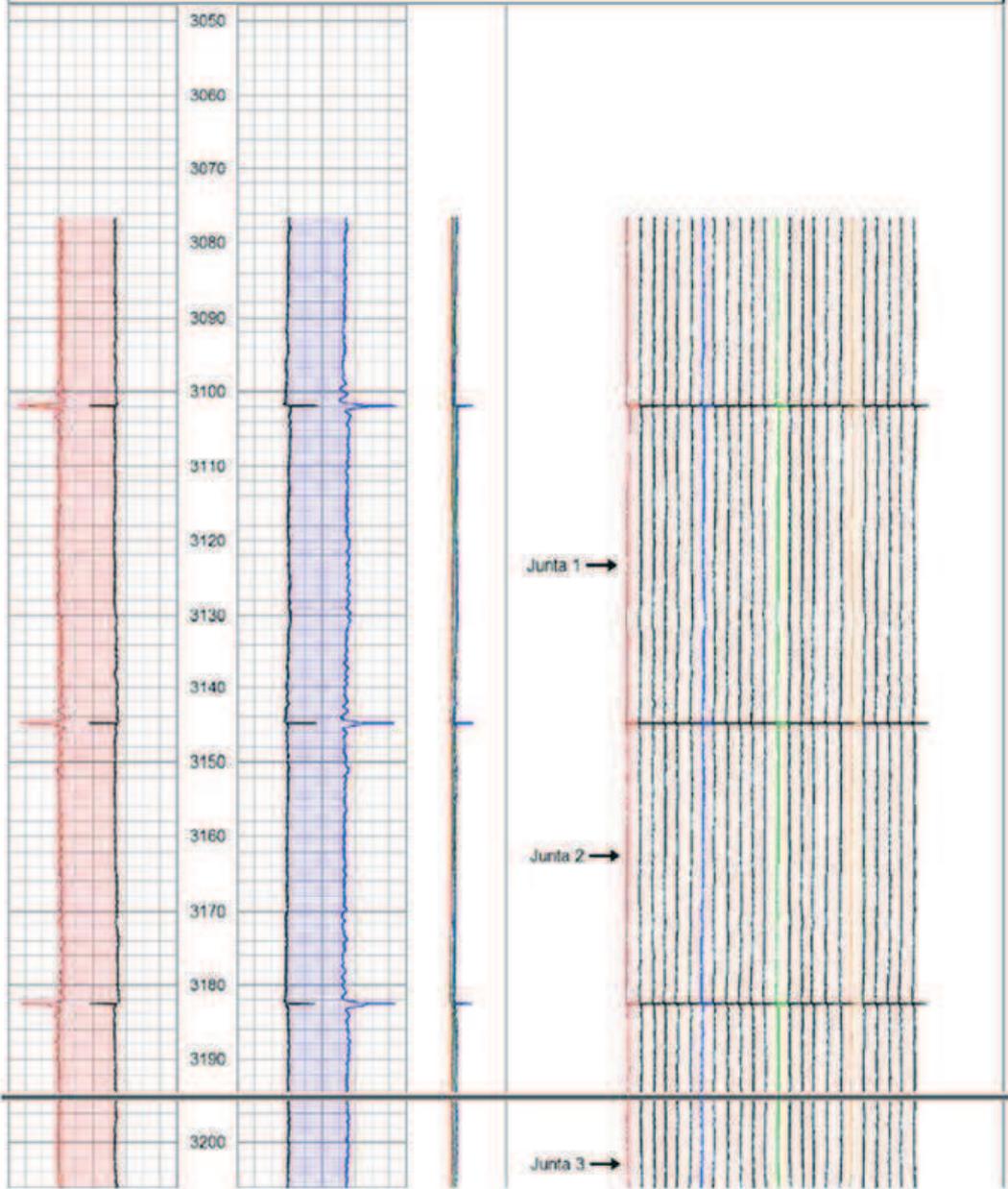


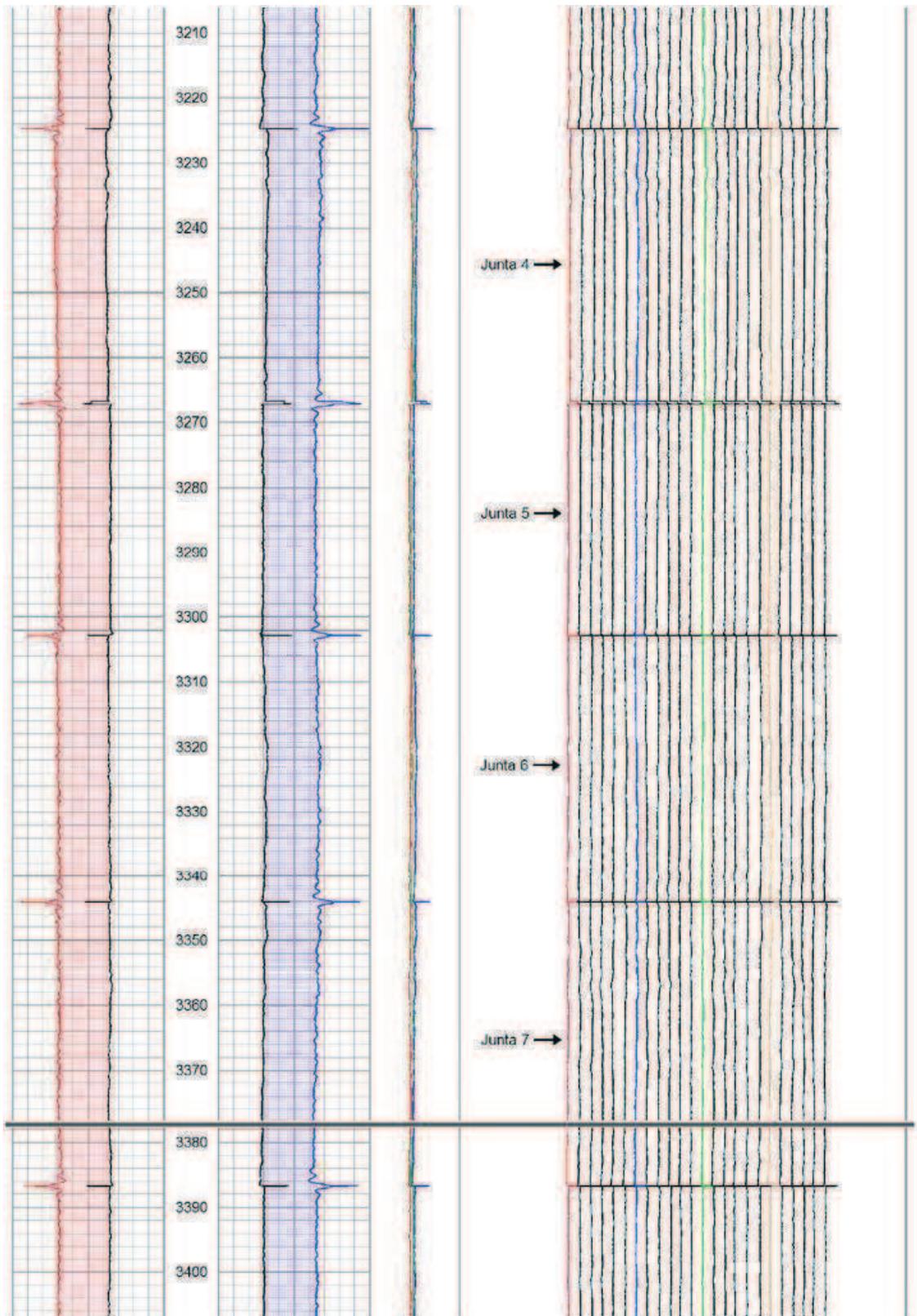
