

ESTUDIO COMPARATIVO DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA ENTRE LA  
TECNOLOGÍA CONVENCIONAL Y LA TECNOLOGÍA FULL LENGTH ULTRASONIC  
TECHNOLOGY DE INSPECCIÓN PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE 3 1/2 "Y  
5" EN EL POZO LOTO 2 EN EL BLOQUE CPO-5

YESSY LEONARDO AMAYA GUTIÉRREZ  
SERGIO ESTEBAN LEAL CLAVIJO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D. C.  
2016

ESTUDIO COMPARATIVO DE LA VIABILIDAD TÉCNICO-FINANCIERA ENTRE LA  
TECNOLOGÍA CONVENCIONAL Y LA TECNOLOGÍA FULL LENGTH ULTRASONIC  
TECHNOLOGY DE INSPECCIÓN PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN DE 3 1/2 "Y 5  
"EN EL POZO LOTO 2 EN EL BLOQUE CPO-5

YESSY LEONARDO AMAYA GUTIÉRREZ .  
SERGIO ESTEBAN LEAL CLAVIJO.

Proyecto integral de grado para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director  
OSCAR GÓMEZ GONZÁLEZ  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D. C.  
2016

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

Firma del Presidente Jurado

---

Firma del Jurado

---

Firma del Jurado

Agosto del 2016

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la universidad y rector del claustro

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ**

Vicerrector de desarrollo y recursos humanos

**Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora académica y de posgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Secretario general

**DR. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano general de facultad de ingenierías

**Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) programa de ingeniería petróleos

**Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

Este trabajo de grado primero se lo quiero dedicar a mis padres Raúl Amaya y Fabiola Gutiérrez los cuales fueron los que me apoyaron en todo el transcurso de mi carrera, a una persona muy especial para mí que estuvo siempre conmigo el cual es mi novia Jenny Rojas y por ultimo a mi compañero Sergio Leal con el que nos colaboramos mutuamente y después de tanto por fin culminamos nuestra carrera profesional.

**Yessy Leonardo Amaya Gutierrez**

Agradezco a mis padres y tía por ser el estandarte que me llevo a lograr cumplir esta meta, a mis hermanos, a mis amigos a Maxito, y a mis compañeros especialmente a Leonardo por que fue con quien vivimos este proyecto, a todos lo que estuvieron siempre a mi lado en este camino por que gracias a todos sus consejos logramos cumplir este gran sueño.

**Sergio Esteban Leal Clavijo**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del presente trabajo de grado expresan su profundo agradecimiento a:

Dios, por todas las bendiciones, fuerza y valor que nos brinda día a día de nuestras vidas.

Nuestras familias que nos han apoyado ofreciendo todo su amor, cariño, dedicación y sabiduría para poder lograr y cumplir todas nuestras metas.

Al Ingeniero Oscar Gómez, por toda su colaboración, tiempo dedicado y ayuda, del cual aprendimos en todos los aspectos de la vida.

A nuestro orientador el Ingeniero Carlos Espinosa, por sus asesorías a lo largo de la elaboración del proyecto.

A la Universidad de América, sus docentes y directivas, que por medio de su dedicación y compromiso hoy es posible finalizar nuestros estudios.

A todos nuestros amigos y compañeros, que estuvieron con nosotros en este proceso para apoyarnos y colaborarnos.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	29
OBJETIVOS	30
1. GENERALIDADES DEL POZO LOTO 2	31
1.1 HISTORIA	31
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Columna Estratigráfica	34
1.3.2 Estratigrafía	34
1.3.2.1 Formación Une	36
1.3.2.2 Formación Gachetá	36
1.3.2.3 Formación Guadalupe	36
1.3.2.4 Formación Barco	36
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	36
1.3.2.6 Formación Mirador	37
1.3.2.7 Formación Carbonera	37
1.3.2.8 Formación León	38
1.3.2.9 Formación Guayabo	39
1.3.2.10 Formación Necesidad	39
1.3.3 Geología del Petróleo	39
1.3.3.1 Roca Generadora	39
1.3.3.2 Trampas	39
1.3.3.3 Migración	39
1.3.3.4 Roca Almacenadora	40
1.3.3.5 Roca Sello	40
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
2. GENERALIDADES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN, TECNOLOGÍAS Y CATEGORÍAS DE INSPECCIÓN.	41
2.1 GENERALIDADES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.	41

2.1.1 Tubería de perforación	41
2.1.2 Componentes de la tubería de perforación	41
2.1.2.1 Tubo de Perforación	41
2.1.2.2 Diámetro Externo (D.E)	42
2.1.2.3 Diámetro Interno (D.I)	42
2.1.2.4 Recalcado	43
2.1.2.5 Conexión PIN y BOX	43
2.1.2.6 Espesor de Pared	44
2.1.2.7 Marca de Identificación	44
2.1.2.8 Grados de la Tubería de Perforación	44
2.1.3 Daños de la tubería de perforación	45
2.1.3.1 Fatiga	45
2.1.3.2 Corrosión	46
2.1.3.3 Colapso	47
2.1.3.4 Estallido	48
2.2 MÉTODOS DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA	49
2.2.1 Inspección Óptica	49
2.2.2 Partículas Magnéticas	49
2.2.3 Líquidos Penetrantes	50
2.2.4 Electromagnetismo	50
2.2.5 Ultrasonido	51
2.3 CATEGORÍAS DE INSPECCIÓN	52
2.3.1 Categoría 1	52
2.3.2 Categoría 2	52
2.3.3 Categoría 3	53
2.3.4 Categoría 4	53
2.3.5 Categoría 5	53
3. TECNOLOGÍA CONVENCIONAL Y TECNOLOGÍA “FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY” DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA PERFORACIÓN	54
3.1 INSPECCIÓN DE TUBERÍA PERFORACIÓN	54
3.2 TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	54

3.3 PRINCIPIO DE LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	55
3.4 TECNOLOGÍA FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY	56
3.4.1 Descripción de la tecnología Flut	56
3.4.2 Integración de la tecnología convencional con la tecnología Flut	57
3.4.3 Principio técnica de ultrasonido	57
3.5 COMPONENTES, CALIBRACIÓN, OPERACIÓN E INTERFAZ DE LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL Y LA TECNOLOGÍA FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY	59
4. IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA TECNOLOGÍA FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY Y LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	66
4.1 DATOS OBTENIDOS POR LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL ANTES DE LA PERFORACIÓN	66
4.2 DATOS OBTENIDOS POR LA TECNOLOGÍA FLUT ANTES DE LA PERFORACIÓN	67
4.3 DATOS OBTENIDOS CON LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN	68
4.4 DATOS OBTENIDOS CON LA TECNOLOGÍA FLUT DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN	69
4.5 PRESENTACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS ANTES DE LA PERFORACIÓN	70
4.6 PRESENTACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN	80
5. EVALUACIÓN FINANCIERA	91
5.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN	92
5.2 ANÁLISIS DE INGRESOS DE OPERACIÓN	92
5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	94
5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	97
5.4.1 Flujo de efectivo	98
5.5 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA	102
6. CONCLUSIONES	103
7. RECOMENDACIONES	104

BIBLIOGRAFÍA	105
ANEXOS	107

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Información básica de los Pozos del Bloque CPO-5	31
<b>Tabla 2.</b> Rangos de tubería de perforación	42
<b>Tabla 3.</b> Ingresos mensuales de la tecnología convencional	93
<b>Tabla 4.</b> Ingresos mensuales de la tecnología "FLUT"	94
<b>Tabla 5.</b> Costos de operación mensual método de inspección convencional	95
<b>Tabla 6.</b> Costos de operación mensual tecnología "FLUT"	96

## LISTA DE CUADROS.

	pág.
<b>Cuadro 1.</b> Categorías de inspección	52
<b>Cuadro 2.</b> Componentes de la tecnología convencional y la tecnología FLUT.	60
<b>Cuadro 3.</b> Calibración y operación de la tecnología convencional y la tecnología FLUT	61
<b>Cuadro 4.</b> Interfaz de la tecnología convencional y la tecnología FLUT	65
<b>Cuadro 5.</b> Criterio de aceptación dimensional para el tubo en tubería de perforación usada de peso normal.	68
<b>Cuadro 6.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 1	70
<b>Cuadro 7.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 2	71
<b>Cuadro 8.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 3	72
<b>Cuadro 9.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 4	73
<b>Cuadro 10.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 5	74
<b>Cuadro 11.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 6	75
<b>Cuadro 12.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 7	76
<b>Cuadro 13.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 8	77
<b>Cuadro 14.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 9	78
<b>Cuadro 15.</b> Análisis y resultados de inspección antes de la perforación del tubular 10	79
<b>Cuadro 16.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 1	80
<b>Cuadro 17.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 2	81
<b>Cuadro 18.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 3	82
<b>Cuadro 19.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 4	83
<b>Cuadro 20.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 5	84
<b>Cuadro 21.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 6	85
<b>Cuadro 22.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 7	86

<b>Cuadro 23.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 8	87
<b>Cuadro 24.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 9	88
<b>Cuadro 25.</b> Análisis y resultados de inspección después de la perforación del tubular 10	89
<b>Cuadro 26.</b> Resultados de la inspección antes de la perforación	90
<b>Cuadro 27.</b> Resultados de la inspección después de la perforación	90
<b>Cuadro 28.</b> Inversión de la tecnología “FLUT”	92
<b>Cuadro 29.</b> Ingresos por servicio tecnología convencional	93
<b>Cuadro 30.</b> Tarifas por servicio de la tecnología “FLUT” en el Pozo Loto 2	94
<b>Cuadro 31.</b> Costos por servicio del método de inspección convencional en el Pozo Loto 2.	95
<b>Cuadro 32.</b> Costos por servicio del método de inspección FLUT en el Pozo Loto 2	96

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Localización Pozo Loto 2	33
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada del Pozo Loto 2	35
<b>Figura 3.</b> Tubería de perforación	41
<b>Figura 4.</b> Diámetro interno y externo de tubería	42
<b>Figura 5.</b> Recalcado de la tubería de perforación	43
<b>Figura 6.</b> Crossover de perforación pin y box	44
<b>Figura 7.</b> Tubería de perforación afectada por la corrosión	47
<b>Figura 8.</b> Tubería dañada a causa del estallido de tubería	49
<b>Figura 9.</b> Partículas magnéticas	50
<b>Figura 10.</b> Líquidos penetrantes	50
<b>Figura 11.</b> Inspección electromagnética	51
<b>Figura 12.</b> Inspección de tubería por ultrasonido	51
<b>Figura 13.</b> Montaje del equipo convencional	54
<b>Figura 14.</b> Ilustración del flujo magnético, Ley de Gauss	55
<b>Figura 15.</b> Tecnología FLUT	56
<b>Figura 16.</b> Principio de ultrasonido	58
<b>Figura 17.</b> Práctica de la medición de d.e por O.D Gauge	67

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Cálculo de espesor de pared	44
<b>Ecuación 2.</b> Cálculo de colapso de tubería	47
<b>Ecuación 3.</b> Cálculo de ovalidad	48
<b>Ecuación 4.</b> Cálculo de la excentricidad	48
<b>Ecuación 5.</b> Flujo magnético	55
<b>Ecuación 6.</b> Principio de Huygens	58
<b>Ecuación 7.</b> Cálculo de pérdida de espesor de pared	68
<b>Ecuación 8.</b> Cambio TI	97
<b>Ecuación 9.</b> Cambio TI 1	97
<b>Ecuación 10.</b> Relación Beneficio – Costo	98
<b>Ecuación 11.</b> VP Ingresos tecnología convencional	99
<b>Ecuación 12.</b> VP Costos tecnología convencional	99
<b>Ecuación 13.</b> Relación B/C inspección tecnología convencional	100
<b>Ecuación 14.</b> VP Ingresos tecnología “FLUT”	101
<b>Ecuación 15.</b> VP Costos tecnología “FLUT”	101
<b>Ecuación 16.</b> B/C Costo tecnología “FLUT”	101

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>Δ:</b>	Diferencial
<b>ρ:</b>	Densidad
<b>Φ:</b>	Porosidad
<b>μ:</b>	Ovalidad
<b>ε:</b>	Excentricidad
<b>%:</b>	Porcentaje
<b>°F:</b>	Grados fahrenheit
<b>A:</b>	Área
<b>API:</b>	<i>American petroleum institute</i>
<b>B/C:</b>	Relación beneficio costo
<b>BHA:</b>	<i>Bottom Hole Assembly</i>
<b>BS&amp;W:</b>	Contenido de agua y sólidos.
<b>°C:</b>	Grados centígrados
<b>Db:</b>	Decibel
<b>DC:</b>	Corriente continúa
<b>DE:</b>	Diámetro externo
<b>DI:</b>	Diámetro interno
<b>E:</b>	Este
<b>EMI:</b>	Inspección electromagnética
<b>FLUT:</b>	<i>Full Length Ultrasonic Technology</i>
<b>H:</b>	Colapso de tubería.
<b>HDLS:</b>	<i>Heavy Duty Landing String</i>
<b>Hz:</b>	<i>Hertz</i>
<b>KHz:</b>	<i>Kilohertz</i>
<b>I<sub>1</sub>:</b>	Emisor uno
<b>I<sub>2</sub>:</b>	Receptor
<b>lea:</b>	Interés efectivo anual
<b>lem:</b>	Interés efectivo mensual
<b>Lb:</b>	Libras
<b>Km:</b>	Kilómetro
<b>Ma:</b>	Millones de años
<b>MD:</b>	Profundidad medida
<b>Mm:</b>	Milímetros.
<b>MPI:</b>	Inspección por partículas magnéticas
<b>N:</b>	Norte
<b>n1:</b>	Número de ondas omitidas
<b>n2:</b>	Número de ondas recibidas
<b>P:</b>	Presión
<b>Ph:</b>	Potencial de Hidrógeno
<b>Prom:</b>	Promedio
<b>Pulg("):</b>	Pulgadas
<b>S:</b>	Sur
<b>TIO:</b>	Tasa interna de retorno

<b>TIR:</b>	Tasa de interés de oportunidad
<b>TOC:</b>	<i>Total organic carbon</i> (carbón total orgánico)
<b>TVD:</b>	Profundidad real vertical
<b>UT:</b>	Inspección por ultrasonido
<b>USD:</b>	Dólares americanos
<b>v:</b>	Velocidad de la onda producida
<b>v':</b>	Velocidad adyacente de la onda producida
<b>VPN:</b>	Valor presente neto
<b>W:</b>	Oeste
<b>Wb:</b>	Weber
<b>WOB:</b>	Peso sobre la broca
<b>WTI:</b>	<i>West Texas intermediate</i>
<b>Z:</b>	Angulo de formación de ondas
<b>Z':</b>	Angulo adyacente de la formación de ondas

## GLOSARIO

**ACRE:** un acre es una medida de superficie, equivale a 4046,8564224 m<sup>2</sup>.

**AMBIENTE DE DEPÓSITO:** es una parte de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos y se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes, están localizados en una de las tres categorías: Continental, marina o de transición (línea de costa).

**AMPERAJE:** es la unidad de intensidad de corriente eléctrica. Forma parte de las unidades básicas en el sistema internacional de unidades y fue nombrado en honor al matemático y físico.

**ANTICLINAL:** es un pliegue de la corteza terrestre que presenta los estratos más antiguos en su núcleo. Se forman por los efectos tectónicos de la dinámica terrestre.

**ANULAR:** el espacio existente entre dos objetos concéntricos, como lo es el espacio entre el pozo y la tubería de perforación o entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación, donde puede pasar el fluido de perforación.

**ARCILLOLITA:** roca sedimentaria de textura fisible con tamaño de partículas menor a 0.0039 milímetros de diámetro. Está compuesta principalmente de arcilla, por esto, los minerales que la componen son hidróxidos de hierro y aluminio. Se diferencian de las lutitas por su material totalmente endurecido.

**ÁREA TRANSVERSAL:** es un corte de 2 dimensiones en una figura de 3 dimensiones.

**ARENISCA:** roca sedimentaria de textura detrítica. El término se utiliza comúnmente para hacer alusión a la arena consolidada, cuyos granos son generalmente de 0.2 a 2 mm de tamaño. Se compone principalmente por arena cuarzosa, si bien a menudo las areniscas pueden contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento.

**ENSAMBLE DE FONDO DE POZO (*BOTTOM HOLE ASSAMBLEY*):** es un componente de la sarta de perforación y está integrado por el conjunto de todas las herramientas entre la broca y la tubería de perforación. Esta puede ser simple o compuesto y su longitud varía entre 500Ft y 1500Ft según las condiciones de operación (pesca, perforación, reparación o workover, pruebas de formación etc)

**BLOQUE:** en la industria petrolera se define bloque como la forma de asignación de áreas en las rondas licitatorias de crudo en el país.

**BOBINA:** inductor o reactor pasivo de un circuito eléctrico que, debido al fenómeno de autoinducción, almacena energía en forma de campo magnético

**BUZAMIENTO:** es el ángulo vertical que forma un estrato con respecto al plano horizontal.

**CALCÁREA:** son una clase del filo porífera. Son las únicas esponjas cuyo esqueleto mineral está compuesto por espículas de carbonato cálcico ( $\text{CaCO}_3$ ) cristalizado en forma de calcita o aragonito. Se cree son el grupo más primitivo de esponjas. Se conocen unas 400 especies actuales.

**CALIZA:** roca sedimentaria de origen marino, con tamaño de grano aproximado de 2 mm, su textura varía desde granos gruesos a granos fino, contiene al menos el 50% de carbonato de calcio en forma de calcita y pequeños porcentajes de otros materiales.

**CAMPO MAGNÉTICO:** es un campo de fuerza creado como consecuencia del movimiento de cargas eléctricas (flujo de la electricidad).

**CANAL FLUVIAL:** es el área del curso fluvial por donde discurren las aguas fluviales y se ubica entre la cuenca de recepción y el cono de deyección o de desembocadura. También se le denomina curso fluvial, canal fluvial, lecho fluvial, etc. la forma del canal depende del estado de desarrollo y del tipo de rocas por donde atraviesa el curso del río. Las formas principales son: dendrítico, enrejado, meandriforme, anastomosado, recto, deltaico, reticulado, radial, etc.

**CHERT:** roca sedimentaria formada por la deposición de sílice, su textura es coloidal, el tamaño de grano se encuentra entre 1/256 mm a 1/16 mm. Composición bióxido de silicio.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** es una representación utilizada en geología y sus subcampos de estratigrafía para describir la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

**CONCORDANCIA:** relación geométrica entre dos unidades estratigráficas superpuestas en las que existe paralelismo entre los materiales infrayacentes y suprayacentes.

**COMPLETAMIENTO:** se define como el diseño, la selección e instalación de tuberías, empaques y demás herramientas u equipos dentro y fuera del pozo con el propósito de producir el pozo de manera controlada, segura y rentable.

**CROSSOVER:** accesorio que permite la conexión de dos componentes con diferentes tipos de rosca o diámetro.

**CRUDO PESADO:** se conoce como crudo pesado a cualquier petróleo que no fluye con facilidad y que posee un índice de grados API inferior a 20°.

**CUENCA SEDIMENTARIA:** depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de placas, en la que se acumulan sedimentos. Las cuencas sedimentarias o simplemente cuencas, pueden tener forma cóncava o de fosa alargada.

**DELTA:** es una estructura convexa que destaca en la costa, en la desembocadura de un río. Los deltas se forman cuando existe un aporte de sedimentos suficientemente importante que supere la redistribución por procesos marinos tales como olas, corrientes y mareas.

**DRILL COLLAR:** es un tubo de acero o metal de espesores significativos, colocados en el fondo de la sarta de perforación, encima de la broca, lo cual proporciona la rigidez y peso suficiente para producir la carga axial requerida por la broca para una penetración más efectiva de la formación.

**DISCORDANCIA:** es una relación geométrica entre capas de sedimentos que representa un cambio en las condiciones en que se produjo su proceso de deposición

**ENSAYO NO DESTRUCTIVO:** cualquier tipo de práctica que se realiza a un material que no altere de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales.

**ESTRATIGRAFÍA:** es el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la tierra.

**EXCENRICIDAD:** describe cuán descentrada se encuentra una tubería dentro de otra tubería o dentro del agujero descubierto.

**EXPLORACIÓN:** es la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas que comprende todos aquellos métodos destinados a detectar yacimientos comercialmente explotables. Incluye el reconocimiento superficial del terreno, la prospección (sísmica, magnética y gravimétrica), la perforación de pozos de exploración y el análisis de la información obtenida.

**EXPLOTACIÓN (PRODUCCIÓN):** operación mediante la cual se extrae el petróleo crudo o hidrocarburo desde el yacimiento hasta superficie, esto se realiza mediante la generación de una caída de presión entre el yacimiento y el pozo que permite el flujo de fluidos, a su vez, se debe tener en cuenta que tipo de levantamiento artificial permitiría de mejor manera la extracción del fluido hasta superficie.

**FALLA:** es una discontinuidad la cual se forma por fractura de las rocas de la corteza terrestre a lo largo de la cual ha habido movimientos de uno de los lados.

**FALLA INVERSA:** se denomina falla inversa cuando el bloque colgante se mueve hacia arriba respecto del yacente. Se denominan cabalgamientos a las fallas inversas de bajo ángulo de buzamiento.

**FLUIDO DE PERFORACIÓN:** es una mezcla de arcillas, agua y productos químicos utilizada en las operaciones de perforación para lubricar y enfriar la broca, para elevar hasta la superficie el material que va cortando la broca, para evitar el colapso de las paredes del pozo y para mantener bajo control el flujo ascendente del aceite o del gas, entre otras funciones.

**FÓSILES:** son los restos o señales de la actividad de organismos pretéritos. Dichos restos, conservados en las rocas sedimentarias, pueden haber sufrido transformaciones en su composición (por diagénesis) o deformaciones (por metamorfismo dinámico) más o menos intensas. La ciencia que se ocupa del estudio de los fósiles es la paleontología. Dentro de la paleontología están la paleobiología, que estudia los organismos del pasado —entidades paleobiológicas, que conocemos solo por sus restos fósiles—, la biocronología, que estudia cuándo vivieron dichos organismos y la tafonomía, que se ocupa de los procesos de fosilización.

**GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO:** es una aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas.

**GLAUCONITA:** es un mineral del grupo de los silicatos, subgrupo filosilicatos y dentro de ellos pertenece a las micas. Es un hidroxil-silicato con numerosos iones metálicos, dando muchas variedades, hasta el punto de que más que un mineral la glauconita casi es considerada como grupo de minerales.

**GRAVEDAD API:** es la escala utilizada por el instituto americano del petróleo para expresar la gravedad específica de los hidrocarburos.

**HIDROCARBUROS:** son compuestos principalmente por átomos de hidrógeno y carbono, a temperatura de fusión y ebullición aumenta el número de átomos de carbono también tiene un contenido en menor proporción de azufre, nitrógeno y bajas concentraciones de metales como contaminantes.

**HOMOGENEIDAD:** la característica de uniformidad de un material. Si las irregularidades se distribuyen en forma uniforme en una mezcla de material, es un material homogéneo.

**INFRAYACENTE:** término que hace referencia a que está por debajo de..

**KERÓGENO:** es una materia precursora del petróleo y que tiene del 80 % al 90 % de materia orgánica, dentro de ella se encuentran una materia en menor cantidad y se denomina bitumen.

**LIMOLITA:** la limonita es una roca sedimentaria clástica compuesta principalmente de limo, partículas de tamaño definidos como granos de 0.0625 – 0.05 mm, las limonitas difieren significativamente de las areniscas debido a sus poros más pequeños y una mayor propensión a contener una significativa fracción de arcilla.

**LUTITA:** roca sedimentaria detrítica de origen marino formada por la consolidación de partículas finas. Su textura es de clastos de grano muy fino, presentando una estructura laminar fina y fisible, y un tamaño de partículas inferior a los 0.05 mm. Es considerada como una mezcla de arcillas con materiales calizos, acompañados con otros minerales como cuarzo o mica, y con trazas de materiales orgánicos.

**MAGNETISMO:** conjunto de fenómenos atractivos y repulsivos producidos por los imanes y las corrientes eléctricas.

**MIGRACIÓN:** desplazamiento del petróleo a través de las rocas. la migración primaria es el movimiento del crudo desde la roca madre hasta roca almacén. la migración secundaria consiste en el desplazamiento del petróleo de la roca almacén a la trampa donde se acumula.

**ONDA TRANSVERSAL:** es una onda en la que cierta magnitud vectorial presenta oscilaciones en alguna dirección perpendicular a la dirección de propagación. Las ondas electromagnéticas son casos especiales de ondas transversales donde no existe vibración de las partículas.

**OXIDACIÓN:** es una reacción química donde un metal o un no metal cede electrones, y por tanto aumenta su estado de oxidación.

**PARAFINAS:** material sólido o semi-sólido derivado de destilados o residuos; en otros países es conocida como cera de petróleo. Sus principales características son ser incoloras, inodoras y traslúcidas.

**PERFORACIÓN:** operación que consiste en perforar el subsuelo con la ayuda de herramientas apropiadas para buscar y/o extraer hidrocarburos.

**PERMEABILIDAD:** es una medida de la conductividad de un cuerpo poroso a los fluidos o capacidad de los fluidos para desplazarse entre los espacios que conectan los poros de una masa porosa.

**PESCA:** aplicación de herramientas, equipamiento y técnicas para la remoción de basura, residuos o piezas perdidas de un pozo.

**PETRÓLEO:** mezcla en proporciones variables de hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en los yacimientos bajo presiones y temperaturas elevadas. Se produce en el interior de la Tierra, por transformación de la materia orgánica acumulada en sedimentos del pasado geológico y puede acumularse en trampas geológicas naturales, de donde se extrae mediante la perforación de pozos.

**PLIEGUE:** deformación de las capas geológicas con forma ondulada, está constituido por el conjunto anticlinal y sinclinal.

**POROSIDAD:** es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos, que posee una roca y se define como, la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

**POZO:** es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie.

**PULSO ELECTROMAGNÉTICO:** emisión de energía electromagnética de alta intensidad en un breve período de tiempo.

**REFLEXIÓN:** es el cambio de dirección que experimenta una onda cuando choca contra una superficie lisa y pulimentada sin cambiar de medio de propagación.

**RESERVORIO:** es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo contenidos en rocas porosas o fracturadas

**SARTA DE PERFORACIÓN:** tubería de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la broca de perforación hasta la plataforma de perforación, se usa para proporcionar rigidez, estabilidad y el peso durante las operaciones de perforación se compone de drill collar, drill pipe y heavy weight drill pipe u otros accesorios dependiendo de la operación.

