

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE UN ALGORITMO DE CORRECCIÓN
PARA LA INTERPRETACIÓN DE DATOS ARROJADOS POR EL MEDIDOR DE
FLUJO DE MICRO TORQUE EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS**

**CARLOS ENRIQUE SALAZAR GALEANO
ARMANDO MIGUEL SANCHEZ CORREA**

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

2017

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE UN ALGORITMO DE CORRECCIÓN
PARA LA INTERPRETACIÓN DE DATOS ARROJADOS POR EL MEDIDOR DE
FLUJO DE MICRO TORQUE EN EL CAMPO LA CIRA-INFANTAS**

**CARLOS ENRIQUE SALAZAR GALEANO
ARMANDO MIGUEL SANCHEZ CORREA**

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

**Director
MAURICIO HURTADO RAYO
Ingeniero Electrónico**

**Co- Director
ALEJANDRO VARGAS MORA
Ingeniero de Petróleos**

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

2017

NOTA DE ACEPTACIÓN

**Ing. Jaime Amariz
Orientador**

Jurado 1

Jurado 2

Bogotá, diciembre de 2016

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA- PEÑA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

DEDICATORIA

Sobre todo, dedico este trabajo a Dios, ya que por su gracia y amor todo se hizo posible, en aquellos momentos en donde no parecía haber salida él estuvo enseñándome un nuevo camino y muchas personas con las cuales hizo grandes milagros en mi vida.

Lo cual me lleva a dedicar este trabajo a mis padres Martha Lucia Galeano Rios y Carlos Salazar Mendoza, quienes me dieron todo lo que estuvo en sus manos para empezar mi camino, a mi hermana Diana Lucia Salazar Galeano que fue una motivación constante para seguir adelante y a toda mi familia que de alguna u otra manera me dieron un impulso a lo largo del camino.

Una especial y emotiva mención a mi gente, mis compañeros y amigos de universidad que también forjaron mucho de lo que soy hoy en día, así que de cierta forma se reflejan dentro de este trabajo.

Y última, pero no menos importante una gran dedicatoria junto con muchos aplausos a mi compañera de vida, mi gran amiga y esposa Eliana Lorena Florido Florido, ya que este trabajo fue una gran meta dentro de nuestra vida juntos, una vida de éxitos, victorias y conquistas.

DEDICATORIA

Dedico este proyecto a mis papas Carlos E. Sánchez Q. y Rafaela Correa M. por el apoyo en esos días de melancolía y la paciencia que me tenían, a mis hermanos Kelly C. Sánchez C. y Carlos E. Sánchez C. por esos consejos que venían en el mejor momento y en especial a mis pesadillas Verónica y Samuel Guerrero por los minutos y horas en las que me pude distraer al estar con ellos.

También quiero mencionar a aquellos compañeros que de una u otra forma me ofrecieron su apoyo y dieron alguna palabra de inspiración.

Armando M. Sánchez C.

AGRADECIMIENTOS

Los autores ofrecen sus agradecimientos a la Empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos, AIP; por su apoyo en el desarrollo de este Trabajo de grado. A los ingenieros Jonny Patiño, Jorge Galvis, Mauricio Hurtado, Alejandro Vargas y Juan Mario Aguas por su profesionalismo, compromiso y apoyo en la elaboración de nuestro proyecto.

Al cuerpo de orientadores de la Universidad de América, por toda la colaboración prestada, su profesionalismo y el siempre atendernos con toda su disposición con el fin de llegar a la conclusión del proyecto de grado; en especial a María Eugenia Chamorro, Pedro Moreno, Luis González y sobre todo al ingeniero Jaime Amariz por su paciencia y amabilidad.

También agradecemos a Eliana Florido por ser nuestro complemento en ese gran mundo de las letras.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS	26
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	26
1.2 LOCALIZACIÓN	27
1.3 MARCO GEOLÓGICO	29
1.3.1 Columna estratigráfica	29
1.3.2 Estratigrafía y geología del petróleo	31
1.3.2.1 Grupo Girón.	31
1.3.2.2 Formación Los Santos.	31
1.3.2.3 Formación Tambor	31
1.3.2.4 Formación Rosablanca.	31
1.3.2.5 Formación Paja	31
1.3.2.6 Formación Tablazo	32
1.3.2.7 Formación Simiti	32
1.3.2.8 Formación La Luna	32
1.3.2.9 Formación Umir	33
1.3.2.10 Formación Lisama	33
1.3.2.11 Formación La Paz	33
1.3.2.12 Formación Esmeraldas	33
1.3.2.13 Formación Mugrosa	33
1.3.2.14 Formación Colorado	34
1.3.2.15 Grupo Real	34
1.3.3 Geología estructural	34
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCION	35
1.4.1 Método de producción	35
1.4.2 Producción acumulada	35

2. DESCRIPCIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO	37
2.1 MEDIDOR DE FLUJO TIPO “SPINNER”	37
2.1.1 Medidor de flujo “Spinner in-line”	38
2.1.2 Medidor de flujo de Spinner fullbore	40
2.2 MEDIDOR DE FLUJO ULTRASÓNICO	42
3. MEDIDOR DE FLUJO DE MICRO TORQUE MODELO A	44
3.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA HERRAMIENTA	44
3.2 COMPONENTES GENERALES DE LA HERRAMIENTA	46
3.2.1 Funcionamiento	47
3.2.2 Partes y componentes básicos	47
3.2.2.1 Cabezal	47
3.2.2.2 Eje	48
3.2.2.3 Tubing eje	48
3.2.2.4 Racor	48
3.2.2.5 Tubo retorno	48
3.2.2.6 Tapón racor	48
3.2.2.7 Cilindro	49
3.2.2.8 Carcasa	49
3.2.3 Diseño actual	49
3.2.3.1 Cabezal	50
3.2.3.2 Cabezal final	51
3.3 SOFTWARE DE LA HERRAMIENTA.	51
4. PROBLEMAS OPERACIONALES	58
4.1 ESTADO MECÁNICO	58
4.1.1 Estado Mecánico Pozo A	58
4.1.2 Estado mecánico pozo B	59
4.2 TEMPERATURA	60
4.2.1 Pozo A	60
4.2.2 Pozo B	61
4.3 LECTURAS MEDIDOR DE FLUJO TIPO “IN-LINE”	62
4.3.1 Pozo A	62

4.3.2 Pozo B	63
4.4 LECTURAS MEDIDOR DE FLUJO DE MICRO-TORQUE	64
4.4.1 Pozo A	64
4.4.2 Pozo B	65
4.5 comparacion de propiedades	66
4.5.1 Pozo A	66
4.5.2 Pozo B	68
5. ALGORITMO DE CORRECCIÓN	71
5.1 DISEÑO DEL ALGORITMO	71
5.1.1 Condicional de corrección	71
5.1.2 Métodos numéricos para la interpolación de lecturas no lineales	71
5.1.2.1 Métodos de Interpolación	72
5.1.2.1.1 Método de Interpolación de Newton	73
5.1.2.1.2 Método de interpolación de Lagrange	73
5.1.3 Selección	73
5.1.3.1 Procedimiento método de interpolación de Lagrange	73
5.2 IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO	75
5.2.1 Traducción al lenguaje JAVA	75
5.2.2 Paquetes del algoritmo de corrección	75
5.2.2.1 Encabezado	75
5.2.2.2 Caso de 2 puntos	76
5.2.2.3 Caso de 3 puntos	77
5.2.2.4 Caso de 4 puntos	77
5.2.2.5 Caso de 5 puntos	78
5.2.2.6 Condicional	79
5.2.3 Diagrama de flujo para la corrección	80
5.2.4 Implementación de la corrección	82
6. ANALISIS FINANCIERO	88
6.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN	88
6.1.1 Escenario 1	88
6.1.2 Escenario 2	89

6.2 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN.	90
6.2.1 Escenario 1	90
6.2.2. Escenario 2	90
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	91
6.3.1 Indicador financiero	91
6.4.2 Escenario 1	92
6.4.3. Escenario 2.	93
6.5 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	94
7. CONCLUSIONES	95
8. RECOMENDACIONES	97
BIBLIOGRAFÍA	98

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Campo La Cira-Infantas.	28
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	30
Figura 3 logo AIPTOOL	52
Figura 4 Ventana principal AIPTOOL	53
Figura 5 AIPTOOL ventana "View"	54
Figura 6 cargar archivos en AIPTOOL	55
Figura 7 Data	56
Figura 8 Gráfico mostrado por AIPTOOL	57
Figura 9 Estado mecánico del pozo A	59
Figura 10 Estado mecánico del pozo B	60
Figura 11 Sistema de coordenadas para F(x) y G(x).	72
Figura 12 Funciones tabulares	73
Figura 13 Ecuación de interpolación de Lagrange resumida	74
Figura 14 Encabezado	76
Figura 15 Caso 2 puntos	77
Figura 16 Caso 3 puntos	77
Figura 17 Caso 4 puntos	78
Figura 18 Caso 5 puntos	79
Figura 19 Condicional de la corrección	80
Figura 20 Diagrama de flujo corrección	81
Figura 26 Flujo de efectivo general.	92
Figura 27 Flujo de efectivo escenario 1	93
Figura 28 Flujo de efectivo escenario 2	94

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1 Producción Campo La Cira-Infantas.	36
Gráfica 2 Comportamiento de la temperatura – Pozo A	61
Gráfica 3 Comportamiento de la temperatura - Pozo B	62
Gráfica 4 Lectura del medidor de flujo “In-line” – Pozo A	63
Gráfica 5 Lectura del medidor de flujo “In-line” – Pozo B	64
Gráfica 6 Lectura del medidor de flujo de Micro torque – Pozo A	65
Gráfica 7 Lectura del medidor de flujo de Micro torque – Pozo B	66
Gráfica 8 Comparación de la temperatura y el micro troque pozo A	67
Gráfica 9 Comparación de los medidores de flujo pozo A	68
Gráfica 10 Comparación de la temperatura y el micro torque pozo B	69
Gráfica 11 Comparación de los medidores de flujo pozo B	70
Gráfica 12 Lectura del medidor de flujo de Micro Torque en el Pozo B	82
Gráfica 13 Lectura del medidor de flujo de Micro Torque en el Pozo B	83
Gráfica 14 AIPTOOL Pozo A con corrección	84
Gráfica 15 AIPTOOL Pozo B sin corrección	85
Gráfica 16 AIPTOOL Pozo B con corrección	86

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1 Medidor de flujo de "Spinner in-line"	40
Imagen 2 Medidor de flujo "Spinner fullbore"	41
Imagen 3 Medidor de flujo Acústico	43
Imagen 4 Corte trasversal del medidor de flujo de micro torque.	46
Imagen 5 Cabezal - vista completa y corte trasversal	47
Imagen 6 Tubo Retorno (violeta).	48
Imagen 7 Cilindro	49
Imagen 8 Sistema del medidor de flujo actual.	50
Imagen 9 Detalle del sistema del medidor de flujo actual	50
Imagen 10 Cabezal modificado	51
Imagen 11 Detalle del cabezal Final	51

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1 Especificaciones del medidor de flujo “In-line”	39
Tabla 2 Especificaciones del medidor de flujo “Spinner Fullbore”	42
Tabla 3 Características del medidor del flujo de micro torque	45
Tabla 4 Especificaciones del medidor de flujo de micro torque	46
Tabla 5 Elementos del sistema	47
Tabla 6 Costos de adquisición	89
Tabla 7 Total de los costos de inversión escenario 1	89
Tabla 8 Costos de adecuación de equipos	89
Tabla 9 Total de los costos de inversión escenario 2	90
Tabla 10 Costos de operación escenario 1	90

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1 Velocidad promedio total.	38
Ecuación 2 Caudal total.	38
Ecuación 3 Ecuación de interpolación de Lagrange general	74
Ecuación 4 Ecuación de interpolación de Lagrange para dos puntos	74
Ecuación 5 Ecuación de interpolación de Lagrange para tres puntos	74
Ecuación 6 Ecuación de interpolación de Lagrange para cuatro puntos	74
Ecuación 7 Ecuación de interpolación de Lagrange para cinco puntos	75
Ecuación 8 Ecuación general del CAUE	92

NOMENCLATURA

VMM: Valle Medio del Magdalena.

m: metros.

mm: milímetros.

km: kilómetros.

‰: porcentaje.

PLT: herramienta de registro de producción

T: temperatura.

°F: grados Fahrenheit.

BPD: barriles por día.

CFB: herramientas de alto diámetro.

CFS: herramientas de bajo diámetro.

Ft: pies.

ID: diámetro interno.

In: pulgadas.

Q: caudal del fluido [Vol/tiempo]

Rps: revoluciones por segundo.

V_{app} : velocidad medida por el medidor de flujo, [ft/min]

V_t : velocidad promedio real del fluido, [ft/min]

CAUE: costo anual uniforme equivalente.

COP: pesos colombianos.

GLOSARIO

AMBIENTE DE DEPOSITACIONAL: punto geográfico donde se acumulan sedimentos mediante diferentes condiciones ambientales y procesos geológicos que los hacen diferentes del resto de zonas. Este tipo de ambientes pueden ser: continentales, de transición y marinos.

ANTICLINAL: Formación rocosa que por esfuerzos compresivos adquiere forma cóncava, y en cuyo núcleo se encuentran las rocas estratigráficamente más antiguas.

ARENISCAS: roca sedimentaria, de textura clástica, con granulometría de 1/2 a 2 mm, compuesta por pequeños granos de arena, minerales, rocas y materia orgánica.

CALIZA: roca sedimentaria, de textura clástica, con granulometría de 0,062 a 4 mm compuesta predominantemente de calcita de origen orgánico aunque también posee cantidades secundarias de dolomía, ftanita y arcilla.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación gráfica, en la cual se logra visualizar la depositación de los estratos presentes en la naturaleza a lo largo del tiempo. Para su elaboración se mide el espesor de cada uno de los estratos, y se representan, las capas más antiguas en la parte inferior y las más recientes en la parte superior.

CONCORDANCIA: separación de los estratos más antiguos a los más modernos en la que no hay evidencia de erosión subaérea o marina y ausencia de depositación.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria, de textura clástica, con diámetros mayores a 2 mm, compuesta en su mayoría por fragmentos de roca de cualquier tamaño, composición y procedencia.

CUENCA SEDIMENTARIA: es una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia.

DISCORDANCIA: superficie de contacto entre rocas antiguas y jóvenes en la cual las rocas antiguas sufrieron tectonismo, erosión o no depositación antes de que se depositaran las rocas jóvenes.

ESFUERZOS: la fuerza aplicada a un cuerpo, que puede producir deformación y que usualmente se describe en términos de magnitud por unidad de área, o intensidad.

ESPESOR: distancia entre la base y el techo en sentido perpendicular a ambos.

EUXINICO: ambiente que prevalece en las aguas aisladas del fondo una cuenca reductora donde está presente el H₂S.

FALLA: es una fractura en la corteza terrestre a lo largo de la cual se ha presentado un movimiento relativo de los bloques de tierra. Su origen suele estar asociado a episodios geológicos de deformación, ya sean de tipo compresivo o distensivo.

FALLA DE CABALGAMIENTO: tipo de falla inversa, en el que las rocas de posición estratigráfica inferior son empujadas hacia arriba, por encima de los estratos más recientes. Las fallas de cabalgamiento son el resultado de fuerzas de compresión.

FALLA INVERSA: un tipo de falla formada cuando el bloque sobre el plano de falla se desplaza en forma ascendente, respecto al bloque bajo el plano de falla. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

FALLA NORMAL: un tipo de falla en la que el bloque sobre el plano de falla se desplaza hacia abajo respecto del bloque bajo el plano de falla.

FORMACIÓN: la unidad fundamental de la litoestratigrafía. Un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado.

FRACTURA: una grieta o superficie de rotura producida en la roca, no relacionada con un fenómeno de foliación o clivaje en las rocas metamórficas, a lo largo de la cual no ha habido ningún movimiento.

FULLBORE: herramienta de medición de flujo de tipo Spinner con sus hélices expuestas a la totalidad del flujo.

INFRAYACENTE: que se encuentra en contacto inferior con respecto a otro.

IN-LINE: herramienta de medición de flujo de tipo Spinner con sus hélices protegidas por una carcasa expuestas parcialmente al flujo.

KERÓGENO: la materia orgánica natural, insoluble y sólida, presente en las rocas generadoras, que puede producir petróleo si recibe calor. El kerógeno es la porción de materia orgánica natural no extraíble con solventes orgánicos. Los componentes orgánicos típicos del kerógeno son las algas y el material vegetal leñoso. Los kerógenos poseen un alto peso molecular respecto del bitumen, u materia orgánica soluble.

LITOLOGÍA: estudio de los estratos geológicos.

LODOLITAS: roca sedimentaria, de textura clástica, cuyo diámetro varía entre 0,00006 a 0,0039 mm. Está constituida por minerales de arcilla y limo.

MARCO GEOLÓGICO: resumen de la geología en una localización determinada, donde se incluye la estratigrafía y la geología estructural asociada a dicha localización.

MIGRACION: el movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento ulterior de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria.

POZO: es un agujero perforado en el suelo diseñado con el objetivo de hallar y extraer fluido combustible, ya sea petróleo o hidrocarburos gaseosos.

ROCA MADRE O FUENTE: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT).

ROCA RESERVORIO: es una formación de roca sedimentaria porosa y permeable que permite la acumulación de hidrocarburos en su interior debido a que se encuentra cubierta por una capa de roca impermeable a través de la cual no pueden pasar líquidos o gases.

ROCA SELLO: una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento.

ROCA TRAMPA: una configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de rocas cambian, tales como discordancias, acuñamientos y arrecifes).

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.

SHALE: roca sedimentaria, de textura clástica, con tamaño de grano menor a 1/256 mm, formada por la consolidación de partículas de arcilla y limo, en capas delgadas relativamente impermeables.

SPINNER: tipo de herramientas de medición de flujo las cuales tienen como principio de medición la rotación de hélices que interactúan con parte o la totalidad del flujo dentro del pozo.

SUPRAYACENTE: que se encuentra en contacto superior con respecto a otro.

RESUMEN

En este proyecto se analizará la viabilidad técnico-financiera de un algoritmo de corrección para la interpretación de los datos arrojados por el medidor de flujo de micro torque en el campo la Cira-Infantas con el fin de poder emplear la herramienta por parte de A.I.P. S.A.S. en cualquier pozo donde se requiera sin la necesidad de incurrir en costos adicionales por el grado de incertidumbre que se pueda presentar.

Para el análisis se tuvieron en cuenta las pruebas realizadas en los pozos inyectoros A y B donde se tomaba el registro con la herramienta y se identificaron los problemas que causaban los errores en las mediciones los, cuales fueron tenidos en cuenta para diseñar el algoritmo de corrección para estos pozos.

Finalmente, con el análisis financiero se determina la viabilidad del proyecto comparándolo el uso del medidor de flujo “in-line” y el de micro torque mostrando que escenario es más conveniente para la empresa resaltando la importancia de este proyecto de grado al contribuir en el desarrollo de la herramienta.

PALABRAS CLAVES:

- Campo La Cira-Infantas
- Algoritmo de Corrección
- Medidor de flujo
- Micro torque

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera es importante conocer el aporte de caudal de cada una de las formaciones productoras, o el volumen de fluido introducido en cada zona objetivo en los pozos inyectoras; con el fin de observar su comportamiento y optimizar la operación en ejecución. De esta manera, el medidor de flujo ha sido una de las herramientas más usadas, para determinar el caudal en pozos productores o de inyección alrededor del mundo.