REGISTRO DE INTEGRIDAD DE CASING

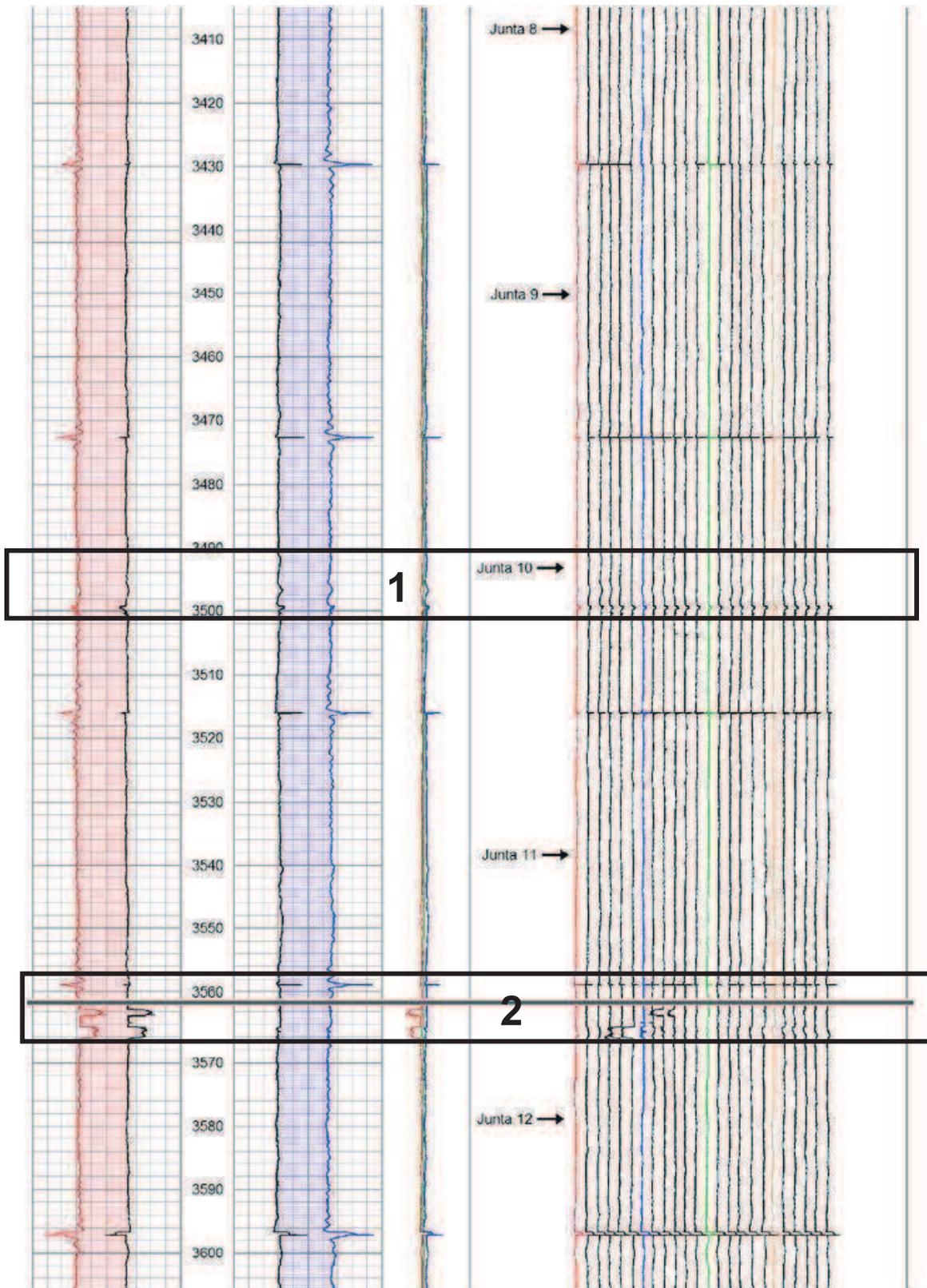
SECCION PRINCIPAL
INTERVALO 3080' - 4080'