**SENSORES ACTIVOS:** Aquellos que emiten energía electromagnética generada artificialmente en la plataforma, la cual será después detectada a bordo tras sufrir una reflexión más o menos difusa en la superficie objeto de estudio.

**SELLO:** es una capa de roca que es impermeable a la migración de gas natural o de petróleo y la cual recubre una roca del yacimiento más porosa la cual contiene petróleo y gas.

**SÍLICE:** es un compuesto de silicio y oxígeno, llamado comúnmente sílice. Este compuesto ordenado espacialmente en una red tridimensional (cristalizado) forma

el cuarzo y todas sus variedades. Si se encuentra en estado amorfo constituye el ópalo, que suele incluir un porcentaje elevado de agua, y el sílex. Es uno de los componentes de la arena.

**SÍSMICA:** es un método geofísico que permite determinar en profundidad la forma y disposición de las diferentes unidades litológicas o capas de la tierra, mediante la detección de ondas acústicas, producidas por una fuente artificial (martillo, vibro, sismigel, etc.), propagadas a través del subsuelo según la elasticidad de las capas, que se detectan en la superficie tras reflejarse o refractarse usando sensores (geófonos), pueden ser 2D, 3D, 4D.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello. La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos.

**SOMERO:** es poco profundo (200 Ft a 300 Ft) o que está muy cerca de la superficie.

**SUPRAYACENTE:** término que hace referencia que sobresale o se encuentra por encima.

**TRAMPA:** una variedad de contenedor geológico sellado con capacidad para retener hidrocarburos, formado por los cambios producidos en el tipo de roca o por acuñamientos, discordancias, o rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes. Por el contrario, las trampas estructurales constan de estructuras geológicas en estratos deformados, tales como fallas y pliegues cuyas geometrías permiten la retención de hidrocarburos.

**TENSIÓN:** esta fuerza está contenida en el plano perpendicular al eje de simetría y es perpendicular al radio de la tubería, las sufren cada partícula de la pared de la tubería en ambas direcciones. En general no tiene por qué ser igual en todo el espesor, sino que puede variar.

**TOOL JOINT:** es el medio de enlace entre la broca y el rotary, es un tubo de acero con dos tool joint en los extremos (PIN o BOX) que en sus extremos son ensanchados y roscados de la tubería de perforación. Las medidas son: 2 3/8", 2 17/8", 3 1/2", 4 1/2" y 5 1/2"

**TORSIÓN:** es la multiplicación de la fuerza y la distancia más corta entre el punto de aplicación de la fuerza y el eje fijo.

**VISCOSIDAD:** es la resistencia que presenta un fluido a fluir o al movimiento como tal. La viscosidad es una propiedad inversamente proporcional al cambio de temperatura, se expresa normalmente en centipoises

## RESUMEN

La inspección de tubería de perforación es un requerimiento el cual exige el Instituto Americano del Petróleo con la norma API-RP7G2 y la DS-1 estos procedimientos poseen distintas categorías, varían según la necesidad de la inspección a realizar. En el actual trabajo de grado se explica la tecnología convencional que posee el método de inspección por electromagnetismo. Por otra parte, se explica la tecnología "*Full Length Ultrasonic Technology*" donde se unen dos categorías en una sola tecnología de inspección las cuales son electromagnetismo y ultrasonido, el uso de esta última tecnología, permite reducir significativamente los tiempos de inspección y por tanto los costos lo cual es beneficiosa a la empresa de inspección, la operadora y la industria petrolera en general.

En el presente trabajo de grado se realizó la implementación de la tecnología FLUT, se correlacionaron los resultados de esta con la tecnología convencional donde los tiempos de inspección de la tubería se reducen en comparación a la tecnología convencional que poseía la empresa, además de brindar más información acerca de la calidad de la tubería antes y después de la perforación.

El indicador financiero beneficio-costo evaluado para la aplicación de la tecnología "*Full Length Ultrasonic Technology*", comparado con la tecnología convencional, tienen resultados muy positivos, lo cual garantiza la rentabilidad para la empresa inspectora.

## PALABRAS CLAVES

Cuenca Llanos Orientales  
Tubería Perforación  
Tecnología "*Full Length Ultrasonic Technology*"  
Inspección tubería

## INTRODUCCIÓN

La inspección de tubería de perforación es un requisito establecido por la norma API RP-7G-2 y el DS-1 *Drill Stem Inspection*, entorno a las buenas prácticas de inspección, por la reducción de tiempos y mejorando los ingresos para la empresa inspectora y en el constante crecimiento tecnológico y la implementación de nuevas tecnologías, la empresa Magnatesting S.A, decide abrir nuevos mercados y suministrar una inspección con la más recientes técnicas, realizo la compra de la tecnología "*Full Lenght Ultrasonic Technology*".

La empresa Magnatesting S.A implementa la tecnología "FLUT" para reducir sus tiempos de inspección y sus costos operacionales, para la demostración de estos beneficios se compara con la tecnología convencional que posee la empresa para inspeccionar.

En el presente trabajo de grado se tomó la muestra de 10 tubulares los cuales se inspeccionaron por medio de la tecnología convencional y por medio de la tecnología FLUT realizando el análisis técnico y financiero de la utilización de dichas tecnologías, así demostrando la viabilidad de la adquisición de la tecnología para la empresa Magnatesting S.A

## OBJETIVOS

### OBJETIVO GENERAL

Estudiar la viabilidad técnico-financiera comparativa entre la tecnología convencional y la tecnología Full Length Ultrasonic Technology de inspección para tubería de perforación de 3 ½ “y 5 “en el Pozo Loto 2 en el Bloque CPO-5

### OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Pozo Loto 2 del bloque CPO-5 de la Cuenca de los Llanos Orientales.
- Describir las generalidades de la tubería de perforación, los métodos de inspección de tubería de perforación y categorías de inspección de tubería de perforación.
- Describir la mecánica, funcionalidad y aplicabilidad de la tecnología convencional y la tecnología “*Full Length Ultrasonic Tehcnology*” de inspección de tubería de perforación.
- Presentar los datos de inspección de la tubería de 3 ½” y 5” del Pozo Loto 2 con la tecnología convencional y la tecnología “*Full Length Ultrasonic Technology*”.
- Realizar la implementación de la tecnología “*Full Length Ultrasonic Technology*” y el análisis de los resultados obtenidos con el equipo convencional y la tecnología “*Full Length Ultrasonic Technology*”
- Evaluar la viabilidad técnico-financiera de la tecnología “*Full Length Ultrasonic Technology*” comparada con la tecnología convencional, usando el indicador financiero Beneficio - Costo.

## 1. GENERALIDADES DEL POZO LOTO 2

En este capítulo se exponen la historia, localización y marco geológico del Pozo Loto 2, ubicado en el Bloque CPO-5 en la Cuenca de los Llanos Orientales en Colombia.

### 1.1 HISTORIA

Según BNamericas<sup>1</sup> el contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos del Bloque CPO-5 se adjudicó en el 2008 en la ronda licitatoria de crudo pesado, por un área de 492.341 acres. En el mes de agosto del año 2013 se perforaron los primeros pozos exploratorios Kamal-1 y Loto-1. Con base en la sísmica 3D realizada, se perforó el Pozo exploratorio llamado Pozo Loto 2, cuya información básica junto con la de los anteriores pozos se relaciona en la **Tabla 1**. El Pozo se perforó en el mes de noviembre de 2015 y actualmente se encuentra en completamiento. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos a abril del 2016 el Bloque CPO-5 está operado por la empresa ONGC Videsh y se encuentra en exploración.

**Tabla 1.** Información básica de los pozos del Bloque CPO-5.

Nombre del pozo	Año de perforación	Objetivo exploratorio	Profundidad alcanzada (Ft)	Estado detallado del pozo
Kamal-1	2012	Exploratorio	10400	En pruebas
Loto-1	2013	Exploratorio	10500	En pruebas
Loto-2	2015	Exploratorio	10320	En completamiento

**Fuente:** Cifras y estadísticas de pozos perforados A2 Y A3, 2015, Agencia Nacional de Hidrocarburos 2015 Modificado por autores.

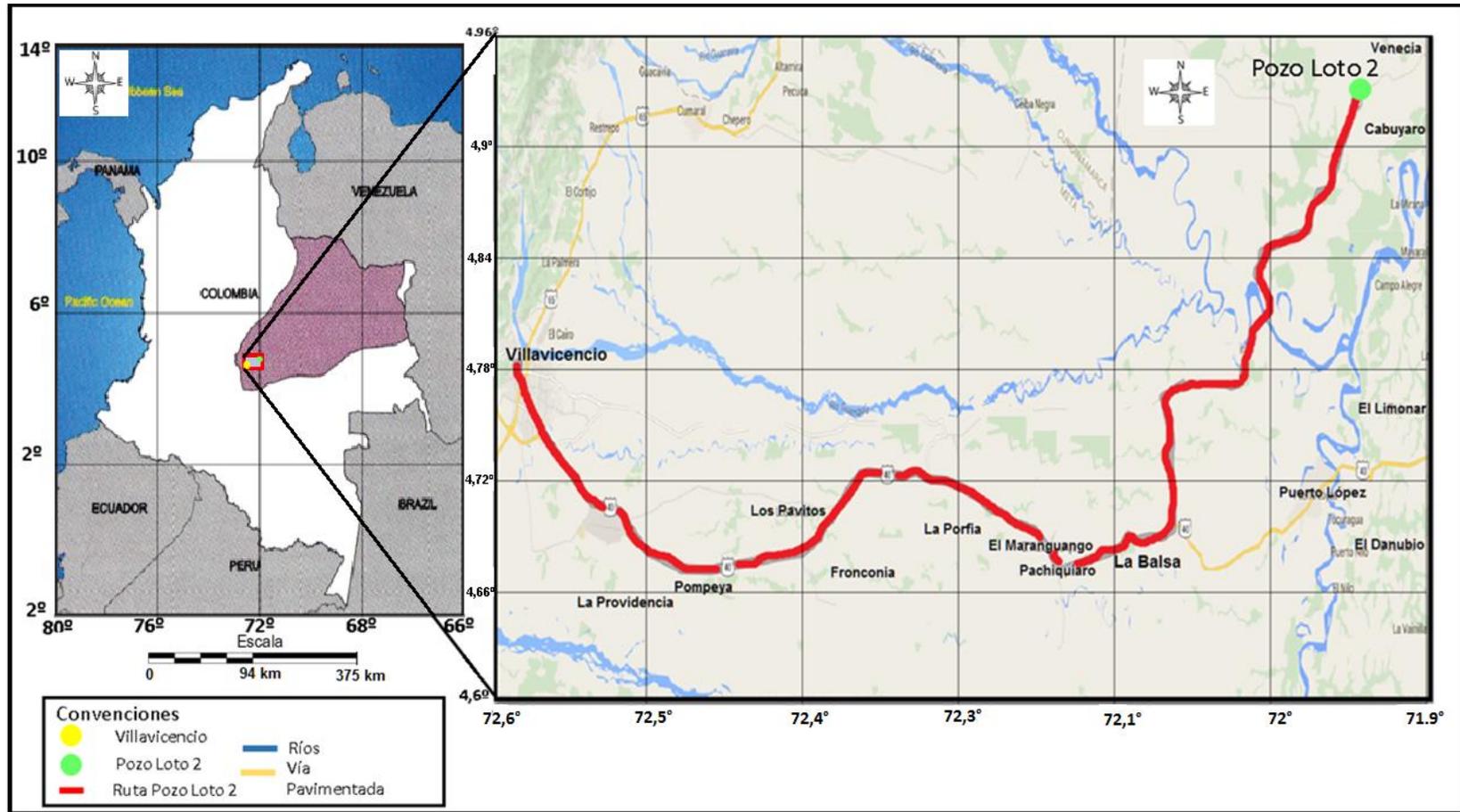
### 1.2 LOCALIZACIÓN

El Pozo Loto 2, se localiza en la Cuenca de los Llanos Orientales en el departamento del Meta, en el municipio de Cabuyaro. Para acceder por vía terrestre desde Bogotá, Departamento de Cundinamarca, se sale Yomasa tomando la vía a Villavicencio pasando por los municipios de Chipaque, Cáqueza, Puente Quetame, Guayabetal, Pipiral llegando a la ciudad de Villavicencio, Departamento del Meta, luego tomar la salida a Apiay por el sureste de la ciudad pasar por los municipios de Pompeya, Pachiaquiari, El Maranguango y La Balsa llegando así hasta una desviación en la vía principal y tomar vía destapada por una distancia de 44.7 km hacia el noreste hasta llegar al Pozo Loto 2. Para acceder por vía aérea desde

<sup>1</sup> Bloque CPO-5 - BNamericas. [Consultado el 1/25/20162016]. Disponible en: <a href='http://www.bnamericas.com/project-profile/es/cpo-5-block-cpo-5' target='\_blank'>http://www.bnamericas.com/project-profile/es/cpo-5-block-cpo-5</a>

Bogotá, se puede tomar un vuelo desde el aeropuerto (El Dorado) al aeropuerto (Vanguardia) de Villavicencio, Departamento del Meta y tomar después la vía terrestre anteriormente descrita hasta llegar al Pozo Loto 2, conforme a la **Figura 1**.

**Figura 1.** Localización Pozo Loto 2.



**Fuente:** CEDIEL. FABIO Petroleum Geology of Colombia:Llanos Basin. Vol 9. Medellín: Fondo Editorial Universidad EAFIT, Diciembre de 2011. 17p. Mapa Municipios Departamento del Meta, Bogotá. Google Earth 2016. Consultado 31/03/2016 Modificado por autores.

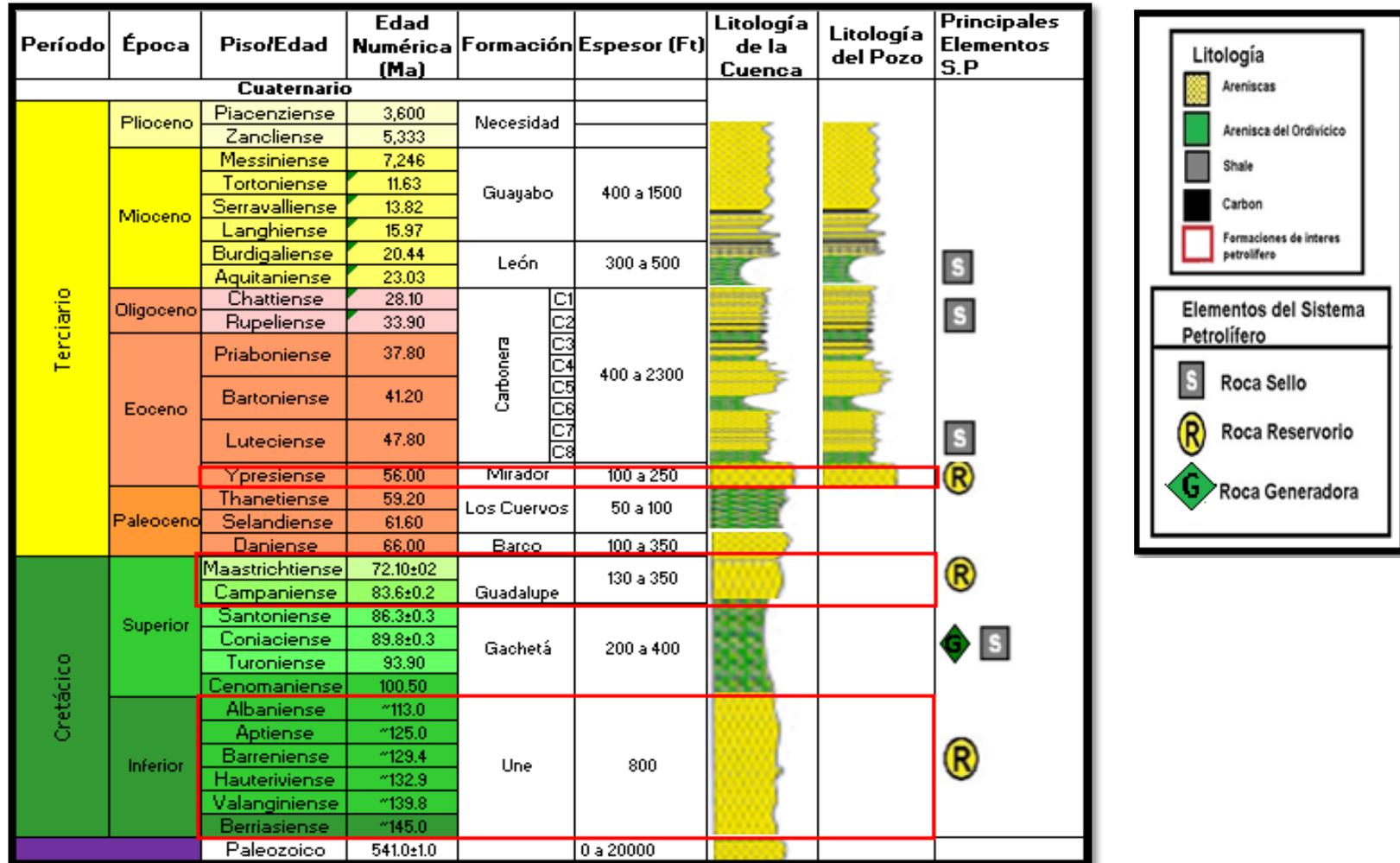
### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

Este incluye la estratigrafía, la geología estructural y geología del petróleo del Pozo Loto 2 ubicado en el Bloque CPO-5 de la Cuenca de los Llanos Orientales.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** En la **Figura 2** se presenta la columna estratigráfica generalizada del Pozo Loto 2 el cual atravesó rocas del terciario al cretáceo; así mismo se muestran los principales parámetros del sistema petrolífero asociado al Pozo.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación, se realiza una descripción general de las formaciones presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales tal como se muestra en la **Figura 2** y la del Pozo Loto 2 que se perforó hasta la Formación Mirador.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Pozo Loto 2.



Fuente: TGT Gamas Corporation Sucursal Colombia, Febrero 2016. p. 8. Modificado por autores.

**1.3.2.1 Formación Une.** De acuerdo con Hubach<sup>2</sup>, la Formación Une es de edad del cretáceo inferior; Consiste litológicamente de areniscas ricas en cuarzo con intercalaciones menores de lutitas y limolitas con alto contenido de carbón. Su espesor crece hacia el noroeste, presenta valor de cero en el límite de erosión. La formación Une tiene un espesor promedio de 350 Ft. Su ambiente de depósito es continental. La Formación está en contacto discordante con el Paleozoico que le infrayace.

**1.3.2.2 Formación Gachetá.** Según Beicip<sup>3</sup>, esta formación es de edad del Cretáceo superior. Está constituida por una secuencia de lutitas de color gris a gris oscuro, con una menor cantidad de areniscas con contenido variable de glauconita y a veces presenta pequeños niveles calcáreos; Posee un ambiente de depósito continental, en la parte superior es deltáico, El espesor de esta formación es de 400 Ft, la formación está en contacto concordante con la Formación Une que le infrayace.

**1.3.2.3 Formación Guadalupe.** Según Hettner<sup>4</sup>, la edad de este grupo es del Santoniano a Maastrichtiano (Cretáceo Superior), está constituida por areniscas cuarzosas de grano fino, intercaladas con arcillolitas, limonitas silíceas y chert que comúnmente muestran plegamientos; localmente presenta calizas y areniscas cuarzosas cementadas por carbonato; su espesor total varía entre los 130 y 350 Ft, su ambiente de depósito es marino. La Formación Guadalupe está en contacto discordantemente con la Formación Gachetá que le infrayace.

**1.3.2.4 Formación Barco.** Según Notestein<sup>5</sup>, es de la edad del Paleoceno, está compuesta por areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base, suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas de carbón. Tiene un espesor total de 350 Ft., el ambiente de depósito es deltáico. La Formación Barco está en contacto concordante con la Formación Guadalupe que la infrayace.

**1.3.2.5 Formación Los Cuervos.** Según Notestein<sup>6</sup>, la formación Los Cuervos se encuentra entre las edades del Paleoceno y Eoceno temprano. Está constituida

---

<sup>2</sup>HUBACH et al.,1931, citado por ANH.Cuenca de los Llanos Orientales Integración Geológica de la digitalización y Análisis de Núcleos,Agencia Nacional de Hidrocarburos, Diciembre 2012.p.48

<sup>3</sup> BEICIP et al.,1995, citado por ANH. Cuenca de los Llanos Orientales Integración Geológica de la digitalización y Análisis de Núcleos,Agencia Nacional de Hidrocarburos, Diciembre 2012.p.48

<sup>4</sup>HETTNER et al.,1892, citado por ANH. Cuenca de los Llanos Orientales Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos,Agencia Nacional de Hidrocarburos, Diciembre 2012.p.48

<sup>5</sup> NOTESTEIN et al.,1944 citado por GONZÁLES, JIMÉNEZ. Fabián Armando,Gionnay. Caracterización Geoquímica y Estratigráfica del Intervalo Paleoceno Superior para una transecta entre el Pozo Coporo-1 y Gibraltar-1 Piedemonte Llanero, Universidad Industrial de Santander,2005.p.11

<sup>6</sup> NOTENSTEIN et al.,1944 citado por GONZÁLES, JIMÉNEZ. Fabián Armando,Gionnay. Caracterización Geoquímica y Estratigráfica del Intervalo Paleoceno Superior para una transecta entre el Pozo Coporo-1 y Gibraltar-1 Piedemonte Llanero, Universidad Industrial de Santander,2005.p.14

principalmente por arcillolita y lutitas con capas de carbón en la base y algunas capas de arenisca a través de la sección, también está compuesta por lutitas y arcillolitas de color gris oscuro, carbonáceas, intercaladas con limolitas micáceas y carbonáceas, areniscas de grano fino y carbón. Las arcillolitas presentan una frecuencia de color rojo, amarillo y púrpura, las areniscas son de un color gris verdoso. Su ambiente de depósito es marino; cuenta con un espesor promedio de 75 Ft. La Formación está en contacto concordante con la Formación Barco que le infrayace.

**1.3.2.6 Formación Mirador.** Según Gardner<sup>7</sup>, esta formación es de las edades del Eoceno y el Oligoceno. Posee areniscas grises y blancas, arcóscas, masivas con inter-estratificaciones con guijarros de lutita gris a la parte media con un espesor de 300 Ft, presenta una capa de lutitas y arcillolitas grises, verdosas y pardo amarillas con mantos de carbón y niveles de arenisca con restos vegetales con un espesor aproximado de 600 Ft. Esta posee ambiente de depósito marino, la Formación está en contacto discordante con la Formación Los Cuervos que le infrayace.

**1.3.2.7 Formación Carbonera.** Según Notestein<sup>8</sup>, esta formación es de las edades del Eoceno superior y el Oligoceno inferior. Está compuesta por una amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales, también consiste en una serie de arcillolitas grises a grises verdosas, marrón, limolitas y carbones. Las areniscas son de mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección y los lentes de carbón son comunes hacia la parte inferior de la misma, su ambiente de depósito es marino y debido a esto se ha dividido litológicamente por sus intercalaciones de material fino y arenoso en toda la unidad, en 8 unidades operacionales C1 a C8, siendo las unidades pares (C2, C4, C6 y C8) constituidas principalmente por niveles arcillosos. Posee un espesor promedio de 1650 Ft. La Formación Carbonera está en contacto discordante a la Formación Mirador que le infrayace.

- **C8:** Esta unidad está compuesta por material fino y arenoso en su mayoría areniscas de grano grueso a fino y con materiales arcillosos provenientes por su ambiente de depósito marino, que provienen del tope de la formación Mirador. Posee un espesor promedio de 230 Ft, está en contacto discordante con la Formación Mirador que le infrayace.
- **C7:** Se compone de areniscas de color crema a parduzco, de grano fino a medio a veces conglomerático separados por niveles de arcillolitas de color gris a

---

<sup>7</sup> GARDNER et al.,1944 citado por GONZÁLES, JIMÉNEZ. Fabián Armando,Gionnay. Caracterización Geoquímica y Estratigráfica del Intervalo Paleoceno Superior para una transecta entre el Pozo Coporo-1 y Gribaltar-1 Piedemonte Llanero, Universidad Industrial de Santander,2005.p.31

<sup>8</sup> HETTNER et al.,1892, citado por ANH. Cuenca de los Llanos Orientales Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos,Agencia Nacional de Hidrocarburos, Diciembre 2012.p.49

verduzco, su ambiente de depósito es ambiente marino, su espesor promedio es de 265 Ft.. Está en contacto concordante con C8 que le infrayace.

- **C6:** Esta unidad tiene una composición arcillosa en su mayoría por arcillolitas de color marrón, su ambiente de depósito es deltáico, su espesor total varía entre 100 Ft a 150 Ft. Está en contacto concordante con la unidad C7 que le infrayace.
- **C5:** Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolitas y areniscas poco consolidadas de tamaño de grano predominantemente medio a veces de grano grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas con glauconita. Tiene un ambiente de depósito marino, su espesor total varía entre 50 Ft a 300 Ft. Esta unidad está en contacto con C6 concordante que le infrayace.
- **C4:** En esta unidad no siempre son evidentes las características litológicas, aunque está compuesta por una alternancia de capas de areniscas, limolitas y lutitas. Posee un ambiente de depósito marino. Tiene un espesor entre 150 Ft y 300 Ft. Está en contacto concordante con la unidad C5 que le infrayace.
- **C3:** Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos niveles de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la parte central de la cuenca, su ambiente de depósito es continental, posee un espesor promedio de 150 Ft. Esta unidad está en contacto concordante con la unidad C4 que le infrayace.
- **C2:** Esta unidad es el mejor sello desarrollado después de la formación León, está compuesta por lutitas grises y algunas limolita, su ambiente de depósito es deltáico y su espesor varía entre 100 Ft y 200 Ft. Esta unidad está en contacto concordante con la unidad C3 que le infrayace.
- **C1:** Es la última secuencia arenosa de la formación carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León, está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises, su ambiente de deposición es continental. Cuenta con un espesor promedio de 300 Ft. Esta unidad está en contacto concordante con C2 que le infrayace.

**1.3.2.8 Formación León.** Según Julivert<sup>9</sup>, es de la edad del Mioceno medio, está constituida por lutitas y arcillolitas de colores verdosos las cuales son lutíticas y también hacia la base predominan las arcillas las cuáles son la característica de esta formación, aunque a menudo se presentan algunas limolitas en partes de arenas. Tiene un espesor de 500 Ft promedio. La formación León tiene un ambiente

---

<sup>9</sup> Manuel. Léxico Estratigráfico Internacional Volumen V. Ingeominas, Febrero de 1999.p. 268 - 270.

de depósito marino. La Formación León está en contacto concordante con la Unidad C1 que le infrayace.