Actualmente se usan diferentes medidores de flujo de acuerdo a las condiciones presentes en los pozos y a la disponibilidad de las herramientas para su uso, el uso o no de una herramienta depende las necesidades de la empresa que requiera el servicio y la calidad con que requieran las mediciones, por ello el desarrollo de los medidores de flujo, así como de cualquier otra herramienta ha ido en crecimiento en los últimos años con el fin de ofrecer el mejor servicio a los clientes.

Con la finalidad de colaborar en el desarrollo del medidor de flujo de micro torque se realizó el siguiente proyecto de grado implementando un algoritmo de corrección para los problemas que pueda haber dentro de los pozos estudiados de inyección en la Cira-Infantas y así ofrecer al mercado una herramienta que cumpla con todos los requerimientos técnicos necesarios para satisfacer las necesidades de la industria.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico – financieramente un algoritmo de corrección para la interpretación de datos arrojados por el medidor de flujo de micro torque en el Campo La Cira-Infantas.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades geológicas del Campo La Cira-Infantas.
- Describir los diferentes tipos de herramientas de medición de flujo que se usan actualmente en el Campo La Cira-Infantas.
- Describir el comportamiento de los datos interpretados por el software del medidor de flujo de Spartek.
- Describir los diferentes componentes y el software AIPTOOL empleado en la interpretación de los datos medidos por el medidor de flujo de micro torque modelo A.
- Identificar las causas del problema de interpretación en el software AIPTOOL sobre los datos medidos por el medidor de flujo en pozos productores e inyectores.
- Diseñar un algoritmo de corrección para los datos mostrados por el software AIPTOOL.
- Implementar el algoritmo de corrección para el software AIPTOOL.
- Analizar los resultados del algoritmo de corrección, generado para el medidor de flujo de micro torque modelo A y comparar con las lecturas del flowmeter de Spartek.
- Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador de costo anual uniforme equivalente (CAUE).

1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS

En el presente capítulo se describen las características del Campo La Cira-Infantas, área de estudio del proyecto, con respecto a su historia, localización, marco geológico e historial de producción.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

La historia del Campo La Cira-Infantas data del año 1916, año en el cual se empezó a perforar el pozo Infantas-1, exactamente el día 14 de junio. Durante su trascurso las operaciones fueron suspendidas por problemas mecánicos, lo cual influyó para que el completamiento del pozo se diera hasta el 11 de noviembre de 1918 a una profundidad de 2285 pies. El segundo pozo perforado fue el Infantas-2, el cual se empezó a perforar el 12 de diciembre de 1917, siendo completado el 27 de abril de 1918 convirtiéndose en el pozo descubridor, con una profundidad de 1580 pies. El tercer pozo perforado fue el Infantas-3, completado el 19 de diciembre de 1918. A partir del tercer descubrimiento el área fue declarada comercial. Luego entonces, según VASQUEZ¹ para el año 1924 se habían perforado 17 pozos productores y para 1926, al haber terminado la construcción del oleoducto, había 171 pozos productores.

Conjuntamente al desarrollo de Infantas, en 1920 se realizaron perforaciones en el Campo La Cira. Allí se completó el primer pozo en el año 1925 con el nombre de La Cira 58 a una profundidad de 980 pies, descubriendo la zona A y las arenas "58". También, en ese año se perforó el pozo La Cira 116 a una profundidad de 1.240 pies, descubriendo las arenas "116" en la zona A. Al siguiente año, en 1926 el pozo La Cira 125 ayudó en el descubrimiento de la zona B y la zona C con las mayores formaciones de arenas productoras hasta los 3.000 pies de profundidad; dando inicio a la comercialidad del campo en ese mismo año. Sin embargo, fue hasta 1930 que empezó la comercialidad de dicho campo, por problemas en la construcción del oleoducto entre El Centro y el Puerto de Mamonal en la costa Norte.

A través de los años se siguieron perforando más pozos tanto en el Campo Infantas como en La Cira. Para 1940 ya se habían perforado 437 pozos en el Campo Infantas; y este había sido dividido en tres zonas: Zona A, B y C. Y para finales de 1947 el Campo La Cira tenía un total de 857 pozos perforados. Con el trascurso de los años, en ambos campos se probaron diferentes tipos de tecnologías con el objetivo de encontrar nuevas alternativas a los problemas presentes en ellos y así poder aumentar la producción.

Desde el descubrimiento del Campo Infantas y el Campo La Cira, estos fueron puestos en producción por la Tropical Oil Company hasta 1951, ya que se revirtió la concesión al Estado con el origen de la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol S.A.). De esta manera, Ecopetrol S.A asumió los activos de la Tropical

¹ VASQUEZ, C. Hernán. "La historia del petróleo en Colombia". Internet: (<http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/revista-universidad-eafit/article/view/1418>).

Oil Company y dio a conocer la idea de unificar los dos campos en uno, dando origen al Campo La Cira-Infantas.

Ecopetrol ha sido, desde 1951 hasta lo que va del 2016, la operadora del desarrollo del campo. En el año 2003 Ecopetrol invito a diferentes compañías a realizar una inversión tecnológica al campo La Cira-Infantas, con el fin de aumentar su factor de recobro. Como consecuencia, la compañía Occidental Andina LLC, en septiembre de 2005, firmó el “contrato de colaboración empresarial para la exploración y explotación de área la Cira-Infantas” que buscó garantizar la autosuficiencia petrolera del país manteniendo los niveles de producción.

Finalmente, el campo La Cira-Infantas, para septiembre de 2016, tiene un área de 160 km². Y Ecopetrol S.A. continúa siendo la operadora que, conjuntamente con Occidental Andina, trabaja por la recuperación de los pozos maduros en el campo, con la ayuda de nuevas tecnologías de la industria, con el fin de aumentar la vida comercial de estos.

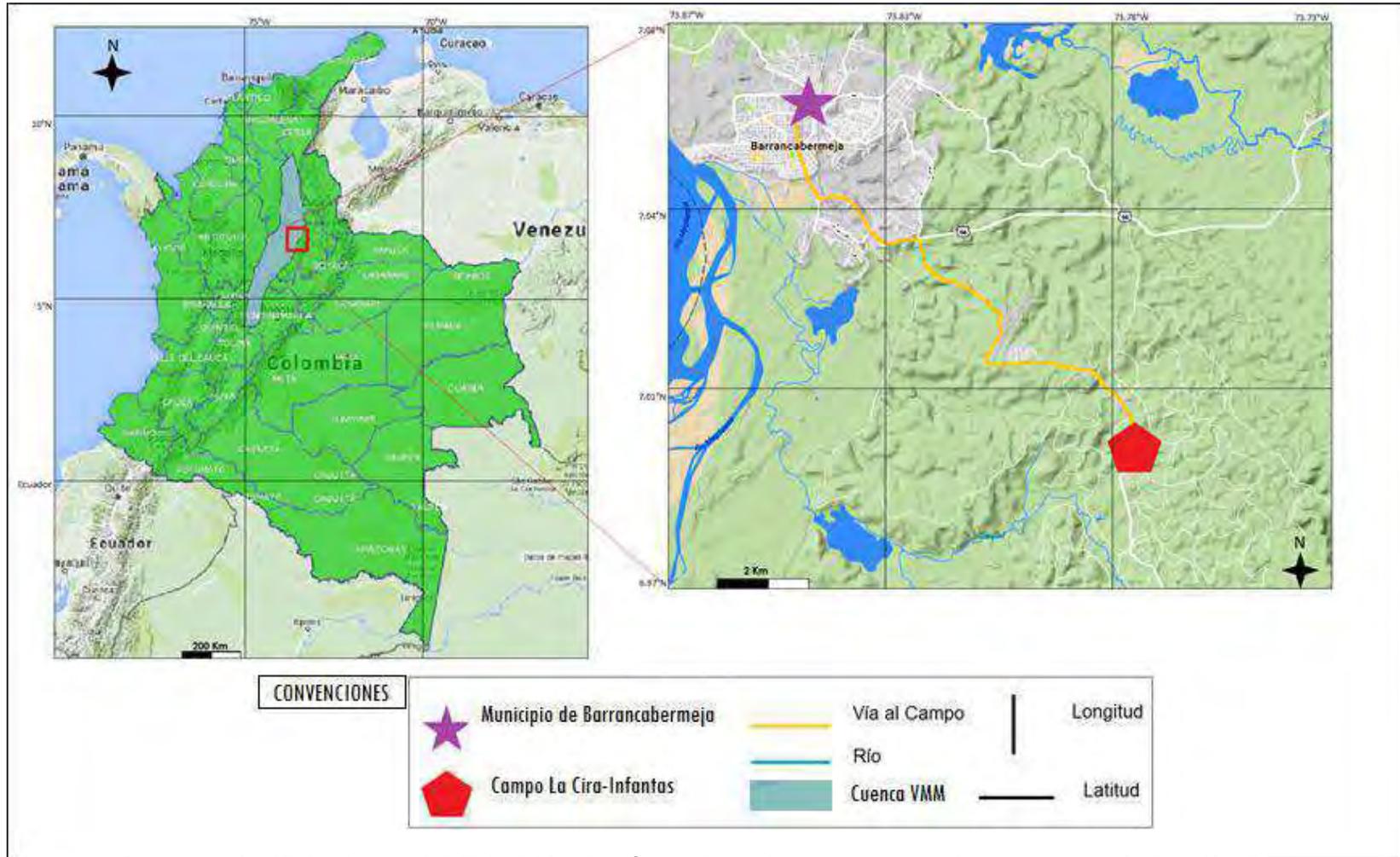
1.2 LOCALIZACIÓN

El área objetivo de estudio de este proyecto se localiza en Colombia, en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental, en el departamento de Santander, y en el municipio de Barrancabermeja.

El acceso al Campo La Cira-Infantas se da por dos vías: aérea y terrestre. Por vía aérea desde Bogotá D.C., la capital de Colombia, tomar un avión en el Aeropuerto El Dorado a Bucaramanga o Barrancabermeja, en el departamento de Santander. Y por vía terrestre desde alguna de estas dos ciudades. Desde Bucaramanga se toma la salida Suroccidental por la ruta 66 vía Barrancabermeja-Bucaramanga hasta el kilómetro 85 en la bifurcación de la ruta 66; en el cual se toma la ruta 45 hacia el Suroccidente hasta el kilómetro 104; donde se toma la desviación hacia el Occidente hasta llegar a la Troncal Magdalena-Barrancabermeja, en la cual se coge la troncal hacia el Norte hasta el kilómetro 117, y allí finalmente se toma la vía alterna al Oriente para acceder al campo. Y desde Barrancabermeja, como se muestra en la **Imagen 1**, se toma la salida Suroriental por la vía Barrancabermeja-Troncal Magdalena hasta el kilómetro 15, donde se toma la vía alterna al Oriente para llegar al campo.

Para realizar el trayecto por vía terrestre desde la ciudad de Bogotá D.C. se toma la salida de la calle 80, hacia el Occidente, y se continua por la ruta 50, 114 km, pasando por los municipios de La Vega, Villeta y Guaduas. Allí, se toma la Vía 56 en sentido Nororiente, pasando por La Dorada y Puerto Boyacá, hasta la Vía 45 o Ruta del Sol, recorriendo 226 km. Finalmente se toma la Troncal Magdalena-Barrancabermeja sentido Nororiente, 17.2 km, hasta llegar al Campo.

Figura 1. Localización Campo La Cira-Infantas.



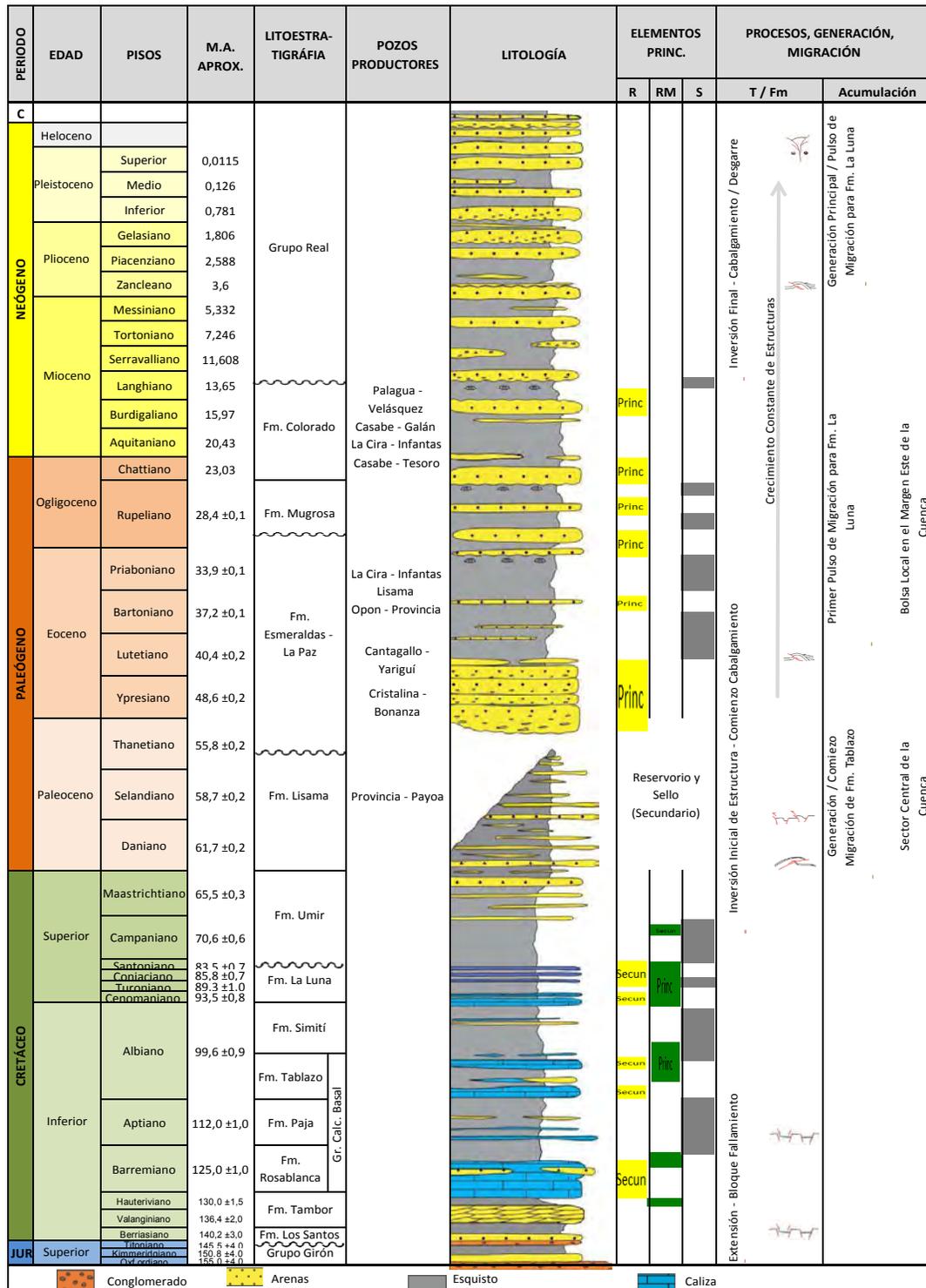
Fuente Silva, L. “Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico alcali-surfactante-polímero (ASP) en el Campo La Cira-Infantas” Modificado por los autores diciembre 2016.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En la siguiente sección se describe la estratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena involucrada en el sistema petrolífero, asociado al campo objeto de estudio.

1.3.1 Columna estratigráfica. A continuación, se presenta y se describe la Columna estratigráfica generalizada para la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, como se observa en la imagen 2, en la cual se tienen rocas del Jurásico Superior al Mioceno, con formaciones desde el Grupo Girón hasta el Grupo Real.

Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente. BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Bogotá. 2007, p. 79; modificado por los autores.

1.3.2 Estratigrafía y geología del petróleo. En esta sección se describen los principales parámetros de cada una de las unidades litológicas, presentes en la cuenca y el campo, de la más antigua a la más reciente; y se hace énfasis en aquellos datos que permiten la caracterización de un sistema petrolífero.

1.3.2.1 Grupo Girón. Edad Jurásico Superior. Según M. Julivert², este grupo está formado de rocas fracturadas, compuestas principalmente por conglomerados y material volcánico; además de algunas areniscas de grano grueso. El espesor aproximado del grupo se estima que sobrepasa los 1.200 metros. El tipo de depositación fue en su mayoría en un ambiente continental fluvial. El grupo Girón se encuentra en contacto discordante con el basamento ígneo-metamórfico infrayacente y en contacto discordante con la formación suprayacente Los Santos.

1.3.2.2 Formación Los Santos. Edad Cretáceo Inferior durante el Berriasiano. Según M. Julivert³, esta formación se compone de arenas conglomeradas y shales con zonas fracturadas. El tipo de depositación fue en ambientes intermareales. El contacto de la Formación Los Santos con la formación supra adyacente es Cumbre y con la formación infrayacente es el Grupo Giron.

1.3.2.3 Formación Tambor. Edad Cretáceo Inferior Valanginiano y Hauteriviano. Según M. Julivert⁴, esta formación está constituida por areniscas conglomeradas, lodolitas rojo grisáceas y cuarzoareniscas. El tipo de depositación fue en su mayoría en un ambiente continental fluvial. El contacto de la Formación Tambor con la formación infrayacente Grupo Girón es discordante y con la formación suprayacente Rosablanca es concordante.

1.3.2.4 Formación Rosablanca. Edad Cretáceo Inferior Hauteriviano y Barremiano. Según M. Julivert⁵, esta formación está compuesta principalmente por calizas. El espesor aproximado de la formación está entre 150 y 425 metro. El tipo de depositación varía entre un ambiente transicional y un ambiente nerítico intermedio. El contacto de la Formación Rosablanca con la formación infrayacente Los Santos es concordante al igual que con la formación suprayacente Paja. En la formación se pueden evidenciar procesos de migración y acumulación de hidrocarburos mostrando características como potencial roca reservorio.

1.3.2.5 Formación Paja. Edad Cretáceo Inferior Barremiano y Aptiano. Según Morales⁶, esta formación, en su mayoría, está compuesta por shales pero tiene intrusiones de areniscas y calizas. Tiene un espesor variado de acuerdo a su ubicación: hacia el Oriente muestra 625 metros y en el Occidente 150 metros. El tipo de depositación fue en su mayoría en un ambiente marino. El contacto de la

² Julivert, M. Lexico Estratigrafico. Francia. 1968. p. 255-263

³ Ibid., p. 254 - 261

⁴ Ibid., p. 448 - 450

⁵ Ibid., p. 419 - 421

⁶ Morales, L. G. Genaral geology and oil occurrences of Midle Magdalena Valley, Colombia, citado por M. Juluvert. Lexico Estratigrafico. Francia. 1968. p. 363-364

Formación Paja con la formación infrayacente Rosablanca es concordante al igual que con la formación suprayacente Tablazo. La zona más profunda de la formación tiene cualidades de una roca fuente secundaria, con contenido de materia orgánica entre 1 a 6.5%, clasificada de buena a excelente; y la parte central y superior funcionan como roca sello.

1.3.2.6 Formación Tablazo. Edad Cretáceo Inferior Aptiano y Albiano. Según M. Julivert⁷, esta formación se compone, en su base y tope, por calizas interrumpidas por un shale. Se pueden encontrar espesores entre 150 y 325 metros. El tipo de depositación fue en su mayoría en un ambiente marino. El contacto de la Formación Tablazo con la formación infrayacente Paja es concordante al igual que con la formación supra adyacente Simiti. Esta formación está identificada con dos rocas reservorios secundarias, con contenido de materia orgánica entre 1 a 2.5%, clasificada de buena a muy buena; y, en parte, es roca generadora principal compartiendo la estructura con la formación Simiti.