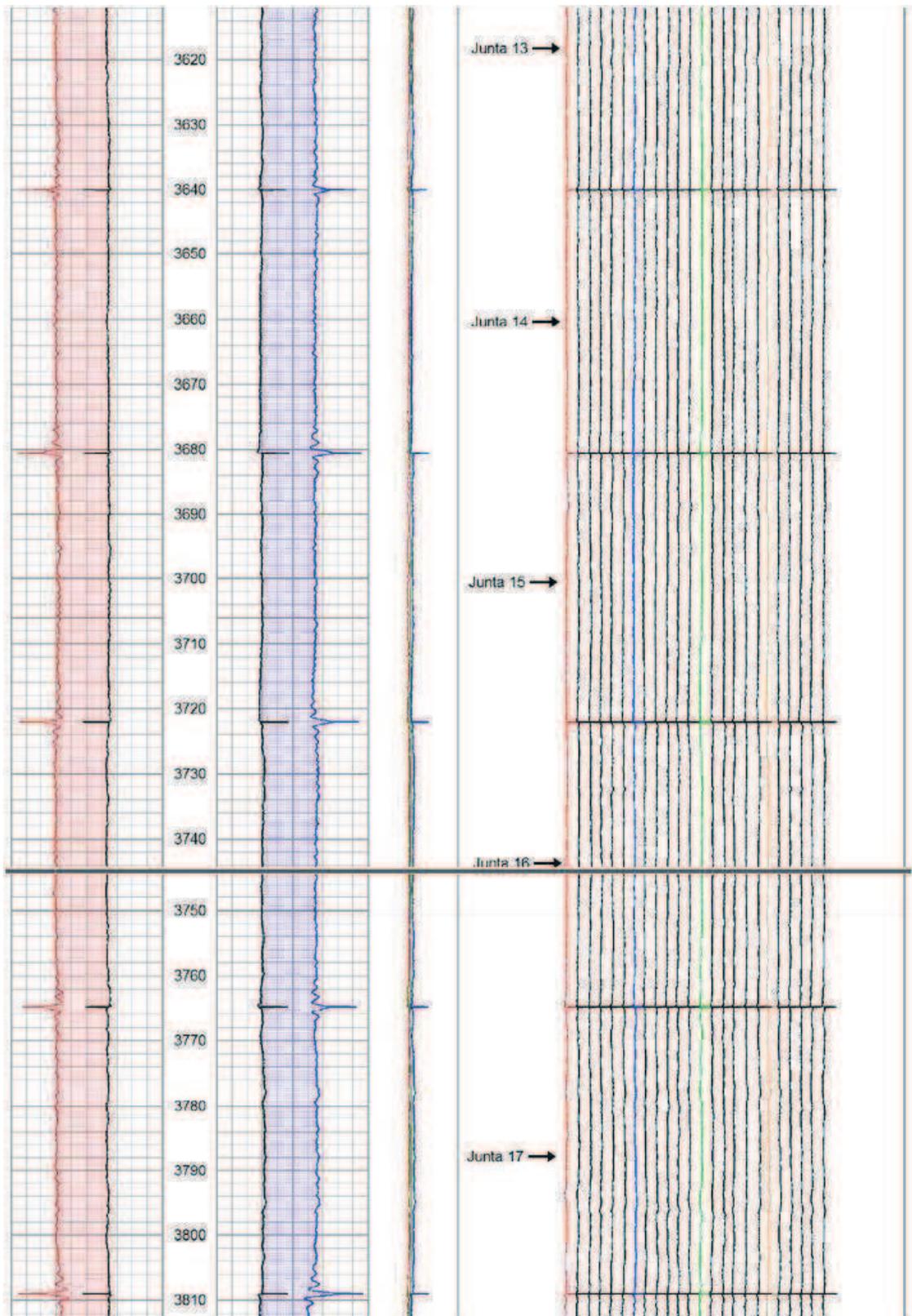
Database File: c:\warrior\data\AA-1.principal.db
 Dataset Pathname: A / AA-1/1/Principal
 Presentation Format: MIT&MT-1
 Dataset Creation: Sun Jan 27 09:54:16 2011
 Charted by: Depth in Feet scaled 1:200