**1.3.2.9 Formación Guayabo.** Según Hubach<sup>10</sup>, es de las edades del mioceno tardío y el cuaternario, está constituido por una alternancia de arcillolitas de colores grises a pardo rojizos muy solubles y areniscas mal clasificadas, de finas a muy gruesas, en ocasiones con etapas de conglomerados hacia el tope con niveles carbonosos, su ambiente de depósito es continental. Esta formación posee un espesor de 400 Ft en promedio. La Formación Guayabo está en contacto concordante con la Formación León que le infrayace.

**1.3.2.10 Formación Necesidad.** Según Julivert<sup>11</sup>, 199 es de las edades del Plioceno tardío y el Pleistoceno temprano, está compuesta por una secuencia de conglomerados poco consolidados alternado con areniscas de grano fino a grueso y en cantidades menores de arcillas; posee un ambiente de depósito continental. Esta formación posee un espesor aproximado de 130 Ft. La Formación Necesidad está en contacto concordante con la Formación Guayabo que le infrayace.

**1.3.3 Geología del Petróleo.** A continuación, se describen los principales aspectos para el sistema petrolífero asociado al Pozo Loto 2 del Bloque CPO-5 en la Cuenca de los Llanos Orientales.

**1.3.3.1 Roca Generadora.** La principal roca generadora para la Cuenca de los Llanos Orientales y por tanto se presume para el Pozo Loto 2, corresponde a las lutitas de la Formación Gachetá, estas presentan un kerógeno tipo II el cual posee un gran potencial generador de aceite, según el informe de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Llanos Ronda 2010<sup>12</sup> los rangos de TOC entre 1% - 3% y valores de reflectancia vitrinita entre 0.6 a 1.0%.

**1.3.3.2 Trampas.** La trampa en el Pozo Loto 2 es de tipo estructural representada por un anticlinal asociado a una falla inversa a cada extremo las que normalmente actúan como sello lateral para entrapamiento de hidrocarburos.

**1.3.3.3 Migración.** De acuerdo al informe de la Ronda 2010 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos<sup>13</sup> se encuentran dos pulsos de migración que han sido

---

<sup>10</sup> HUBACH et al., 1957, citado por ANH. Cuenca de los Llanos Orientales Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Diciembre 2012.p.52

<sup>11</sup> Manuel. Léxico Estratigráfico Internacional Volumen V. Ingeominas, Febrero de 1999.p. 270 - 272

<sup>12</sup> Llanos (pdf)-Ronda Colombia 2010.pdf. [Consultado el 3/31/2016]. Disponible en: <a href='http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones' target='\_blank'>http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones</a> y Poster Técnicos/Llanos (pdf)-Ronda Colombia 2010.pdf

<sup>13</sup>Llanos (pdf)-Ronda Colombia 2010.pdf. [Consultado el 3/31/2016]. Disponible en: <a href='http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones' target='\_blank'>http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-

documentados, el primero durante el Eoceno tardío – Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa hasta la actualidad que se realizó debido a una migración primaria de hidrocarburos en la cual consistió desde al sureste a noreste de la Formación Gacheta donde encontró condiciones favorables para su entrapamiento.

**1.3.3.4 Roca Almacenadora.** Las arenas de la formación Mirador son almacenadoras de hidrocarburos durante la secuencia del terciario para la Cuenca de los Llanos Orientales; para el Pozo Loto 2 las arenas de la Formación Mirador son almacenadoras de hidrocarburos su porosidad se encuentra entre el 10% al 20%, permeabilidades entre 100 a 300 md y poseen un espesor promedio de 100 a 800 Ft, la Formación Guadalupe también es una buena almacenadora de hidrocarburos su porosidad se encuentra entre 10% al 15%, permeabilidades entre 80 a 200 md y un poseen un espesor promedio entre 130 a 350 Ft y las arenas de la Formación Une son almacenadoras de hidrocarburos posee una porosidad entre el 12% al 25%, permeabilidades de 150 a 400 md y espesor de 800 Ft.

**1.3.3.5 Roca Sello.** El sello de la Cuenca de los Llanos Orientales, corresponde a los niveles lutíticos de la Formación Guadalupe, Carbonera y Gachetá, el cual actúa como sello intraformacional.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Bloque CPO-5 tiene tres pozos perforados como son Kamal-1, Loto-1 y Loto-2, a la fecha no se dispone de producción comercial, aunque para el Pozo Loto 2 que alcanzó una profundidad total de 10.320 Ft; se probaron dos zonas en la formación Mirador, L1 y L3, cuyos análisis de perfilajes eléctricos indica la presencia de un área total de 54 Ft pero el espesor L1, arroja una mezcla de agua y petróleo con un contenido de agua BS&W de 96% y petróleo de 16° API, y L3 arroja agua y petróleo con BS&W de 97% y petróleo de 10° API. El Pozo Loto 2 está suspendido temporalmente a la espera de más análisis de estos resultados.

## 2. GENERALIDADES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN, TECNOLOGÍAS Y CATEGORÍAS DE INSPECCIÓN

El siguiente capítulo tiene como propósito presentar el marco teórico donde se explica qué es la tubería de perforación y cuáles son los métodos de inspección de tubería.

### 2.1 GENERALIDADES DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

**2.1.1 Tubería de perforación.** Los tubulares de perforación o tubería de perforación como se observa en la **Figura 3**. Son utilizados para realizar los trabajos durante la operación de perforación con el fin de comunicar el BHA con superficie; esta, durante los trabajos de perforación se encuentra expuesta a múltiples esfuerzos (torsión y tensión) y ambientes corrosivos, por ejemplo, el Cloruro de Sodio (NaCl).

Las principales características técnicas que se deben conocer sobre la tubería son: diámetro interno y exterior del tubo, peso nominal, peso ajustado, grado (E, X, G, S), clase (*Ultra Class, Premium Class, Class 2* y Rechazo), resistencia de la tensión, (clase, espesor de pared, torsión de enrosque, conexión).

**Figura 3.** Tubería de perforación.



**2.1.2 Componentes de la tubería de perforación.** A continuación, se presentan cada uno de los componentes de la tubería de perforación.

**2.1.2.1 Tubo de Perforación.** Pieza cilíndrica que posee una medida lineal determinada con diámetro exterior e interior, recalcados una conexión que puede ser PIN o BOX, espesor de pared y una marca de identificación.

La longitud de un tubular de perforación va desde el sello del PIN hasta el sello del BOX, en la práctica de la industria y según la norma API para determinar la longitud del tubo nunca se debe incluir el PIN ya que al realizar la conexión el PIN queda dentro del BOX. Los rangos que se pueden encontrar de tubería de perforación se pueden observar en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Rangos de tubería de perforación.

Rango	Longitud (Ft)
Rango 1	18 a 22
Rango 2	27 a 30
Rango 3	33 a 45

**Fuente:** American petroleum institute "Recommended practices for drill stem designed and operatin limits". API 7G sexta edición, diciembre 1, 1998.

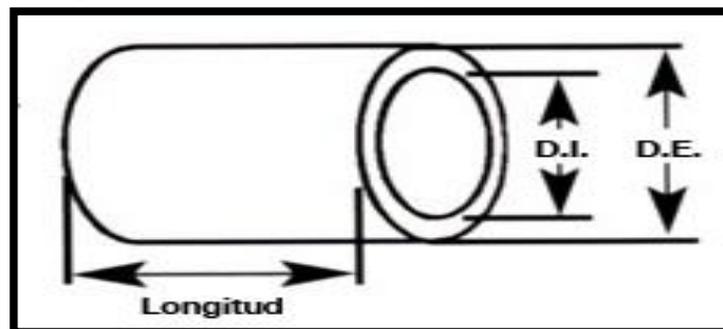
La tubería de perforación es la parte de la sarta que transmite la potencia rotacional a la broca y conduce el fluido de perforación al fondo del pozo; como todo equipo petrolero sus especificaciones están dadas por el Instituto Americano del Petróleo (API), su rango de diámetro externo varía de 2 3/8" a 6 5/8" y su peso nominal esta dado en Lb/Ft, que depende de la conexión (*Tool Joint*).

**2.1.2.2 Diámetro Externo (D.E).** es la medida que posee la tubería por el cuerpo en su parte exterior.

**2.1.2.3 Diámetro Interno (D.I).** es la medida que posee la tubería por el cuerpo en su parte interior.

En la **Figura 4** se observa cual es el diámetro interno, el diámetro, externo y la longitud total de la tubería.

**Figura 4.** Diámetro interno y externo de tubería.



**Fuente:** Cojinetes de bronce sinterizado, engranajes helicoidales, rectos y de piñón, barras y placas rectangulares de SYMMCO. [Consultado el 4/3/20162016]. Disponible en: <ahref='http://www.symmco.com/symmco\_mx/newpages/Tolerances.html' target='\_blank'>.</ahref>

**2.1.2.4 Recalcado.** Es el diferencial de espesor que se encuentra ubicado en las conexiones de la tubería (PIN y BOX) como se aprecia en la **Figura 5**, donde el recalcado es la parte de la tubería que se encuentra coloreada de color naranja, este permite tener un factor de seguridad en la parte que se encuentra soldada para suministrar resistencia mecánica y otras consideraciones a la hora de la fundición del tubo, tiene un área en cada extremo aproximadamente de 6" de longitud.

**Figura 5.** Recalcado de la tubería de perforación.



**2.1.2.5 Conexión PIN y BOX.** Es el punto de unión entre el PIN de un tubo y el BOX de otro tubo, donde como se puede ver en la **Figura 6**.

**Figura 6.** Tool joint de perforación PIN y BOX.



**Fuente:** Holly Pipe.Drill Pipe.Drill Pipe Tubulars.Drill Pipe Collars. Heavy Weight Drill Pipe.[Consultado el 4/4/20162016]. Disponible en:<http://www.hollypipe.com/drill-pipe.php>'

**2.1.2.6 Espesor de Pared.** Es el ancho (área transversal) que tiene la pared del tubo de perforación, se puede calcular como se observa en la **Ecuación 1**.

**Ecuación 1.** Cálculo de espesor de pared.

$$E = D_e - D_i$$

Dónde:

- $D_e$  = Diámetro externo (").
- $D_i$  = Diámetro interno (").

**2.1.2.7 Marca de Identificación.** La información referente al grado y el peso de la tubería de perforación se graba en una ranura colocada en la base del PIN a excepción de la tubería grado E-75, ya que esta marca de identificación se coloca en el PIN.

**2.1.2.8 Grados de la Tubería de Perforación.** Los grados de la tubería de perforación de acuerdo con el Instituto Americano del Petróleo <sup>14</sup>

<sup>14</sup>Search Results. [Consultado el 2/1/20162016]. Disponible en: <http://www.api.org/Search/Search-Results?keyword=drill></a> pipe

- **Grado E-75:** Es el menos resistente, sin embargo, tiene mayores propiedades antioxidantes. Con una resistencia a la tensión mínima de 75,000 lb/pulg<sup>2</sup>
- **Grado X-95:** Es más resistente que el grado anterior y con menos propiedades antioxidantes. Con resistencia a la tensión mínima de 95,000 lb/pulg<sup>2</sup>
- **Grado G-105:** El grado de resistencia incrementa, y el grado de propiedades antioxidante, disminuye. Con resistencia a la tensión mínima de 105.000 lb/pulg<sup>2</sup>
- **Grado S-135:** Es el más resistente y de menores propiedades antioxidantes, con resistencia a la tensión mínima de 135,000 lb/pulg<sup>2</sup>,

**2.1.3 Daños de la tubería de perforación.** Según el Manual de Perforación de Ecopetrol<sup>15</sup> la tubería de perforación es sometida constantemente a múltiples esfuerzos, como, por ejemplo, en la perforación direccional las fuerzas de torsión y tensión que la hacen propensa a sufrir diversas deformaciones, hasta llegar a romperse. A pesar de que la tubería está diseñada para usarse hasta su agotamiento, debe existir cuidado en su transporte, además del mantenimiento preventivo como la inspección de tubería, para obtener el máximo aprovechamiento durante su vida útil. Las principales causas de fallas en la tubería suceden por alguno o varios de los siguientes factores:

**2.1.3.1 Fatiga.** El metal se debilita cuando está sometido a cargas: el acero tiene la capacidad de absorber cargas dinámicas o ciclos de esfuerzos, siempre y cuando se mantengan bajo los límites de su resistencia. Estos límites están sujetos a factores como: la composición química del metal, superficie del tubo, terminado, propiedades de tensión del acero, condiciones de trabajo, etc. Muchos de estos esfuerzos se van acumulando, esto se conoce como fatiga del metal, cuando dicha acumulación sobrepasa los límites de resistencia del metal, se causan rupturas en el tubo sin causa externa aparente.

Los esfuerzos que con mayor frecuencia causan fatiga son el doblamiento rotacional, este es originado por el trabajo de la tubería en compresión, lo cual produce daños irreversibles que rompen la tubería, generalmente a 2 Ft de la conexión.

Otro tipo de fatigas son las fisuras, resultantes de las imperfecciones o cortes producidos en la superficie del tubo, por efecto de las cuñas, cadenas, quemaduras eléctricas, hendiduras, cortes, llaves, etc. y es allí donde se concentran la mayoría de esfuerzos de torsión; si la imperfección se produce en un sitio propenso al doblamiento, puede ser el comienzo de la fatiga del tubo.

---

<sup>15</sup>Ecopetrol. Manual De Operaciones De Perforación: Versión 1 ed. Colombia: 1994. p. 302-380

**2.1.3.2 Corrosión.** Según el Manual de Perforación de Ecopetrol<sup>16</sup> es la alteración o degradación química del material por causas del medio que lo rodea como: los gases con Sulfuro de Hidrógeno, el Oxígeno, el Bióxido de Carbono, las sales disueltas Cloruro de Sodio (NaCl) formando ácidos en el fluido de perforación (Ph mayor de siete), etc. El efecto de la corrosión combinado con otro tipo de esfuerzo, hace crítico el problema, tanto que no se puede determinar un límite de resistencia verdadero. Los siguientes son los agentes corrosivos más comunes:

- El Oxígeno es más común, en presencia de humedad produce oxidación en el tubo.
- Bióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>). Disuelto en agua forma un ácido débil (carbónico), que corroee de la misma manera que cualquier otro ácido, sobre todo con pH por debajo de 6.0, se puede formar del fluido de perforación o provenir de las formaciones perforadas, por descomposición térmica de sales disueltas de aditivos orgánicos del fluido o por acción bacterial.
- Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S). Forma un ácido débil, pero en presencia de oxígeno o CO<sub>2</sub> puede causar picaduras; su acción más crítica se conoce como el esfuerzo de agrietamiento sulfúrico, que debilita tanto la tubería, hasta que se rompe sin haber mostrado apariencia de daño.
- Sales disueltas (cloruros, carbonatos y sulfatos); su actividad hace incrementar la conductividad eléctrica del fluido de perforación. Aunque la mayor parte de los procesos de corrosión generan reacciones electromecánicas, un incremento de la conductividad puede dar como resultado altas ratas de corrosión.
- Ácidos orgánicos (fórmico, acético), pueden formarse por la acción bacterial sobre el lodo o por la degradación térmica de los componentes orgánicos.

En la **Figura 7** se observar el aspecto de una tubería afectada por la corrosión.

---

<sup>16</sup>Ecopetrol. Manual De Operaciones De Perforación: Versión 1 ed. Colombia: 1994. p. 302-3804

**Figura 7.** Tubería de perforación afectada por la corrosión.



**2.1.3.3 Colapso.** Es la resistencia del tubo a cualquier fuerza que trate de unir sus paredes, es crítico cuando se tiene la tubería completamente vacía, en una prueba de formación o cuando baja la tubería con la broca tapada; si la presión externa es mucho mayor que la resistencia al colapso se genera el colapso, su resistencia disminuye si la tubería está en tensión y tiene desgaste.

La ecuación API para calcular el colapso de la tubería no tiene en cuenta factores que pueden tener influencia significativa, por lo tanto, la ecuación más usada es la **Ecuación 2** propuesta por Tamano<sup>17</sup> que está dada de la siguiente manera.

**Ecuación 2.** Cálculo de colapso de tubería

$$H = 0.0808 \mu (\%) + 0.00114 \varepsilon (\%) - 0,1412 \frac{\sigma_r}{\sigma_y}$$

**Fuente:** Tamano, T., Mimake, T., and Yanagimoto, S.: "A New Empirical Formula for Collapse Resistance of Commercial Casing". Journal of Energy Resources Technology, ASME 1983.

Dónde:

- H = Colapso (adimensional)
- $\mu$  = Ovalidad. (adimensional)
- $\varepsilon$  = Excentricidad. (adimensional)

<sup>17</sup>Tamano, T., Mimake, T., and Yanagimoto, S.: "A New Empirical Formula for Collapse Resistance of Commercial Casing". Journal of Energy Resources Technology, ASME 1983.

- $\sigma_r$  = Esfuerzo residual en dirección tangencial.(Grados)
- $\sigma_y$  = Esfuerzo de fluencia en dirección tangencial.(Grados)

En la **Ecuación 3** se observa cómo se realiza el cálculo de la ovalidad,

**Ecuación 3.** Cálculo de Ovalidad

$$O_V = \frac{D_{m\acute{a}x.} - D_{m\acute{i}n.}}{\frac{D_{m\acute{a}x.} + D_{m\acute{i}n.}}{2}}$$

**Fuente:** Tamano, T., Mimake, T., and Yanagimoto, S.: "A New Empirical Formula for Collapse Resistance of Commercial Casing". Journal of Energy Resources Technology, ASME 1983.

Dónde:

- $D_{max}$  = Diámetro máximo. (")
- $D_{min}$  = Diámetro mínimo. (")

La **Ecuación 4** es con la que se realiza el cálculo de la excentricidad y está dada de la siguiente manera.

**Ecuación 4.** Cálculo de la excentricidad

$$\varepsilon = \frac{t_{m\acute{a}x.} - t_{m\acute{i}n.}}{\frac{t_{m\acute{a}x.} + t_{m\acute{i}n.}}{2}}$$

**Fuente:** Tamano, T., Mimake, T., and Yanagimoto, S.: "A New Empirical Formula for Collapse Resistance of Commercial Casing". Journal of Energy Resources Technology, ASME 1983.

Dónde:

- $t_{max}$  = tensión máxima. (lb/"<sup>2</sup>)
- $t_{min}$  = tensión mínima. (lb/"<sup>2</sup>)

**2.1.3.4 Estallido.** El estallido ocurre cuando la presión dentro de la tubería de perforación excede su resistencia de estallido que es la presión máxima que puede soportar internamente la tubería.

Para una misma presión interna, el peor caso es cuando se tiene el anular vacío, por ejemplo, en una pérdida total de circulación; En la **Figura 8** se observa cómo puede llegar a terminar una tubería si se sobrepasa la presión interna máxima que soporta la tubería.

**Figura 8.** Tubería dañada a causa del estallido de tubería.



## 2.2 MÉTODOS DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA

De acuerdo con la norma API RP 7G-2<sup>18</sup> las prácticas recomendadas para la inspección son los ensayos no destructivos, entre los principales se encuentran la inspección óptica, partículas magnéticas, ultrasónico, líquidos penetrantes y electromagnetismo.

**2.2.1 Inspección Óptica.** Según el DS-1 *Drill Stem inspection*<sup>19</sup> la inspección visual consiste en un examen externo y en la revisión interna del tubo mediante un instrumento para detectar grietas y otros defectos, sus limitaciones son la velocidad y la calidad de inspección limitada por la capacidad humana ya que en el mejor de los casos se podría detectar solo grietas de gran extensión.

**2.2.2 Partículas Magnéticas.** Esta es la técnica más usada para inspeccionar la tubería; su principio consiste en magnetizar los polos norte y sur de la tubería como se observa en la **Figura 9**, un lado de la tubería para causar un flujo magnético, de tal forma que exista comunicación a través de las fracturas o grietas, que atraiga las partículas de hierro que han sido esparcidas sobre la tubería, dándole así forma a la grieta para su registro.

---

<sup>18</sup>Instituto Americano del Petróleo. Recommended Practice for Inspection and Classification of Used Drill Stem Elements. vol. primera edición, p. 19-213

<sup>19</sup>T H HILL ASSOCIATES, Inc. Standar DS-1 "Drill Stem Design and Inspection, Fourth Edition", mayo 2012. 8p.

**Figura 9.** Partículas magnéticas.



**2.2.3 Líquidos Penetrantes.** Esta técnica se utiliza para identificar discontinuidades abiertas a la superficie como se observa en la **Figura 10**, esta pieza metálica se observa una discontinuidad, este se efectúa luego de haber realizado una inspección visual. Este tipo de inspección consiste en introducir la tubería en una mezcla de keroseno y aceite a una temperatura de 80°C, una vez sumergida se retira de la mezcla, luego de estar totalmente seca se cubre con una suspensión de yeso en alcohol, posteriormente se golpea o se hace vibrar el tubo con el fin de que el penetrante salga de las grietas que pueda tener la tubería.

**Figura 10.** Líquidos penetrantes.



**2.2.4 Electromagnetismo.** Según el *Drill Stem Inspection*.<sup>20</sup> La técnica de inspección por electromagnetismo se usa para lograr identificar fallas en la tubería

---

<sup>20</sup>T H HILL ASSOCIATES, Inc. Standar DS-1 "Drill Stem Design and Inspection, Fourth Edition", Mayo 2012. 9p.

como grietas causadas por la fatiga o picaduras generadas por la corrosión; este tipo de inspección se realiza basada en la inducción de ondas electromagnéticas como se observa en la **Figura 11**, las cuales detectan pérdida del espesor de la tubería, por medio del tiempo que tarda la onda en ser reflejada, entre más tiempo tarda se indica mayor pérdida del espesor de la tubería.

**Figura 11.** Inspección electromagnética.



**2.2.5 Ultrasonido.** De acuerdo con *South American Inspection services*<sup>21</sup> este método de inspección está basado en la generación y la propagación de ondas sonoras a través de la tubería de perforación, como se observa en la **Figura 12** un sensor cambia los pulsos eléctricos en pequeñas vibraciones, las cuales se propagan por el cuerpo de la tubería y cuando su camino es interrumpido por algún defecto en esta sufren una reflexión o distorsión con la que se puede evidenciar alguna falla en la tubería.

---

<sup>21</sup>SOUTH AMERICAN. [Consultado el 2/18/2016]. Disponible en: <a href='http://www.saiscolombia.com/Ensayos\_No\_Destructivos\_Especializados.html' target='\_blank'>http://www.saiscolombia.com/Ensayos\_No\_Destructivos\_Especializados.html</a>

Figura 12. Inspección de tubería por ultrasonido.



### 2.3 CATEGORÍAS DE INSPECCIÓN

Según el *Drill Stem Inspection* se recomiendan cinco diferentes categorías de inspección para la tubería de perforación las cuales se observan en el **Cuadro 1**. Donde se especifica qué tipo de inspección se debe realizar dependiendo de que parte de la tubería se va a inspeccionar y las condiciones de perforación.

**Cuadro 1.** Categorías de inspección.

Componente	Categoría de Servicio (Service Category)					HDLs
	1	2	3	4	5 <sup>nota 2</sup>	
Junta (Tool Joint).	Visual de la Conexión.	Visual de Conexión. Dimensional 1	Visual de Conexión. Dimensional 1	Visual de Conexión. Dimensional 2	Visual de Conexión. Dimensional 2. Luz Negra en la Conexión. Grietas de "Heat Checking".	Visual de Conexión. Dimensional 2. Luz Negra en la Conexión. Rastreo. Grietas de "Heat Checking".
Cuerpo del Tubo de Perforación (Drill Pipe Tube)	Visual al Tubo	Visual al Tubo. "OD Gauge". Espesor con Ultrasonido.	Visual al Tubo. "OD Gauge". Espesor con Ultrasonido. EMI <sup>1</sup> .	Visual al Tubo. "OD Gauge". Espesor con Ultrasonido. EMI <sup>1</sup> . MPI Slip/Upset <sup>3</sup> .	Visual al Tubo. "OD Gauge". Espesor con Ultrasonido. EMI <sup>1</sup> . MPI Slip/Upset <sup>3</sup> . UT Slip/Upset.	Visual al Tubo. "OD Gauge". FLUT 2. MPI Slip/Upset <sup>3</sup> . UT Slip/Upset. Rastreo (Traceability)
Criterio de Aceptación	Clase 2	Clase 2	Clase Premium	Clase Premium	Clase Premium	Proyecto Especifico

**Fuente:** Drill Stem Inspection. DS-1 cuarta edición, mayo 2012. 10p. Modificado por autores.

**2.3.1 Categoría 1.** Esta aplica cuando se va a realizar una perforación de poca profundidad (menor a 1000 Ft y 100 hrs de rotación), cuando ocurren fallas en la sarta de perforación, pero los costos de las fallas presentes son tan bajos que no justifican el costo de una inspección más detallada.

**2.3.2 Categoría 2.** Se aplica a condiciones de perforaciones muy someras (1000 Ft -1500 Ft y 100 hrs de rotación) donde la práctica establecida es efectuar el mínimo de inspección y la experiencia de fallas es baja.

**2.3.3 Categoría 3.** Está diseñada para perforación a una profundidad mediana (1500 Ft – 3500 Ft y 100 – 200 hrs de rotación) donde es aconsejable un programa estándar de inspección; de ocurrir una falla, los riesgos en costos para pescar un tubo o que se pierda parte del pozo son mínimos. Se requiere como mínimo una inspección Categoría 3.

**2.3.4 Categoría 4.** Se utiliza cuando las condiciones de perforación son más complicadas con profundidades de (3500 Ft – 5000 Ft y 100 -200 hrs de rotación), lo cual se refiere a pozos con desviación o multilaterales. Existe la probabilidad de costos de pesca significativos o la pérdida de parte del pozo en caso de una falla de la columna de perforación.

**2.3.5 Categoría 5.** Esta aplica a condiciones de perforación severas como son las perforaciones off shore, desviación, multilaterales o una alta profundidad (5000 Ft o más y 300 horas de rotación o más); Varios factores se combinan para hacer que el costo de una posible falla sea muy elevado. Se requiere de una inspección mínima Categoría 5 como una restricción de diseño en el Grupo de Diseño 3.

### 3. TECNOLOGÍA CONVENCIONAL Y TECNOLOGÍA “FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY” DE INSPECCIÓN DE TUBERÍA PERFORACIÓN

El siguiente capítulo tiene como propósito presentar el marco teórico en donde se explica el principio físico de la tecnología convencional y la tecnología “*Full Lenght Ultrasonic Technology*”, describiendo la mecánica y funcionalidad.