1.3.2.7 Formación Simiti. Edad Cretáceo Inferior Albiano. Según Morales⁸, esta formación se compone de areniscas, calizas y en mayor medida shales. El espesor de la formación es de 500 metros. El tipo de depositación fue en su mayoría en un ambiente nerítico. El contacto de la Formación Simiti con la formación infrayacente Tablazo es concordante, al igual que con la formación supra adyacente La Luna. La Formación Simiti tiene procesos de generación de hidrocarburos compartidos con la Formación Tablazo; siendo de las principales roca madre de la cuenca. Esta formación está clasificada como madura y, respecto al contenido de materia orgánica, de pobre a muy buena por tener un rango de 1 a 4%.

1.3.2.8 Formación La Luna. Edad Cretáceo Superior Santoniano. Según M. Julivert⁹, esta formación se compone por calizas, areniscas y shales, abarcando un espesor aproximado de 500 metros. La formación se encuentra subdividida en tres miembros, del más antiguo al más joven, así: Salada, Pujamana y Galembó. Litológicamente el miembro Salada consiste en caliza de color gris oscuro, laminada, densa y de grano fino y de caliza. El miembro Galembó consiste predominantemente en fánita negra. Y el miembro Pujamana consiste principalmente de shales negros, masivos, duros y compactos. El tipo de depositación fue en su mayoría en un ambiente euxínico. El contacto de la Formación La Luna con la formación infrayacente Simiti es concordante a diferencia del contacto de la formación suprayacente Umir, que es discordante.

La Formación La Luna es la principal roca generadora en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, caracterizada por un contenido de materia orgánica entre el 1 al 6% con kerógeno tipo II y un Ro de 1.1 a 1.2%. Además de contar con dos zonas usadas como reservorios secundarios, separados por una incrustación de shale como roca

⁷ Ibid., p. 446 - 447

⁸ Ibid., p. 437

⁹ Ibid., p. 301-303

sello. Los miembros Galembó y Salada corresponden a las facies calcáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos.

1.3.2.9 Formación Umir. Edad Cretáceo Superior Campiano y Maastrichtiano. Según M. Julivert¹⁰, esta formación se compone principalmente de shales con incrustaciones de areniscas. El tipo de depositación fue en su mayoría en un ambiente nerítico. El contacto de la Formación Umir con la formación infrayacente La Luna es discordante y con la formación suprayacente Lisama es concordante. La Formación Umir es el sello a la Formación La Luna; además de mostrar características de generación de hidrocarburos, con contenido de materia orgánica entre 0 a 4.1%, clasificada de pobre a muy bueno.

1.3.2.10 Formación Lisama. Edad Cenozoico durante el Paleoceno. Según J. De Porta¹¹, esta formación se compone por una intercalación de shales en mayor proporción y areniscas. El tipo de depositación fue bajo condiciones deltaicas y lagunares. El contacto de la Formación Lisama con la formación infrayacente Umir es concordante y con la formación suprayacente La Paz es discordante. La formación es roca sello y reservorio secundario, por presentar intercalaciones entre sus rocas; además de presentar fallas normales que atrapan los hidrocarburos migrados desde la Formación Tablazo.

1.3.2.11 Formación La Paz. Edad Paleoceno y Eoceno medio. Según J. De Porta¹², esta formación se compone por una alternación variada de arcillas, areniscas y micáceas. Abarca un espesor aproximado de 150 a 200 metros. El tipo de ambiente de depositación fue de procedencia continental. El contacto de la Formación La Paz con la formación infrayacente Lisama es concordante y con la formación suprayacente Esmeraldas es discordante.

1.3.2.12 Formación Esmeraldas. Edad Eoceno Medio y Superior. Según J. De Porta¹³, esta es una formación compuesta por areniscas y limolitas, micáceas de grano fino, que alternan con shales. El ambiente de depositación fue continental, de corrientes trenzadas. La Formación Esmeraldas se encuentra en contacto discordante con la formación infrayacente La Paz, al igual que con la formación suprayacente Mugrosa.

1.3.2.13 Formación Mugrosa. Edad Eoceno Superior y Oligoceno. Según J. De Porta¹⁴, esta formación se divide litológicamente en 3 partes: la parte inferior de la formación consta de areniscas intercaladas con shales, la parte media consta de shales masivos con intercalaciones de areniscas de grano fino, y la parte superior consta de areniscas predominantes que a veces se intercalan con shales. Abarca un espesor de 500 metros. El tipo de ambiente de depositación fue continental fluvial. El contacto de la Formación Mugrosa con la formación infrayacente

¹⁰ Ibid., p. 458 - 459

¹¹ DE PORTA, J. Lexico estratigráfico. Francia. 1974. p. 326

¹² Ibid., p. 303

¹³ Ibid., p. 197

¹⁴ Ibid., p. 372

Esmeraldas es discordante y con la formación suprayacente Colorado es concordante. La formación tiene dos unidades usadas como roca reservorios principales, y dos sellos por encima de los reservorios.

1.3.2.14 Formación Colorado. Edad oligoceno y mioceno inferior. Según J. De Porta¹⁵, esta formación se compone en su base y tope principalmente de areniscas y en su centro con una concentración de shales. Su ambiente de depositación fue continental fluvial. El contacto de la Formación Colorado con la formación infrayacente Mugrosa es concordante y con la formación suprayacente El Grupo Real es discordante. La Formación Colorado es la última usada como reservorio en la cuenca del Valle Medio Del Magdalena con dos unidades que actúan como sello en el tope y base de esta.

1.3.2.15 Grupo Real. Edad Mioceno Medio. Según J. De Porta¹⁶, este grupo está compuesto por conglomerados, areniscas y arcillolitas. Su ambiente de depositación fue continental de abanico aluvial, con variaciones laterales hacia facies de canales trenzadas. El Grupo Real se encuentra en contacto discordante con la Formación infrayacente Colorado, y en contacto concordante suprayacente con el Grupo Mesa.

En consecuencia, la Roca Generadora, según la ANH¹⁷, a nivel de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, esta principalmente compuesta de calizas cretácicas y esquistos de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo. El TOC (Total de Carbono Orgánico) es alto y está entre 1 - 6%, mientras que el kerógeno es tipo II y el Ro alcanza valores de 0,6 - 1,2%. Y la Roca Reservorio a nivel de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena contiene 97% del aceite y proviene de areniscas continentales del Paleógeno, cuyas formaciones son Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa.

En el Campo La Cira-Infantas, la Formación Mugrosa (Zona B y Zona C), la Formación Colorado (Zona A) y Formación Esmeraldas (Zona D), son las rocas reservorio del campo, siendo la Zona C la más importante del mismo.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca intramontana del Valle Medio del Magdalena es el producto de una alta complejidad estructural, debido a esfuerzos compresivos a lo largo de esta. Según Silva¹⁸, esta cuenca tiene una predominancia en deformaciones generadas en zonas de alta presión, con algunos pliegues y cabalgamientos. Además, la mayoría de las zonas presentan fallas laterales con una predominancia que va desde el Nororiente hacia el Sur.

La estructura de La Cira-Infantas corresponde a los esfuerzos compresionales, en los cuales las formaciones del cenozoico están deformadas, mostrando pliegues

¹⁵ Ibid., p.141

¹⁶ Ibid., p.412 - 416

¹⁷ BARRERO, Darío et al. Colombian Sedimentary Basins Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Bogotá. 2007, p. 80

¹⁸ Silva C. 130578 pág. 77

muy desarrollados y fallas de cabalgamiento. Para describir su estructura se puede separar el campo en dos bloques La Cira e Infantas.

El Bloque La Cira comprende un anticlinal asimétrico con un eje de Norte a Sur y es cortado al Oriente por la Falla La Cira, la cual, corresponde a una falla inversa de gran ángulo. El anticlinal de La Cira tiene una longitud de 9 kilómetros y un ancho de 6 kilómetros, exponiendo un perímetro con varios compartimentos, que son obra de varias fallas normales al Occidente de la estructura.

El Bloque Infantas comprende un anticlinal asimétrico elongado con un eje de Norte a Sur y es cortado en su cresta por una falla inversa mayor, también conocida como Falla Infantas. El anticlinal de Infantas posee una longitud de 12 kilómetros y un ancho de 2 kilómetros aproximadamente.

1.4 HISTORIAL DE PRODUCCION

El primer pozo completado en La Cira-Infantas, el Pozo Infantas-2, comenzó su comercialidad con una producción de 42 BPD. El siguiente pozo completado, el Infantas-1, no tuvo los resultados esperados, por lo que fue cerrado. Finalmente con el completamiento del pozo Infantas-3 se obtuvo una producción de 600BPD.

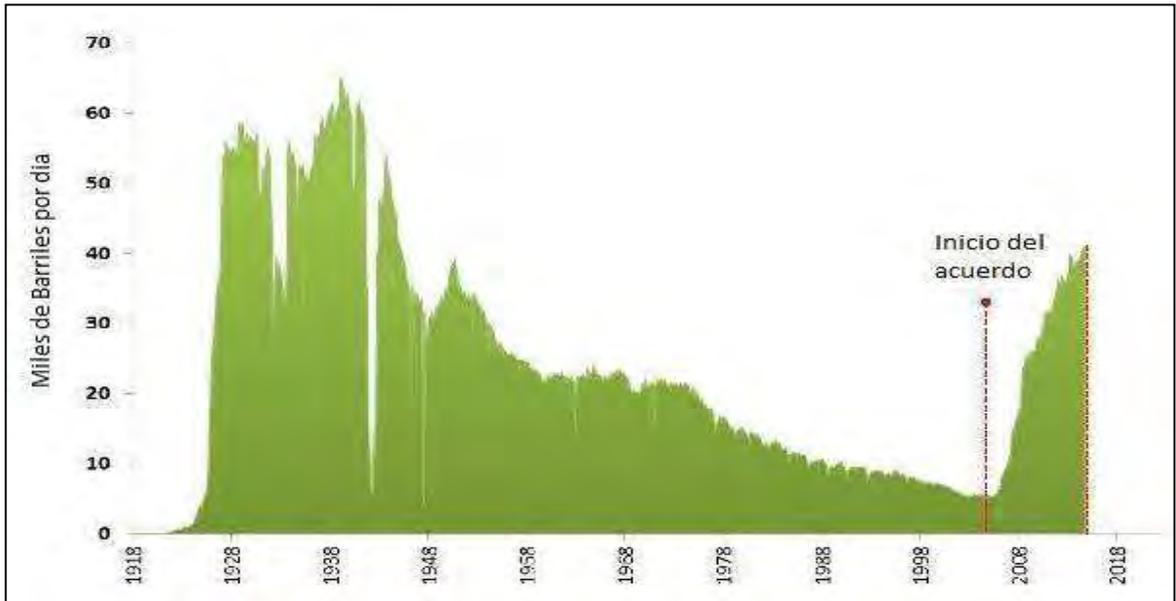
1.4.1 Método de producción. Desde la primera producción del campo en 1918 hasta comienzos de 1928 los pozos producían por flujo natural, según VASQUEZ¹⁹. En 1928 se implementó un sistema de levantamiento de gas lift y en 1935 se empezó a usar el levantamiento de bombeo mecánico, sistema que sigue siendo usado hasta ahora (2016).

1.4.2 Producción acumulada. Con la alianza de Ecopetrol S.A. y Occidental Andina O.X.Y.²⁰ la producción del campo pasó de 5.000 a 40.000 BPD debido a los 1.412 pozos con los que cuenta hoy en día (2016) el Campo La Cira-Infantas. El volumen original del campo es de 5 mil millones de barriles y se han extraído aproximadamente 800 millones de barriles a 2016. En la **Imagen 3** se puede ver el comportamiento de la producción del campo desde su primera producción a la actualidad.

¹⁹ VASQUEZ, C. Hernán. “La historia del petróleo en Colombia”. Internet: (<http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/revista-universidad-eafit/article/view/1418>).

²⁰ Paisminero. Ecopetrol Y Oxy Sellan Alianza Para Aumentar Reservas Y Producción De La Cira-Infantas [online], septiembre 17 del 2015. Disponible en <<http://www.paisminero.co/index.php/de-petroleo-e-hidrocarburos/negocios-de-petroleo/15046-ecopetrol-y-oxy-sellan-alianza-para-aumentar-reservas-y-produccion-de-la-cira-infantas>>

Gráfica 1 Producción Campo La Cira-Infantas.



Fuente: paisminero. Ecopetrol y oxy sellan alianza para aumentar reservas y producción de la cira-
infantas [online], septiembre 17 del 2015. Disponible en <<http://www.paisminero.co/index.php/de-petroleo-e-hidrocarburos/negocios-de-petroleo/15046-ecopetrol-y-oxy-sellan-alianza-para-aumentar-reservas-y-produccion-de-la-cira-infantas>>

Desde su origen, la producción del campo fue aumentando. Aunque hubo caídas en la producción, ocurridas en los años en los que el campo fue cerrado por problemas operacionales. La caída de producción fue progresiva hasta el 2003, cuando se empezó el plan de estimulación a pozos maduros con diferentes técnicas de estimulación. Así, se dio el aumento de la producción del campo, llegando a los 40 mil millones de barriles por día. Sin embargo, la meta de Ecopetrol es llevar esta producción hasta los 50 mil barriles por día.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS MEDIDORES DE FLUJO

En la industria petrolera es necesario conocer los volúmenes de los fluidos que están involucrados en las operaciones. Estos volúmenes son medidos tanto en el pozo como en la superficie. Para tomar estas mediciones son usadas una serie de herramientas. Para este proyecto se estudiaron únicamente las mediciones empleadas dentro del pozo.

Los tipos de medidores de flujo más usados pueden ser los de Spinner, acústico y micro torque. De ellos derivan otros tipos de medidores, pero con principio similar a los ya mencionados. En esta sección se explican los medidores de flujo Spinner y acústico, y en el siguiente capítulo se explica detalladamente el medidor de flujo de micro torque.

2.1 MEDIDOR DE FLUJO TIPO “SPINNER”

Este medidor de flujo funciona con el principio de rotación de una hélice dentro de la herramienta, la cual permite pasar el fluido sin alguna restricción. Sin embargo, parte de este fluido es desviado hacia el interior de la herramienta donde interactúa con las hélices.

La rotación de las hélices es provocada por efecto del fluido que pasa a través de ella. Una de las aspas de la hélice, que es nombrada como punto cero, al empezar a moverse y pasar por el mismo punto de inicio, marca un giro que es convertido a frecuencia medida en Hertz. Esta medida se puede ver influenciada por las propiedades del fluido, el sentido del flujo y las características de la herramienta.

Las propiedades del fluido que afectan la herramienta son la densidad y viscosidad, generando más resistencia al realizar la rotación de las aspas. En algunos casos, cuando la energía del fluido es baja, y tiene una alta viscosidad y densidad, el movimiento es tan lento que la velocidad no es reportada con gran exactitud.

La velocidad del fluido se puede ver afectada por el diámetro de la herramienta, el cual permite el paso de los fluidos. Cuando la herramienta tiene un diámetro interno grande, el fluido tiende a disminuir la velocidad que lleva. Esto por tener un cambio en el área trasversal por el que pasa al entrar a la herramienta. Si la garganta de la herramienta es pequeña sufre el efecto contrario al intentar pasar el mismo volumen del fluido por un espacio menor, ocasionando que la velocidad efectiva del fluido aumente.

El cambio en la velocidad del fluido se percibe en la zona central de la herramienta y cerca de las paredes, donde la velocidad no es constante; sufriendo variaciones cercanas a cero por efecto de fricción con las paredes de la herramienta. Por esta razón, la medida del fluido se debe tomar lo más cerca posible al centro para tener una lectura cercana al efecto real.

Sabiendo que la velocidad promedio real del fluido (V_t) es menor a la medida por el medidor de flujo de Spinner (V_{app}), los datos tomados son corregidos para

acercarlos a la realidad. Este factor de corrección esta dado en función al diámetro de las aspas de la hélice, el diámetro interno del medidor de flujo y el número de Reynolds del flujo.

Así, la velocidad promedio del fluido (V_t) se calcula con la **Ecuación 1**:

Ecuación 1. Velocidad promedio total.

$$CFS: V_t = V_{app} * 0.85 \quad (1a)$$

$$CFB: V_t = V_{app} * 0.9 \quad (1b)$$

Fuente Spinner flowmeter electronics. Chapter 3. Theory of operation. MN-CFBE05-D

Dentro de este tipo de medidor hay dos clases de herramientas, que se dan dependiendo del diámetro interno de la herramienta y pueden ser: las de bajo diámetro (CFS) y amplio diámetro (CFB). Por ello, se utiliza la ecuación (1a) y (1b), dependiendo del tamaño del diámetro de la tubería. Finalmente, después de determinar la velocidad del flujo se puede calcular el caudal directamente con la multiplicación de la velocidad promedio del fluido, con el doble del diámetro interno de la herramienta. Entonces, con un factor de conversión se determinan los valores en unidades de barriles por día, como se muestra en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Caudal total.

$$\text{caudal total (BPD)} = 1.4 * V_t(\text{ft/min}) * (ID \text{ casing (in)})^2$$

Fuente Spinner flowmeter electronics. Chapter 3. Theory of operation. MN-CFBE05-D

Este es el principio general de este tipo de medidores de flujo, aunque presenta variaciones como se explica más adelante con el medidor de flujo spinner in-line y fullbore.

2.1.1 Medidor de flujo “spinner in-line”. Este tipo de herramienta es empleada en pozos con caudales altos. En algunos casos, en pozos que tengan un alto grado de inclinación y en pozos donde haya un bajo diámetro.

Este medidor de flujo, como se muestra en la **Imagen 1**, suele ser una herramienta de una sola pieza, que tiene sus hélices en la parte interna. Al igual que los demás medidores de flujo, este medidor se baja al pozo con un conjunto de herramientas, que miden diferentes propiedades de los fluidos, del pozo y del yacimiento. Propiedades que, al interpretarse en conjunto, ayudan a la correcta caracterización de las condiciones en el interior del pozo.

Este medidor, siendo una herramienta de acoples, puede estar en cualquier parte del registro de producción o PLT. Y al tener las hélices en la parte interna, no sufren un desgaste excesivo por el contacto con los fluidos, que tienen un caudal grande de acuerdo a las especificaciones mostradas en la **Tabla 1**.

Tabla 1 Especificaciones del medidor de flujo “In-line”

Rango de temperatura	350°F
Rango presión	15000 Psi
Longitud	17.3 in
Peso	6.8 lb
Punto de medición	4.3 in
Salida	10 pulsos/revolución
Threshold	12 ft/min, 100 bpd
Máxima velocidad fluido	3000 ft/min
Diámetro del casing	4 ½” – 9 5/8”

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

Una ventaja respecto a los demás medidores de flujo con hélices es que al tenerlas de un diámetro menor estas generan menor fricción evitando la pérdida de energía siendo empleado para pozos con caudales bajos por su nivel de detección del caudal.

Imagen 1 Medidor de flujo de "Spinner in-line"



Fuente Halliburton. In-line Spinner flowmeter (IIs). 2014

2.1.2 Medidor de flujo de Spinner fullbore. La herramienta presenta una variación en el número de brazos que utiliza, brindándole diferentes ventajas. El uso de un modelo o de otro depende de las condiciones que se tengan dentro del pozo.

Los brazos de la herramienta ayudan a centralizarla con el fin de tomar la medida en el centro del flujo. Pero en el caso específico de los tres brazos, como se muestra en la **Imagen 2**, esta tiene unos rodamientos que ayudan a reducir la fricción entre los brazos y el pozo; pero las hélices sufren un desgaste rápido al estar directamente expuestas al fluido de medición. Su tamaño depende de la tubería por la que necesita pasar, por esta razón está conectada en la punta de la sarta del registro de producción o en el PLT.