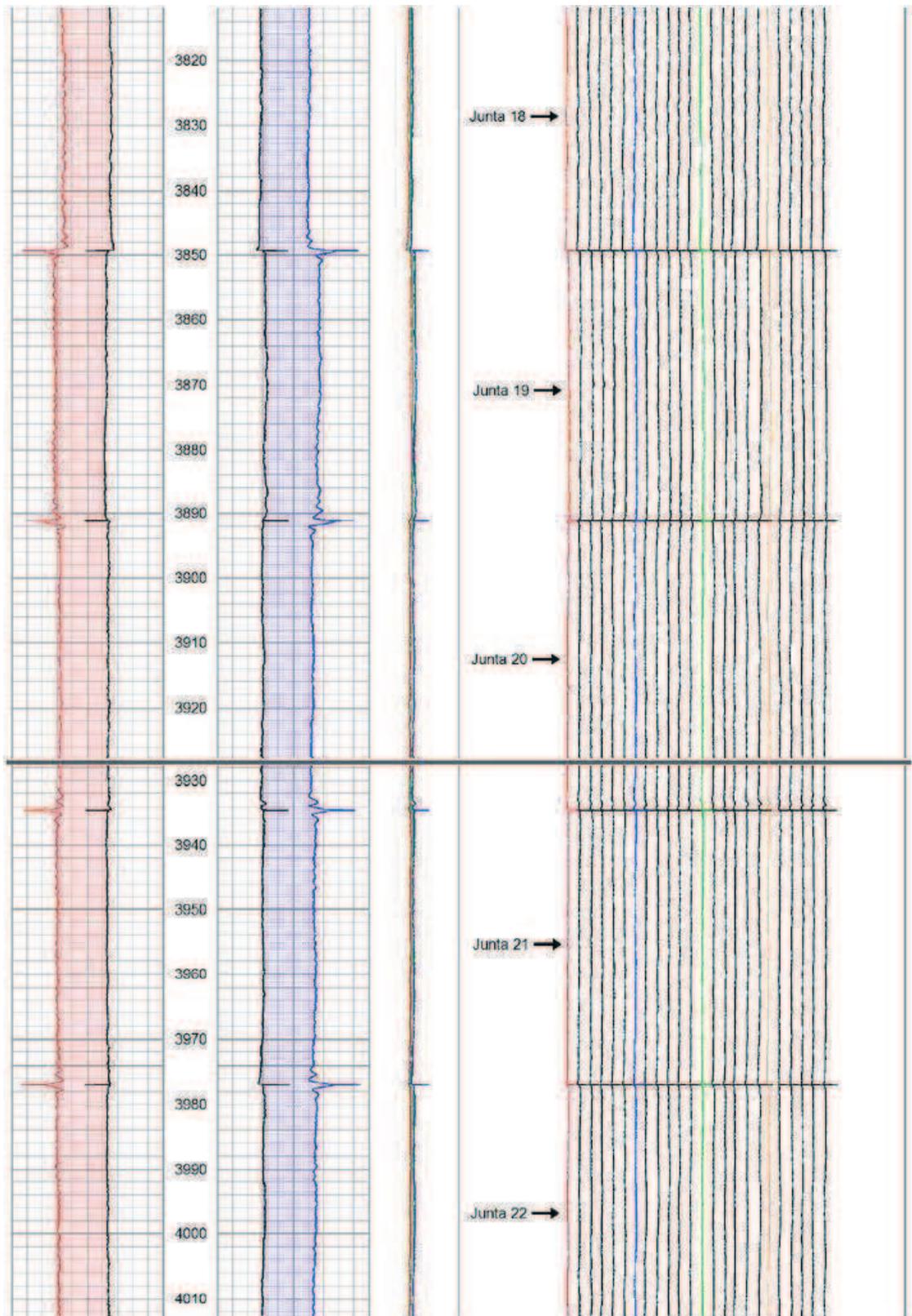
Espesor Mínimo	Espesor Máximo (in)	Radios	1.5	Radios Individuales del MIT (in)	7.5
3.6 (in) 2.6	2.7 (in) 3.7	2.5 (in) 3.5			