#### 3.1 INSPECCIÓN DE TUBERÍA PERFORACIÓN

Para las inspecciones de tubería de perforación se utilizan distintas técnicas o métodos también llamados ensayos no destructivos, que fueron presentados en el capítulo anterior. La inspección de la tubería de perforación se rige por dos normas, la API RP7 G-2 y la DS1 *Drill Stem Inspection*, las cuales plantean diferentes formas y categorías de inspección de la tubería antes y después de la perforación, con el fin de obtener mayor confiabilidad durante la operación y de esta forma prevenir problemáticas como las expuestas en el capítulo anterior.

#### 3.2 TECNOLOGÍA CONVENCIONAL

La tecnología convencional de inspección para tubería de perforación opera bajo el principio de la técnica de electromagnetismo, este equipo detecta fallas transversales de la tubería y variación en el cuerpo del tubo, aunque no arroja un valor numérico, si no que proporciona una indicación de donde se puede encontrar la falla; este equipo se compone de distintas partes, para su funcionamiento algunos de sus componentes más importantes son el *buggy drive*, que viajan a través del tubo produciendo un campo magnético para la indicación de fallas, fisuras y grietas que tenga la tubería , y se observan en la **Figura 13**.

**Figura 13.** Montaje del Equipo Convencional.



### 3.3 PRINCIPIO DE LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL

La tecnología convencional se basa en el principio de flujo magnético utilizando una bobina; este campo son todas las líneas magnéticas que se producen por este mismo; se calcula a partir de la superficie de la tubería sobre la cual actúa y el ángulo de incidencia formado por las líneas del campo magnético y los diferentes elementos de la superficie. La unidad de flujo magnético en el Sistema Internacional de Unidades es el weber y se designa por la sigla Wb, en el sistema cegesimal se utiliza el maxwell ( $1 \text{ weber} = 10^8 \text{ maxwell}$ ), la **Ecuación 5**. Describe dicho principio.

#### Ecuación 5. Flujo Magnético.

$$\text{Flujo Magnético} = \Phi = B * A$$

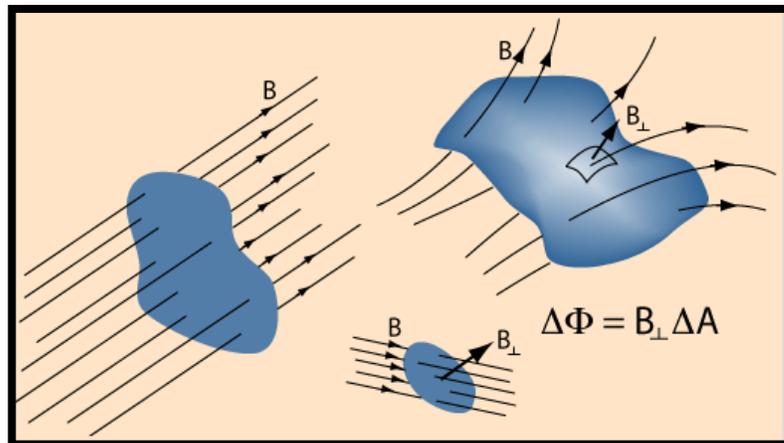
**Fuente:** Héctor Barrios, Principios de Electricidad y Magnetismo, Capítulo 7. Julio 2012 p.220

Donde:

- $\Phi$  = Flujo Magnético (weber o maxwell)
- $B$  = Campo Magnético (Tesla)
- $A$  = Área perpendicular del campo magnético (m)

El flujo magnético para un área determinada es igual al área por la componente del campo magnético perpendicular al área. De acuerdo con la Ley de Gauss para el magnetismo, no existen polos magnéticos que atraviesen una superficie gaussiana, su valor es cero como se observa en la **Figura 14**

**Figura 14.** Ilustración del flujo magnético, Ley de Gauss.



**Fuente:** Hyperphysics, Ilustración del Flujo magnético. Disponible: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/magnetic/fluxmg.html> [Consultado: 17/03/16]

### 3.4 TECNOLOGÍA FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY

A continuación, se realiza la presentación y la descripción de la tecnología “FLUT”, el principio en el que se basa su funcionamiento.

**3.4.1 Descripción de la tecnología Flut.** La tecnología “FLUT” se observa en la **Figura 15** es la combinación de ultrasonido y electromagnetismo, dos métodos de inspección unidos en un equipo portable, computarizado y multifuncional, para la inspección completa del cuerpo del tubular por los dos métodos. El sistema ha sido diseñado para lograr la movilidad y la facilidad de la inspección ultrasónica completa en la industria de hidrocarburos y es capaz de detectar defectos transversales, longitudinales y el espesor de pared para cumplir con la norma DS-1 y la norma API RP-7G-2.

**Figura 15.** Tecnología FLUT



**Fuente:** New Tech Systems.Tecnología FLUT.2016.

**3.4.2 Integración de la tecnología convencional con la tecnología Flut.** El método de electromagnetismo, que es aplicado por la tecnología “FLUT”, posee las mismas características, componentes y principio que la tecnología convencional, descritos más adelante en este capítulo. En la innovación para las técnicas de inspección, se fabricó el equipo con la combinación de estos dos métodos, para la reducción de tiempos por inspección de juntas, aplicando una tecnología que suministre alta confiabilidad del estado de la tubería, ya que se practica según la norma DS-1<sup>22</sup> categoría 3 y categoría 5 con el uso de la tecnología “FLUT”.

**3.4.3 Principio técnica de ultrasonido.** Esta técnica de inspección se basa en el principio de Huygens. Según Huygens<sup>23</sup>, un frente de onda se refiere a una onda que pasa por todos los puntos del material por medio de un movimiento ondulatorio en un mismo instante; la perturbación en todos los puntos del material tendrá la misma fase, al trazar una serie de líneas perpendiculares a los frentes de ondas, que se denominan rayos, las mismas líneas de propagación de la onda, el tiempo que separa dos superficies de ondas será el mismo para cada punto correspondiente.

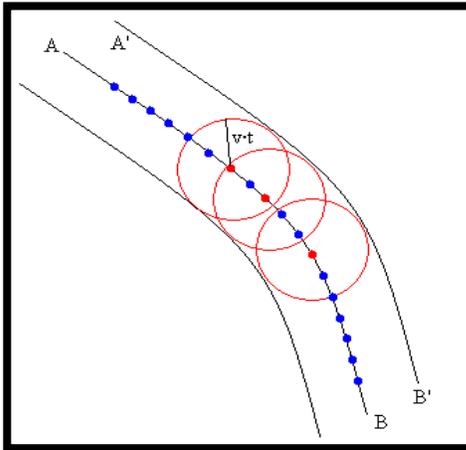
Huygens visualizó un método para pasar de un frente de onda a otro; cuando el movimiento que realiza un frente de onda, el cual es ondulatorio, cada partícula del frente de onda se transforma en un origen secundario de ondas, emitiendo una serie de ondas secundarias indicadas por semicircunferencias, que al colocarse en movimiento dichas partículas, crean el subsiguiente frente de onda gracias a la envolvente de estas semicircunferencias, este proceso se repite consecutivamente hasta obtener el resultado de la propagación de la onda a través de todo el cuerpo del material. En la **Figura 16** se puede observar el principio de ultrasonido.

---

<sup>22</sup> Drill Stem Inspection. Category of inspection. DS-1 Cuarta edición, mayo 2012. 10p.

<sup>23</sup> Principio de Huygens. [Consultado el 3/27/2016]. Disponible en: <a href='http://acacia.pntic.mec.es/~jrui27/huygens/huygens.html' target='\_blank'>http://acacia.pntic.mec.es/~jrui27/huygens/huygens.html</a>

**Figura 16.** Principio de ultrasonido.



**Fuente:** Movimiento ondulatorio. El principio de Huygens.  
 Disponible: <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/ondas/snell/snell.htm>.  
 [Consultado: 18/04/16].

El principio de ondas transversales está basado en la **Ecuación 6**. La cual describe la teoría de ondas transversales y la ley de refracción.

**Ecuación 6.** Principio de Huygens.

$$\frac{AI_2}{I_1B} = \frac{\text{sen } z}{\text{sen } z'} = \frac{v \Delta t}{v' \Delta t} = \frac{n1}{n2}, n_1 \text{ sen } z_i = n_2 \text{ sen } z'_r$$

**Fuente:** Huygenes, Principios Ondas transversales. Física de Serway.  
 Vol 3 McGrill Hill. Capítulo 5. marzo 2008 p.208

Donde:

- $I_1$  = Emisor. (adimensional)
- $I_2$  = Receptor. (adimensional)
- $A$  = Punto de referencia de emisión de la onda. (adimensional)
- $B$  = Punto de Referencia de recepción de la onda. (adimensional)
- $Z$  = Ángulo de formación de ondas (grados<sup>0</sup>)
- $Z'$  = Ángulo adyacente de la formación de las ondas. (grados<sup>0</sup>)
- $v$  = Velocidad de la onda producida. (m/s)
- $v'$  = Velocidad adyacente de la onda propagada. (m/s)
- $\Delta t$  = Diferencial de tiempo (s).
- $n1$  = Número de ondas emitidas. (unidad)
- $n2$  = Número de ondas recibidas. (unidad)

La técnica de ultrasonido es un ensayo no destructivo mediante el cual se puede verificar el estado de un objeto con ayuda de un equipo especial, permite visualizar

la estructura interna del elemento, haciendo uso del principio de homogeneidad en el material; se pueden descubrir discontinuidades en la tubería de perforación como son: ralladuras, fisuras, intrusiones e indicios de grietas dependiendo de la magnitud de la onda y la señal que reciba el receptor.

El ensayo de ultrasonido y la tecnología FLUT son posibles gracias a la generación de ondas elásticas de frecuencia más elevada que el límite superior del campo de audibilidad humana, comprendido entre 16 Hz y 20 KHz por lo tanto estos ultrasonidos tendrán una frecuencia superior a 20 KHz.

### **3.5 COMPONENTES, CALIBRACIÓN, OPERACIÓN E INTERFAZ DE LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL Y LA TECNOLOGÍA FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY**

A continuación, se presenta un cuadro comparativo especificando cada componente que poseen las dos tecnologías, su forma de calibración, correcto uso en la inspección y la interfaz donde se obtienen los resultados, especificando paso a paso la correcta operación de las tecnologías.

**Cuadro 2. Componentes de la tecnología convencional y la tecnología FLUT.**

TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	TECNOLOGÍA FLUT
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Estabilizador:</b> Este equipo es el encargado de regular el voltaje que se proporciona a los equipos eléctricos y regula el amperaje de la Bobina.</li> <li>• <b>Consola electrónica:</b> La consola electrónica está equipada para enviar señales desde el <i>buggy</i> y convertirlas en señales en tiempo real para ser enviadas al software de inspección; la fuente de poder es eléctrica y es un dispositivo totalmente electrónico.</li> <li>• <b>Cables:</b> Son los encargados de proveer la interface electrónica desde la consola hasta la bobina, el <i>buggy drive</i> y el <i>buggy</i>.</li> <li>• <b>Buggy:</b> Contiene dos sensores que se usan para detectar el flujo transversal y la pérdida de espesor de pared, posee ocho zapatas y diferentes canales para que el inspector pueda localizar las fallas.</li> <li>• <b>Buggy drive:</b> Está compuesta por dos unidades para proveer el movimiento del <i>buggy</i> y la Bobina. El <i>buggy</i> se localiza súper puesto para viajar con la Bobina, para realizar la inspección, el <i>buggy drive</i> es ajustable para diferentes tamaños de tubería desde un rango de 2 3/8" a uno de 6 5/8".</li> <li>• <b>Tubo Patrón:</b> Se usa para calibrar el equipo de inspección y posee ocho orificios; en una sección del tubo tiene una pérdida de espesor de pared del 5%.</li> <li>• <b>Bobina de 1800 vueltas-diámetro 9", 11" y 13" de corriente continua (DC).</b> Se encuentra ubicada en el <i>buggy</i>, es la encargada de proporcionar el campo magnético necesario para realizar la inspección. la corriente de la bobina se controla desde la consola electrónica.</li> <li>• <b>Air jacks:</b> Este dispositivo se encuentra ubicado a los extremos de la tubería con el fin de proporcionar elevación a la tubería para el manejo del equipo y evitar que la bobina no se choque con el <i>rag</i> de tubería, estas funcionan neumáticamente.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Acoplantes:</b> son usados entre la cara del transductor y la superficie de la tubería para asegurar la eficiencia de la transmisión del sonido desde el transductor hasta la superficie de la tubería; El acoplante puede ser un líquido, semilíquido o pastas, incluso solidos inofensivo a la tubería y al transductor.</li> <li>• <b>Fuente de suministro:</b> Los circuitos construidos para el suministro de corriente, para las funciones del equipo constituyen la fuente de energía.</li> <li>• <b>Generador de repeticiones de pulsos:</b> Este componente es la fuente de todas las señales de tiempo al pulsador, cumple con la tarea de ser el generador de la tasa de pulsos, también conocido como el reloj, consta de un control de demora y controles de alcance los cuales proveen ajustes normales y finos en la proporción en la que los pulsos son generados, apropiados a la tubería de perforación.</li> <li>• <b>Interfaz:</b> En esta se puede observar los resultados de la inspección realizada a la tubería por medio de una computadora.</li> <li>• <b>Rotator of drill pipe:</b> es un sistema de tubos portátiles giratorios accionados mediante aire o corriente eléctrica, se controlan fácilmente por un pedestal con palancas de mando ya que cada base se puede elevar de forma independiente, minimizando el índice de sesgo durante el proceso de inspección; la base es de aluminio de alta resistencia completamente ajustable en un terreno irregular. Cada rotor se puede subir y bajar para trabajar con tubos desiguales así facilitando el transporte de la tecnología por medio de estos.</li> <li>• <b>Sistema pulsador y receptor:</b> Es el generador de pulsos como una pequeña fuente y alta energía de impacto que es aplicada al transductor, los pulsos que retornan de la tubería son recibidos y amplificados y enviados a la unidad de monitoreo, el pulso ultrasónico transmitido dentro de la tubería es ajustada a los controles de longitud realizando el escaneo total del cuerpo de la tubería.</li> <li>• <b>Transductores:</b> consiste de un cristal de material piezoeléctrico y su soporte.</li> <li>• <b>Zapatas de contacto:</b> Son unas pequeñas placas o cuñas generalmente construidas en plástico que se colocan en el transductor donde se encuentra el cristal, son las encargadas de mejorar el acoplamiento en la tubería de perforación.</li> </ul>

**Cuadro 3. Calibración y operación de la tecnología convencional y la tecnología FLUT.**

TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	TECNOLOGÍA FLUT
<p><b>CONEXIÓN PREVIA DEL EQUIPO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Montar y conectar la bobina, señales de corriente, cable USB teniendo en cuenta la descripción de los terminales.</li> <li>• Armar el cabezal con el <i>buggy</i>, según el diámetro a inspeccionar en este caso 3 1/2" y 5" con su respectivo tubo patrón.</li> <li>• Ubicar el tubo patrón en los <i>Air Jacks</i> y realizar el montaje <i>buggy</i> Cabezal y corona con su respectiva alineación.</li> <li>• Encender el computador y la unidad.</li> </ul> <p><b>CALIBRACIÓN DEL EQUIPO Y DEL SISTEMA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crear un folder de trabajo en la carpeta C: del computador donde se encuentre instalado el software, aquí serán guardados los datos de la calibración.</li> <li>• Hacer doble click en el icono del programa de inspección.</li> <li>• Después de iniciar el programa presione ESC doble vez.</li> <li>• Colocar el switch del programa de <i>REVIEW</i> en modo <i>RUN</i>.</li> <li>• Encender la Bobina.</li> <li>• Correr el programa presionando Ctrl + R, se dará comienzo a la adquisición de datos.</li> <li>• Presione PgUp para correr el buggy hacia delante sobre el tubo patrón de calibración- Presione PgUP para parar.</li> <li>• Presione F1 para parar la adquisición de datos.</li> <li>• Presione PgDn para reversar el buggy sobre el tubo de calibración, Presione PgUp para parar.</li> </ul>	<p><b>CONEXIÓN PREVIA DEL EQUIPO</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Montar y conectar la tecnología FLUT a las señales de corriente, cable USB teniendo en cuenta la descripción de los terminales (método electromagnetismo y ultrasonido).</li> <li>• Ensamblar los <i>rotator of drill pipe</i>, montar la tubería de perforación y comprobar la rotación completa de la tubería.</li> <li>• Encender el computador y la unidad.</li> </ul> <p><b>CALIBRACIÓN DEL EQUIPO Y DEL SISTEMA</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Crear un folder de trabajo en la carpeta C: del computador donde se encuentre instalado el software, donde los datos de la calibración serán guardados.</li> <li>• Hacer doble click en el icono del programa de inspección.</li> <li>• Después de iniciar el programa presione ESC doble vez.</li> <li>• Oprimir el botón <i>magnetic field</i> (se comenzará a producir el campo magnético).</li> <li>• Oprimir el botón <i>ultrasonic on</i>, (se encenderán los transductores y receptores del ultrasonido).</li> <li>• Correr el programa presionando Ctrl and R, se dará comienzo a la adquisición de los datos.</li> <li>• Presionar PgUp para comenzar a correr los cabezales inspectores hacia adelante sobre los tubos patrones de calibración, luego presionar PgUp para detener.</li> <li>• Presionar F1 para comenzar con la transferencia de los datos hacia el sistema.</li> </ul>

### Cuadro 3. (Continuación)

TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	TECNOLOGÍA FLUT
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evalué el registro y realicé los respectivos ajustes en cada Canal Transversal, igual que la corriente y la velocidad del <i>buggy</i>, también ajustar el canal de pared para que aparezcan las señales del 5 % de la pared.</li> <li>❖ Con el puntero del mouse se aumenta ganancia en la barra de MAG ON y se ajusta dependiendo del diámetro del tubo.</li> <li>❖ En el ícono de velocidad del <i>buggy</i> barra superior de <i>DRIVE on/off</i> se ajusta en 60 pulg/s.</li> <li>❖ Verificar la altura estándar de 10 mm para cada zapata de las ocho TV1 a TV8 en caso que no esté en el rango, proceder a aumentar o disminuir ganancia, la mínima relación de señal/ ruido debe ser de 3 a 1.</li> <li>• Presione Esc para detener el programa y la adquisición de datos.</li> <li>• Presione DATA SAVE para colocarlo en modo ON.</li> <li>• Corra el programa presionando Ctrl and R.</li> <li>• Cuando aparezca la caja del diálogo seleccione el folder que usted creo.</li> <li>• Una vez en este folder, hacer click en el "<i>File name</i>" y en la caja escribir CAL1 y presione Enter.</li> <li>• Corra el <i>buggy</i> sobre el tubo de calibración para parar la adquisición de datos.</li> <li>• Presione el Fn y la tecla Prnt Scrn Key.</li> <li>• Minimice el programa de inspección.</li> <li>• Abrir Microsoft Word parar ir a EDIT y dar click en PASTE. Guarde este archivo en el folder que se creó para verificar y ajustar los datos para la próxima calibración.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presionar PgDn para dar reversa a los cabezales inspectores que están sobre los tubos de calibración y presionar PgUp para detener.</li> <li>• Evaluar el registro, realizar los respectivos ajustes (velocidad de los cabezales inspectores) y que en los resultados se pueda evidenciar la pérdida del 5% de espesor de pared del tubo patrón número uno y del número dos, la fisura de calibración.</li> <li>❖ Con el puntero del mouse se aumenta el amperaje por medio del botón MAG ON y se ajusta dependiendo el diámetro del tubo.</li> <li>❖ Se ajusta la velocidad a (50-60 pulgadas/segundos) de los cabezales.</li> <li>❖ Verificar la altura de cada zapata (cabezal electromagnetismo).</li> <li>❖ Verificar la posición de todos los transductores (cabezal ultrasonido).</li> <li>• Presionar ESC para salir del programa.</li> <li>• Luego se podrá observar la caja de dialogo donde se creó el folder, allí se encontrarán los datos de la calibración.</li> <li>• Se procede a calibrar cuatro veces de igual manera para el correcto funcionamiento del equipo.</li> <li>• Realizar si es necesario un ajuste final, como puede ser: velocidad de los cabezales inspectores, sensibilidad de las zapatas, transductores y receptores.</li> <li>• La velocidad de los cabezales inspectores debe ser igual en la calibración como en la corrida de la tubería.</li> <li>• Recorrer el primer tubo de la inspección.</li> </ul>

**Cuadro 3. (Continuación)**

TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	TECNOLOGÍA FLUT
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se procede a calibrar cuatro veces el tubo de prueba y se guarda de calibración.</li> <li>• Coloque el <i>buggy</i> en el tubo que se va a inspeccionar, para detener la adquisición de datos. (Escribir el serial del tubo en la caja de dialogo del programa).</li> <li>• Hacer si es necesario un ajuste final, Ejemplo: Velocidad del <i>buggy</i>, sensibilidad, ajuste en la línea de base.</li> <li>• La velocidad del <i>buggy</i> debe ser igual durante la calibración y la corrida de tubería.</li> <li>• Correr el próximo tubo de inspección o recorra el primer tubo de inspección si es necesario.</li> </ul> <p>Es requerido este proceso por normatividad y para obtener resultados confiables en la inspección de la tubería en los siguientes parámetros:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Al comienzo de cada trabajo.</li> <li>• Al completar la inspección de 50 de juntas.</li> <li>• Cada vez que la unidad es prendida.</li> <li>• Cuando se lleva a cabo una reparación o cambio de algún elemento mecánico.</li> <li>• Después de cada parada a correr.</li> <li>• Una vez completado el trabajo, verificar que la preparación de la superficie a inspección se haya realizado completamente.</li> <li>• La posición en que se comienza la inspección debe ser marcada en la superficie del tubo.</li> <li>• Cada tubo debe examinarse del recalque a recalque.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar que la preparación de la superficie a inspección se haya realizado completamente y la junta a inspeccionar por el cabezal del ultrasonido cubrirla con glicerina para que exista una buena comunicación entre los transductores y la superficie a inspeccionar.</li> <li>• La posición en que se comienza la inspección debe ser marcada en la superficie del tubo para cada uno de los cabezales.</li> <li>• Cada tubo debe ser examinado de recalque a recalque (método electromagnetismo).</li> <li>• Cada tubo debe examinarse de Pin a Box (método ultrasonido).</li> <li>• La siguiente información debe ser registrada permanentemente para cada tubo inspeccionado: <ul style="list-style-type: none"> <li>❖ Número de serie permanente o número de identificación estampada en el metal.</li> <li>❖ Extremo en el que comenzó la exploración (Pin o Box).</li> <li>❖ Marcación de las indicaciones que han de ser evaluadas.</li> <li>❖ Los cabezales inspectores deben ser impulsados hacia la unión más cercana.</li> <li>❖ Realizar esta operación a toda la tubería a inspeccionar.</li> </ul> </li> <li>• Al comenzar la inspección cada indicación que exceda el 50% de nivel de referencia en la calibración, debe marcarse hasta que hayan sido marcadas un mínimo de 10 áreas.</li> </ul>

### Cuadro 3. (Continuación)

TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	TECNOLOGÍA FLUT
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El <i>buggy</i> debe ser propulsado hacia la unión más cercana con las zapatas y la bobina en el mismo sentido.</li> <li>• Girar el <i>buggy</i>, bobina y desplazarlo hacia la unión opuesta.</li> <li>• Realizar esta operación durante y a toda la tubería a inspeccionar.</li> <li>• Al comenzar la inspección, cada indicación que exceda el 50% del nivel de referencia en la calibración, debe marcarse hasta que hayan sido marcadas un mínimo de 10 áreas.</li> <li>• Cada área marcada debe ser confirmada usando el método visual, medición mecánica, partículas magnéticas, ultrasonido u otras técnicas requeridas para identificarlas. De ser posible, debe examinarse el tipo de imperfección, su profundidad, orientación y proximidad a la superficie exterior D.E (La re-calibración debe efectuarse dependiendo de los resultados de la comprobación de las indicaciones ya sea de inspector o el representante del cliente que piensen que deben efectuarse). Se debe establecer un nivel de umbral, este constituye la amplitud de señal que garantiza la evaluación de todas las indicaciones futuras en la tubería y no debe exceder el 80% del nivel de referencia en la calibración (10 mm). El inspector nivel 2 debe estar pendiente de cambios en las señales o la condición del tubo que pueda justificar una variación de los límites mínimos y/o un re-calibración, debe ser anotado en el registro de calibración.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cada área marcada debe ser confirmada usando el método visual, medición mecánica, partículas magnéticas ultrasonido u otras técnicas requeridas para identificarlas. De ser posible debe examinarse el tipo de imperfección, su profundidad, orientación y proximidad a la superficie exterior del diámetro externo (la re-calibración debe efectuarse dependiendo de los resultados de la comprobación de las indicaciones ya sea el inspector o el representante del cliente que deben efectuarse). Se debe establecer un nivel de umbral que constituye la amplitud de las señales que garantiza la evaluación de las indicaciones futuras en la tubería. El umbral no debe exceder el 70% de referencia en la calibración (8 mm). El inspector nivel dos debe estar pendiente de los cambios de señales o la condición del tubo que pueda justificar una variación de los límites o una re-calibración, Su nivel de umbral debe ser anotado en el registro de calibración.</li> </ul>

**Cuadro 4. Interfaz de la tecnología convencional y la tecnología FLUT.**

TECNOLOGÍA CONVENCIONAL	TECNOLOGÍA FLUT
<p data-bbox="285 367 722 388"><b>INTERFAZ TECNOLOGÍA CONVENCIONAL.</b></p> <p data-bbox="237 418 1029 467">La interfaz de la tecnología convencional posee diferentes secciones que se pueden apreciar en el <b>Anexo A</b> estas son:</p> <ul data-bbox="285 495 772 716" style="list-style-type: none"> <li>• Controles de mando del equipo.</li> <li>• Controles Transversales del amperaje.</li> <li>• Controles de Pared.</li> <li>• Panel de resultados superficiales tubería.</li> <li>• Panel de resultados espesor de pared tubería.</li> </ul> <p data-bbox="237 743 598 764">A continuación, se describe cada una:</p> <ul data-bbox="285 792 1035 1333" style="list-style-type: none"> <li>• Controles de mando del equipo: estos controles sirven para dar marcha el <i>buggy</i> en la tubería y también está la opción para encender la bobina.</li> <li>• Controles transversales del amperaje: esta opción sirve para que el amperaje tenga los decibeles (db) en un nivel de referencia aceptable para que no supere el umbral que se necesita.</li> <li>• Controles de Pared: en este se tiene el valor de la línea base y se tiene la línea cero de referencia, para ajustar la línea base de referencia a los niveles referenciar preestablecidos.</li> <li>• Panel de resultados superficiales de tubería: en este se muestran los resultados, si se encuentran daños superficiales en la tubería que se muestran en forma de “picos” que sobrepasan la línea de referencia en la lectura.</li> <li>• Panel de resultados espesor de pared tubería: es el recuadro donde se muestra como se encuentra el espesor de la tubería, al lado del recuadro se puede observar una línea roja la que indica que el espesor de la tubería se encuentra en perfecto estado, de lo contrario si los registros se encuentran fuera de esta línea roja indica una anomalía en su espesor.</li> </ul>	<p data-bbox="1106 367 1430 388"><b>INTERFAZ TECNOLOGÍA FLUT.</b></p> <p data-bbox="1058 418 1850 467">La interfaz de la tecnología FLUT posee diferentes secciones que se pueden apreciar en el <b>Anexo A</b> esta son:</p> <ol data-bbox="1106 495 1661 760" style="list-style-type: none"> <li>1. Panel controles transversales y de espesor de pared.</li> <li>2. Panel de resultados superficiales de la tubería.</li> <li>3. Panel de resultados espesor de tubería.</li> <li>4. Panel de resultados inspección por ultrasonido.</li> <li>5. Control de mando del equipo.</li> <li>6. Resultado de espesor de pared.</li> </ol> <p data-bbox="1058 787 1419 808">A continuación, se describe cada una:</p> <ul data-bbox="1106 836 1864 1424" style="list-style-type: none"> <li>• Panel de controles transversales y de espesor de pared: esta opción permite ajustar el amperaje del cabezal encargado de realizar la prueba de electromagnetismo.</li> <li>• Panel de resultados superficiales de la tubería; en este panel se muestran los resultados, si se encuentran daños superficiales en la tubería los cuales se muestran en forma de picos que sobrepasan la línea de referencia en la lectura.</li> <li>• Panel de resultados espesor de tubería: en este se muestran los resultados aproximados donde se puede observar de una reducción o un aumento de su espesor.</li> <li>• Panel de resultados de inspección por ultrasonido: en este se pueden observar los resultados arrojados por el cabezal de ultrasonido, donde se pueden ubicar más fácilmente las fallas internas y externas de la tubería.</li> <li>• Control de mando del equipo: este controla los cabezales del equipo, para que inicie o detenga el recorrido por las tuberías, activar o desactivar cada uno de los cabezales.</li> <li>• Resultado numérico de espesor de pared: en esta ventana se puede observar cual es la lectura final del espesor de pared de la tubería, para así clasificarla según el DS-1</li> </ul>

#### 4. IMPLEMENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA TECNOLOGÍA FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY Y LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL

En este capítulo se presentan los datos obtenidos de la inspección de la tubería utilizada para la perforación del Pozo Loto 2 del Bloque CPO-5 de la Cuenca de los Llanos Orientales, con la tecnología FLUT y la tecnología convencional, efectuada antes y después de la perforación del pozo.