Imagen 2 Medidor de flujo “Spinner fullbore”



Fuente Halliburton. Caged fullbore flowmeter (6-Arm CFBM). 2014.

Las aspas están sujetas a micro rodamientos de precisión. La medida es tomada por el cruce en un punto cero y con ayuda del “efecto hall”. El cual funciona con la aparición de un campo eléctrico, generado por la separación de cargas, en el interior de la herramienta, donde circula una corriente provocada por un magneto, ubicado en el eje superior de las aspas.

La herramienta ofrecida por Bp Exploration Colombia Ltda., ofrece sus servicios con las siguientes características, como se puede ver en la **Tabla 2**.

Tabla 2 Especificaciones del medidor de flujo “Spinner Fullbore”

Rango de temperatura	350°F
Rango presión	15000 Psi
Longitud	2.91 ft
Peso	10 lbs
Punto de medición	13.5”
Salida	10 pulsos/revolución
Threshold	1.7 ft/min, 100 bpd
Máxima velocidad fluido	500 ft/min, 28.250 bpd
Diámetro del casing	4 ½” – 9 5/8”

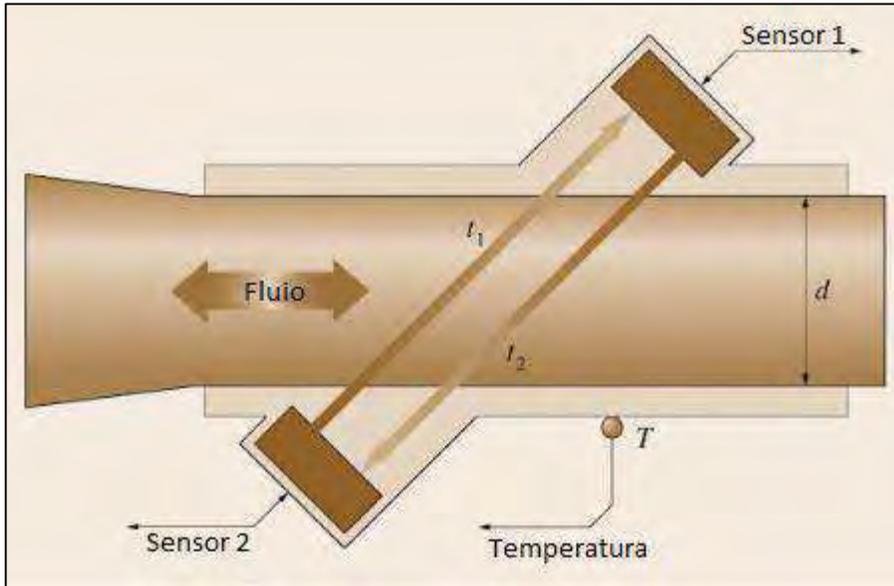
Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

Estas medidas varían de acuerdo al diámetro interno de la tubería por donde va a pasar el medidor de flujo. Así que estos datos no se deben usar como datos estándar.

2.2 MEDIDOR DE FLUJO ULTRASÓNICO

El principio de funcionamiento de este medidor consiste en dos sensores ubicados en las paredes de la herramienta, como se muestra en la **Imagen 3**, los cuales envían una señal ultrasónica entre ellos, midiendo el tiempo de viaje de la onda en el sentido del flujo y contra él. Estos sensores sirven como emisores y receptores de dicha señal. El tiempo que demore la señal de viajar de un sensor a otro, ayuda a determinar la velocidad del flujo. Entonces, conociendo el área transversal por el que pasa el fluido es determinado el caudal.

Imagen 3 Medidor de flujo Acústico



Fuente Rüdiger, K. Springer Handbook o Medical Technolofy. 2011

El medidor de flujo es puesto a prueba primero en condiciones de no flujo, en las cuales la señal ultrasónica demora el mismo tiempo de ir de un lado a otro. Luego, en condiciones de flujo controlados, se mide el tiempo de las ondas al viajar. Este tiempo es el tiempo promedio de viaje para el fluido de estudio.

En estas condiciones, en las que el flujo pasa a través de un transductor dentro de la herramienta, se determinan las variaciones del tiempo sufridas, respecto al tiempo en condiciones de flujo controladas. Cuando se lee un tiempo de viaje menor, este indica que el flujo es mayor, y cuando el tiempo es mayor el flujo es menor. De esta manera, se da una relación indirectamente proporcional entre la velocidad de los fluidos en el interior de la herramienta y la velocidad de la señal ultrasónica que los atraviesa.

Este medidor de flujo solo se usa para determinar los caudales de fluidos de una sola fase. Esto debido a que al presentar fluidos multifásicos, la lectura de la señal no muestra de lo que realmente está pasando al interior del pozo.

3. MEDIDOR DE FLUJO DE MICRO TORQUE MODELO A

AIP S.A.S. brinda soluciones de ingeniería a empresas en el sector petrolífero, las cuales requieren inspección constante a sus operaciones. En dichas operaciones, es vital la medición de variables de interés como: profundidad, presión, nivel/aporte de agua, gas, crudo y demás; en diferentes secciones del pozo. Es por esto que dentro de la gran rama de herramientas necesarias para la medida de estas variables se encuentran los ya mencionados medidores de flujo.

AIP S.A.S desarrolla actualmente el medidor de flujo de micro torque “in-line” modelo A, sobre el cual se muestra un breve resumen a continuación. Este se asemeja las características del medidor de flujo 2600 de PANEX, que ya se encuentra fuera del mercado; razón por la cual AIP innova en esta rama de los PLT.

3.1 CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LA HERRAMIENTA

Se utiliza un impulsor semejando un medidor de flujo de turbina in-line, pero sin permitirle rotar. En lugar de esto, el flujo se mide detectando el torque producido por el impulsor estacionario. Como resultado de este enfoque se logran ventajas significativas en cuanto a la confiabilidad, respuesta y mantenimiento. Si bien cumple con dichas características, es muy diferente del modelo “Panex”, pues originalmente es un sistema modular y de ensamble, que cuenta con diferentes materiales de ingeniería como polímeros especiales.

Algunas de las características del medidor de flujo presentes en la carta de la herramienta son mostradas en la **Tabla 3**.

Tabla 3 Características del medidor del flujo de micro torque

Característica	Ventaja
Piezas fijas, no móviles	No hay disminución de la confiabilidad y exactitud de los datos debido a problemas de mantenimiento.
No hay umbral de flujo	La medición es continua por no haber umbral
Reductor de pérdidas	No hay problemas de pérdidas del centro de rotación
Sensor	Las burbujas no afectan la calibración ni la confiabilidad del sensor
Caudales	Las ratas de muestreo, cada medio segundo, proporcionan una capacidad de registro de alto rendimiento.
Variación de flujo	<ul style="list-style-type: none">• Respuesta prácticamente instantánea al flujo sin ningún efecto significativo de inercia del impulsor; los flujos en oleadas tenderán a ser perfilados con menor cantidad de errores y las pequeñas variaciones de flujo se detectan rápidamente.
Software	De doble nivel básico y mejorado

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

A continuación, se muestran las especificaciones técnicas en la **Tabla 4**.

Tabla 4 Especificaciones del medidor de flujo de micro torque

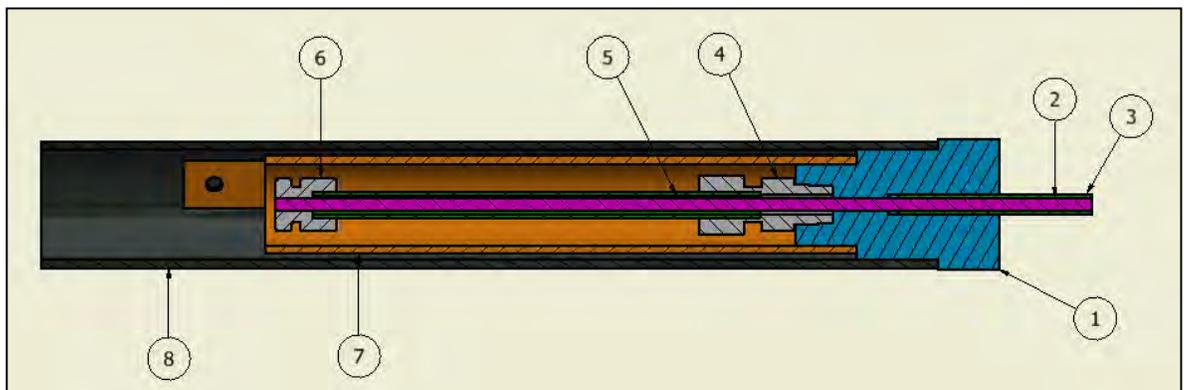
Rango de flujo	0 a 60.000	BPD (en tubería de producción de 7")
Rango de temperatura calibrado	77 a 302	°F
Rango de temperatura de operación	-4 a 302	°F
Exactitud de la temperatura	± 1.8	°F (dentro del rango de temperatura calibrado)
Resolución de temperatura	0.01	°F
Presión máxima de trabajo	15.000	Psi
Dimensiones	Diámetro externo	1.281 O 1.55 In
	Longitud	70.25 In (incluyendo la batería)

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

3.2 COMPONENTES GENERALES DE LA HERRAMIENTA

A continuación, se presenta el diseño básico de toda la herramienta en la **Imagen 4** y después se explica la importancia de cada una de estas piezas.

Imagen 4 Corte transversal del medidor de flujo de micro torque.



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

El sistema cuenta con ocho piezas básicas, las cuales se mencionan a continuación, en la **Tabla 5**.

Tabla 5 Elementos del sistema

Ítem	Elemento	Ítem	Elemento
1	Cabezal	5	Retorno
2	Eje	6	Tapón Racor
3	Tubo eje	7	Cilindro
4	Racor	8	Carcasa

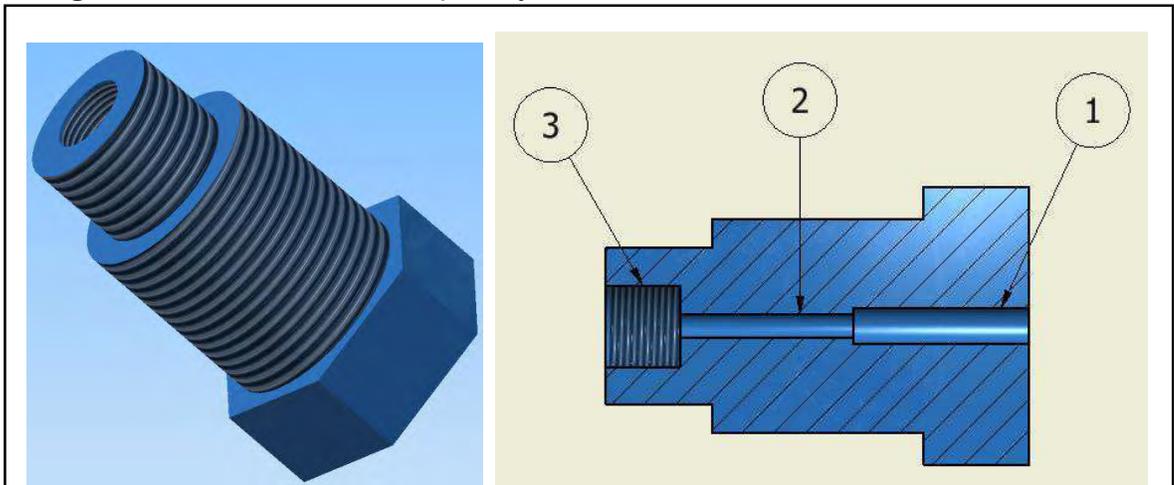
Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

3.2.1 Funcionamiento. El funcionamiento general del sistema consiste en medir la torsión del eje producida por el flujo de fluidos en el pozo. Esta medición se da por medio de un impulsor de torque con aspas, el cual transmite el torque al eje, el cual en su extremo opuesto tiene un sensor de placas paralelas ubicado sobre el Tapón Racor y el Cilindro. Finalmente, el Retorno anclado al Racor y al Tapón Racor, se encarga de ejercer un esfuerzo de torsión inverso al aplicado por el eje, lo cual hace que este retorne a su posición original después de cada medición.

3.2.2 Partes y componentes básicos. En esta sección se describe cada una de las piezas del medidor de flujo una por una, con el fin de comprender el aporte de cada una de ellas en el desempeño de la herramienta.

3.2.2.1 Cabezal. Tiene como función principal sujetar el eje y el racor **Imagen 5**, de manera que permita la transmisión del torque por medio del eje. Este a su vez sirve de cama para el racor, que sujeta el tubo de retorno. Por otra parte, es el que mantiene encapsulado el sistema, pues la carcasa también se sujeta de este elemento. Asimismo, lo hace el cilindro que sirve para alinear las dos placas de los sensores anteriormente mencionados.

Imagen 5 Cabezal - vista completa y corte transversal



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

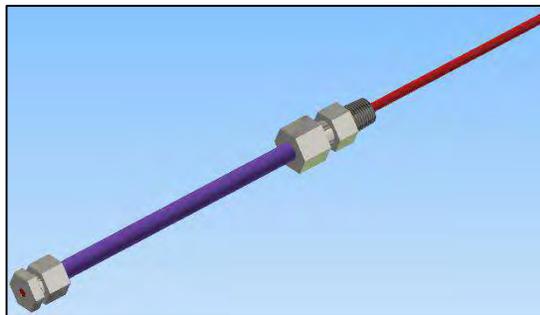
3.2.2.2 Eje. Se encarga de transmitir el torque desde el fluido mismo, por medio del impulsor hasta el sensor de placas paralelas. A esta pieza está unido el tubo eje que sirve para dar unión al impulsor mediante un buje; y también tiene como función evitar posibles incidentes que conlleven esfuerzos axiales al eje. Pues en este caso, hace contacto con una cama dispuesta para tal fin en el cabezal. En su otro extremo se encuentra anclado al tapón por medio de soldadura, lo cual permite finalmente conseguir un ajuste del sensor sobre este último elemento.

3.2.2.3 Tubing eje. Tiene como función principal unir el eje con el impulsor mediante un buje, que se une al eje mediante “ajuste prieto”, que no es otra cosa que ajustar un eje y un tubo de diámetros iguales (externo del eje/interno del tubo) mediante el calentamiento del tubo, para lograr una expansión en sus dimensiones y posterior enfriamiento. Un uso secundario para este tubo eje es prevenir accidentes al interior del sistema, ocasionados por posibles esfuerzos axiales sobre el eje.

3.2.2.4 Racor. Tiene dos funciones vitales para el funcionamiento del sistema del medidor de flujo. La primera función es sujetar el Tubo Retorno, para que se consiga así devolver el sensor a su posición original, después de cada medida o movimiento. La segunda función es mantener centrado el sistema y en correcta posición. Así, se encuentra sujeto al cabezal mediante un roscado en esta última pieza.

3.2.2.5 Tubo retorno. Esta pieza es de particular cuidado en cuanto a su módulo de elasticidad y rigidez, pues este es el elemento que le permite al sistema retornar a su posición original después de cada medición o movimiento **Imagen 6**. Este elemento está aprisionado por el Racor en un extremo y por el Tapón en su extremo opuesto. De tal manera que cuando el eje se mueve, mueve al Tapón simultáneamente; lo que a su vez genera una torsión en el Tubo Retorno. Es entonces cuando éste último ejerce una torsión opuesta al estar anclado al Racor.

Imagen 6 Tubo Retorno (violeta).

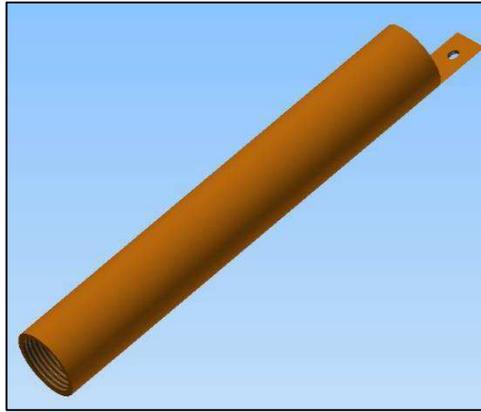


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

3.2.2.6 Tapón racor. Es la pieza de llegada del eje y el tubo retorno, que a su vez sirve de asentamiento para una de las placas del sensor. Se une al eje mediante soldadura y al tubo mediante sujeción con férulas igual a un racor. Se debe hacer especial énfasis en la soldadura del eje, pues éste ha de quedar concéntrico con el tubo de retorno.

3.2.2.7 Cilindro. Sujeta la otra parte del sensor capacitivo y a su vez tiene un sistema para ajustar la proximidad de las dos placas por medio de movimiento mecánico **Imagen 7**. Este elemento está unido al cabezal mediante roscado.

Imagen 7 Cilindro



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

En la parte baja de la herramienta se observa el roscado para la unión con el cabezal. Y en la parte superior se observa un agujero, en el que posteriormente se definirá el sistema de movimiento para el ajuste entre las dos placas del sensor capacitivo.

3.2.2.8 Carcasa. Mantiene a todo el sistema encapsulado y aislado de los fluidos exteriores. Está unido al cabezal mediante roscado y en su otro extremo va conectado a la electrónica.

3.2.3 Diseño actual. Este consiste en un par de cambios, no solo en cuanto a dimensiones, sino que también en cuanto a forma y adición de nuevas piezas al conjunto. Y como se mencionó inicialmente, a continuación **Imagen 8**, se muestra el diseño actual del sistema.

Imagen 8 Sistema del medidor de flujo actual.

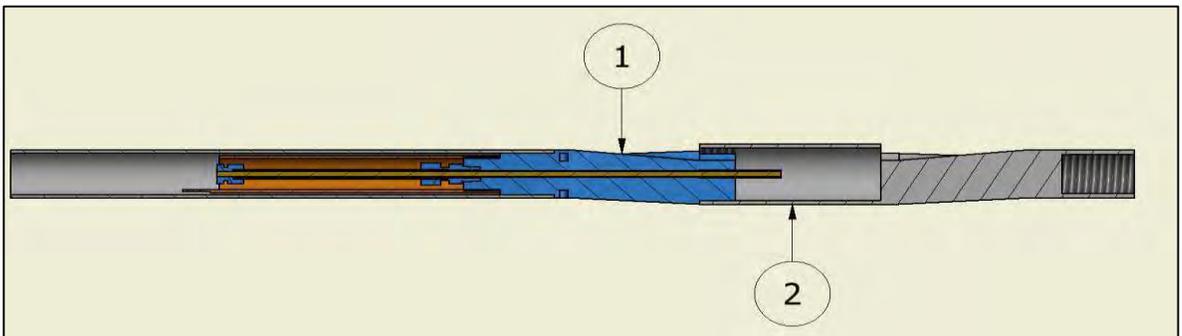


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

A este sistema se le realizó algunos cambios en las dimensiones de la mayoría de las piezas, el diseño del cabezal. Además, se le agregó una nueva pieza que fue el cabezal final **Imagen 9**.

A continuación, se muestran las piezas de los últimos dos cambios en la herramienta.

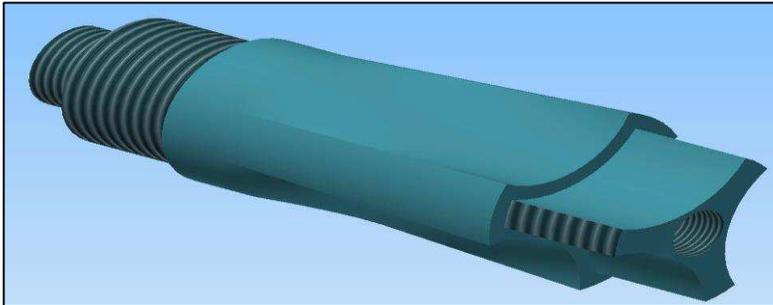
Imagen 9 Detalle del sistema del medidor de flujo actual



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

3.2.3.1 Cabezal. El cabezal **Imagen 10** en esencia es similar al diseño de PANEX, aunque tuvo que modificarse debido a condiciones de espacio para la bajada a pozo. Pues no solo se requiere un diseño con pequeño diámetro, sino que, para este caso en particular, es de especial cuidado la longitud del eje. Por esa razón, se requirió un cambio tanto dimensional como de forma.