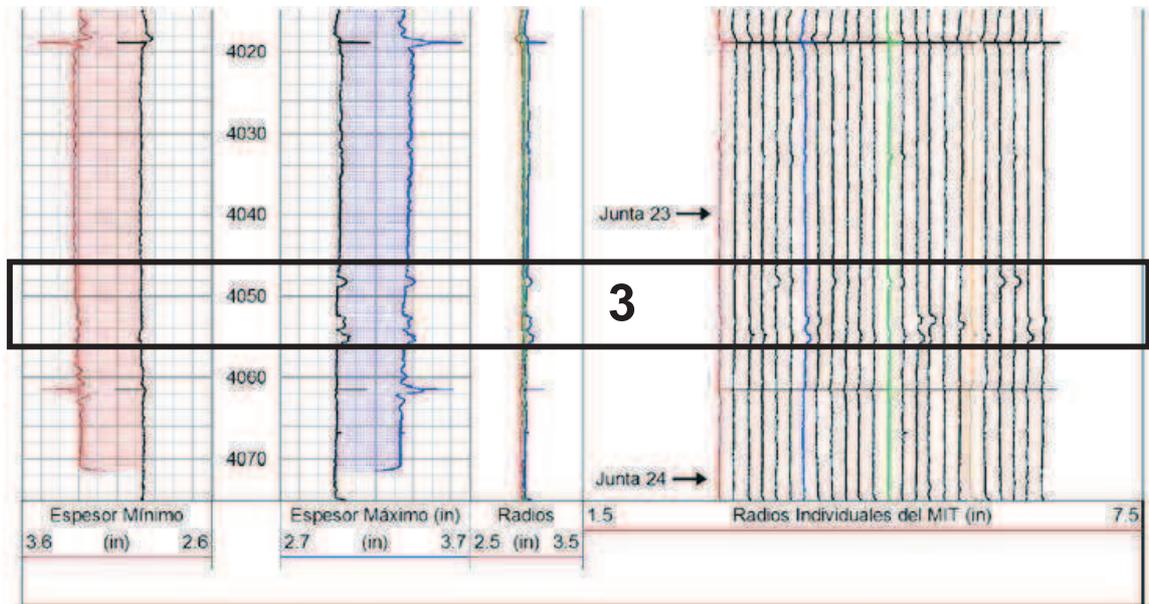


Figura 4.4, Registro de Inspección de Tubulares

4.3.1. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN

Se escogieron y se enumeraron varias zonas del registro para mostrar al lector la interpretación del daño en los tubulares, teniendo en cuenta la clasificación del daño y su proyección según la severidad del daño.

- **Agujero:** si la penetración excede el 90% del espesor de pared nominal
- **Daño circular:** si el área dañada excede el 50% de la circunferencia, pero su profundidad no excede $2 * D.I.$ del tubo
- **Daño lineal:** si la profundidad del daño excede a $4 * D.I.$ del tubo, pero se extiende menos del 30% de la circunferencia.
- **Daño general:** si la profundidad del daño excede $2 * D.I.$ del tubo y/o se extiende más del 30% de la circunferencia.

- **Daño aislado:** si la profundidad del daño no excede 4 * D.I. del tubo o se extiende más del 30% de la circunferencia.

De este registro se concluye que:

En la zona 1, se nota la presencia de un pequeño ensanchamiento del casing a 3500' con una profundidad máxima de 0,082" bajo el diámetro nominal de la tubería, debido posiblemente al asentamiento del Cement Retainer durante la primera cementación realizada.

En la zona 2, sección comprendida entre 3561' y 3567' correspondiente a la junta 12, se observan reducciones de los diámetros internos con una proyección máxima de 0.188" bajo el diámetro nominal. Debido posiblemente a depositaciones.

En la zona 3, se observa una zona con posibles picaduras en la sección comprendida entre 4046' y 4056' correspondiente a la junta 23, con una profundidad máxima bajo el diámetro nominal de 0,11".

En general, el casing evaluado presenta corrosión alrededor del 10% de la pared, con pequeñas reducciones del 15% de su espesor.

El análisis de los datos del MTT confirman la presencia generalizada de pérdida de espesor en la pared del tubular.

En la figura 4.5, se observa el pequeño ensanchamiento del casing a una profundidad de 3499.52 pies.

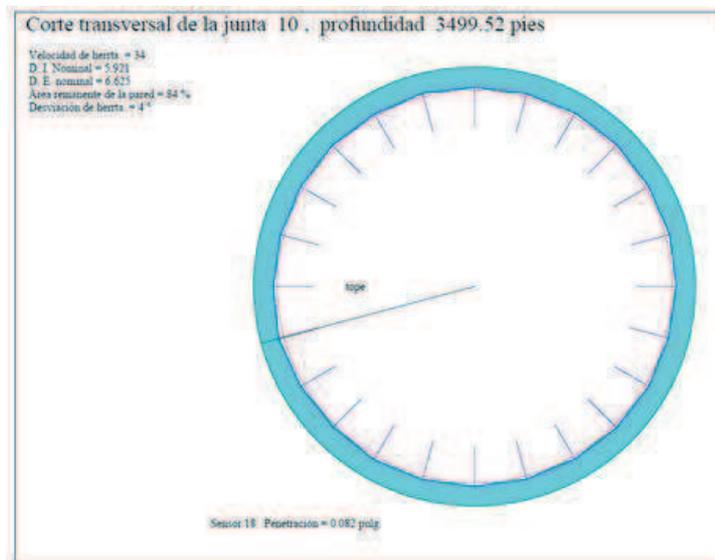


Figura 4.5, Corte transversal de la junta 10

En la figura 4.6, se observa la reducción en el diámetro interno del tubular, a una profundidad de 3562.64 pies.