##### 4.1 DATOS OBTENIDOS POR LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL ANTES DE LA PERFORACIÓN

La inspección en el pozo por la tecnología convencional se realiza por el método de electromagnetismo antes de la perforación, obteniendo los datos por medio del campo magnético que produce la bobina.

En el software de la tecnología convencional, los datos se presentan en imágenes espectrales, identificando claramente cuando supera el nivel de referencia establecido para el equipo con una “marca” o “pico”, en este caso de 10 mm. Al encontrar una alteración en la tubería, se debe hacer la inspección por otros métodos con el fin de validar la calidad de la misma; mientras no se observen grietas, fisuras, arrancaduras u otros daños en el tubular que puedan ser encontrados superficialmente o internamente, será considerado como *Ultra Class*, *Class Premiun* o *Class 2*; Por el contrario, a lo anterior, en caso de encontrar algún de los daños mencionados se clasifica como tubería de rechazo.

Para la obtención del diámetro externo de los tubulares se practicó el ensayo de medición por el método de O.D. gauge como se observa en la **Figura 17**; De acuerdo con el DS-1 *Drill Stem Inspection*<sup>24</sup> consiste en medir el diámetro de toda la tubería por medios mecánicos y determinar las variaciones en su diámetro externo D.E.

---

<sup>24</sup> Drill Stem Inspection. DS-1 cuarta edición, mayo 2012. 22p.

**Figura 17.** Práctica de la medición de D.E por O.D gauge.



En el muestreo realizado en esta inspección antes de realizar la perforación, se seleccionaron 10 tubulares, que equivalen al 5% del total de los tubos inspeccionados, donde no se encontró ningún tubo con daño alguno; La mayoría de la tubería eran tubulares usados, por ello el cliente solicitó el servicio de inspección categoría 5, que incluye la inspección por medio la tecnología FLUT.

Para obtener un valor numérico en la inspección por el método de electromagnetismo, siendo este el valor de espesor de pared, se tiene que adquirir otro equipo, que por medio de métodos ultrasónicos o con un micrómetro, se llegue a este valor aplicando otros métodos de inspección, acordando con el cliente la aplicación del mismo; Por esta razón, con esta inspección no se obtuvo ningún valor numérico.

#### **4.2 DATOS OBTENIDOS POR LA TECNOLOGÍA FLUT ANTES DE LA PERFORACIÓN**

El electromagnetismo y el ultrasonido son dos métodos de inspección con la tecnología FLUT. En el software de la tecnología FLUT de adquisición de datos que se obtienen del equipo, se observan resultados de estos dos métodos igual que, en el método anterior, por medio de imágenes espectrales que al superar el nivel de referencia indican daño en la tubería. Adicionalmente el método de ultrasonido, gracias al viaje de las ondas transversales y de compresión de diámetro interno a externo, hace conteo “paso” y “paso y medio” cantidad del viaje de las ondas en los 360°, el software muestra el valor actual del espesor de pared, que nos permite clasificar la tubería finalmente de acuerdo con los estándares establecidos por la norma API RP 7 G2 y el DS1 *Drill Stem Inspection*. En los 10 tubulares analizados después de la perforación, se obtuvieron los valores de espesor de pared actual de acuerdo al nominal, como se observa en la **Ecuación 7**, con la que se puede calcular la pérdida de espesor de pared de cada tubular y así clasificarlo según la norma.

### Ecuación 7. Cálculo de Pérdida de Espesor de Pared.

$$\text{Pérdida de Espesor de Pared}(\text{"}) = \text{Espesor Nominal}(\text{"}) - \text{Espesor Actual}(\text{"})$$

Fuente: Drill Stem Inspection. DS-1 Cuarta edición, Mayo 2012. 12p.

De acuerdo con el DS-1 *Drill Stem Inspection* el valor de espesor de pared de la tubería clasificada como *Ultra Class* debe contar con el 90%, *Premium Class* debe contar como mínimo con 80% para el valor establecido para su diámetro y *Class 2* con 70% como se observa en la **Cuadro 5**.

La tecnología FLUT permite inspeccionar todo el cuerpo de la tubería incluyendo el *Upset* que es la diferencia de diámetros de la tubería en su cuerpo; esta tecnología permite verificar el estado en qué encuentra a diferencia de la tecnología convencional y además permite determinar si el *Upset* tiene algún tipo de daño, pero no arroja un valor numérico.

**Cuadro 5.** Criterio de aceptación dimensional para el tubo en tubería de perforación usada de peso Normal.

O.D Nom "	ID Nominal "	Espesor Nominal "	Ultra class			Premiun Class			Class 2		
			Espesor Mínimo 90% "	Diámetro Externo "		Espesor Mínimo 80% "	Diámetro Externo "		Espesor Mínimo 70 % "	Diámetro Externo "	
				Mínimo	Máximo		Mínimo	Máximo		Mínimo	Máximo
3 1/2	2,992	0.254	0.229	3.430	3.570	0.203	3,395	3,605	0.178	3,360	3,640
5	4,408	0.296	0.266	4.900	5.100	0.237	4,850	5,150	0.207	4,800	5,200

Fuente: Drill Stem Inspection. DS-1 Cuarta edición, Mayo 2012. 13p.

### 4.3 DATOS OBTENIDOS CON LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN

Del muestreo realizado en la inspección de los tubulares después de la perforación se obtuvo que de los 10 tubulares inspeccionados cuatro son clasificados de rechazo según como se explicó en el numeral 4.1 por lo que superó el nivel de referencia establecido en las imágenes espectrales, para una clasificación más acertada se esperan los resultados obtenidos por la tecnología FLUT como se hizo antes de la perforación.

En algunas ocasiones las imágenes espectrales pueden mostrar resultados que no son verídicos a raíz de una mala calibración u operación del equipo o por agentes externos como el clima, por esto se recomienda siempre que en la inspección de los tubulares esté presente el Inspector Nivel 2 para una confiable recolección de datos.

#### 4.4 DATOS OBTENIDOS CON LA TECNOLOGÍA FLUT DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN

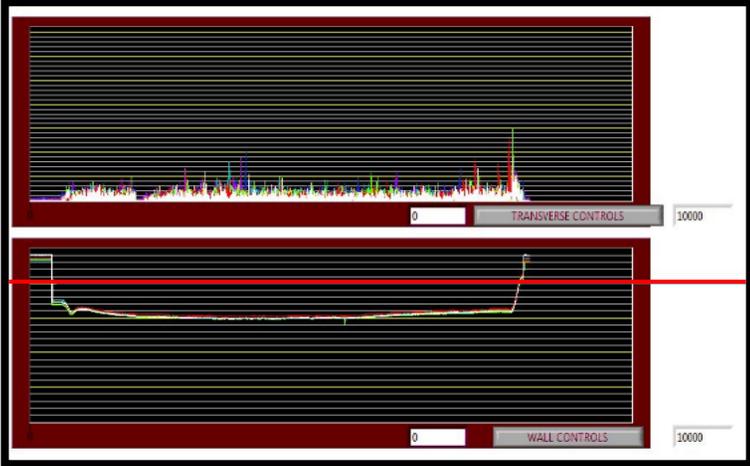
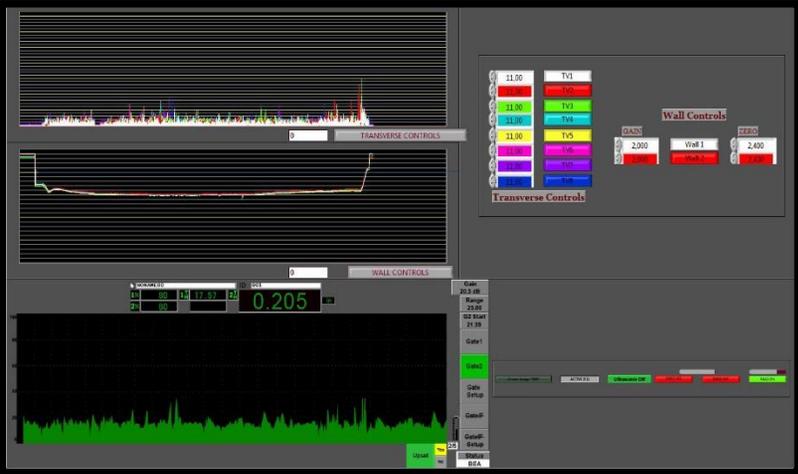
Una vez obtenidos los datos con la tecnología FLUT, los tubulares dos, tres, cuatro y nueve fueron clasificados como tubulares de rechazo, debido a que con esta tecnología se puede clasificar con alta confiabilidad en las distintas clases (*Ultra Class, Premium Class y Class 2*), gracias a que el ultrasonido arroja el valor del espesor de pared y según la **Ecuación 7**. Obtener el valor de pérdida de espesor.

Además, con esta tecnología se logró evidenciar que los tubulares 2 y 3 aparte del desgaste que poseía el cuerpo de dichos tubulares, se observó que los *Upset* tenían un daño que arrojó la imagen espectral la cual se correlaciono con los diferentes métodos de inspección para la determinación del daño encontrado.

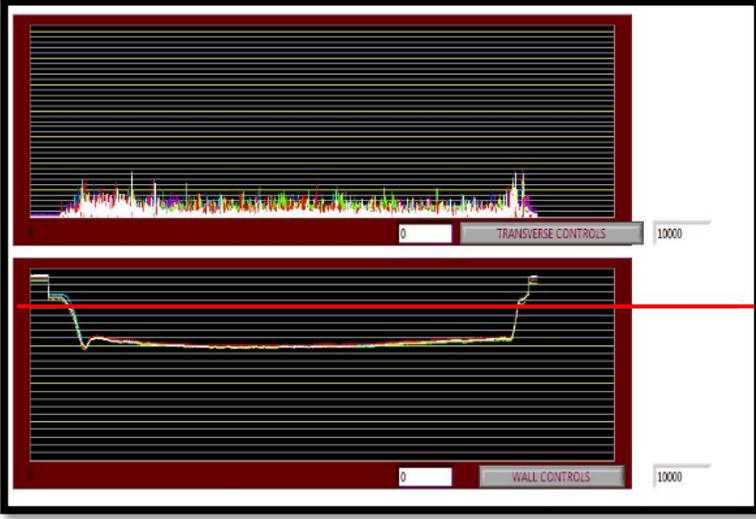
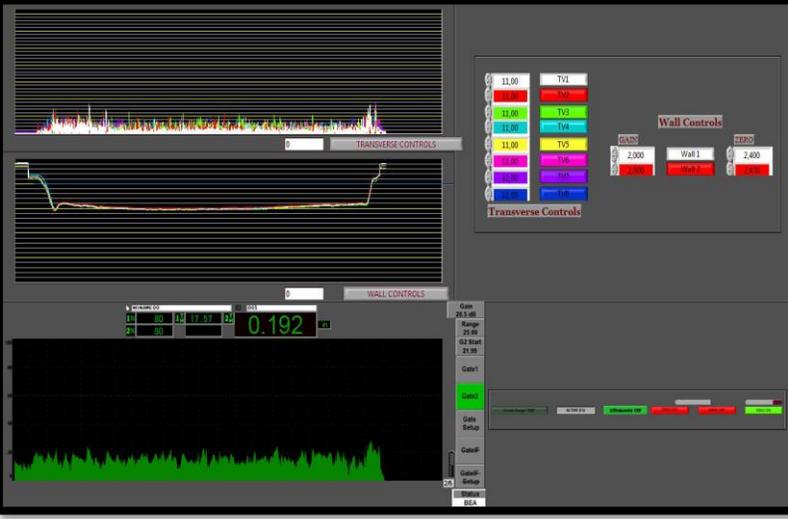
## 4.5 PRESENTACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS ANTES DE LA PERFORACIÓN

A continuación, se muestran los resultados y el análisis de los tubulares escogidos para el estudio antes de la perforación.

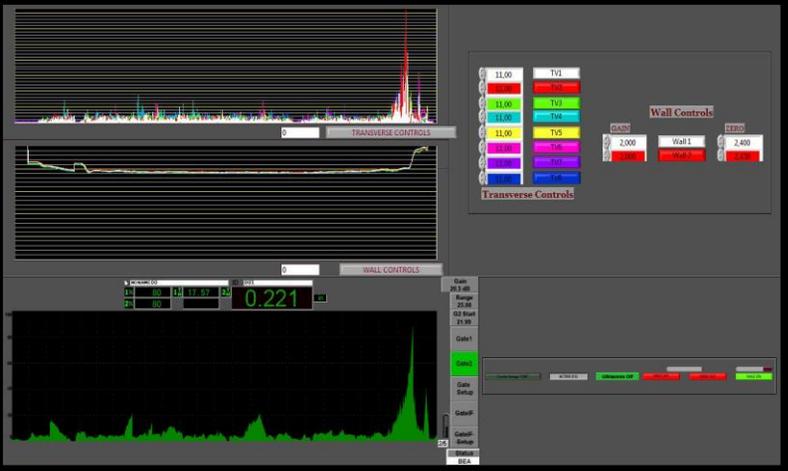
**Cuadro 6.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 1.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 1.	Tubular 1.
	
Análisis del tubular 1	Análisis de tubular 1.
Diámetro de la tubería: 3 1/2"	Diámetro de la tubería: 3 1/2"
<p>Se puede observar en el <b>Tubular 1</b> que no posee ningún daño y se encuentra dentro del rango de aceptación, ya que por la práctica del <i>O.D. gauge</i> se encuentra en un valor de 3.412" siendo clasificada como <i>Class Premium</i> según el <b>Cuadro 5</b>.</p>	<p>De acuerdo con el <b>Tubular 1</b> se puede concluir que el tubular queda finalmente clasificado como <i>Class Premium</i> ya que su valor de espesor de pared es de 0.205" y de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b>. se encuentra dentro del rango para esta clasificación; Se puede apreciar que en el resultado por el método de no presentó ninguna irregularidad y el <i>Upset</i> está en condiciones aceptables.</p>

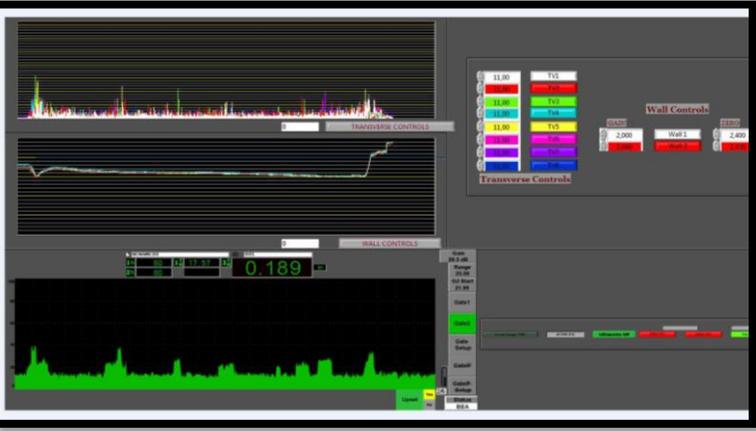
**Cuadro 7.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 2.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 2.	Tubular 2.
	
Análisis del Tubular 2.	Análisis del Tubular 2
Diámetro de la tubería: 3 1/2"	Diámetro de la tubería: 3 1/2"
<p>Como se puede apreciar en el <b>Tubular 2</b> después de la inspección por <i>O.D. gauge</i> se encuentra en un valor de D.E. de 3.563" siendo clasificada como <i>Class 2</i>. En el resultado de electromagnetismo en el panel de resultados superficiales, presenta ruido debido a que hay interferencia entre el <i>buggy</i> y la tubería dado que el <i>Upset</i> que se puede observar en el pico final. Después de corroborar con el inspector nivel 3 se encontró en el panel de resultados de espesor de pared que hay pérdida de espesor de la tubería, pero al verificar la tubería se encontró que no había sido lijada y sometida a los diferentes tipos de limpieza que se deben llevar a cabo antes de la inspección para obtener resultados confiables.</p>	<p>Como se puede observar el <b>Tubular 2</b>, se verificó con la prueba de ultrasonido que no hay daños en la tubería y se verificó el <i>Upset</i> que no presentó daño alguno, pero si hay reducción del espesor del tubular arrojando un valor de 0.192". De acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> y según la prueba de <i>O.D gauge</i> es <i>Class 2</i> ya que la pérdida de espesor de la tubería no sobrepasa los rangos establecidos por el DS-1.</p>

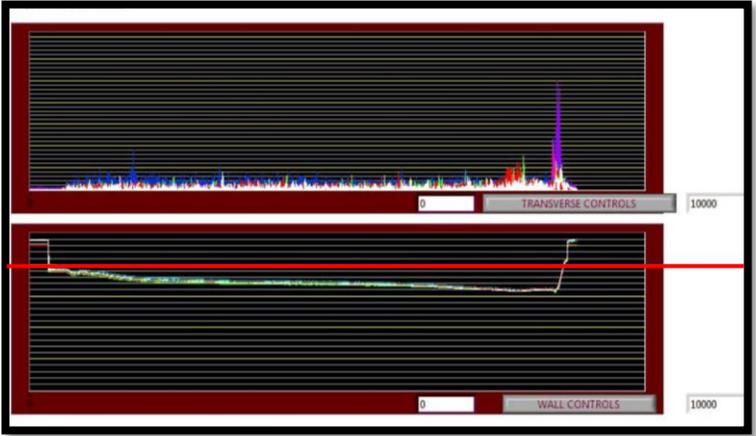
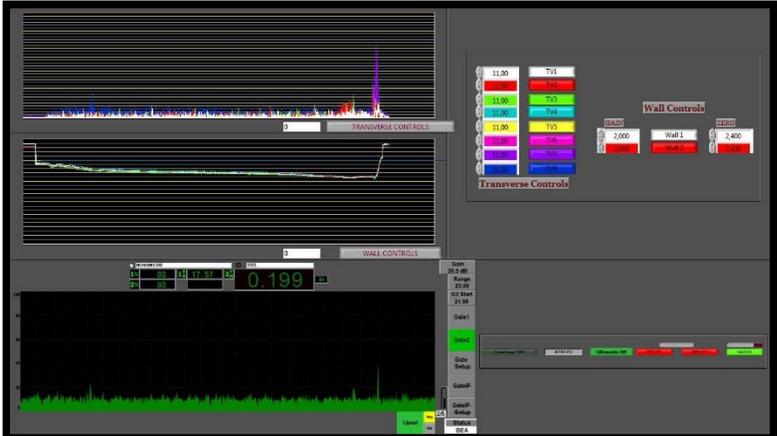
**Cuadro 8.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 3.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 3.	Tubular 3.
	
Análisis del Tubular 3.	Análisis Tubular 3.
Diámetro de la tubería: 3 1/2"	Diámetro de la tubería: 3 1/2"
<p>Luego de realizar la prueba por <i>O.D. gauge</i> se obtuvo un valor de 3.367", de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> este tubular es clasificado como <i>Class 2</i>. Observando los resultados que arrojó el electromagnetismo se presume de una pérdida de espesor de pared debido a la anomalía que presenta al final del registro, pero luego se descubre que la anomalía se presenta debido a que, el <i>buggy</i> está finalizando el recorrido por el cuerpo del tubular, por lo tanto ese pico lo que indica es que el <i>buggy</i> se encuentra sobre el <i>Upset</i>, lo que indica que el tubular no contiene ningún daño.</p>	<p>Luego de practicar la prueba con la tecnología <i>FLUT</i>, se rectificó que el tubular se encuentra en buen estado y su clasificación es la adecuada, ya que el resultado final que arrojó de espesor es de 0.184", y de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> este se encuentra en el rango de <i>Class 2</i>. Al observar la imagen espectral del resultado de ultrasonido se logró ver una pequeña alteración al final del tubular, se debe a que se encontró una pequeña pérdida del espesor, debido a que era un tubular usado, por ende, esta alteración no afecta su clasificación como <i>Class 2</i>.</p>

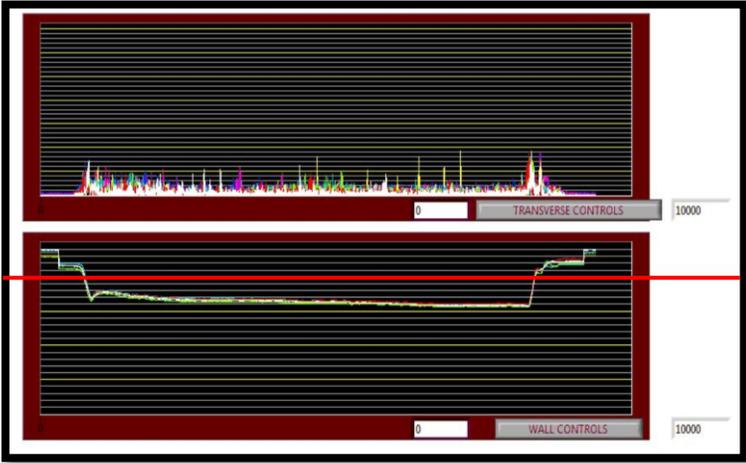
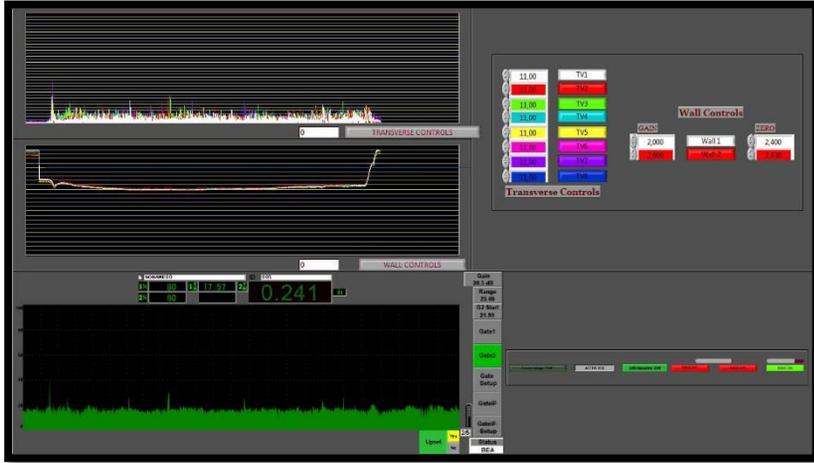
**Cuadro 9.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 4.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 4.	Tubular 4.
	