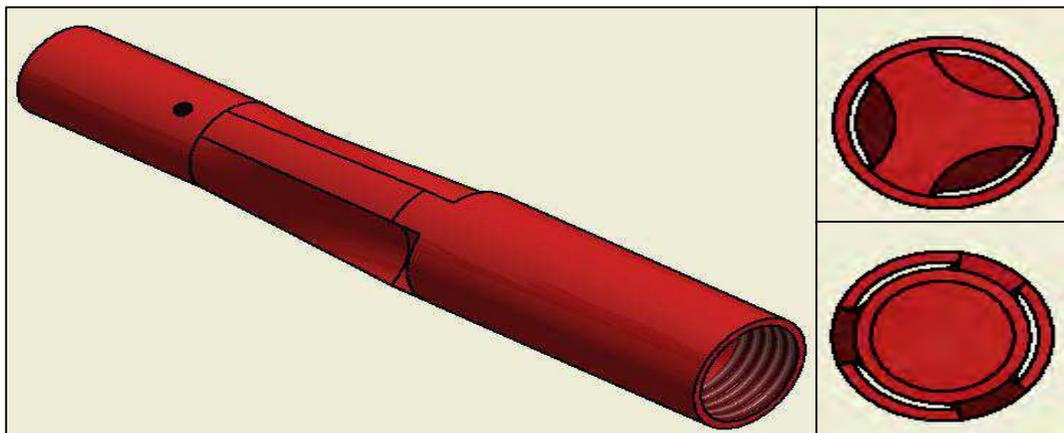
Imagen 10 Cabezal modificado



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

3.2.3.2 Cabezal final. Esta es la pieza final del sistema **Imagen 11**. Es uno de los extremos del medidor de flujo que a su vez cuenta con un roscado para la unión de otras herramientas. En cuanto a diseño, es similar al cabezal original, con la diferencia de que cuenta con una carcasa para el impulsor.

Imagen 11 Detalle del cabezal Final



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

3.3 SOFTWARE DE LA HERRAMIENTA.

El software de la herramienta está basado en la plataforma informática Java, que otorga varios permisos escritos en su lenguaje de programación para ejecutar en varias acciones de análisis; lo cual es ideal para la información que recolecta el medidor de flujo modelo A.

La empresa AIP S.A.S desarrollo un software denominado AIPTOOL, para interpretar los datos, en lenguaje binario, que arroja el medidor de flujo modelo A y aprovecha la plataforma JAVA para este propósito. Todo esto debido a que usa un lenguaje especialmente preparado para la reutilización del código. Además, permite a sus usuarios tomar un programa que se ha desarrollado tiempo atrás y actualizarlo con mucha facilidad, sea que necesiten agregar funciones o adaptarlo a un nuevo entorno.

Otras razones por las cuales JAVA fue la plataforma elegida por la empresa AIP S.A.S. para ser la base de este proyecto son que funciona en cualquier equipo, ya que no es el sistema quien las ejecuta sino la máquina virtual. También, que su uso no acarrea inversiones económicas ya que es de libre uso.

Además, el software AIPTOOL es usado por AIP S.A.S. para observar las medidas tomadas por la herramienta del medidor de flujo de micro torque. Este software fue diseñado por la compañía con el fin de realizar la evaluación del desempeño de la herramienta en cada una de sus pruebas y poder realizarle ajustes. En la **Figura 15** se puede observar el icono para el acceso al programa.

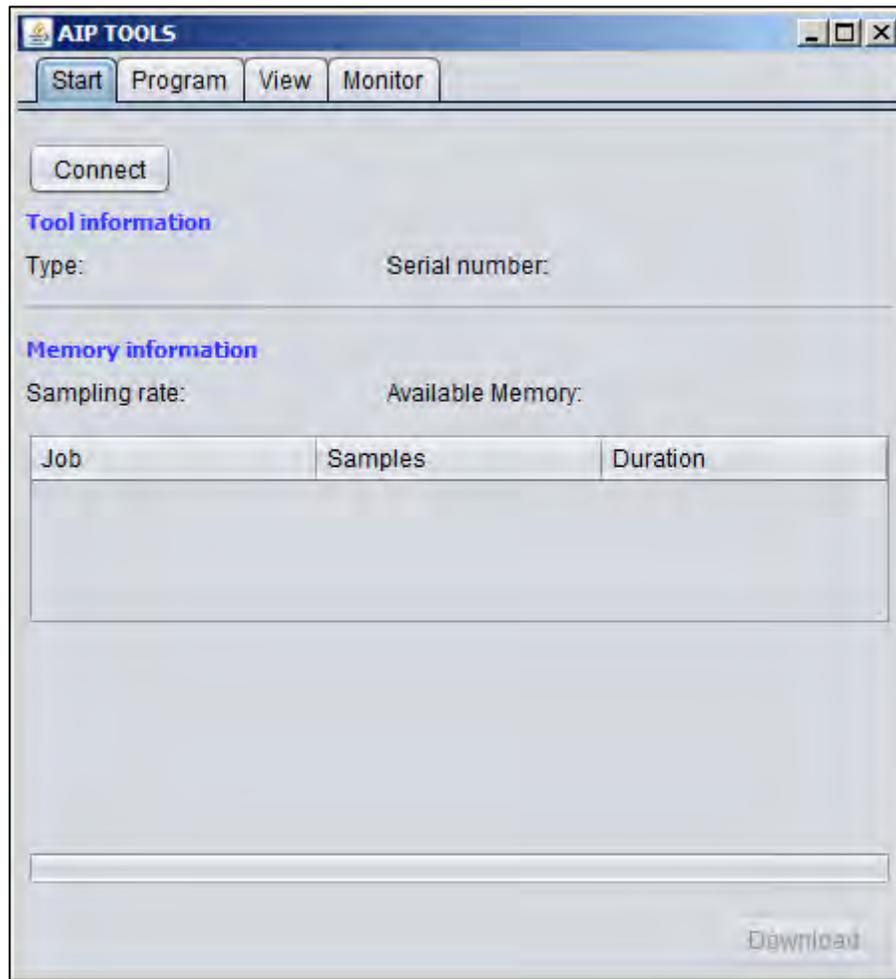
Figura 3 logo AIPTOOL



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

En cuanto se abre el programa, se despliega la ventana inicial como se ve en la **Figura 4**.

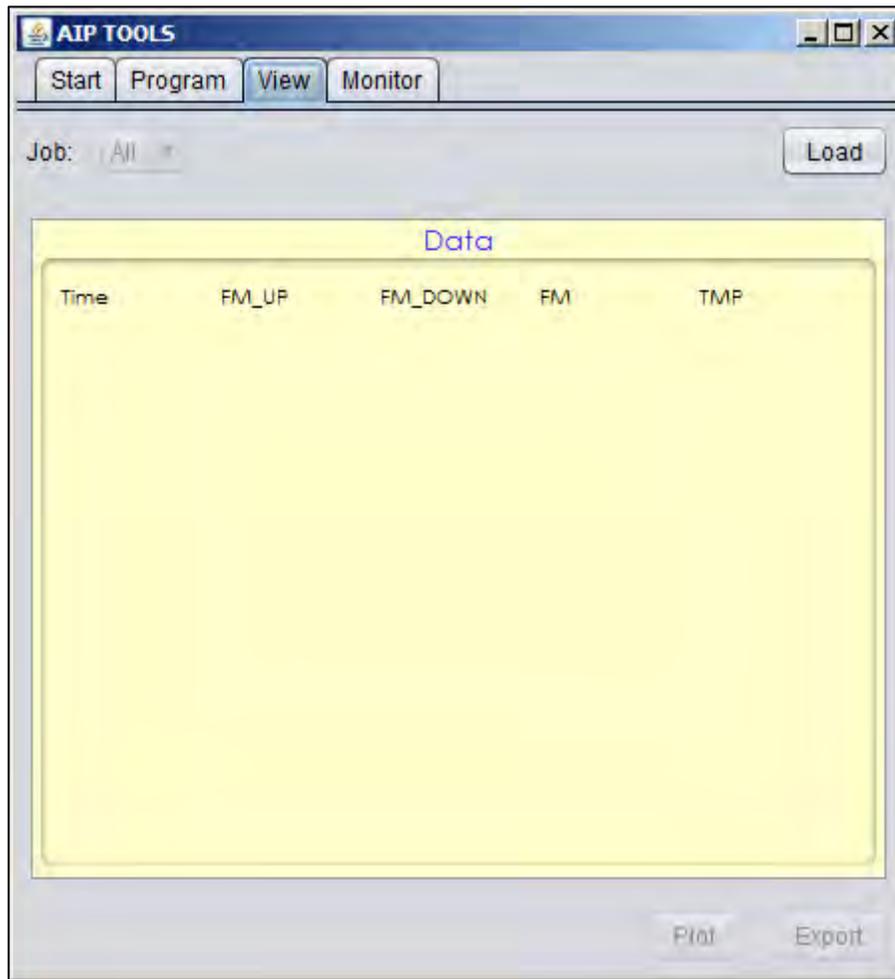
Figura 4 Ventana principal AIPTOOL



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

El diseño básico del software es sencillo, lo cual facilita su uso a todo aquel que lo requiera. En la parte superior de la ventana se ven cuatro pestañas. La primera es “Start”, donde sale información básica de la herramienta e información de la memoria con la que se trabajó. La información de la memoria es mostrada también, ya que inicialmente se le realizaban cambios cuando se desconocían los problemas que generaban el error. La siguiente pestaña es “Program”, que muestra parte de la configuración del software para editarlo. La otra pestaña es “Monitor”, que muestra el comportamiento de la herramienta cuando está conectada directamente al software, para realizarle pruebas y calibración. Y la otra pestaña es “View”, que muestra la pantalla del software como se muestra en la **Figura 5**.

Figura 5 AIPTOOL ventana “View”

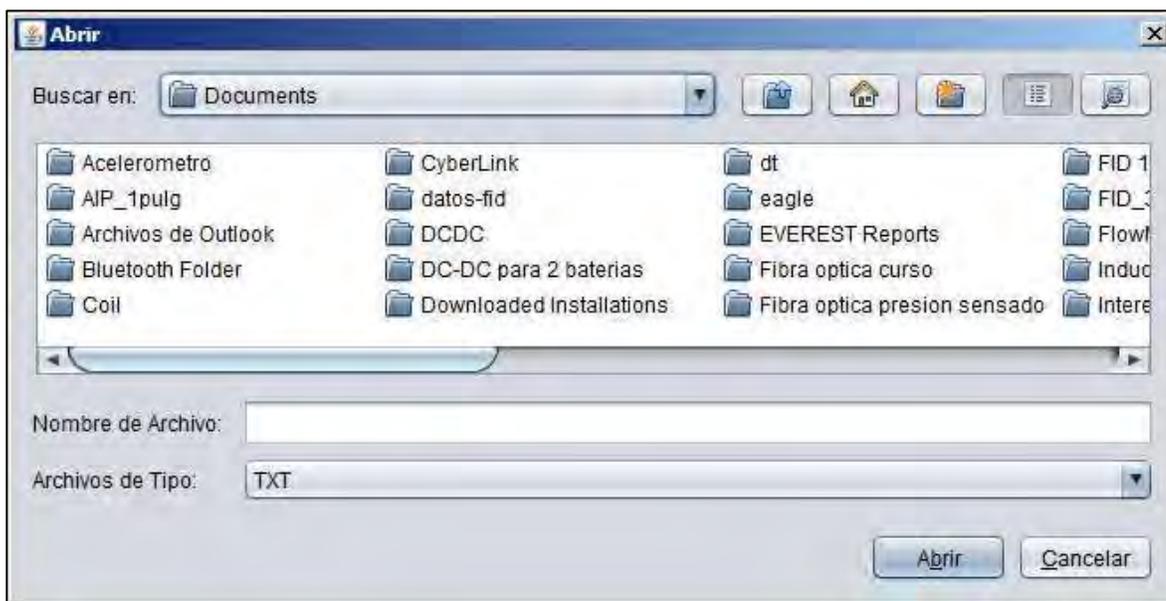


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

En esta ventana es donde se cargan los datos del medidor de flujo. El software necesita cinco datos esenciales para mostrar las curvas: 1. El tiempo de la medición en intervalos de 0.25 segundos; 2. Las medidas del medidor de flujo de micro torque cuando está tomando las lecturas de subida; 3. Las medidas del medidor de flujo de micro torque cuando está tomando las lecturas de bajada; 4. La resta de la medición de subida menos la de bajada; este valor es el que se tiene en cuenta para graficar; 5. Las lecturas de medición.

Para cargar datos al software se presiona el botón “load” como se muestra en la **Figura 6**.

Figura 6 cargar archivos en AIPTOOL

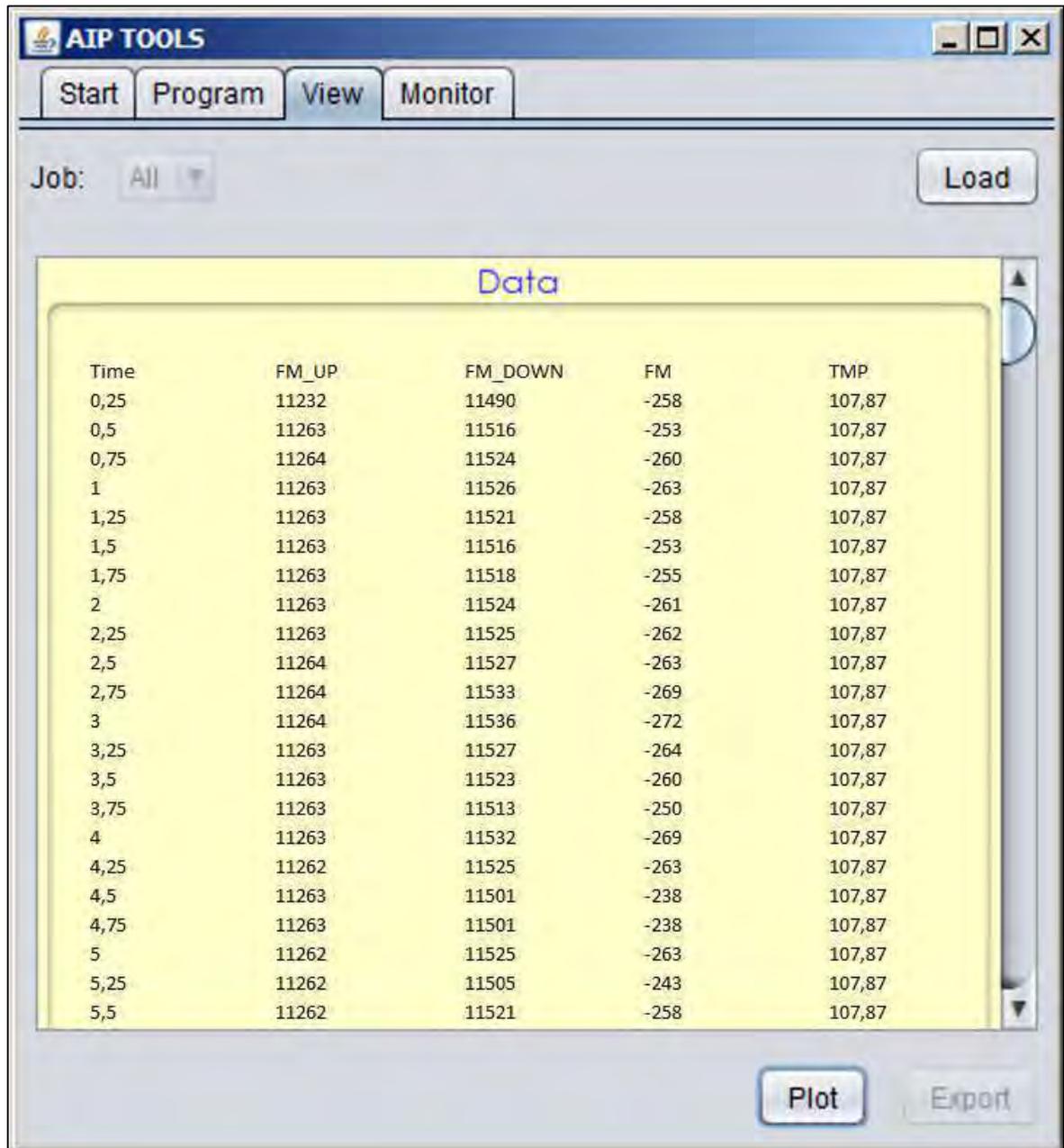


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

En la ventana anterior se busca el archivo a importar. Los archivos deben estar en formato con terminación en “.TXT” para que puedan ser leídos, una vez seleccionado el archivo se le da al botón “abrir”.

El software toma un tiempo mientras carga todos los datos y prepara las curvas a mostrar. La **Figura 7** muestra como quedarían los datos en el software.

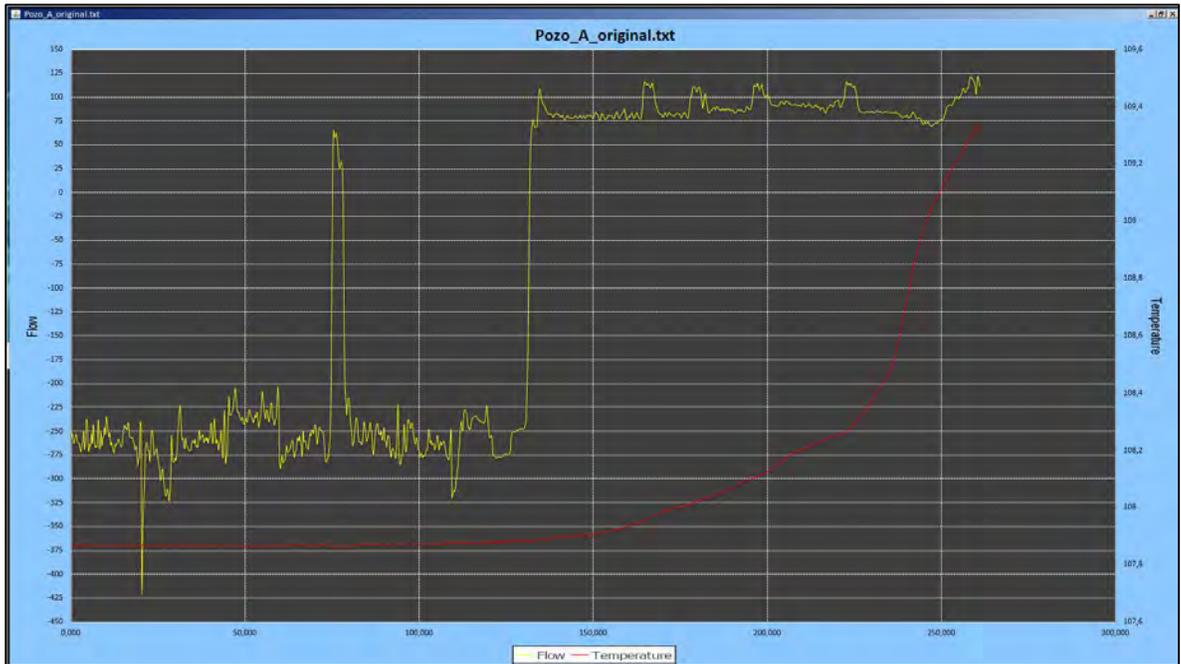
Figura 7 Data



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

El tiempo es mostrado en segundos, las mediciones del medidor de flujo de micro torque en revoluciones por segundo, y la temperatura en grados Fahrenheit. Una vez confirmados los datos se presiona el botón "Plot" para graficar los datos. La grafica resultante se muestra en la **Figura 8**.