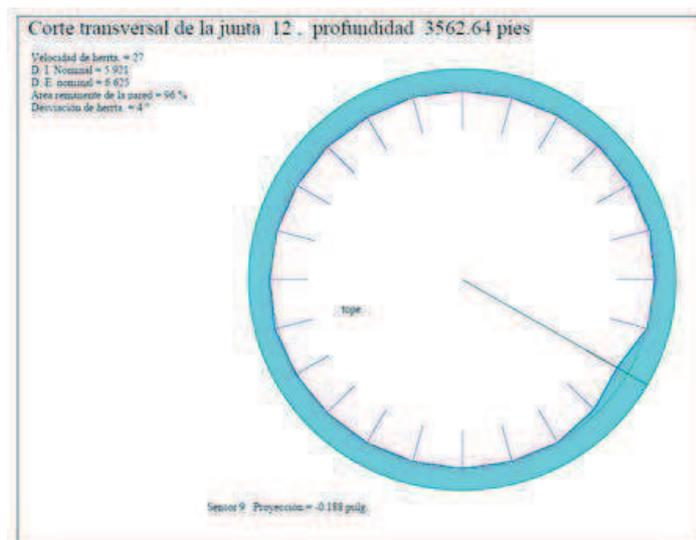


Figura 4.6, Corte transversal de la junta 12

En la Figura 4.7, se puede observar la disminución localizada en el espesor de la pared localizada en la parte exterior de la tubería.

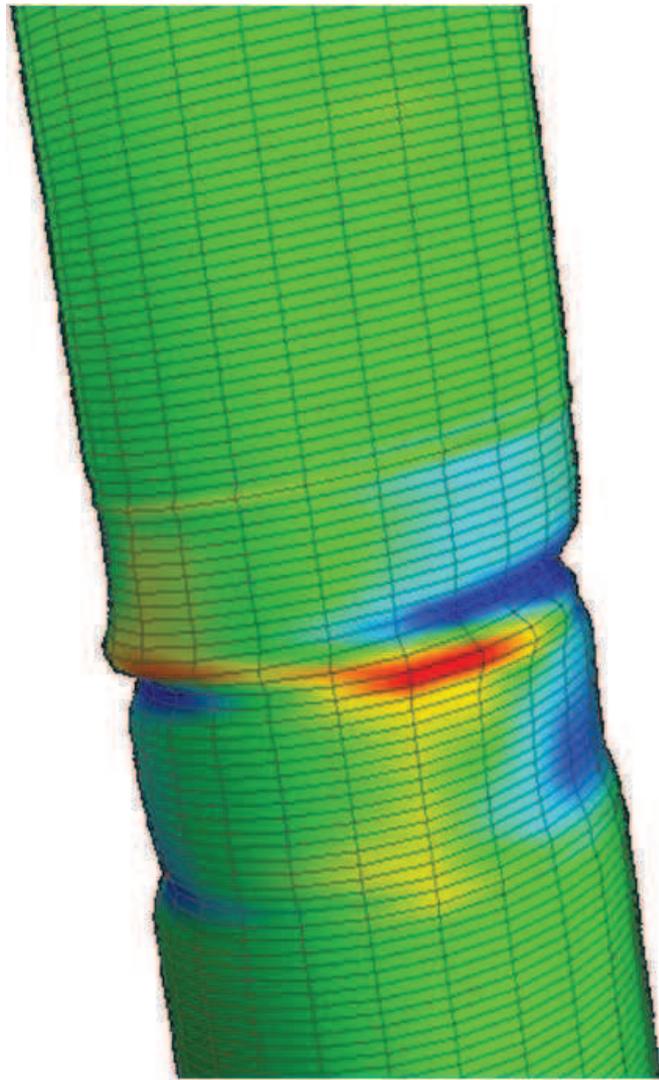


Figura 4.7, Corte lateral de la zona afectada, junta 12

En la figura 4.8, se observa la picadura existente en la junta 23, a una profundidad de 4054.89 pies.