<b>Análisis del Tubular 4.</b>	<b>Análisis Tubular 4.</b>
<p><b>Diámetro de la tubería:</b> <math>3 \frac{1}{2}</math>"</p>	<p><b>Diámetro de la tubería:</b> <math>3 \frac{1}{2}</math>"</p>
<p>Al realizar la prueba del <i>O.D gauge</i> se obtuvo un resultado de 3.458" y corroborando con el <b>Cuadro 5</b> se determinó con esta prueba que el <b>Tubular 4</b> es un <i>Class 2</i>. Al estudiar los resultados arrojados por la prueba de electromagnetismo se encontraron dos anomalías en el tubular, se presume una pérdida de espesor de pared y un daño por arrancaduras el cual puede presentarse por dos motivos: La abrasión de la formación en la cual se utilizó anteriormente o cuando se emplearon las cuñas inadecuadas para ensamblar el tubular.</p>	<p>Con la prueba realizada con tecnología FLUT se confirmó la clasificación del tubular debido a que con los resultados obtenidos en el electromagnetismo había duda si realmente era <i>Class 2</i> o debido a los daños que tenía no se podría utilizar para la perforación, pero el resultado del ultrasonido arrojó un espesor de pared de 0.189", y con base al <b>Cuadro 5</b> este valor lo clasifica como <i>Class 2</i>. Con esta prueba se confirmó la pérdida de espesor, donde se evidenció con el valor que arrojó el ultrasonido, y se llegó a la conclusión que fue debido a la incorrecta limpieza del tubular.</p>

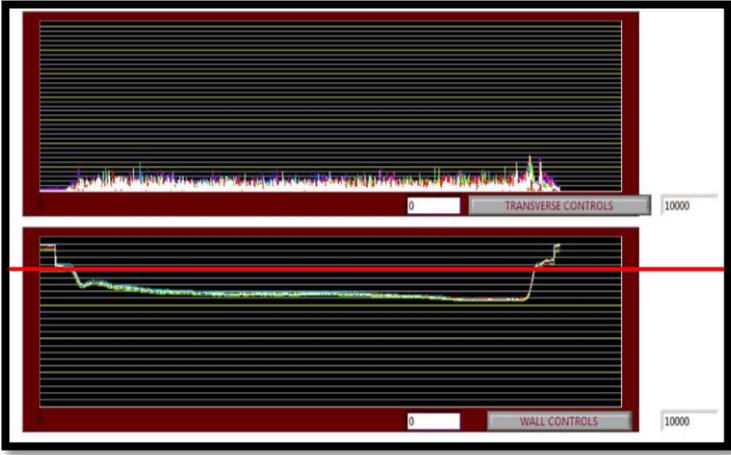
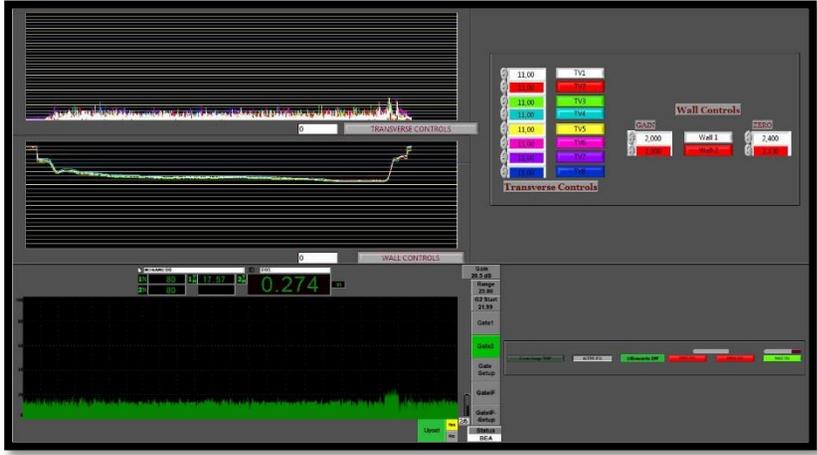
**Cuadro 10.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 5.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 5.	Tubular 5.
	
Análisis del Tubular 5.	Análisis Tubular 5.
Diámetro de la tubería: $3 \frac{1}{2}$ "	Diámetro de la tubería: $3 \frac{1}{2}$ "
<p>El <b>Tubular 5</b> presentó un valor por el ensayo del <i>O.D gauge</i> de un D.E de 3.581", de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> se clasifica como tubería <i>Class 2</i>. En los datos que se presentan en el registro del electromagnetismo, se observa que hay interferencia, al practicar los demás métodos de inspección como inspección visual y líquidos penetrantes no se encontró falla alguna en el tubular. Estas anomalías se presentan por factores que afectan esta lectura, como lo es el clima que alteran los resultados.</p>	<p>Debido a que la prueba de electromagnetismo se vio afectada por el clima, gracias a esta tecnología se pudo confirmar que el tubular con un espesor de 0.199" es <i>Class 2</i>. Con esta prueba de ultrasonido también se logró confirmar que el tubular no tenía ningún tipo de daño, debido al uso de anteriores perforaciones hubo reducciones del espesor y el diámetro externo.</p>

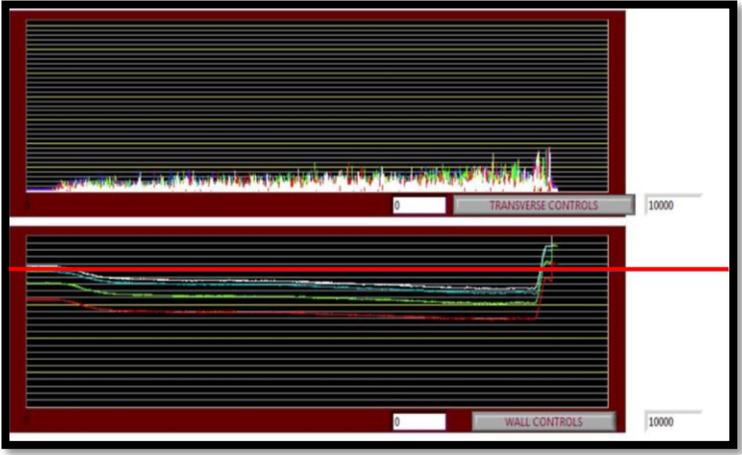
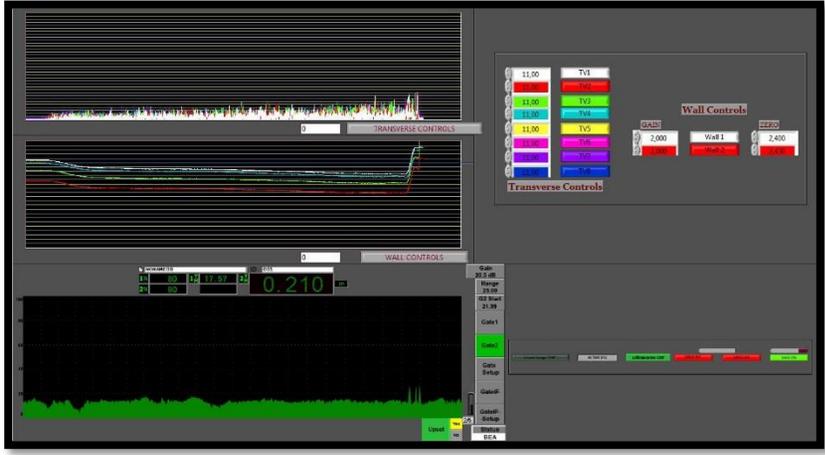
**Cuadro 11.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 6.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 6	Tubular 6
	
<b>Análisis del Tubular 6.</b>	<b>Análisis del Tubular 6.</b>
<b>Diámetro de la tubería: 5"</b>	<b>Diámetro de la tubería: 5"</b>
<p>Luego de realizada la prueba de <i>O.D gauge</i> se obtuvo un D.E de 4.995", de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> se puede clasificar como <i>Premium Class</i>. Como se puede observar en los resultados de electromagnetismo el tubo, no tenía ningún tipo de daño, lo que observa en el registro del electromagnetismo es tan solo ruido que es una alteración de la lectura del equipo.</p>	<p>Para rectificar la clasificación del tubo, debido a que algunos factores afectaron esta lectura del electromagnetismo se confirmó con la prueba del ultrasonido el cual arrojó un espesor de 0.241", este valor de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> y con el valor obtenido del <i>O.D. gauge</i> se confirmó como <i>Premium Class</i>. Como se mencionó anteriormente no se encontró ningún daño en este tubular, el espesor del tubular tuvo una reducción casi nula.</p>

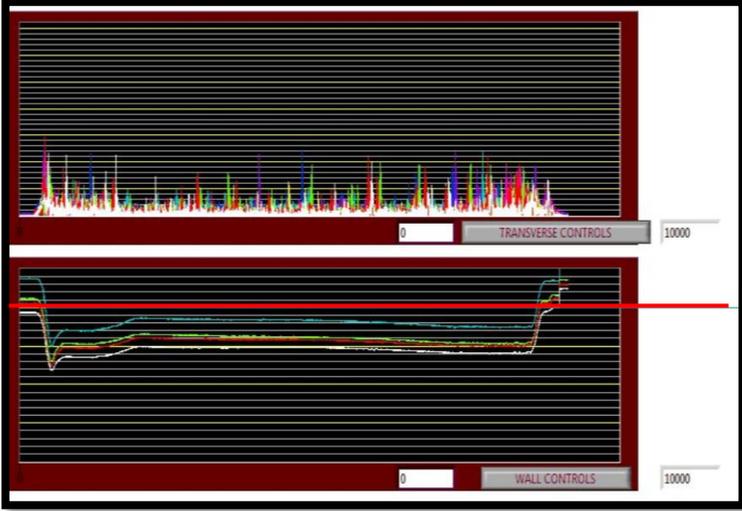
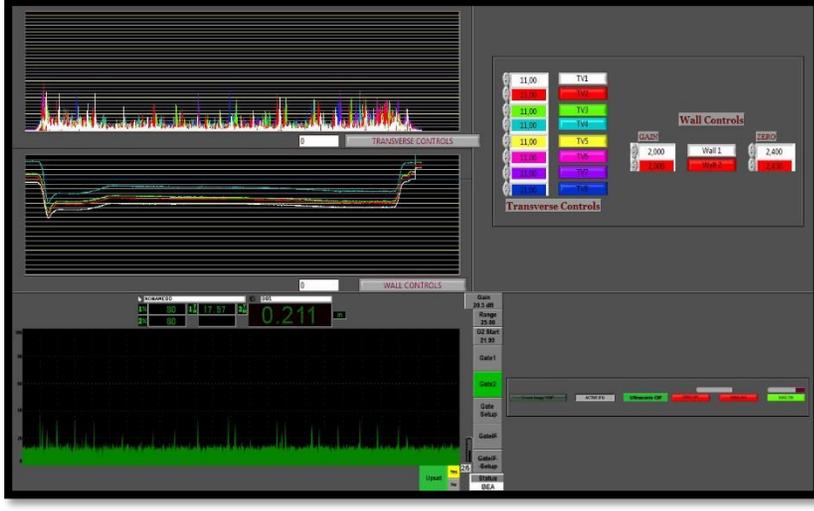
**Cuadro 12.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 7.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 7	Tubular 7
	
Análisis del Tubular 7.	Análisis del Tubular 7.
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>El <b>Tubular 7</b> luego de practicar la prueba del <i>O.D. gauge</i> se obtuvo un resultado de 4.984" el cual indica que el tubular está casi nuevo. En los resultados de electromagnetismo se puede observar que el tubular no posee daño por todo el cuerpo, pero estos resultados se deben al ruido.</p>	<p>Los resultados obtenidos del espesor por la prueba de ultrasonido fueron de 4.984". Como se obtuvo de la prueba de electromagnetismo con la tecnología convencional el tubular no mostró ningún tipo de daño y de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b>, el tubular es clasificado como <i>Ultra Class</i>.</p>

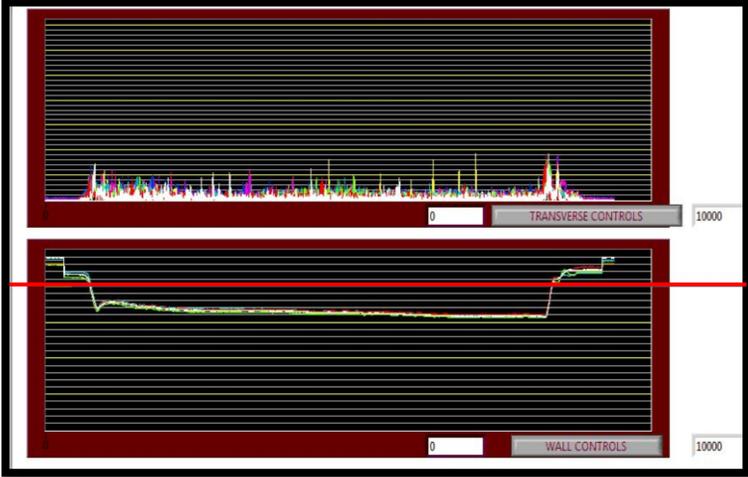
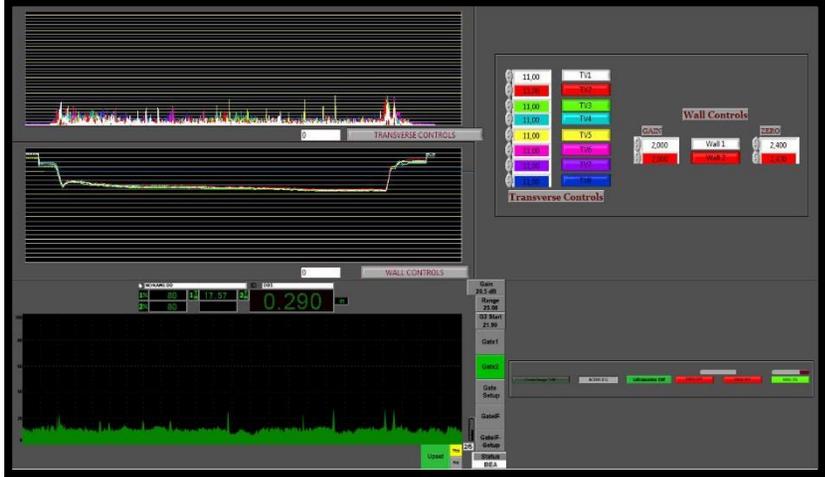
**Cuadro 13.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 8.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Resultados del Tubular 8	Resultados del Tubular 8
	
Análisis del Tubular 8.	Análisis del Tubular 8.
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>Una vez realizada la práctica por el <i>O.D. gauge</i> se obtuvo un valor de D.E de 4.932", de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> este valor se podría clasificar como <i>Ultra Class</i> pero de acuerdo con los resultados obtenidos se puede ver que el tubular tiene anomalías en la parte final del cuerpo y a simple vista se observó que el tubular tenía muchos desgastes externos, por lo cual se debe confirmar la clasificación con la prueba de ultrasonido.</p>	<p>Luego de que se rectificó el estado del tubular con la prueba de ultrasonido de esta tecnología se aclaró la clasificación del tubular la cual arrojó un espesor de 0.210" y de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> se clasifica como <i>Class 2</i>, por ende, con el <i>O.D. gauge</i> y el espesor la correcta clasificación es <i>Class 2</i>. Gracias a la prueba de ultrasonido se logró identificar que el tubular poseía ciertas anomalías en el interior debido a la corrosión.</p>

**Cuadro 14.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 9.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Resultados del Tubular 9	Resultados del Tubular 9
	
Análisis del Tubular 9.	Análisis del Tubular 9.
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>Luego de realizar la prueba de <i>O.D gauge</i> se obtuvo un valor de D.E de 4.801" y de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> el <b>Tubular 9</b> es <i>Class 2</i>. Como se puede observar en los resultados obtenidos con la prueba de electromagnetismo se identificó que el tubular se encontraba en mal estado y en el exterior está bastante afectado por corrosión, pero de acuerdo con la norma este tubular aún clasifica para una operación de perforación.</p>	<p>Debido al estado del <b>Tubular 9</b>, era necesario realizar la prueba por ultrasonido para observar si él podría ser usado para la perforación y arrojó un espesor de 0.211", y de acuerdo con el <b>Cuadro 5</b> es <i>Class 2</i>; Luego de observar los daños que poseía con la tecnología convencional y con el ultrasonido se encontró más desgaste en el interior del tubular, pero sigue siendo apto para la operación de perforación.</p>

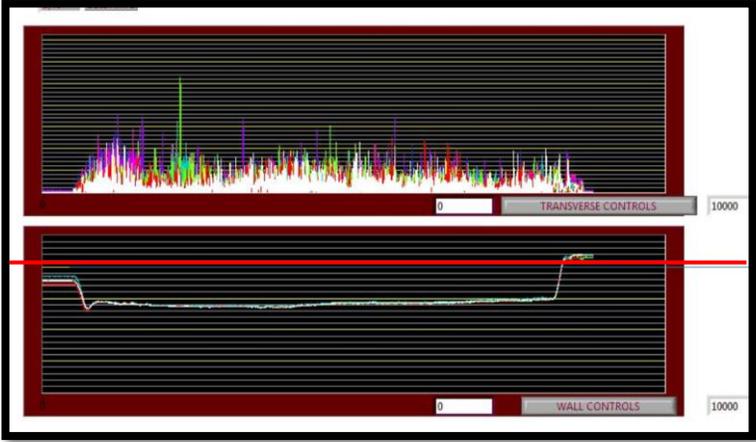
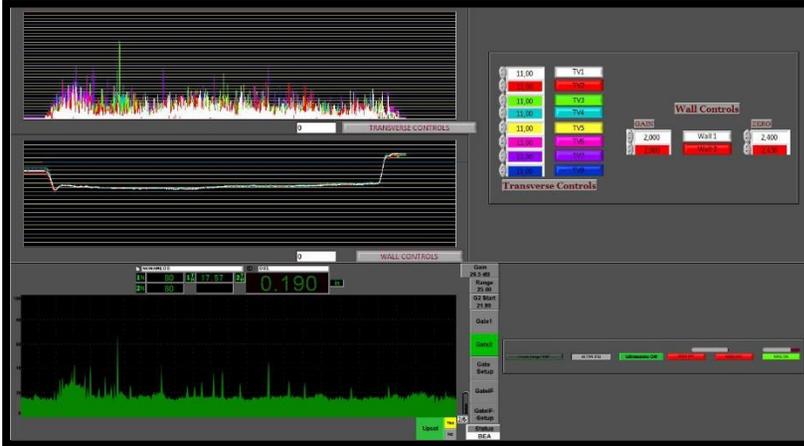
**Cuadro 15.** Análisis y Resultados de inspección antes de la perforación del Tubular 10.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 10.	Tubular 10.
	
Análisis del Tubular 10.	Análisis del Tubular 10.
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>Luego de realizar la prueba de <i>O.D gauge</i> se obtuvo un valor de D.E de 4.907" y de acuerdo al <b>Cuadro 5 el Tubular 10 es Ultra Class</b>. Al observar los resultados del electromagnetismo no se obtuvo ninguna clase de daño, el tubular se encontraba en perfecto estado.</p>	<p>Para rectificar que el tubular es realmente <i>Ultra Class</i> se practicó la prueba de ultrasonido, para confirmar la clasificación de acuerdo con el espesor, el resultado que arrojó el ultrasonido fue de 0.290". Tal como en el electromagnetismo no se encontró daño alguno, el tubular se encontraba como nuevo.</p>

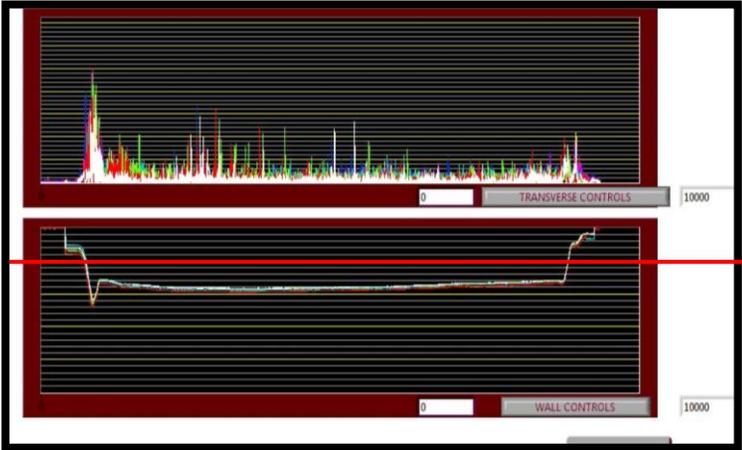
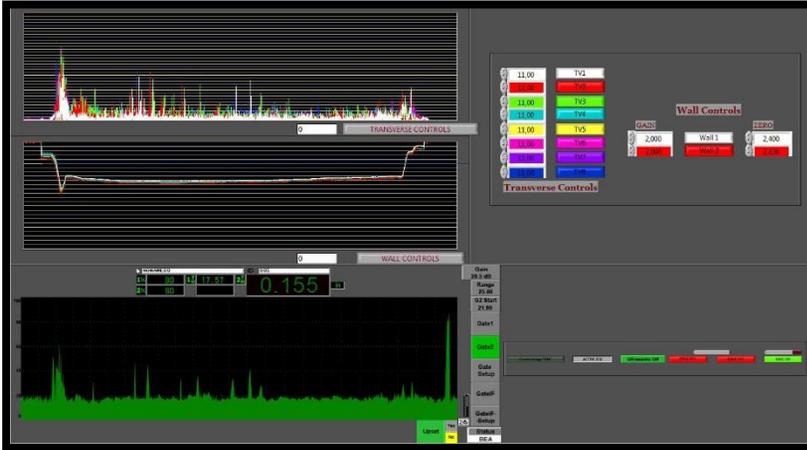
## 4.6 PRESENTACIÓN DE LOS DATOS OBTENIDOS DESPUÉS DE LA PERFORACIÓN

A continuación, se muestran los resultados y el análisis de cada una de los tubulares escogidos para el estudio después de la perforación.

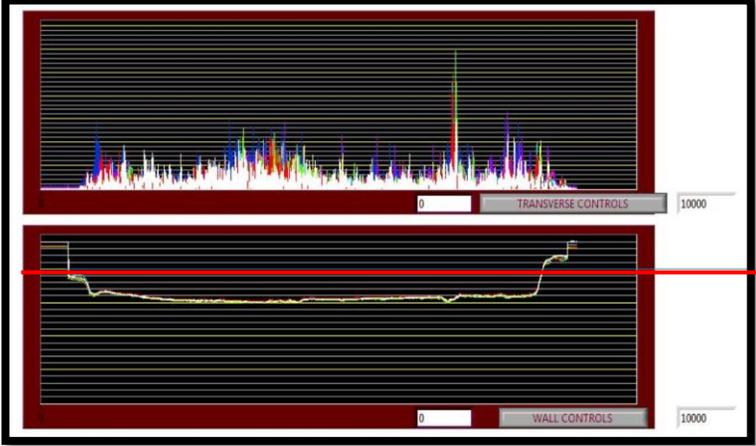
**Cuadro 16.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 1.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
<p data-bbox="237 558 369 581"><b>Tubular 1.</b></p> 	<p data-bbox="1041 558 1173 581"><b>Tubular 1.</b></p> 
<p data-bbox="237 1066 506 1089"><b>Análisis del tubular 1</b></p>	<p data-bbox="1041 1066 1310 1089"><b>Análisis de tubular 1.</b></p>
<p data-bbox="237 1099 604 1122"><b>Diámetro de la tubería: 3 1/2"</b></p>	<p data-bbox="1041 1099 1398 1122"><b>Diámetro de la tubería: 3 1/2"</b></p>
<p data-bbox="237 1148 1010 1354">El <b>Tubular 1</b> después de la perforación presentó una disminución de espesor de pared que se puede evidenciar en su imagen espectral por el medio de electromagnetismo, en el ensayo del <i>O.D gauge</i> tuvo otra disminución de D.E con un valor de 3.364" pero sigue siendo apto para operación, aunque hay corroborar la clasificación por medio del ultrasonido y de su valor actual de espesor de pared.</p>	<p data-bbox="1041 1148 1856 1386">El <b>Tubular 1</b> después de la perforación presentó una disminución de espesor de pared que se puede evidenciar en su imagen espectral por el medio de electromagnetismo, y por el ensayo del método de ultrasonido se obtuvo un valor de espesor de pared de 0.190" en comparación a su resultado antes de la perforación hubo una pérdida significativa pero su clasificación según el <b>Cuadro 5</b> es <i>Class 2</i>. El <i>Upset</i> del <b>Tubular 1</b> no se encontró defectuoso según la lectura de la tecnología FLUT.</p>

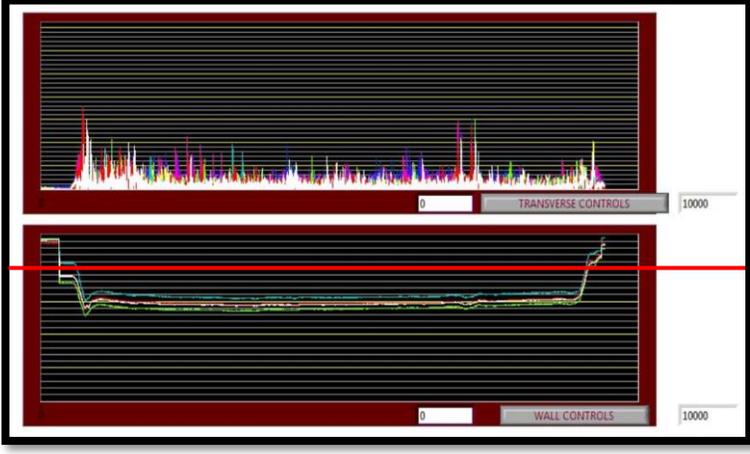
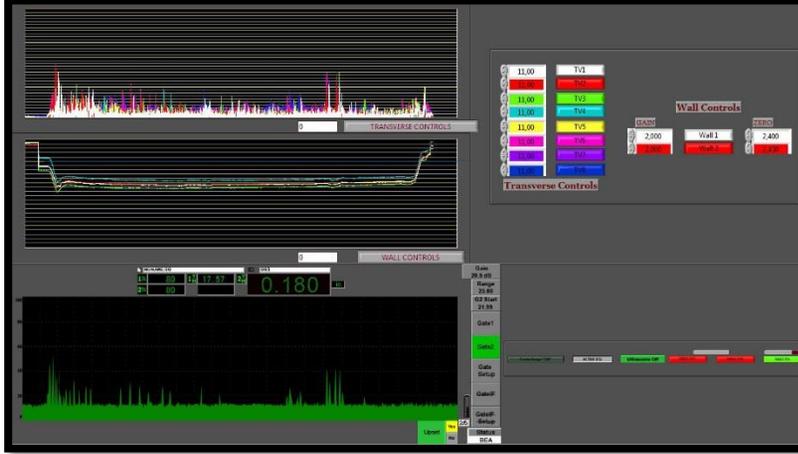
**Cuadro 17.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 2.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 2.	Tubular 2.
	