Figura 8 Gráfico mostrado por AIPTOOL



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos - AIP. Modificado por Autores 2016.

En la gráfica que muestra el software se ven las mediciones del sensor de flujo de micro torque, en color amarillo, en el eje Y, al lado izquierdo de la pantalla. También se ve el tiempo en segundos en el eje X, en la parte inferior de la pantalla. Y en el eje Y, al lado izquierdo de la pantalla, se ve la temperatura de color rojo.

Como solo se muestran las gráficas de temperatura y del medidor de flujo de micro torque. En el siguiente capítulo se explican de forma individual estas dos variables, acompañadas del comportamiento del medidor de flujo “in-line”. Esto con el fin de determinar la importancia de cada curva y la relación que afecta su comportamiento, de acuerdo a las condiciones del pozo.

4. PROBLEMAS OPERACIONALES

En el presente capítulo se explican las causas que pudieron generar una desviación en la lectura de los datos, que son presentados por el medidor de flujo de micro torque modelo A, al ser probados en el pozo. Estas causas o limitaciones del medidor de flujo están definidas por la presión y temperatura a las que se vio sometida la herramienta en las operaciones.

Cada uno de las secciones que vienen a continuación fueron vistas desde cada uno de los pozos de estudio, con el fin de explicar sus características. Siendo el pozo A, el pozo usado como referencia, por tener una lectura correcta de la herramienta de estudio. Y siendo el pozo B aquel al que se le aplico la corrección, por presentar inconsistencias en sus medidas.

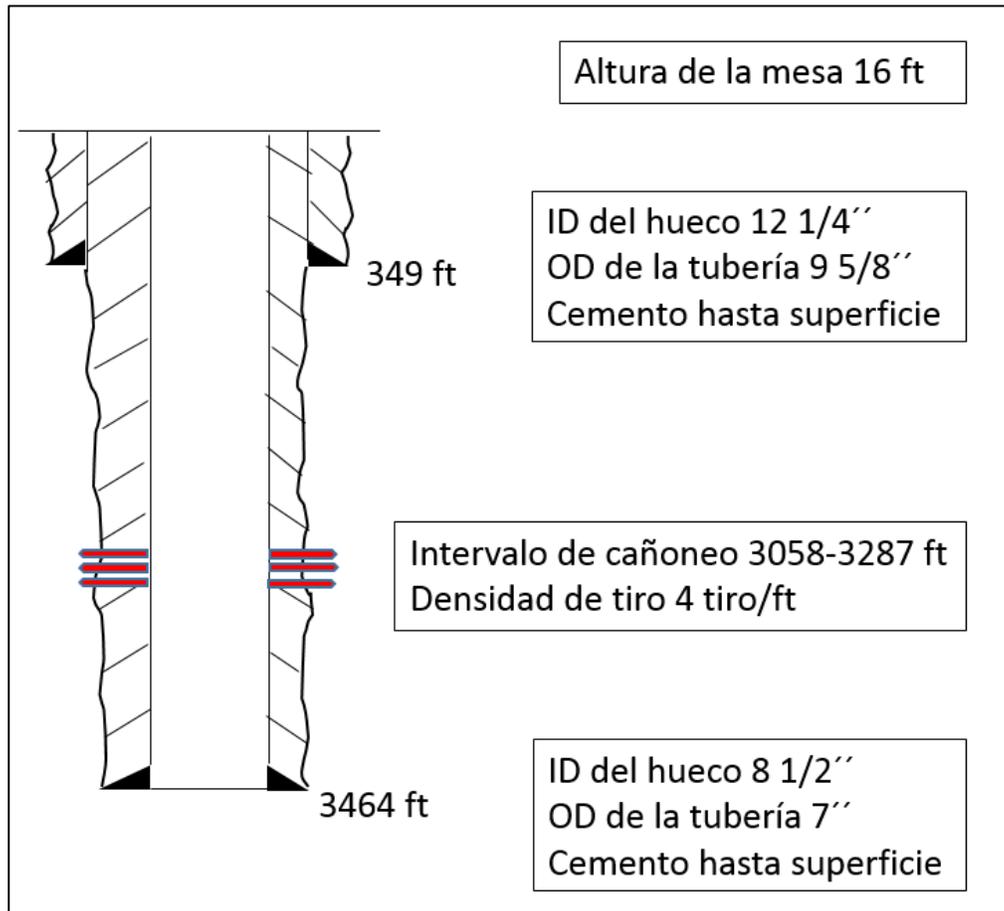
Antes de empezar a detallar las propiedades aludidas anteriormente, se describen las características del lugar donde se trabajó con la herramienta. De esta manera, en principio se describen los pozos de trabajo.

4.1 ESTADO MECÁNICO

Los pozos de trabajo son pozos inyectores que están en el Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Magdalena, donde se trabaja con la herramienta de estudio por parte de la empresa Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S. (AIP). La herramienta se ha ido probando por dos años en los pozos del campo, los cuales cuentan con completamiento selectivo para tener cada una de las zonas de interés aisladas unas de otras.

4.1.1 Estado Mecánico Pozo A. Como se ve en la **Figura 9** la profundidad total del pozo es de 3.464 pies. La primera sección del pozo es de 12 ¼ pulgadas que va desde la superficie hasta los 349 pies de profundidad. La última sección va desde los 349 a los 3.464 pies de profundidad, con diámetro de 8½ pulgadas. Todas las secciones están cementadas hasta la superficie. Por lo que en el 2009 se realizó una campaña de cañoneo en la última sección en 16 puntos estratégicos, que van desde los 2.789 a los 3.176 pies de profundidad. Esta operación se realizó con una densidad de tiro de cuatro disparos por pie.

Figura 9 Estado mecánico del pozo A

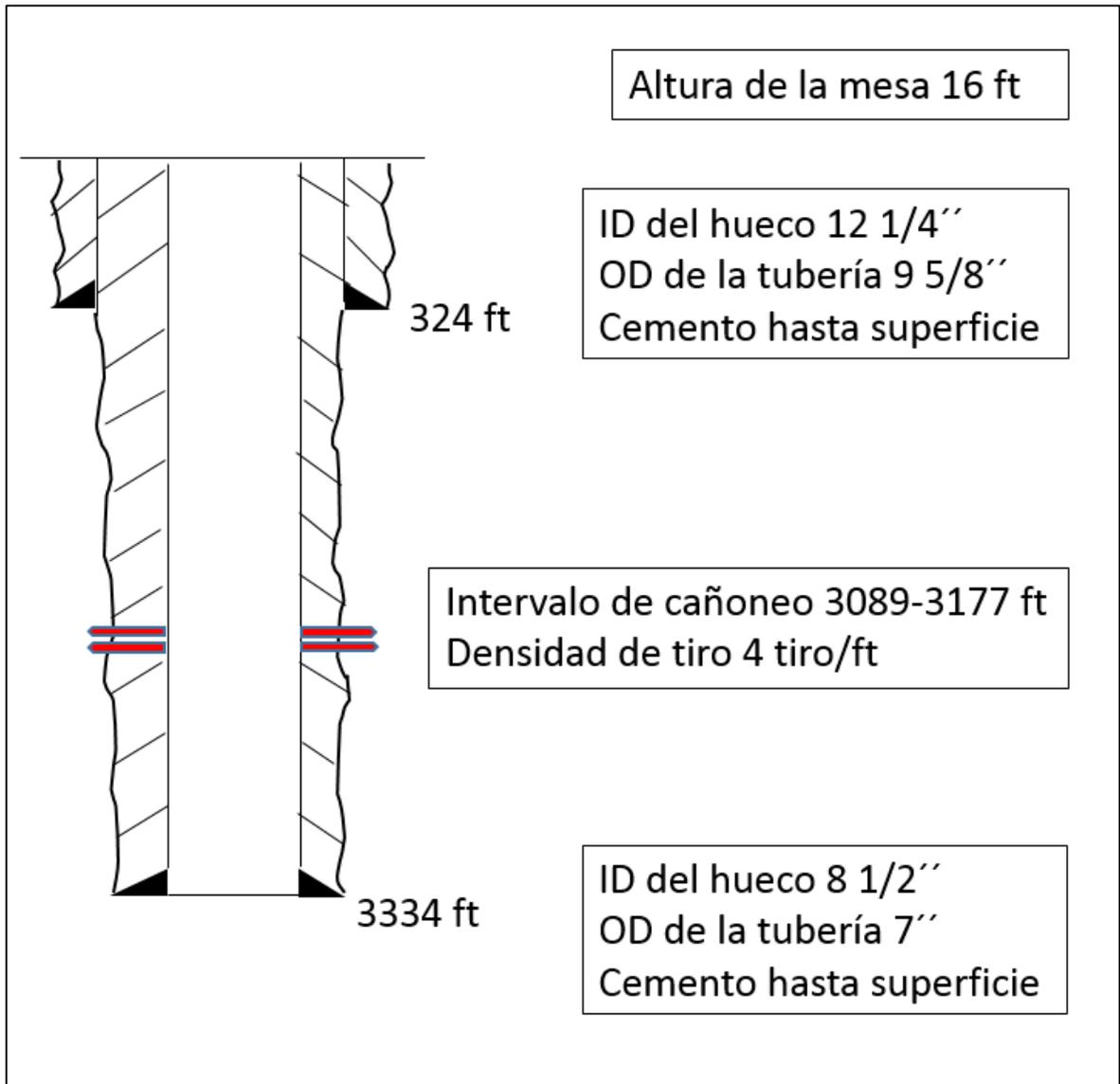


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

El pozo estuvo trabajando con esta configuración por seis años. Hasta que en el 2015 se realizó una nueva operación de cañoneo en siete zonas, desde los 3.189 a 3.328 pies de profundidad con una densidad de tiro de seis tiros por cada pie. Toda esta zona cañoneada es la usada para la inyección de fluidos dentro de los pozos.

4.1.2 Estado mecánico pozo B. En la **Figura 10** se puede observar que la profundidad total del pozo B es de 3.334 pies. La primera sección del pozo es de 12 1/4 pulgadas que va desde la superficie hasta los 324 pies de profundidad. La última sección va desde los 324 a 3.334 pies de profundidad con diámetro de 8 1/2 pulgadas. Todas las secciones están cementadas hasta la superficie. Por lo que en el 2009 se realizó una campaña de cañoneo en la última sección en 12 puntos estratégicos, que van desde los 2.634 a los 2.959 pies de profundidad. Esta operación se realizó con una densidad de tiro de cuatro disparos por pies.

Figura 10 Estado mecánico del pozo B



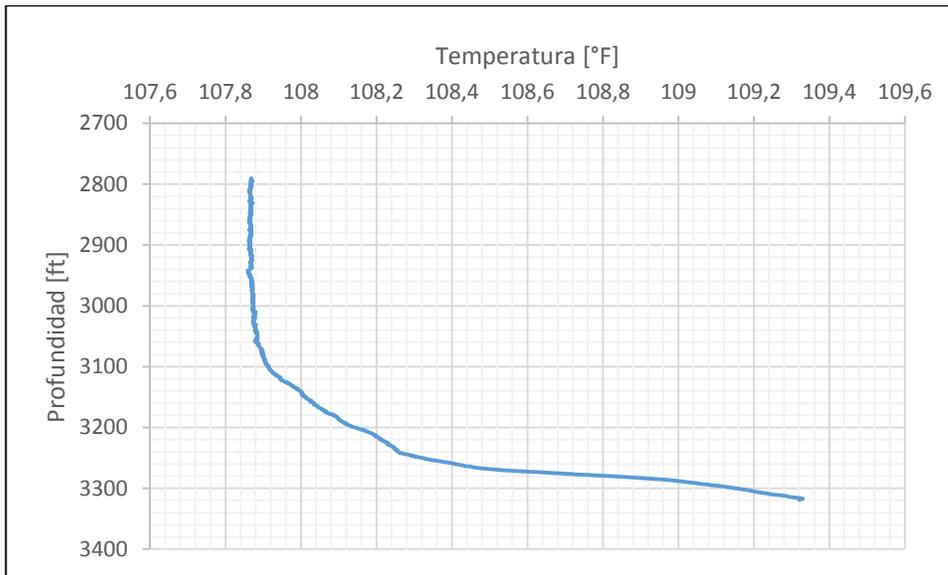
Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

4.2 TEMPERATURA

Las características de temperatura de los pozos, al igual que en la sección anterior, se explican individualmente por tener características diferentes entre ellos.

4.2.1 Pozo A. En este pozo la temperatura tiene un comportamiento con un aumento suave, dada su lectura, incluso en los intervalos de los perforados. Siendo esta una zona, donde la lectura de la temperatura suele variar, por el intercambio de calor entre los fluidos del yacimiento y los que entran a este por la inyección. En la **Gráfica 2** se muestra el comportamiento resultante de la temperatura en el pozo A.

Gráfica 2 Comportamiento de la temperatura – Pozo A

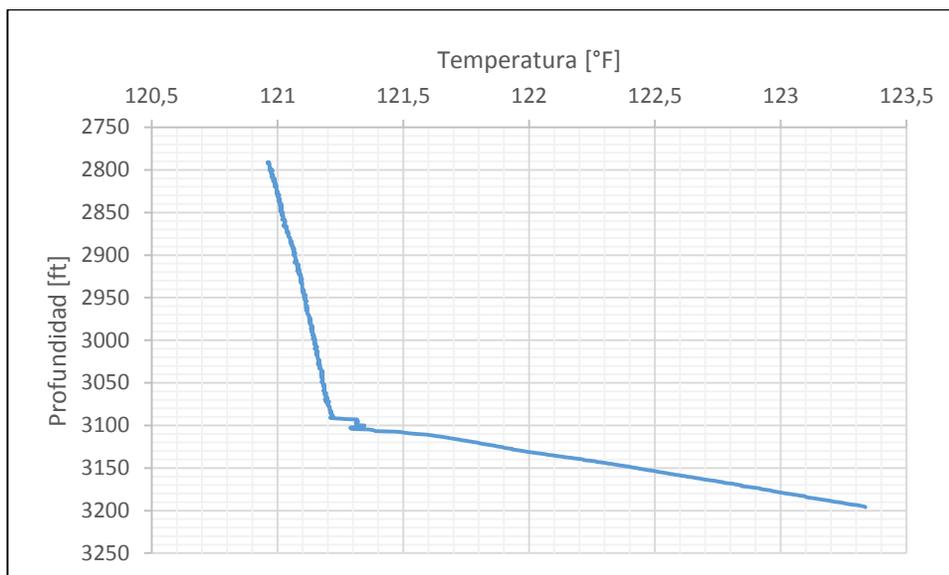


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

En el intervalo de estudio de 529 pies se puede apreciar un aumento de la temperatura de apenas dos grados Fahrenheit, mostrando el comportamiento normal de este pozo.

4.2.2 Pozo B. Como se puede apreciar en la **Gráfica 3** la temperatura tiene aumento agresivo de su medida. Esto por posibles defectos en la tectónica de rocas del área donde se encuentra.

Gráfica 3 Comportamiento de la temperatura - Pozo B



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

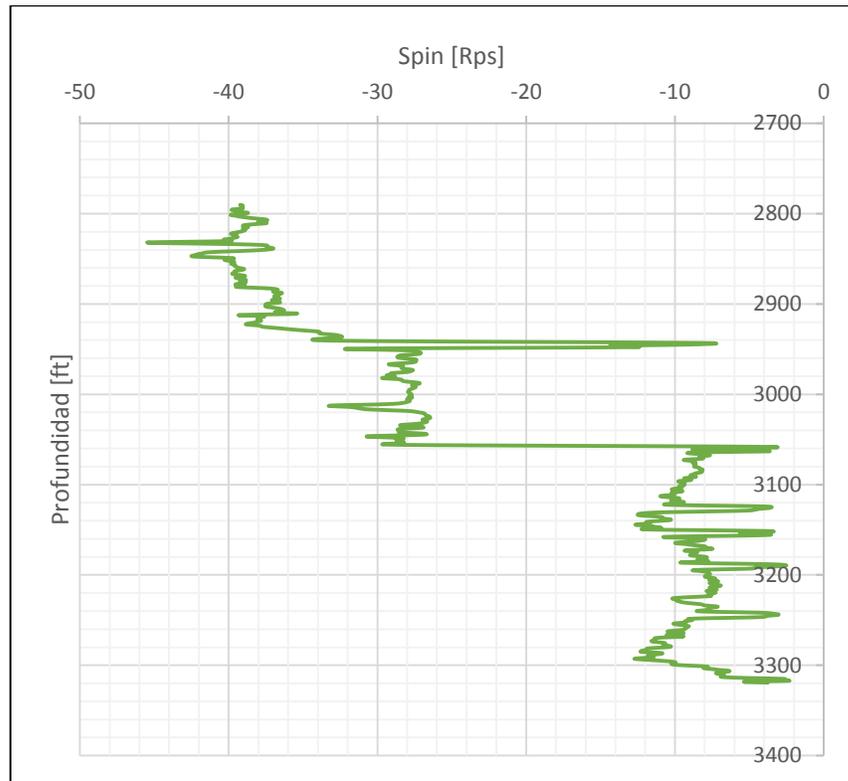
En un intervalo de 250 pies tiene un aumento de temperatura promedio 0.2 °F respecto al tope y, en la última zona, que tiene un espesor de 100 pies, la temperatura aumenta en casi 2°F. Con los estudios realizados a la herramienta se determinó que este incremento brusco de temperatura género las perturbaciones de las lecturas del medidor de flujo.

4.3 LECTURAS MEDIDOR DE FLUJO TIPO “IN-LINE”

A continuación, se presentan las lecturas en cada uno de los pozos por parte de los medidores de flujo tipo “In-Line”, los cuales son usados como referencia para determinar si las lecturas del medidor de flujo de micro torque son acertadas. En estas curvas se mostrarán las revoluciones por minuto de la herramienta, contra la profundidad en la que se hace dicha medida.

4.3.1 Pozo A. En el caso de este pozo el valor medio del medidor era de aproximadamente -40 revoluciones por minuto, valor que está basado en el sentido de la orientación de las aspas de la herramienta; según esta haya sido instalada en la sarta de producción, como se puede ver en la **Gráfica 4**.