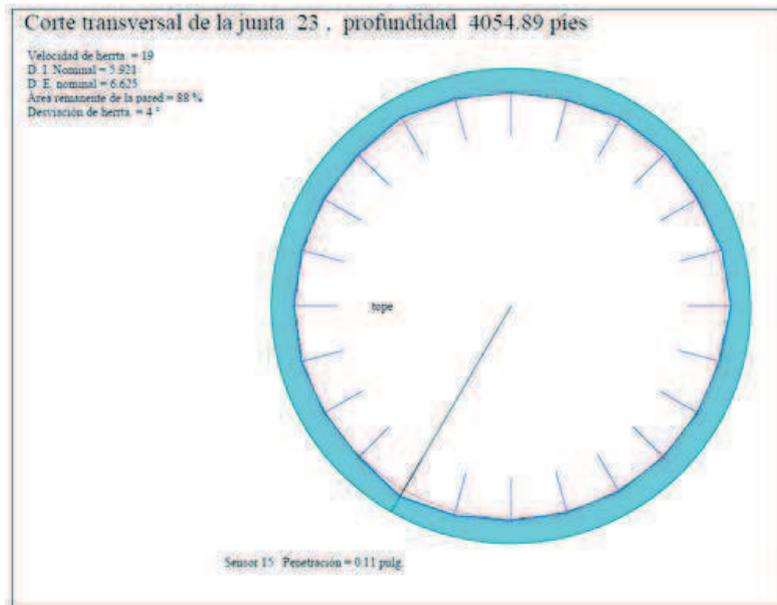


Figura 4.8, Corte transversal de la junta 23

Finalmente se puede observar la evaluación detallada que se le realizó al pozo, con la corrida de las tres herramientas que conforman la plataforma de inspección de tubulares e integridad del cemento.

CONCLUSIONES

- Se elaboró la evaluación de la plataforma de inspección de tubulares e integridad de cemento de la empresa HS Lupatech OFS, mediante la profundización en los tres primeros capítulos de una fundamentación teórica que incluyó un análisis en la utilidad e importancia de las herramientas como de la información adquirida; además de interpretación y análisis de los datos obtenidos con una experiencia en campo como se observó en el último capítulo.
- Se establecieron los procesos y procedimientos operacionales que intervienen, durante los trabajos realizados con las herramientas que hacen parte de la plataforma de inspección de tubulares e integridad de cemento y se determinó quienes, como y cuando se ejecutan los procesos, procedimientos y controles de las pruebas que se corren con las herramientas de la plataforma.
- Esta plataforma es uno de los servicios integrales ofrecido a las compañías operadoras brindando soluciones reales, debido a que es posible correr éste set de herramientas tanto antes del completamiento como durante la etapa productiva de los pozos. Realizando una recopilación de datos y un análisis eficaz para la realización de operaciones, pero sobre todo con mediciones precisas de las condiciones de fondo del pozo, estas herramientas son de alta confiabilidad y calidad que al final resultaran eficientes y rentables.
- Se pudo realizar un aporte con el estudio integrado de este trabajo, un soporte técnico como consulta y profundización de la temática del presente proyecto para los empleados de la empresa HS Lupatech OFS y para los estudiantes de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana mediante una investigación que no había sido abordada antes, con un lenguaje claro, evitando modismos o analogías complejas, sin descuidar la terminología propia del tema; sencillo al usar la estructura básica de la redacción y directo con el desarrollo del objetivo sin descripciones innecesarias. Finalmente un documento práctico para introducir cualquier

tipo de lector en la Plataforma implementada por la empresa HS Lupatech OFS para la determinación de las condiciones mecánicas de un pozo.

BIBLIOGRAFIA

- Ferry van der Vorst, James Ratcliffe, MIT033-Document: MN-MIT033-A-Multifinger Imaging Tool, 14th May 2007, Copyright © 2007 Sondex. All rights reserved.
- Tobben Tymons, Daphne Outwin, Tool Code: MTT001-Document: MN-MTT001-A-Magnetic Thickness Tool, 12th July 2004, Copyright © 2004 Sondex. All rights reserved.
- Probe-Powered by Ingenuity, Manual de Operación: 1-11/16" Radii Bond Parte No. 050-RADII-170
- Probe-Powered by Ingenuity, Multi-arm Caliper Tool (40 ARM) 050-MAC40-0010, Copyright © 2011 Probe Holdings. All Rights Reserved.
- MTT-MAGNETIC THICKNESS TOOL User Guide V1.0 November 2003, Copyright © Sondex Wireline Ltd 2003 All Rights Reserved.
- RBT003 (1 11/16") RBT004 (3 1/8"), ULTRAWIRE™ RADIAL BOND TOOL User Guide V1.0 November 2005, Copyright © Sondex Wireline Ltd 2005. All Rights Reserved.
- MIT-MULTIFINGER IMAGING TOOL User Guide V1.0 May 2004, Copyright © Sondex 2004 All Rights Reserved.