Análisis del tubular 2.	Análisis de tubular 2.
Diámetro de la tubería: 3 1/2"	Diámetro de la tubería: 3 1/2"
<p>Después de la perforación el <b>Tubular 2</b> presentó por el ensayo del <i>O.D gauge</i> una reducción de diámetro posible por un desgaste con la formación por abrasión, se presume desgaste durante la operación de perforación, en la imagen espectral que nos da una idea acerca del espesor de pared y se observa una posible reducción.</p>	<p>Después de la perforación el <b>Tubular 2</b> presentó por el ensayo del <i>O.D gauge</i> una reducción de diámetro y gracias al ensayo por ultrasonido se obtuvo el valor de 0.155" y comparando con su valor antiguo antes de la perforación que fue de 0.195" es una reducción notable, luego de practicar otros métodos (partículas magnéticas y visual de inspección) que ordeno el Inspector Nivel 2 se rechazó por su condición de desgaste. El <i>Upset</i> del <b>Tubular 2</b> se encontró defectuoso según la lectura de la tecnología FLUT.</p>

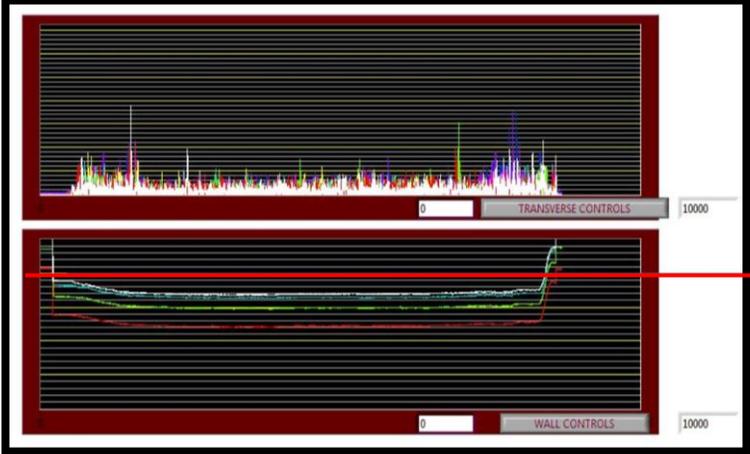
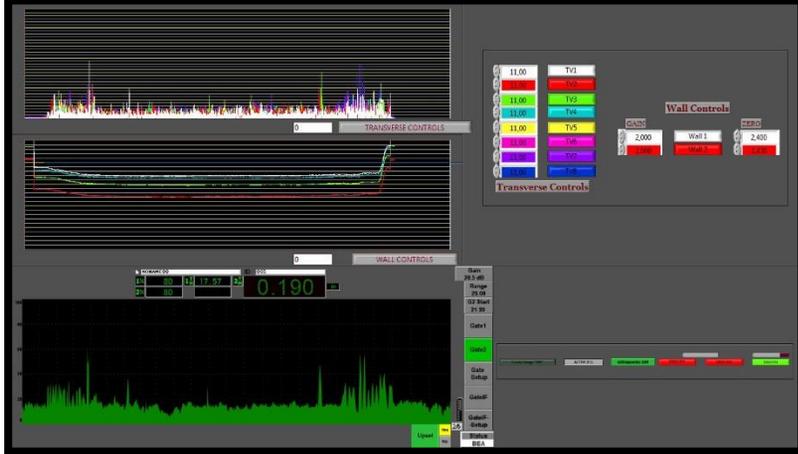
**Cuadro 18.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 3.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 3.	Tubular 3.
	
Análisis del tubular 3.	Análisis de tubular 3.
Diámetro de la tubería: 3 1/2"	Diámetro de la tubería: 3 1/2"
<p>Luego de realizar la inspección con la tecnología convencional junto con el ensayo de <i>O.D gauge</i> y comparando con los resultados obtenidos antes de la perforación se pudo verificar que hubo un aumento del diámetro del tubular después de la perforación de un valor de 3.367" a 3.511" esto causa rechazo del tubular por una posible avería en el tubular el cual podría causar un estallido del tubo.</p>	<p>A partir del ensayo de ultrasonido se pudo verificar el espesor de pared del tubular y se evidencio una reducción ya que su valor actual es de 0.168" y el de antes de la perforación es de 0.184" lo cual cotejado con el aumento del diámetro nos indica que si el tubular se utiliza en una operación causaría un estallido del tubular junto con la cuadrilla y el inspector se llegó a conclusión del rechazo del tubular. El <b>Upset del Tubular 3</b> se encontró defectuoso según la lectura de la tecnología FLUT.</p>

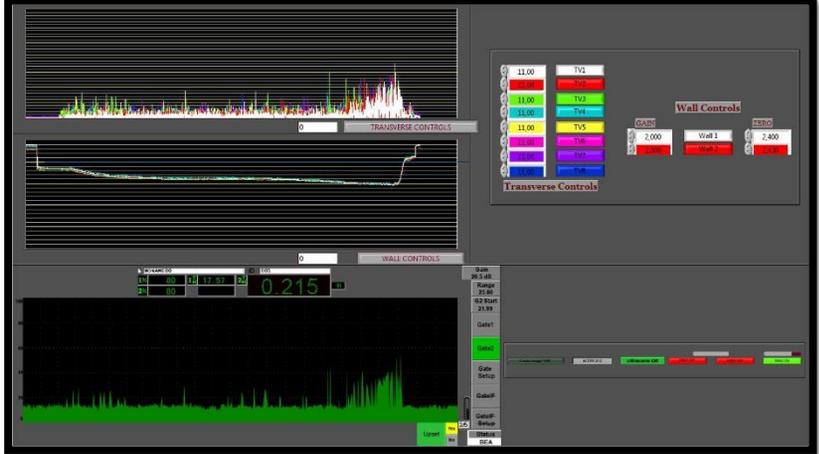
**Cuadro 19.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 4.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.																																									
Tubular 4.	Tubular 4.																																									
	 <table border="1" data-bbox="1522 462 1837 625"> <thead> <tr> <th>11.00</th> <th>T11</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>11.00</td> <td>T12</td> </tr> <tr> <td>11.00</td> <td>T13</td> </tr> <tr> <td>11.00</td> <td>T14</td> </tr> <tr> <td>11.00</td> <td>T15</td> </tr> <tr> <td>11.00</td> <td>T16</td> </tr> <tr> <td>11.00</td> <td>T17</td> </tr> <tr> <td>11.00</td> <td>T18</td> </tr> <tr> <td>11.00</td> <td>T19</td> </tr> <tr> <td>11.00</td> <td>T20</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="1522 511 1837 625"> <thead> <tr> <th>WALL</th> <th>Wall 1</th> <th>Wall 2</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2.000</td> <td>2.400</td> <td>2.400</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="1165 673 1501 722"> <thead> <tr> <th>11</th> <th>20</th> <th>14</th> <th>17.57</th> <th>25</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>11</td> <td>20</td> <td>14</td> <td>17.57</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>25</td> <td>10</td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table> <p>0.180</p>	11.00	T11	11.00	T12	11.00	T13	11.00	T14	11.00	T15	11.00	T16	11.00	T17	11.00	T18	11.00	T19	11.00	T20	WALL	Wall 1	Wall 2	2.000	2.400	2.400	11	20	14	17.57	25	11	20	14	17.57	25	25	10			
11.00	T11																																									
11.00	T12																																									
11.00	T13																																									
11.00	T14																																									
11.00	T15																																									
11.00	T16																																									
11.00	T17																																									
11.00	T18																																									
11.00	T19																																									
11.00	T20																																									
WALL	Wall 1	Wall 2																																								
2.000	2.400	2.400																																								
11	20	14	17.57	25																																						
11	20	14	17.57	25																																						
25	10																																									
Análisis del tubular 4.	Análisis de tubular 4.																																									
Diámetro de la tubería: 3 1/2"	Diámetro de la tubería: 3 1/2"																																									
<p>La tecnología convencional detectó anomalías en su lectura, en el ensayo del <i>O.D gauge</i> se pudo evidenciar una reducción notable del D.E comparado con el de antes de la perforación hubo una diferencia de 0.245" lo cual demuestra un problema por colapso en la tubería y deformación por lo que se clasifica directamente como rechazo.</p>	<p>La tecnología FLUT realizó una inspección obtuvo las mismas indicaciones acerca de las anomalías solo que comparado con el resultado antes de la perforación el valor de espesor de pared se redujo esta vez obtuvo un valor de 0.180" el <i>Upset</i> de la tubería se encuentra en condiciones operativas pero el tubular se debe someter a reparación por colapso se rechazó operativamente.</p>																																									

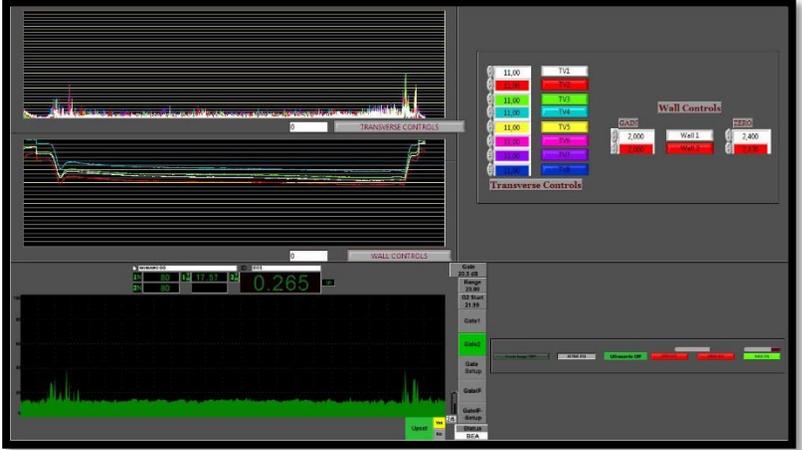
**Cuadro 20.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 5.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 5.	Tubular 5.
	
Análisis del tubular 5.	Análisis de tubular 5.
Diámetro de la tubería: 3 1/2"	Diámetro de la tubería: 3 1/2"
<p>El <b>Tubular 5</b> obtuvo un valor de 3.560" de diámetro externo en comparación a su diámetro después de la perforación se redujo, pero no considerablemente, en cuanto a la condición del cuerpo del tubular no presentó daños después de la operación se presume por la imagen espectral una reducción de espesor.</p>	<p>La pérdida de espesor de pared de acuerdo con el valor nominal que debe poseer la tubería en su fabricación después de la perforación fue de 0.064", el tubular antes de la perforación se clasificaba como <i>Class 2</i> y de acuerdo a la inspección por medio de las dos tecnologías no sufrió un cambio notable y sigue clasificado para usarse operativamente. El <i>Upset</i> del <b>Tubular 3</b> no se encontró defectuoso según la lectura de la tecnología FLUT.</p>

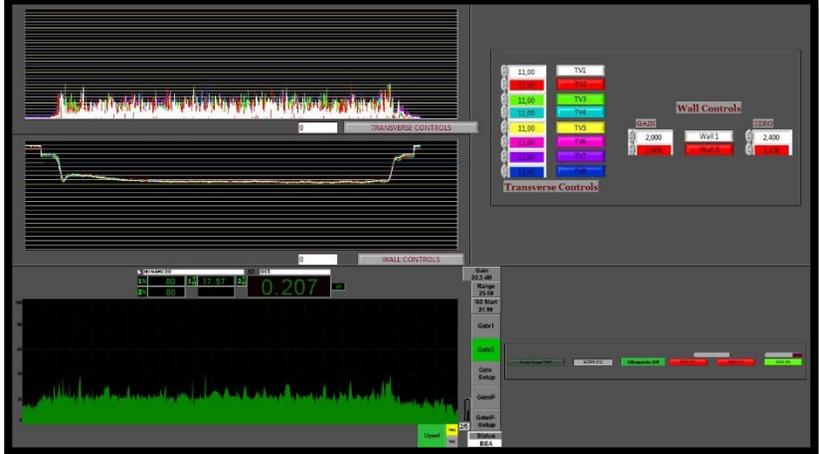
**Cuadro 21.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 6.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 6.	Tubular 6.
 <p>The screenshot shows two vertically stacked graphs. The top graph, labeled 'TRANSVERSE CONTROLS', displays a complex, multi-colored waveform. The bottom graph, labeled 'WALL CONTROLS', shows a smoother line with a red horizontal reference line. Both graphs have a scale from 0 to 10000 on the right side.</p>	 <p>The screenshot displays a more comprehensive software interface. It includes a top graph with a multi-colored waveform, a middle graph with a green line, and a bottom graph with a green waveform. On the right side, there are several control panels: 'Wall Controls' with a 'GAIN' slider set to 2.000 and 'Wall 1' and 'Wall 2' indicators; 'Transverse Controls' with a 'ZERO' indicator; and a 'Data' panel showing '0.215' in a large green font. Other parameters like 'Gain 1', 'Gain 2', and 'Gain 3' are also visible.</p>
Análisis del tubular 6.	Análisis de tubular 6.
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>El <b>Tubular 6</b> como es de 5" después de la perforación presentó un valor de diámetro externo de 4.991" de acuerdo con el resultado obtenido antes de la perforación se clasifico como <i>Premium Class</i>, la imagen espectral del ensayo por el electromagnetismo muestra unas anomalías el inspector recomienda practicar más ensayos para su correcta clasificación.</p>	<p>El <b>Tubular 6</b> después de la perforación se clasificó como <i>Class 2</i> debido a que su valor de espesor de pared actual es de 0.215" una reducción notable de su cuerpo después de la operación ya que su valor antes de la perforación era de 0.241"; el <i>Upset</i> del tubular se encuentra en condiciones aceptables para la operación.</p>

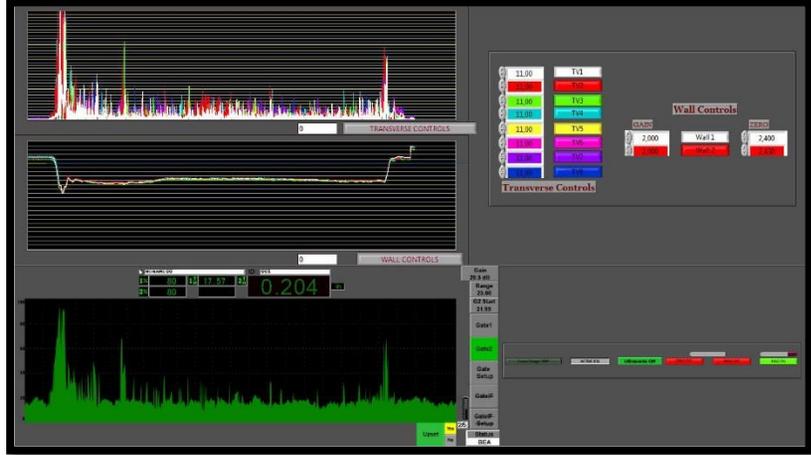
**Cuadro 22.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 7.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 7.	Tubular 7.
	
Análisis del tubular 7.	Análisis de tubular 7.
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>El <b>tubular 7</b> presentó unas imágenes espectrales con muy pocos picos lo cual indica que la tubería está en buen estado después realizar la prueba de <i>O.D gauge</i> se puede evidenciar de que el diámetro externo del tubular se encuentra dentro del rango establecido como tubería <i>Premium Class</i> o <i>Ultra Class</i>.</p>	<p>La tecnología FLUT mostró un espesor de pared actual de 0.265" lo cual clasifica este tubular como <i>Premium Class</i>, el tubular se someterá a limpieza industrial y puede seguir siendo utilizado en operaciones futuras.</p>

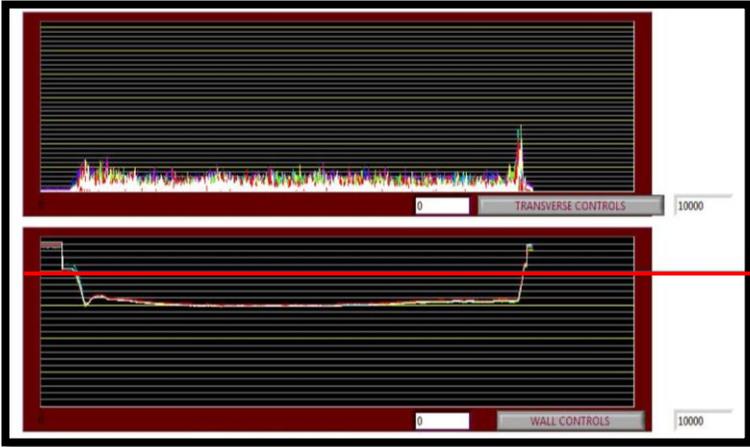
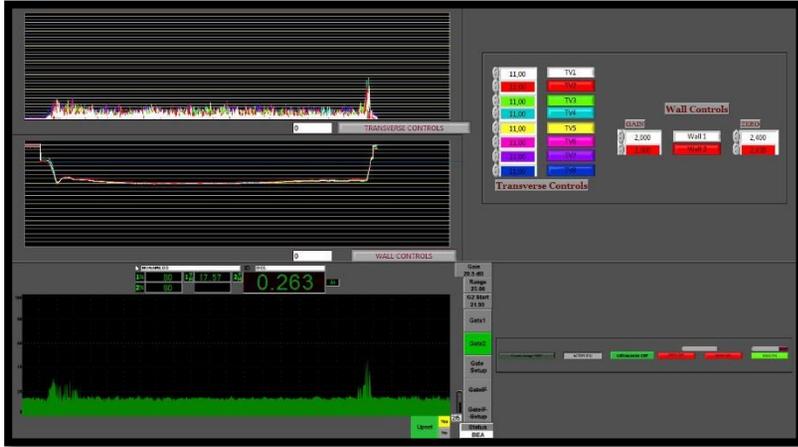
**Cuadro 23.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 8.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 8.	Tubular 8.
	
Análisis del tubular 8.	Análisis de tubular 8.
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>Luego de la perforación al <b>Tubular 8</b> se realizó nuevamente la prueba de <i>O.D gauge</i> donde arrojó un valor de 4.930" de acuerdo con este valor puede ser <i>Ultra Class</i>, pero se debe verificar con la prueba de ultrasonido ya que el tubular presenta algunos desgastes de acuerdo con los resultados obtenidos por parte del electromagnetismo.</p>	<p>Luego de obtener los resultados de ultrasonido arrojó un valor de espesor de 0.207 y de acuerdo con el <i>O.D gauge</i> esta tubería es <i>Class 2</i> aunque antes de la perforación se encontraba clasificada como <i>Class 2</i> pero durante la operación el <b>Tubular 8</b> no sufrió alteración alguna en su cuerpo y como se evidencia en la prueba de ultrasonido el <i>Upset</i> del tubular conserva las condiciones para ser nuevamente utilizado.</p>

**Cuadro 24.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 9.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 9.	Tubular 9.
	
<b>Análisis del tubular 9.</b>	<b>Análisis de tubular 9.</b>
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>Al realizar la prueba de <i>O.D gauge</i> se observó un valor de 4.798 donde se notó una disminución bastante alta del diámetro externo del <b>Tubular 9</b>. Al observar se pudo evidenciar que el cuerpo se encontraba con bastantes marcas de corrosión y cotejando con el resultado obtenido con la prueba de electromagnetismo se nota que el tubular posee bastantes daños a lo largo del cuerpo del tubular.</p>	<p>En los resultados obtenidos a partir de la tecnología FLUT se pudo evidenciar una disminución del espesor de pared la cual se debe a la corrosión, aunque la tubería se sometió a la limpieza antes de la inspección para no tener lecturas erróneas, pero se confirmó que el cuerpo del tubular estaba afectado. Junto con el inspector se llegó a la conclusión de rechazar el tubular.</p>

**Cuadro 25.** Análisis y Resultados de inspección después de la perforación del Tubular 10.

Tecnología Convencional.	Tecnología FLUT.
Tubular 10.	Tubular 10.
	
Análisis del tubular 10.	Análisis de tubular 10.
Diámetro de la tubería: 5"	Diámetro de la tubería: 5"
<p>El <b>tubular 10</b> luego de la prueba de <i>O.D gauge</i> se evidencio una disminución del D.E donde se obtuvo un valor de 4.895". Se puede observar en el resultado por electromagnetismo se evidencio un desgaste en el tubular, el cual debe ser verificado con el método de ultrasonido junto con otros métodos de inspección.</p>	<p>Luego de realizada la prueba por ultrasonido se obtuvo un resultado de pérdida de espesor de 0.033" respecto al nominal que debe poseer originalmente el tubular. Gracias a la prueba de ultrasonido junto con líquidos penetrantes se logró verificar que el tubular poseía daños por arrancaduras, pero el veredicto final del inspector es que el tubular puede ser utilizado nuevamente ya que su clasificación es <i>Premium Class</i>.</p>

A continuación, en el **Cuadro 26** se presenta los datos de los 10 tubulares que fueron inspeccionados antes de la perforación, presentaron un *Upset* en condiciones aceptables y seis de los tubulares se clasificaron en *Class 2* ya que la tubería es usada.

**Cuadro 26.** Resultados de la inspección antes de la perforación.

Clasificación	Tubular #	Total	Tubular	Diámetro Tubería (")	O.D gauge (")	Espesor Nominal (")	Espesor Nominal Actual (")	Pérdida de Espesor (")	Upset		Daño
									SI	NO	
Ultra Class	7,10	2	1	3 1/2	3,412	0.254	0.205	0.049	X		Ninguno
Premium Clas	1,6	2	2	3 1/2	3,563	0.254	0.192	0.062	X		Ninguno
Class 2	2,3,4,5,8,9	6	3	3 1/2	3,367	0.254	0.184	0.070	X		Ninguno
Rechazo	0	0	4	3 1/2	3,458	0.254	0.189	0.065	X		Ninguno
Nota: Los tubulares inspeccionados fueron 270 y para la realización de la comparación se tomo el 5% de la muestra.			5	3 1/2	3,581	0.254	0.199	0.055	X		Ninguno
			6	5	4,995	0.296	0.241	0.055	X		Ninguno
			7	5	4,984	0.296	0.274	0.022	X		Ninguno
			8	5	4,932	0.296	0.210	0.086	X		Ninguno
			9	5	4,801	0.296	0.211	0.085	X		Ninguno
			10	5	4,907	0.296	0.290	0.006	X		Ninguno

A continuación, en el **Cuadro 27** se presenta los datos de los 10 tubulares que fueron inspeccionados después de la perforación donde cuatro fueron rechazados, cuatro fueron *Class 2* ya que durante la perforación sufrieron distintas problemáticas (desgaste, estallido, colapso y *pitting*).

**Cuadro 27.** Resultados de la inspección después de la perforación.

Clasificación	Tubular #	Total	Tubular	Diámetro Tubería (")	O.D gauge (")	Espesor Nominal (")	Espesor Nominal Actual (")	Pérdida de Espesor (")	Upset		Daño
									SI	NO	
Ultra Class	0	0	1	3 1/2	3,364	0.254	0.190	0.064	X		Ninguno
Premium Clas	7,10	2	2	3 1/2	3,362	0.254	0.155	0.099		X	Desgaste
Class 2	1,5,6,8	4	3	3 1/2	3,511	0.254	0.168	0.086		X	Estallido
Rechazo	2,3,4,9	4	4	3 1/2	3,213	0.254	0.180	0.074	X		Colapso
Nota: Los tubulares inspeccionados fueron 270 y para la realización de la comparación se tomo el 5% de la muestra.			5	3 1/2	3,560	0.254	0.190	0.064	X		Ninguno
			6	5	4,991	0.296	0.215	0.081	X		Ninguno
			7	5	4,900	0.296	0.265	0.031	X		Ninguno
			8	5	4,930	0.296	0.207	0.089	X		Ninguno
			9	5	4,798	0.296	0.204	0.092	X		Pitting
			10	5	4,895	0.296	0.263	0.033	X		Ninguno

## 5. EVALUACIÓN FINANCIERA

El presente capítulo tiene como meta principal evaluar la viabilidad financiera de la tecnología de inspección “*FULL LENGHT ULTRASONIC TECHNOLOGY (FLUT)*”, utilizada para evitar retrasos en la perforación debido a inspecciones incompletas y las demoras durante la realización de las mismas. En el Bloque CPO-5 de la Cuenca de los Llanos Orientales, la compañía de inspección Magnatesting S.A, está realizando la implementación para reducir los tiempos de inspección y de esta manera aumentar las ganancias para la compañía. La tecnología “FLUT” que funciona por el principio de electromagnetismo y ultrasonido, siendo parte de los ensayos no destructivos, incluye el servicio de esta tecnología denominada “FLUT”. Se realizará la evaluación financiera de la implementación de esta tecnología para el Pozo Loto 2, desde el punto de vista de la empresa inspectora, teniendo en cuenta el análisis de los costos y de los tiempos operativos en la inspección con la tecnología convencional y en la inspección con la tecnología FLUT. La relación Beneficio - Costo será el indicador a utilizar para medir la rentabilidad del proyecto, mediante la comparación de los costos previstos con los beneficios esperados de cada uno. Esta evaluación se creará con base en el valor de inversión de obtención de la tecnología (equipos y licencia) junto con los costos operativos.

Para llevar a cabo esta evaluación se utiliza como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD). El tiempo estimado para la presente evaluación financiera es de 6 meses. La tasa de interés de oportunidad es del 10% anual suministrada por la empresa Magnatesting S.A, para la unidad de medida se utilizarán el número de juntas inspeccionadas ya que la implementación se registra por unidad de junta inspeccionada.

Todos los cálculos empleados en el presente Capítulo financiero se realizaron para una inspección de tubería, que se utilizará para la perforación del Pozo Loto 2, la que se realizará antes y después de la perforación.

## 5.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

De acuerdo con la proyección que se necesita para la implementación de la tecnología “FLUT”, se realizó un análisis de inversión que se muestra a continuación.

La inversión de la tecnología “FLUT” se hizo según la compra de los equipos para la fase de campo, la calibración del equipo, y capacitación del personal para la utilización de la tecnología.

A continuación, se presenta el análisis de inversión de la implementación de la tecnología “FLUT” en el **Cuadro 28**.

**Cuadro 28.** Inversión de la tecnología “FLUT”.

Inversión Operacional			
Concepto	Costo unitario (\$USD)	Unidad	Costo total (\$USD)
Equipos para la fase de campo	65.487,99	1	65.487,99
Computador para el software del equipo	1.100,00	1	1.100,00
*Capacitación de los empleados para emplear el equipo	1.750,00	4	7.000,00
Viáticos para los empleados	50,00	4	200,00
		Total	73.787,99

**Fuente:** Magnatesting S.A, Tabla de Inversión de Operaciones para los años 2013-2015.

\*La capacitación se realizó en un tiempo de cuatro días, de los cuales dos fueron capacitaciones teóricas y los otros dos días fueron prácticas en campo.

## 5.2 ANÁLISIS DE INGRESOS DE OPERACIÓN

La esencia del proceso de evaluar una inversión destinada a la generación de ingresos se asienta en comparar los beneficios generados con los costos requeridos. Por definición, solamente aquellos proyectos en los que los beneficios son mayores que los costos, merecen implementarse, y apoyarse de acuerdo con su manutención e inversión; los ingresos denotados para proyectos son de mucho valor en la industria petrolera, por lo que los análisis son importantes para hacer el ingreso detallado.

Los ingresos de la tecnología convencional están compuestos por los siguientes servicios, como lo muestra el **Cuadro 29**.

**Cuadro 29.** Ingresos por servicio tecnología convencional.

Ingresos Tecnología Convencional			
Concepto	Tarifa (\$USD)	Unidad	Costo total
Inspección método electromagnetismo	55.00	270	14,850.00
Limpieza industrial de la tubería	8.00	270	2,160.00
		Total	17,010.00

El análisis en tiempo (6 meses) para los ingresos de la inspección de la tecnología convencional, se realiza a continuación en la **Tabla 3**. Este se hace con base al total de la tubería inspeccionada en el Pozo Loto 2 y que el contrato sea de una duración a seis meses con futuras inspecciones a la compañía operadora.