Gráfica 4 Lectura del medidor de flujo “In-line” – Pozo A

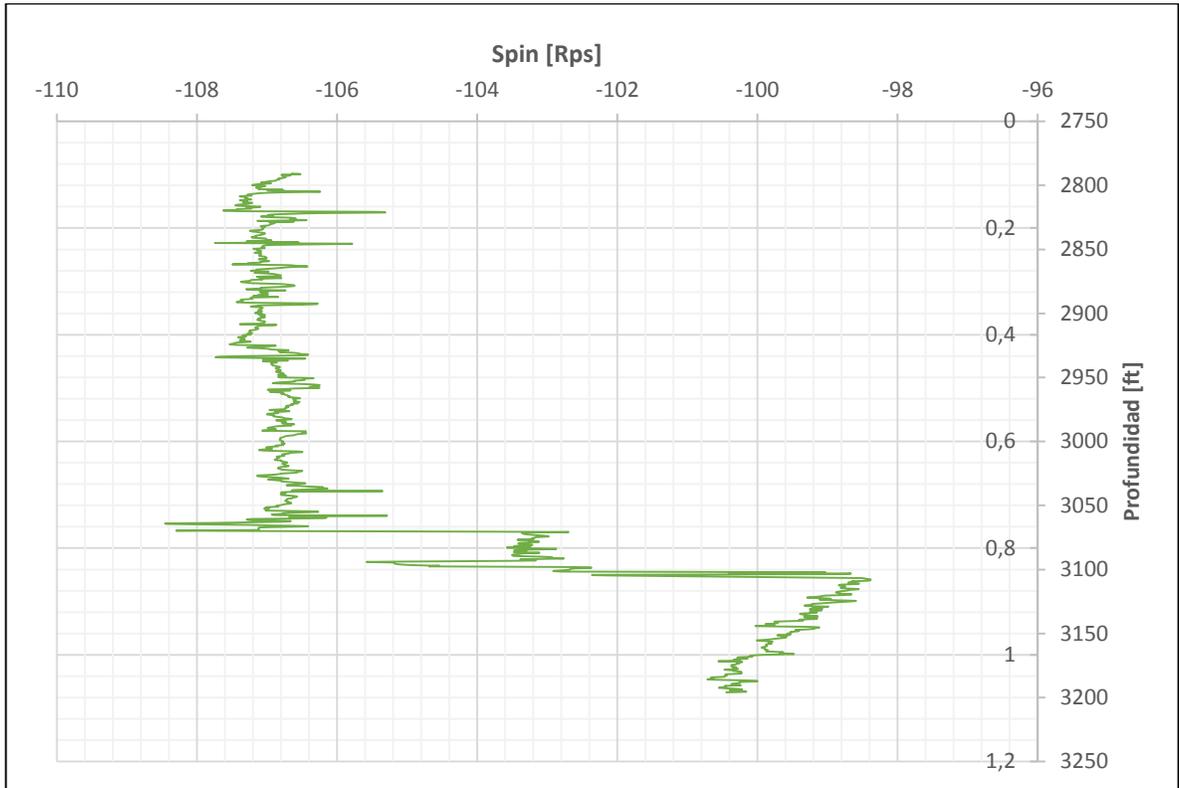


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

En la gráfica también se pueden percibir dos momentos de flujo. El primero en la zona superior donde los fluidos no entran al pozo. Y el segundo en la zona inferior donde los fluidos inyectados interactúan con el yacimiento y, donde se puede comparar, con la **Gráfica 2**, que la temperatura empieza a ascender por la interacción de los fluidos.

4.3.2 Pozo B. El sentido de las aspas del medidor de flujo “In-Line” en este pozo hizo que las lecturas de este, fueran de una magnitud negativa en los rangos de -110 a -98 revoluciones por minuto como se puede apreciar en la **Gráfica 5**. Otra razón de estos valores puede ser debido a los volúmenes inyectados al pozo.

Gráfica 5 Lectura del medidor de flujo “In-line” – Pozo B



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

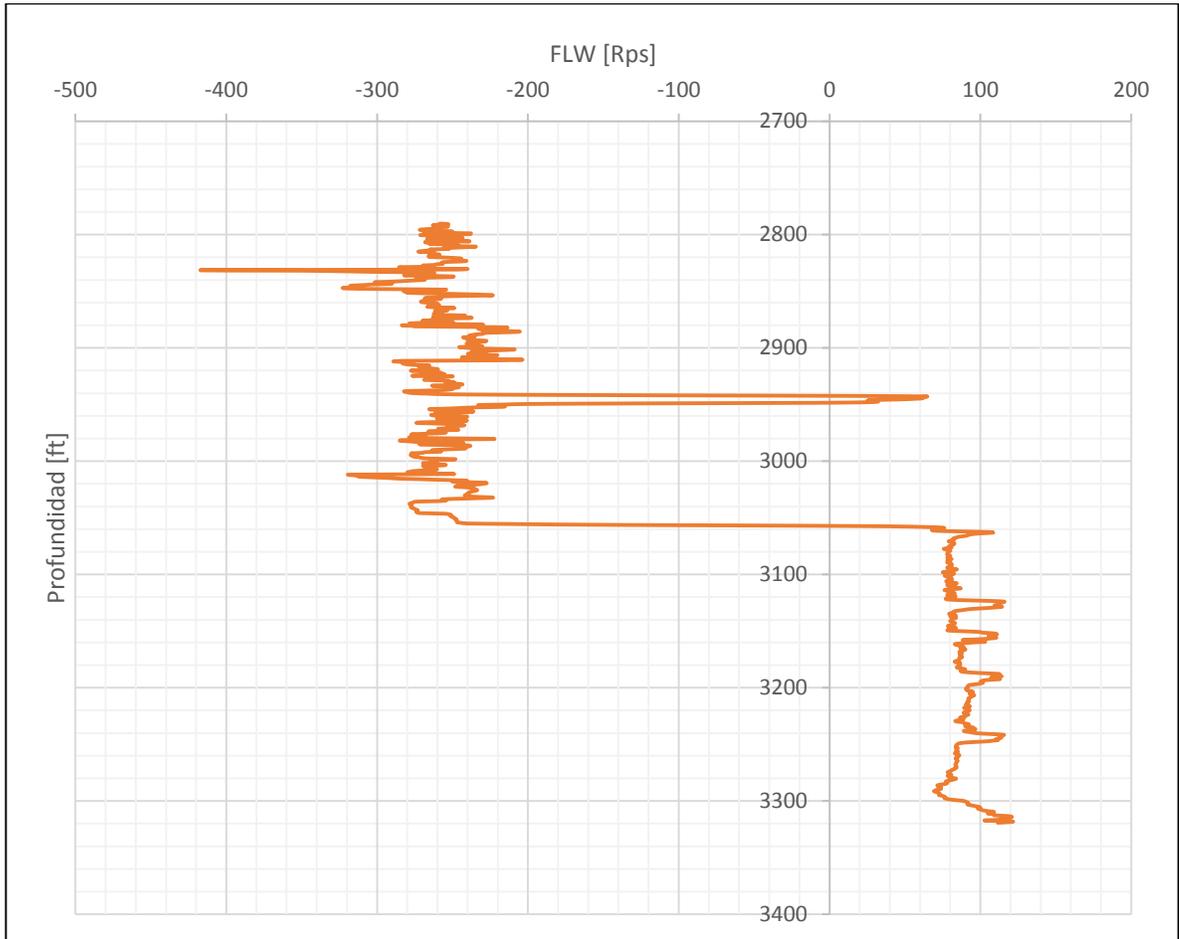
En este comportamiento al igual que en la **Gráfica 4** se pueden apreciar varias zonas de interés. En la presente **Gráfica 5**, se puede observar en la zona superior unas lecturas casi uniformes, en la zona central una fluctuación por la transición de los fluidos al yacimiento y en la zona inferior, después de haber llegado a su lectura más baja, la lectura empieza a aumentar hasta llegar a un punto de estabilización. Si se compara con la **Gráfica 3**, las oscilaciones de las medidas empiezan en el punto que la temperatura cambia su comportamiento.

4.4 LECTURAS MEDIDOR DE FLUJO DE MICRO-TORQUE

Las lecturas de esta herramienta son medidas en fuerza, pero el software que muestra sus datos convierte la lectura a revoluciones por minuto; con el fin de acercar el comportamiento de la curva del medidor de flujo de micro torque a la del medidor de flujo In-Line. Y así poder realizar una comparación más práctica con las dos herramientas.

4.4.1 Pozo A. En la lectura del medidor de flujo de micro-torque, al igual que la **Gráfica 4**, se puede observar en la **Gráfica 6** dos zonas importantes en el registro y un pequeño intervalo entre las profundidades de 2.900 y 3.000 pies, donde la lectura aumenta indicando una posible zona de pérdida de fluidos.

Gráfica 6 Lectura del medidor de flujo de Micro torque – Pozo A

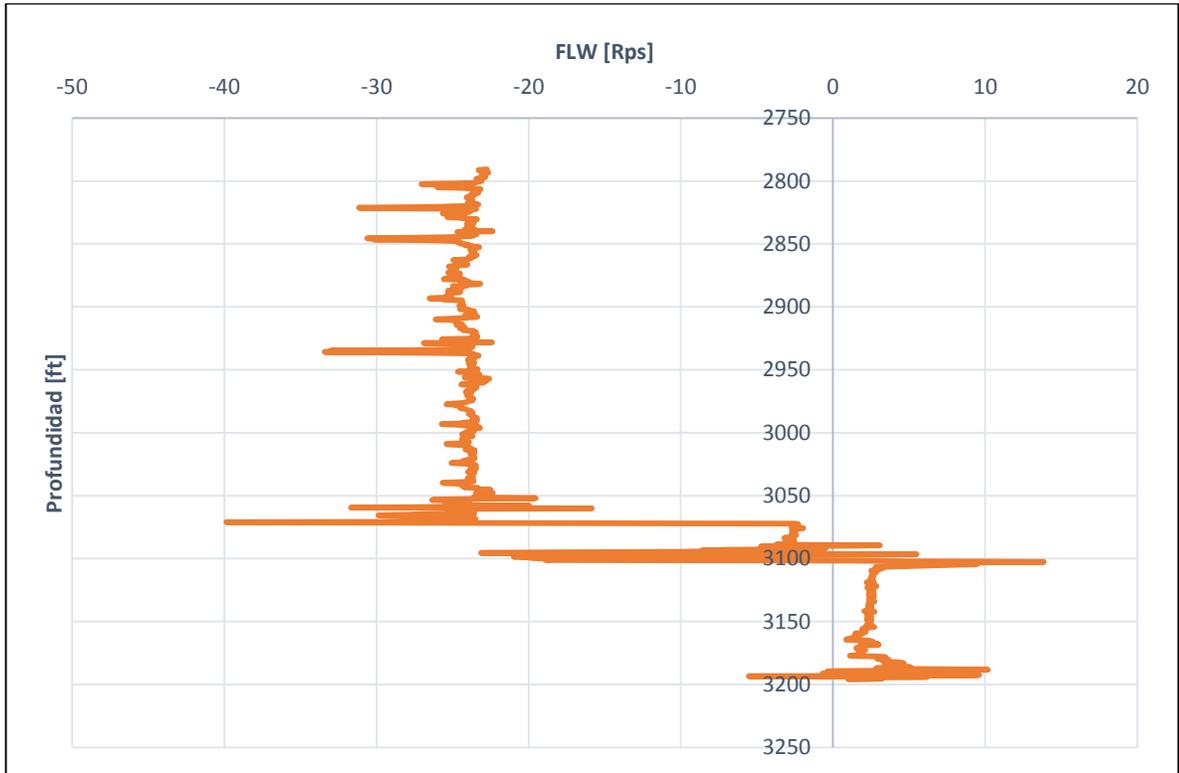


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

Como se ha expuesto anteriormente, la temperatura juega un papel importante en las lecturas de las herramientas de medición de flujo. Por lo que el área, donde se concentra el presente trabajo, es en las zonas a partir del punto donde la temperatura aumenta, como se observa en la parte inferior de la **Gráfica 2**. Esta lectura fue tomada como acertada por tener un comportamiento similar al medidor de flujo In-Line, unas medidas similares entre ellas y finalmente por el comportamiento mostrado por la temperatura en el pozo A.

4.4.2 Pozo B. En las curvas del pozo problema en la **Gráfica 7** también se aprecian las tres zonas de flujo como se observó en la **Gráfica 6**. En en este registro se observa una leve desviación de la lectura de la zona inferior, punto donde comienza el incremento de la temperatura descrito en la **Gráfica 3**.

Gráfica 7 Lectura del medidor de flujo de Micro torque – Pozo B



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

La dispersión de datos cerca a los 3.100 y 3.200 pies puede ser ocasionado por ser las zonas en las que la temperatura aumenta rápidamente, siendo las lecturas del medidor de flujo de micro torque desproporcionadas a las de la lectura normal.

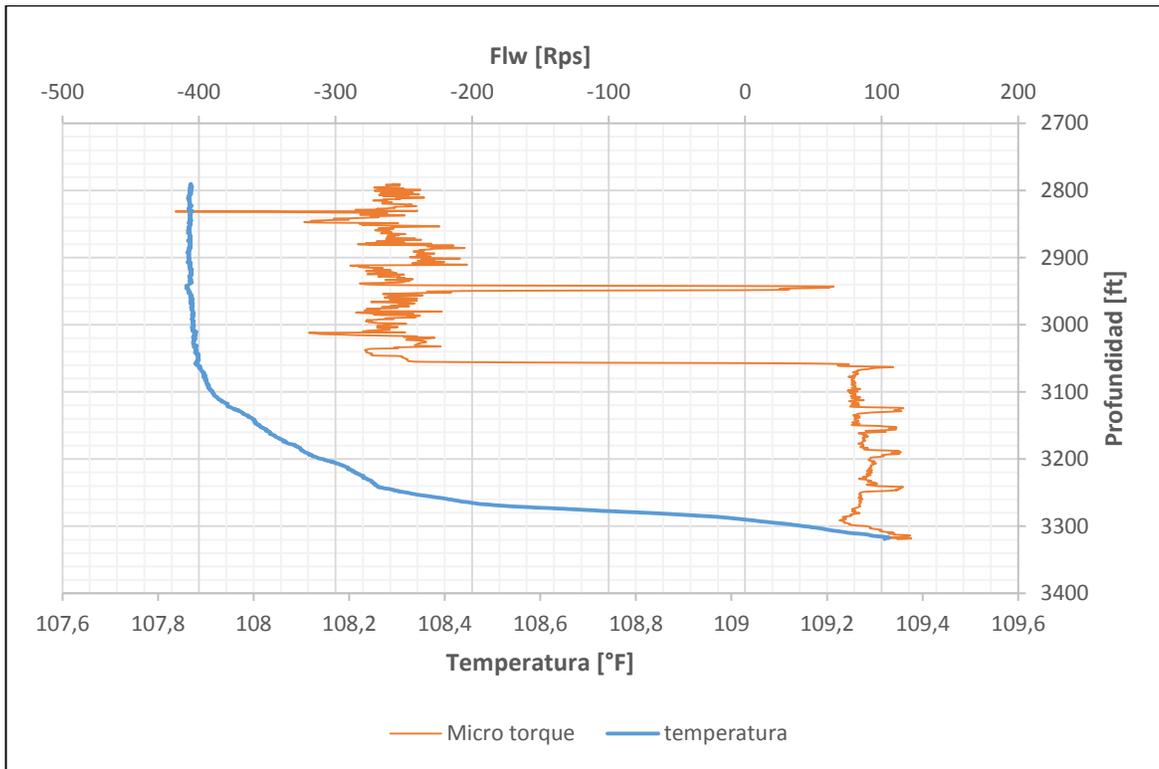
Si la temperatura es mayor a la diferencia de la temperatura en el punto y el actual de 0.0005, y la Rps del punto actual dos veces mayor al del punto anterior; el valor en este es la diferencia del punto actual con el anterior. En caso de que no se cumplan las condiciones, el valor del punto actual sigue siendo el mismo.

4.5 COMPARACION DE PROPIEDADES

En la siguiente sección se pondrán en comparación, simultáneamente, las curvas de las mediciones de los medidores de flujo de micro torque con la temperatura y con el medidor de flujo “in-line” para facilitar el análisis de las medidas.

4.5.1 Pozo A. Inicialmente se muestra en la **Gráfica 8** las medidas del medidor de flujo de micro torque y la temperatura vs la profundidad.

Gráfica 8 Comparación de la temperatura y el micro torque pozo A

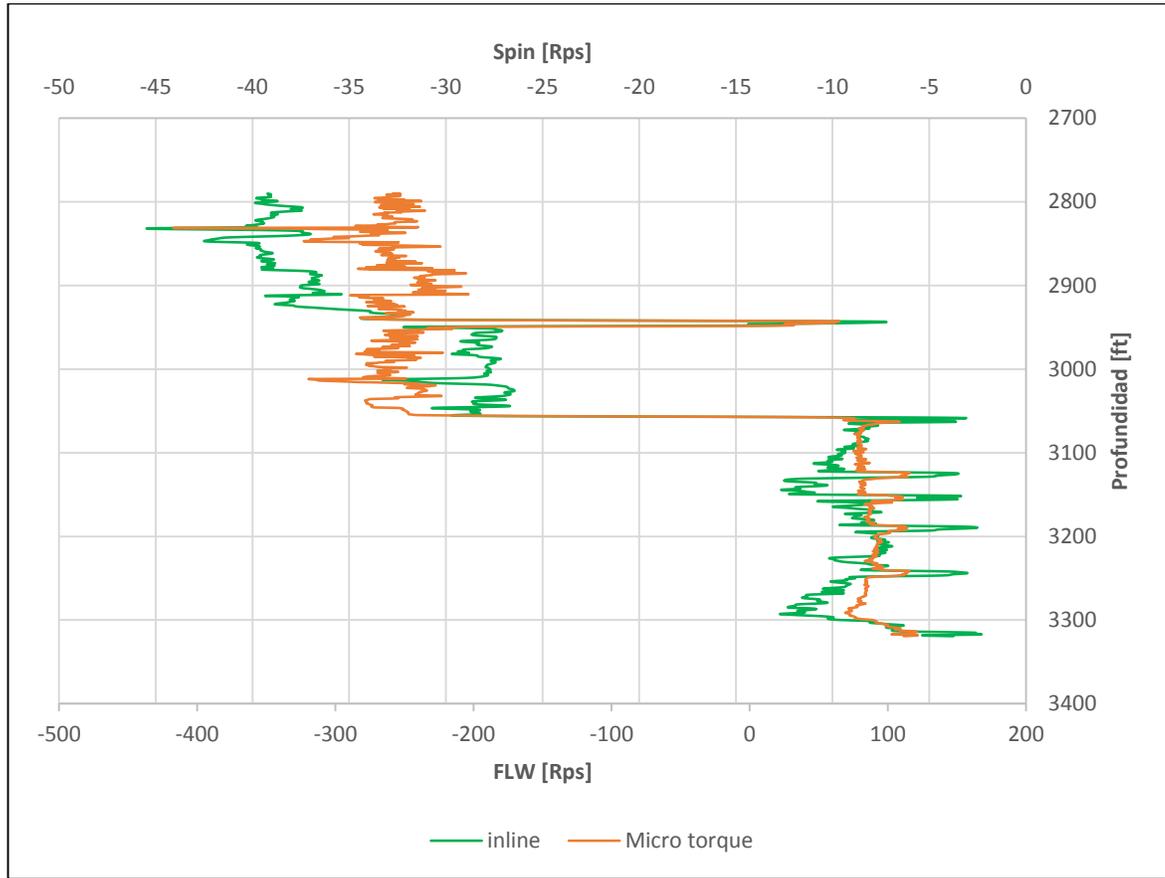


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

En esta imagen se observa cuando las mediciones del medidor de flujo empiezan a reportar la entrada de fluidos provocando que la temperatura empiece a aumentar. Esto causado por la interacción de los fluidos con la formación cuando pasan por los perforados.

En la **Gráfica 9** se contrastan los medidores de flujo Micro torque e “In-line” como método de comparación de sus comportamientos, más no de sus magnitudes, ya que representan unidades diferentes.