**Tabla 3.** Ingresos mensuales de la tecnología convencional.

Ingresos mensuales tecnología convencional			
Período(meses)	Costo por servicio (\$USD)	Número de servicios	Inversión total (\$USD)
0	-	-	-
1	17,010.00	1	17,010.00
2	17,010.00	1	17,010.00
3	17,010.00	1	17,010.00
4	17,010.00	1	17,010.00
5	17,010.00	1	17,010.00
6	17,010.00	1	17,010.00
		Total	102,060.00

Los ingresos generados por la tecnología “FLUT” se describen a continuación en la **Cuadro 30** donde se relacionan las tarifas por junta inspeccionada por los métodos de inspección que posee esta tecnología.

**Cuadro 30.** Tarifas por servicio de la tecnología “FLUT” en el Pozo Loto 2.

Ingresos Tecnología FLUT			
Concepto	Tarifa (\$USD)	Unidad	Costo total
Inspección método ultrasonido y electromagnetismo	95.75	270	25,852.50
Limpieza industrial de la tubería	8.00	270	2,160.00
		<b>Total</b>	<b>28,012.50</b>

En la **Tabla 4**, se muestra los ingresos para un tiempo de seis meses, por la tecnología “FLUT”, definiendo que el contrato de inspección con la operadora sea a seis meses para futuras inspecciones con la compañía operadora.

**Tabla 4.** Ingresos mensuales de la tecnología “FLUT”

Ingresos mensuales tecnología FLUT			
Período(meses)	Costo por servicio (\$USD)	Número de servicios	Inversión total (\$USD)
0	-	-	-
1	28,012.50	1	28,012.50
2	28,012.50	1	28,012.50
3	28,012.50	1	28,012.50
4	28,012.50	1	28,012.50
5	28,012.50	1	28,012.50
6	28,012.50	1	28,012.50
		<b>Total</b>	<b>168,075.00</b>

Los ingresos adicionales que se obtienen por la tecnología “FLUT” representan el servicio adicional del método de ultrasonido y soportan la inversión que se hace por la compra del equipo de inspección además de la reducción en los costos de la operación del mismo por utilización de menos personal en la inspección y la reducción del tiempo de inspección de las juntas.

### 5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación según Jota Erre <sup>25</sup>(*OPEX, Operational Expense*) es la abreviación de la cantidad que se invierte para adquirir o mejorar los activos productivos, estos son asociados a la propuesta de aplicación de la tecnología “FLUT” y a la tecnología convencional utilizada actualmente.

<sup>25</sup> JOTA ERRE.NET, Concepto de OPEX y CAPEX Disponible en <https://jotaerre.net/2013/10/17/concepto-de-capex-opex/>

La utilización de los dos sistemas de inspección, requiere de emplear herramientas y equipos. El primer método de análisis será la inspección con el equipo convencional. Los siguientes costos que se observan en el **Cuadro 31** aplican para esta tecnología los cuales son: la cuadrilla de trabajo, manutención de la cuadrilla donde se aplican todos los viáticos para la misma, movilización global a campo, las plantas eléctricas, camioneta disponible en campo y el inspector.

**Cuadro 31.** Costos por servicio del método de inspección convencional en el Pozo Loto 2.

Costos Operacionales CONVENCIONAL					
Concepto	Costo unitario (\$USD)	Días	Unidad	Unidades totales	Costo total
Movilización global	1,500.00	2	1	2	3,000
Planta eléctrica	70.00	10	2	20	1,400
Camioneta disponible en campo	120.00	10	1	10	1,200
Cuadrilla de trabajo	200.00	10	4	40	8,000
Manutención cuadrilla	33.00	10	5	50	1,650
Inspector	60.00	10	1	10	600
			Total		15,850

**Fuente:** Magnatesting S.A. Cuadro de Costos Operacionales para el año 2015.

\*El promedio de trabajadores en una cuadrilla de inspección es de cuatro auxiliares y un inspector; para este caso los días de operación fueron 10.

Los costos proporcionados se ven reflejados a futuro por mes durante seis meses, en la siguiente **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Costos de operación mensual método de inspección convencional.

Costos Operacionales CONVENCIONALES			
Período(meses)	Costo por servicio (\$USD)	Número de servicios	Inversión total (\$USD)
0	-	-	-
1	15,850.00	1	15,850.00
2	15,850.00	1	15,850.00
3	15,850.00	1	15,850.00
4	15,850.00	1	15,850.00
5	15,850.00	1	15,850.00
6	15,850.00	1	15,850.00
		Total	95,100.00

Para la implementación de la tecnología "FLUT" se analizaron los costos producidos por parte de los equipos en campo, el costo de la utilización de los equipos de

inspección, los equipos de cómputo para la interpretación y la parte del personal operativo para un total de 270 tubulares; el tiempo requerido con esta tecnología fue de 8 días. Como lo muestra el **Cuadro 32**.

**Cuadro 32.** Costos por servicio del método de inspección FLUT en el Pozo Loto 2

Costos Operacionales FLUT					
Concepto	Costo unitario (\$USD)	Días	Unidad	Unidades totales	Costo total(\$USD)
Movilización global	1,300.00	2	1	2	2,600
Planta eléctrica	70.00	8	2	16	1,120
Camioneta disponible en campo	120.00	8	1	8	960
Cuadrilla de trabajo	220.00	8	3	24	5,280
Manutención cuadrilla	33.00	8	4	32	1,056
Inspector	70.00	8	1	8	560
			Total		11,576

**Fuente:** Magnatesting S.A, Análisis económico para propuestas comerciales, 2015

\*Para la implementación de la tecnología solo se necesitaron tres auxiliares y un inspector, esta tuvo una duración de 8 días.

Los costos proporcionados se ven reflejados a futuro por mes durante seis meses, en el **Tabla 6**.

**Tabla 6.** Costos de operación mensual tecnología “FLUT”.

Costos Operacionales			
Periodo(meses)	Costo por servicio (\$USD)	Número de servicios	Inversión total (\$USD)
0	-	-	-
1	11,576.00	1	11,576.00
2	11,576.00	1	11,576.00
3	11,576.00	1	11,576.00
4	11,576.00	1	11,576.00
5	11,576.00	1	11,576.00
6	11,576.00	1	11,576.00
		Total	69,456.00

## 5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

La tasa de interés de oportunidad (TIO) **Ecuación 8**, o tasa mínima de descuento, es la tasa de interés mínima a la que el inversor, está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto. Esta tasa es utilizada en el momento de generar los análisis finales en el capítulo financiero y fue proporcionada por la empresa Magnatesting S.A (10% anual).

### **Ecuación 8. Cambio Ti.**

$$(1 + Ti_1)^{m_1} = (1 + Ti_2)^{m_2}$$

**Fuente:** BACA Guillermo Guerrero, Ingeniería económica 8va edición. 2005. p. 24.

Dónde:

- $Ti_1$  = Tasa de interés anual
- $Ti_2$  = Tasa de interés mensual
- $M_1$  = Periodos iniciales que hay en año
- $M_2$  = Periodos de la nueva tasa

Reemplazando la formula, se encontró el valor de la tasa de interés de oportunidad en la **Ecuaciones 9**.

### **Ecuación 9. Cambio Ti 1**

$$(1 + 0.1)^1 = (1 + Ti_2)^{12}$$

**Fuente:** BACA Guillermo Guerrero, Ingeniería económica 8va edición. 2005. p. 24

$$(1.1^{1/12}) - 1 = Ti_2$$

$$Ti_2 = 0.00797$$

La evaluación financiera se hace a partir del indicador Beneficio – Costo, este es la relación que se toma de los ingresos y egresos presentes del estado de resultado, para determinar cuáles son los beneficios por cada peso que se sacrifica en el proyecto. El beneficio - costo es un indicador que mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar, y viene dado por la **Ecuación 10**.

### Ecuación 10. Relación Beneficio - Costo

$$\frac{B}{C}(i) = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{Bi}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{Ci}{(1+i)^n}}$$

Fuente: BACA Guillermo Guerrero, Ingeniería económica 8va edición. 2005. p. 183

Dónde:

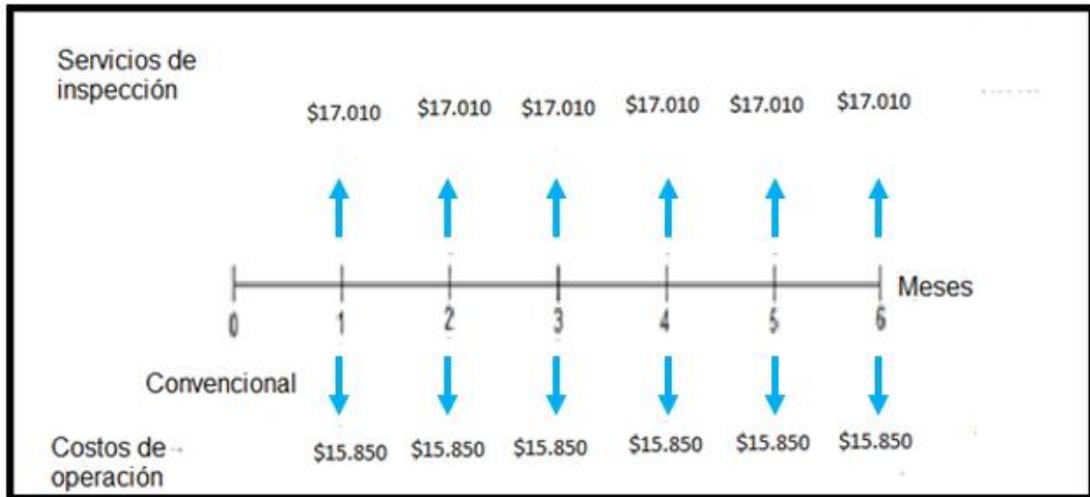
- B= Valor presente neto Beneficio
- C= Valor presente neto Costo
- Bi = Beneficio de producción
- Ci = Costos de producción
- i = Tasa de interés de oportunidad

El análisis del indicador de Beneficio - Costo viene dado por la división entre la suma de los valores actuales de los ingresos y costos, el valor del resultado podrá presentar tres situaciones.

- $B/C > 1$ , significa que en valor presente los ingresos son mayores que los egresos, por lo tanto, es aconsejable realizar el proyecto.
- $B/C = 1$ , si el resultado es igual a 1, significa que, en valor presente, los ingresos son iguales a los egresos, en este caso, lo único que se alcanza a ganar es la tasa del inversionista, por lo tanto, es indiferente a realizar el proyecto o continuar con las inversiones que normalmente hace el inversionista.
- $B/C < 1$ , significa que los ingresos son menores que los costos por lo tanto el proyecto no es atractivo para el inversionista.

**5.4.1 Flujo de efectivo.** De acuerdo con la metodología utilizada, se realizó la representación gráfica de los ingresos, de la inversión y de los costos operacionales para cada uno de los métodos. Estos se mostrarán a continuación en la **Gráfica 1** y **Gráfica 2**.

**Gráfica 1.** Flujo efectivo por inspección tecnología Convencional.



Se procedió a convertir el valor total del flujo de efectivo a valor presente neto, por medio de La **Ecuación 11**, donde se utilizó la tasa de interés de oportunidad efectiva mensual (0.797%).

**Ecuación 11.** VP Ingresos tecnología convencional.

$$\begin{aligned}
 VP_{\text{Ingresos}} (0.797\%) &= \frac{17.010,00}{(1 + 0.00797)^1} + \frac{17.010,00}{(1 + 0.00797)^2} + \frac{17.010,00}{(1 + 0.00797)^3} \\
 &+ \frac{17.010,00}{(1 + 0.00797)^4} + \frac{17.010,00}{(1 + 0.00797)^5} + \frac{17.010,00}{(1 + 0.00797)^6}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 VP_{\text{Ingresos}} (0.797\%) &= 16.875,50 + 16.742,06 + 16.609,68 + 16.478,35 + 16.348,06 \\
 &+ 16.218,79 = 99.272,
 \end{aligned}$$

**Ecuación 12.** VP Costos tecnología convencional.

$$\begin{aligned}
 VP_{\text{Costos}} (0.797\%) &= \frac{15.850,00}{(1 + 0.00797)^1} + \frac{15.850,00}{(1 + 0.00797)^2} + \frac{15.850,00}{(1 + 0.00797)^3} \\
 &+ \frac{15.850,00}{(1 + 0.00797)^4} + \frac{15.850,00}{(1 + 0.00797)^5} + \frac{15.850,00}{(1 + 0.00797)^6}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 VP_{\text{Costos}} (0.797\%) & \\
 &= 15.724,67 + 15.600,33 + 15.476,98 + 15.354,61 + 15.233,20 \\
 &+ 15.112,75 = 92.501,87
 \end{aligned}$$

De acuerdo con las **Ecuaciones 11 y 12** relación B/C los resultados que muestra el indicador utilizado es:

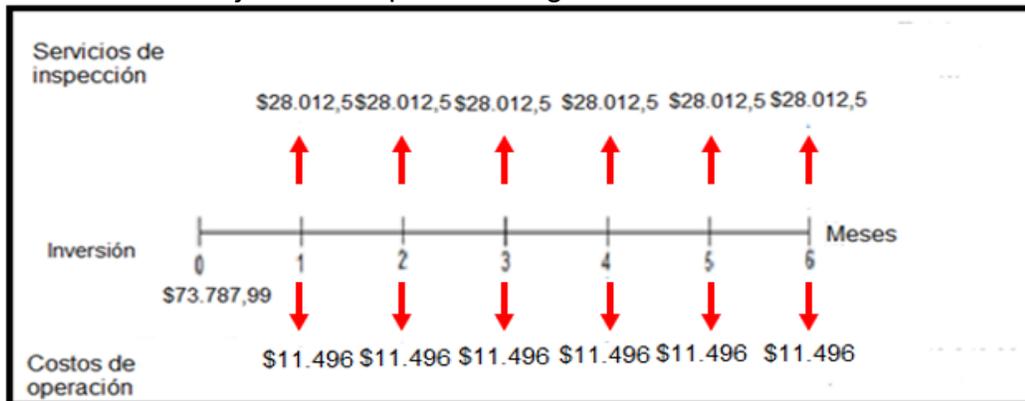
**Ecuación 13.** Relación B/C Inspección tecnología convencional.

$$\frac{B}{C} (0.797\%) = \frac{99.272,45}{92.501,87} = 1,0731$$

Se infiere que el proyecto es rentable porque por cada dólar invertido se obtiene una ganancia extraordinaria de 0.0731 centavos de dólar, adicional a su tasa de interés de oportunidad.

Ahora se procede a hacer el mismo análisis para la tecnología convencional. En la **Gráfica 2** se muestra el flujo efectivo por la tecnología convencional.

**Gráfica 2.** Flujo efectivo por tecnología “FLUT”.



En la **Ecuación 14** se analiza VP para los ingresos de la tecnología “FLUT”.

**Ecuación 14.** VP Ingresos tecnología “FLUT”.

$$\begin{aligned}
 VP_{\text{Ingresos}}(0.797\%) &= \frac{28.012,5}{(1 + 0.00797)^1} + \frac{28.012,5}{(1 + 0.00797)^2} + \frac{28.012,5}{(1 + 0.00797)^3} \\
 &+ \frac{28.012,5}{(1 + 0.00797)^4} + \frac{28.012,5}{(1 + 0.00797)^5} + \frac{28.012,5}{(1 + 0.00797)^6}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 VP_{\text{Ingresos}}(0.797\%) &= 27.791,00 + 27.571,26 + 27.353,25 + 27.136,97 + 26.922,40 \\
 &+ 26.709,52 = 163.484.43
 \end{aligned}$$

En la **Ecuación 15** se analiza VP para los costos de la tecnología “FLUT”.

**Ecuación 15.** VP Costos tecnología “FLUT”.

$$\begin{aligned}
 VP_{\text{Costos}}(0.797\%) &= 73.787,99 + \frac{11.496,00}{(1 + 0.00797)^1} + \frac{11.496,00}{(1 + 0.00797)^2} + \frac{11.496,00}{(1 + 0.00797)^3} \\
 &+ \frac{11.496,00}{(1 + 0.00797)^4} + \frac{11.496,00}{(1 + 0.00797)^5} + \frac{11.496,00}{(1 + 0.00797)^6}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 VP_{\text{Costos}}(0.797\%) &= 73.787,99 + 11.405,10 + 11.314,92 + 11.225,45 + 11.136,69 \\
 &+ 11.048,63 + 10.961,27 = 140.880,08
 \end{aligned}$$

En la **Ecuación 16** se analiza B/C para los costos de la tecnología “FLUT”.

**Ecuación 16.** B/C Costo tecnología “FLUT”.

$$\frac{B}{C}(0.797\%) = \frac{163.484,43}{140.880,08} = 1.1604$$

La tecnología "FLUT" muestra la viabilidad del proyecto, indicando que, por cada dólar invertido, la ganancia extraordinaria, adicional a la tasa de interés de oportunidad será 0.1604 centavos de dólar, según la **Ecuación 16**.

## **5.5 CONCLUSIÓN EVALUACIÓN FINANCIERA**

En la comparación del desarrollo de los métodos (tecnología convencional y tecnología "FLUT") para la inspección, se evidencia que la determinación de la relación beneficio costo en ambos casos es mayor que uno siendo los dos métodos atractivos para la compañía.

Sin embargo, desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la empresa en la campaña de inspección, es utilizar la tecnología "FLUT", en razón a que esta tecnología muestra una relación beneficio costo de 1.1604 en tanto que la relación beneficio costo de la convencional es de 1.0731, de acuerdo con lo invertido en el Pozo Loto 2.

## 6. CONCLUSIONES

- Se comprobó en la descripción de los métodos de inspección y principalmente en los ensayos no destructivos son la herramienta por su capacidad de inspección sin alterar el material inspeccionado así cumpliendo con la normatividad de API, DS-1 y ASTM que estipula la no alteración del material.
- La tecnología (*Full Length Ultrasonic Technology*) se comprobó de manera teórica y práctica, con respecto a la tecnología convencional para la inspección de tubería de perforación siendo un método más atractivo para la empresa inspectora debido a la reducción costos operacionales en USD\$4.354.
- La tecnología (FLUT) permite la cuantificación de la pérdida de espesor de pared para tubería de 3 1/2" en el caso tubulares 2 y 3 tuvieron una reducción de 0.099" y 0.086" y gracias a la tecnología FLUT el estado del *Upset* se verifico los cuales estaban en mal estado.
- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la empresa en la campaña de inspección, es utilizar la tecnología "FLUT", en razón a que esta tecnología muestra una relación beneficio costo de 1.1604 en tanto que la relación beneficio costo de la convencional es de 1.0731, de acuerdo con lo invertido en el Pozo Loto 2.
- La tecnología (FLUT) es la herramienta que maximiza la utilidad de la empresa inspectora ya que reduce la cantidad de personal operativo en un 25% (un operario).
- Con base en los resultados del trabajo se logró clasificar la tubería de la siguiente manera: de 10 tubulares inspeccionados se obtuvieron cuatro con daño(Pitting, colapso, estallido y desgaste) y seis sin ningún tipo de daño después de la perforación.
- Se lograron identificar todos los tipos de daños de la tubería de perforación como *pitting* el cual lo presento el tubular 9, desgaste el tubular 2, colapso de tubería en el tubular 4 y estallido en el tubular 3 a partir de la tecnología (FLUT) y los diferentes métodos de inspección.
- Utilizando la tecnología (FLUT) se garantizó que los tiempos de inspección se redujeran en 2 días con respecto a la tecnología convencional.

## 7. RECOMENDACIONES

- Interrelacionar los ensayos no destructivos para la correcta inspección de la tubería.
- Capacitar el personal de inspección y principalmente del inspector para obtener resultados precisos y confiables acerca del estado de la tubería.
- Determinar distintos factores externos (calibración y operación del equipo) determinan la lectura acertada de los resultados de inspección.
- Archivar los parámetros de perforación e información de inspección de la tubería obtenida de la perforación del Pozo Loto 2, con el fin de tener un soporte para cualquier eventualidad operacional ocurrida.
- Ampliar la implementación de la tecnología “FLUT” en todas las empresas inspectoras, para que haya un correcto cumplimiento de la norma API RP-7G2 y el DS-1
- Realizar estudios de inspección en el área del Bloque CPO-5 con la tecnología “FLUT” para tener un mayor muestreo estadístico y garantizar con mayor certeza los beneficios de esta.
- Concientizar que el mantenimiento preventivo, la limpieza industrial de la tubería de perforación son factores de gran importancia que determinan la lectura y la clasificación de la tubería.

## BIBLIOGRAFÍA

BACA. Guillermo. Ingeniería Económica. Valor presente neto. Capítulo 9. Fondo Educativo Panamericano. Octava edición. 197 p.

Ecopetrol. Manual De Operaciones De Perforación: Versión 1 ed. Colombia: 1994. p. 302-380.

GARDNER et al.,1944 citado por GONZÁLES, JIMÉNEZ. Fabián Armando, Gionnay. Caracterización Geoquímica y Estratigráfica del Intervalo Paleoceno Superior para una transecta entre el Pozo Coporo-1 y Gribaltar-1 Piedemonte Llanero, Universidad Industrial de Santander,2005. p.31.

HUBACH et al.,1957, citado por ANH. Cuenca de los Llanos Orientales Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, Agencia Nacional de Hidrocarburos, diciembre 2012. p.52.

Instituto Americano del Petróleo. Recommended Practice for Inspection and Classification of Used Drill Stem Elements. vol. primera edicion, p. 19-213

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 2008.

\_\_\_\_\_. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá. El Instituto, 2008, p.1-2

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de informaciones electrónicas. NTC 4490. Bogotá. El Instituto.1998, p. 2

JOTA ERRE.NET, Concepto de OPEX y CAPEX Disponible en <https://jotaerre.net/2013/10/17/concepto-de-capex-opex/>.

JULIVERT, Manuel. Léxico Estratigráfico Internacional Volumen V. Ingeominas, febrero de 1999. 268 – 270 p.

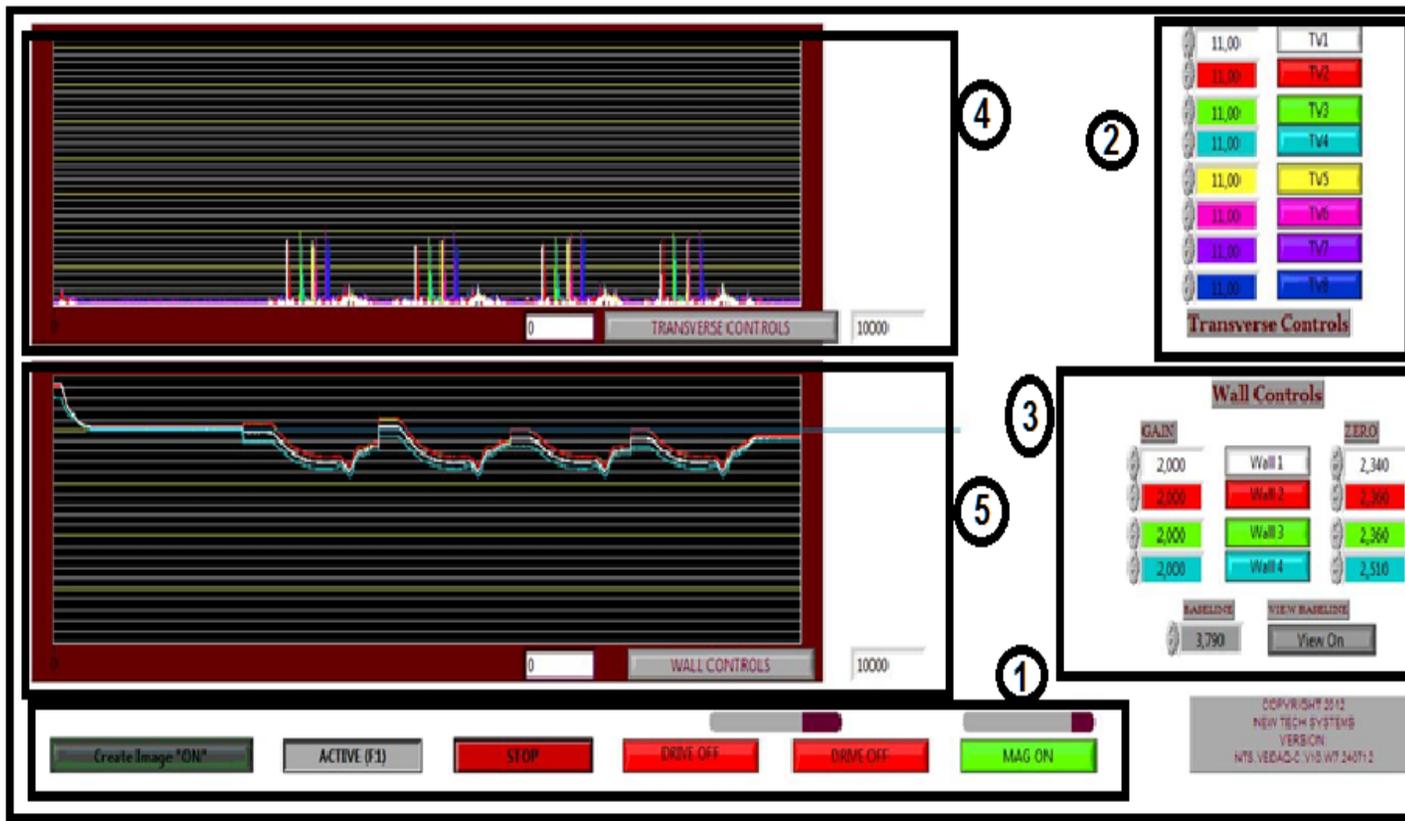
Llanos (pdf)-Ronda Colombia 2010.pdf. [Consultado el 3/31/2016]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones](#) y Poster Técnicos/Llanos (pdf)-Ronda Colombia 2010.pdf.

Tamano, T., Mimake, T., and Yanagimoto, S.: "A New Empirical Formula for Collapse Resistance of Commercial Casing". Journal of Energy Resources Technology, ASME 1983.

T H HILL ASSOCIATES, Inc. Standard DS-1 "Drill Stem Design and Inspection, Fourth Edition", mayo 2012. 8p.

## **ANEXOS**

## ANEXO A INTERFAZ DE LA TECNOLOGÍA CONVENCIONAL Y TECNOLOGÍA FLUT



### PRESENTACIÓN DE LA INTERFAZ TECNOLOGÍA CONVENCIONAL

1. Controles de mando del equipo.
2. Controles Transversales del amperaje.
3. Controles de Pared.
4. Panel de resultados superficiales tubería.
5. Panel de resultados espesor de pared tubería.



### PRESENTACIÓN DE LA INTERFAZ TECNOLOGÍA FLUT.

1. Panel controles transversales y de espesor de pared.
2. Panel de resultados superficiales de la tubería.
3. Panel de resultados espesor de tubería.
4. Panel de resultados inspección por ultrasonido.
5. Control de mando del equipo.
6. Resultado numérico de espesor de pared.