Gráfica 9 Comparación de los medidores de flujo pozo A

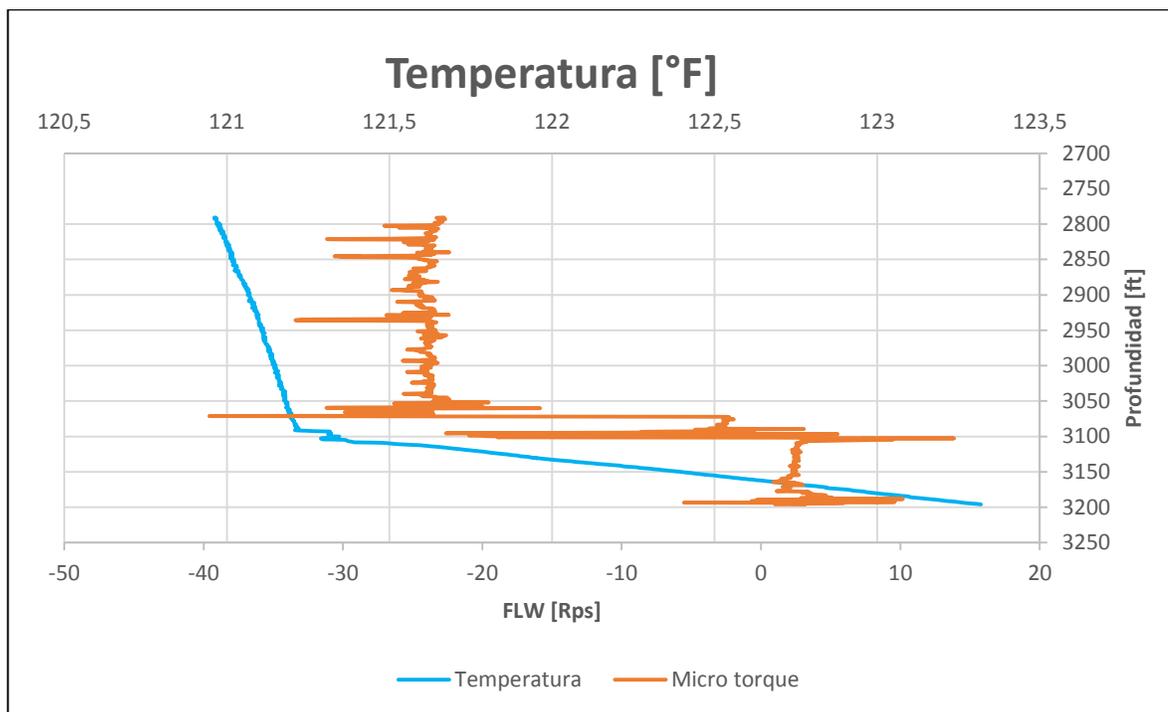


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

El comportamiento de ambas curvas empieza desde valores negativos a positivos. Siendo a la profundidad de 3.058 pies donde empieza el intervalo cañoneado, y ambas curvas se comportan de manera semejante en todos los intervalos mostrando una relación en las medidas de las dos herramientas.

4.5.2 Pozo B. En el pozo B se realiza la misma comparación anterior donde se muestra, a continuación, en la **Gráfica 10**.

Gráfica 10 Comparación de la temperatura y el micro torque pozo B

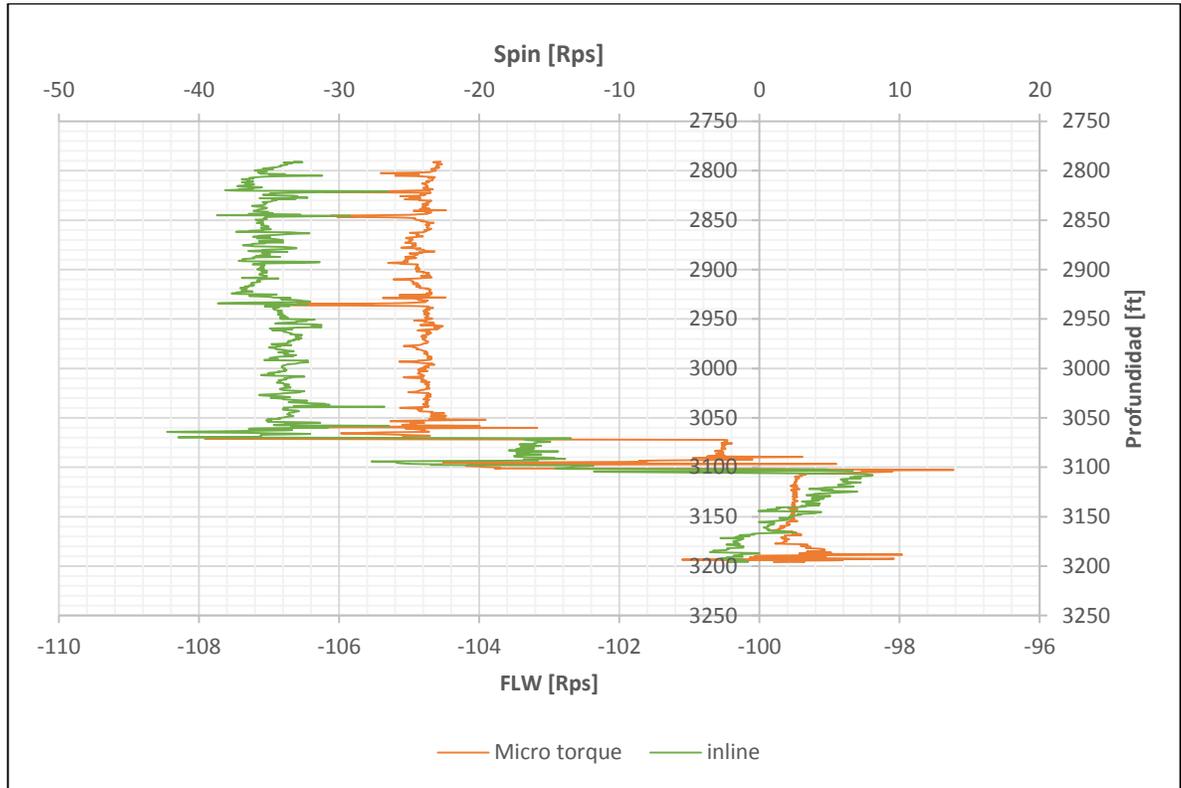


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

En este pozo, la temperatura cambia su tendencia radicalmente cerca a los 3.100 pies, punto donde se ven picos altos y bajos en el medidor de flujo; tratando de estabilizar la medida hasta ese punto. Y en el momento que la temperatura llega a su punto más alto, el medidor muestra otra perturbación en sus datos.

En la **Gráfica 11** se contraponen los dos medidores de flujo para determinar la relación entre las medidas de ambas herramientas.

Gráfica 11 Comparación de los medidores de flujo pozo B



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

En ambos casos las medidas van de menor a mayor, debido a la posición en la que instalaron las herramientas. Sin embargo, muestran un comportamiento similar hasta la zona entre los 3.100 y 3.200 pies, donde el medidor de flujo “in-line” llega a su punto máximo; y ahí empieza a aumentar. Mientras que en el medidor de flujo de micro torque la medición tiene una disminución gradual y en el intervalo de 3.165 las medidas se abren hasta llegar al final de la medición, donde se observan nuevos picos de desajuste.

5. ALGORITMO DE CORRECCIÓN

En este capítulo se diseña el algoritmo de corrección, su implementación y evaluación. Es necesario tener en cuenta que los algoritmos son aquellos pasos o procedimientos empleados sobre métodos numéricos, para indicar decisiones a ejecutar en la solución de un problema. Y esta es la característica principal que permite corregir las lecturas del medidor de flujo de micro torque.

5.1 DISEÑO DEL ALGORITMO

Un algoritmo posee varias características. Es finito por que termina en un número determinado de pasos, es definido por no tener ambigüedad y es efectivo, ya que todas las operaciones deben ser lo suficientemente básicas para que puedan hacerse en un determinado tiempo, no mayor al que le tome a una persona empleando lápiz y papel.

En este caso, el algoritmo de corrección que se implementó en el AIPTOOL se compone de dos partes básicas: una encargada de la corrección de la tendencia de datos y otra encargada del mantenimiento y caracterización de la continuidad de los datos.

5.1.1 Condicional de corrección. Un condicional es una operación lógica que evalúa como falsa o verdadera una sentencia y permite, o no, una acción dependiendo del resultado.

Evaluando diferentes secciones en que los datos de los pozos A y B describen un comportamiento anómalo, se desarrolló un condicional teórico. Este fue sugerido por la empresa Panex (creadora de la patente en conjunto con AIP S.A.S.), como un condicional que cambiaría la tendencia de las mediciones, impidiendo que el condicional funcionará adecuadamente y/o que no se aplicará.

El condicional creado tiene como objetivo tomar aquellos datos que fueron afectados por el cambio brusco de temperatura. Teniendo como parámetros de estudio los datos que cumplían con las dos condiciones: el cambio de las temperaturas altas y las lecturas del medidor de flujo de micro torque igualmente altas. Al cumplir las dos condiciones, el condicional tratara de hacer uniformes las lecturas de la herramienta para tener un valor medio en las zonas afectadas por la temperatura. En caso de que el condicional no se cumpla se entiende que en ese punto la lectura no ha sido afectada por la temperatura.

En conclusión, los datos deben ser interpolados a través de métodos numéricos para ecuaciones no lineales que, mediante polinomios, permitieron que el condicional efectuara los cambios pertinentes.

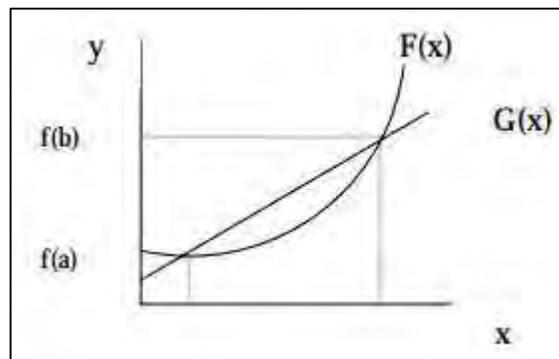
5.1.2 Métodos numéricos para la interpolación de lecturas no lineales. A menudo cuando se intentan solucionar problemas de la vida real mediante la matemática y se encuentran varios obstáculos que impiden su solución, se hace necesario la utilización de algún procedimiento matemático o método numérico. Estos son procedimientos mediante los cuales casi siempre se obtiene un resultado

aproximado de operaciones aritméticas elementales, cálculo de funciones, cálculo proposicional, interpolaciones, etc.

En este caso fue necesaria su utilización para la interpolación de lecturas que variaban erráticamente. Los métodos numéricos capaces de interpolar pueden abstraer la totalidad de los datos, aunque como ya se mencionó, estos son afectados por un sin número de variables que constantemente cambian la media de la ecuación. Entonces, se debe generar un polinomio interpolado al cual se le pueda aplicar un condicional de corrección.

5.1.2.1 Métodos de Interpolación. Al interpolar se encuentra un valor intermedio entre dos o más puntos base conocidos **Figura 11**, y estos se aproximan mediante polinomios.

Figura 11 Sistema de coordenadas para $F(x)$ y $G(x)$.



Fuente Nakamura, Shoichiro. Metodos numéricos aplicados con software. Prientice hall hispanoamericana, 1992

Como se observa en la gráfica, el sistema de coordenadas de las ecuaciones $F(x)$ y $G(x)$, entre los puntos "a", "b" se pueden interpolar determinados valores aproximados.

Si no se tiene una función continua, sino valores de la función específicos $y(x)$ para una x dada; entonces estas funciones se conocen como funciones tabulares, como se observa en la **Figura 12**.

Figura 12 Funciones tabulares

x	y(x)
x_0	y_0
x_1	y_1
x_2	y_2
\vdots	\vdots
x_n	y_n

Fuente Nakamura, Shoichiro. Metodos numéricos aplicados con software. Prientice hall hispanoamericana, 1992

Además según Nakamura²¹, Interpoliar requiere calcular los valores de una función $y(x)$ para argumentos entre $X_0, X_1, X_2, \dots, X_n$, en los cuales se conocen los valores $Y_0, Y_1, Y_2, \dots, Y_n$. En otras palabras, interpolar es recuperar los valores de una función en puntos intermedios, dada una tabla de valores de esta función.

5.1.2.1.1 Método de Interpolación de Newton. Para poder realizar una interpolación de Newton es necesario que los valores de las x dadas en la función tabular tengan un espaciamento constante. Es decir, la diferencia entre una X_1 y una X_{i+1} debe ser siempre el mismo, y al espaciamento se le denota con la letra h .

5.1.2.1.2 Método de interpolación de Lagrange. La interpolación de polinomios de Lagrange es una reformulación del polinomio de Newton que evita el cálculo de la tabla de diferencias. Es decir, que se puede llevar a cabo sin importar si el espaciamento es constante o variable.

5.1.3 Selección. Tras evaluar los más representativos métodos numéricos utilizados para la caracterización y corrección de tendencias de media móvil, y descartar aquellos que describen comportamientos lineales; se habría de hacer una segunda selección sobre cual método numérico posee mejor compatibilidad con las lecturas en los pozos inyectores A y B, dando como resultado que por al no tener necesidad de espaciamentos iguales, Lagrange es el método de interpolación ideal.

5.1.3.1 Procedimiento método de interpolación de Lagrange. Para desarrollar este método es necesario tomar como base el polinomio propuesto por Joseph-Louis de Lagrange²² para la interpolación polinómica, y este se presenta en la siguiente **Figura 13**.

²¹ Nakamura, Shoichiro. Metodos numéricos aplicados con software. Prientice hall hispanoamericana, 1992

²² Chapra, S. y Canale, R. Metodos numéricos para ingenieros. Mexico D.F; Mcgraw-Hill. 2007

Figura 13 Ecuación de interpolación de Lagrange resumida

$$f_n(x) = \sum_{i=0}^n L_i(x) f(x_i)$$

Fuente Chapra, S. y Canale, R. Metodos numéricos para ingenieros. Mexico D.F; Mcgraw-Hill. 2007

Este se expresa de la forma para ingresar los valores de la tabulación arrojada por el medidor de flujo:

Ecuación 3 Ecuación de interpolación de Lagrange general

$$Y = \frac{(x-x_1)(x-x_2)(x-x_3)\dots(x-x_n)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)(x_0-x_3)\dots(x_0-x_n)} * (y_1) \dots + \frac{(x-x_1)(x-x_2)(x-x_3)\dots(x-x_n)}{(x_n-x_1)(x_n-x_2)(x_n-x_3)\dots(x_n-x_{n-1})} * (y_n)$$

Fuente Chapra, S. y Canale, R. Metodos numéricos para ingenieros. Mexico D.F; Mcgraw-Hill. 2007

Para su uso en la corrección de la tendencia se utilizarán secciones de 5 puntos, en caso de no haber 5 puntos se programarán polinomios de 4, 3 y 2 puntos.

2 puntos

Ecuación 4 Ecuación de interpolación de Lagrange para dos puntos

$$Y = \frac{(x - x_1)}{(x_0 - x_1)} * (y_0) + \frac{(x - x_0)}{(x_1 - x_0)} * (y_1)$$

Fuente Chapra, S. y Canale, R. Metodos numéricos para ingenieros. Mexico D.F; Mcgraw-Hill. 2007

3 puntos

Ecuación 5 Ecuación de interpolación de Lagrange para tres puntos

$$Y = \frac{(x-x_1)(x-x_2)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)} * (y_0) + \frac{(x-x_0)(x-x_2)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)} * (y_1) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)}{(x_2-x_0)(x_2-x_1)} * (y_2)$$

Fuente Chapra, S. y Canale, R. Metodos numéricos para ingenieros. Mexico D.F; Mcgraw-Hill. 2007

4 puntos

Ecuación 6 Ecuación de interpolación de Lagrange para cuatro puntos

$$Y = \frac{(x - x_1)(x - x_2)(x - x_3)}{(x_0 - x_1)(x_0 - x_2)(x_0 - x_3)} * (y_0) + \frac{(x - x_0)(x - x_2)(x - x_3)}{(x_1 - x_0)(x_1 - x_2)(x_1 - x_3)} * (y_1) + \frac{(x - x_0)(x - x_1)(x - x_3)}{(x_2 - x_0)(x_2 - x_1)(x_2 - x_3)} * (y_2) + \frac{(x - x_0)(x - x_1)(x - x_2)}{(x_3 - x_0)(x_3 - x_1)(x_3 - x_2)} * (y_3)$$

Fuente Chapra, S. y Canale, R. Metodos numéricos para ingenieros. Mexico D.F; Mcgraw-Hill. 2007

5 puntos

Ecuación 7 Ecuación de interpolación de Lagrange para cinco puntos

$$Y = \frac{(x-x_1)(x-x_2)(x-x_3)(x-x_4)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)(x_0-x_3)(x_0-x_4)} * (y_0) + \frac{(x-x_0)(x-x_2)(x-x_3)(x-x_4)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)(x_1-x_3)(x_1-x_4)} * (y_1) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)(x-x_3)(x-x_4)}{(x_2-x_0)(x_2-x_1)(x_2-x_3)(x_2-x_4)} * (y_2) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)(x-x_2)(x-x_4)}{(x_3-x_0)(x_3-x_1)(x_3-x_2)(x_3-x_4)} * (y_3) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)(x-x_2)(x-x_3)}{(x_4-x_0)(x_4-x_1)(x_4-x_2)(x_4-x_3)} * (y_4)$$

Fuente Chapra, S. y Canale, R. Metodos numéricos para ingenieros. Mexico D.F; Mcgraw-Hill. 2007

Por la cantidad de puntos a evaluar dentro de los registros se entra directamente a evaluar desde la plataforma JAVA, traduciendo el método numérico a lenguaje java y adaptándolo al condicional propuesto por AIP S.A.S.

5.2 IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO

En esta sección se pone a prueba, el algoritmo previamente seleccionado, con las lecturas de los pozos A y B. Todo tras haber sido traducido y adjuntado al código Java del software AIPTOOL por AIP S.A.S, de lo cual se hace una breve explicación del proceso, pero no se contempla la codificación completa como se había delimitado.

5.2.1 Traducción al lenguaje JAVA. A través del kit de desarrollo JAVA se compilan los comandos en el software AIPTOOL, el código se separa en paquetes con clases que se delimitan con llaves ({,}), y las variables o comandos, de ser necesario, se declaran al inicio de la clase.

Un paquete es el mecanismo que asigna valor o nombre, dependiendo la clase que esta contenga, métodos, variables, constantes, entre otros.

Tras seleccionar el método más representativo para los pozos evaluados, AIP S.A.S contrato a un ingeniero externo a la empresa, quien se encargó de la programación en JAVA, e hizo la traducción y adaptación del condicional sobre la plataforma JAVA **Figura 14**, para que los investigadores del proyecto probaran la corrección planteada.

5.2.2 Paquetes del algoritmo de corrección. Dentro del funcionamiento del algoritmo codificado en el software AIPTOOL se contemplaron los paquetes principales de información, que fueron programados. Y se compararon con las secciones propuestas para el algoritmo en el capítulo anterior, tanto el método numérico de interpolación como el condicional de corrección. Estos fueron modificados dentro del proyecto a petición de AIP S.A.S. para su uso académico.

5.2.2.1 Encabezado. Comprende la parte del algoritmo que se encarga de interactuar con el usuario, en el que se comunica si la interpolación se hizo en su mayoría con polinomios de 5 puntos, y se pregunta al usuario si está de acuerdo

Figura 14 Encabezado

```
Interpolacion Lagrange
public void MetodoInterLagrange(){
int n,i;
double x,y;
double a[][] = new double [5][2];
System.out.println("\t\t\t\t" INTERPOLACION.\");
do{
System.out.println("número de puntos");
n=leeint();
}while(n<2 || n>5);
System.out.println("pares de puntos");
for(i=0;i<n;i++){
        System.out.println("x "+i);
        a[i][0]=lee();
        System.out.println("f(x) "+i);
        a[i][1]=lee();
    }
System.out.println("serie a interpolar ");
x=lee();
switch(n){
```

Fuente León, Javier. AIP (Asesoría en Ingeniería de petróleos). 2016

con usar polinomios de 2, 3 o 4 puntos, si no se encuentran 5 puntos. Además, en este paquete es necesario indicar cual lectura debió ser corregida, ya que asignaron automáticamente las variables de su ecuación.

5.2.2.2 Caso de 2 puntos. En la **Figura 15** se observa la ecuación de Lagrange para 3 puntos en su respectivo paquete, y se pudo comparar la ecuación original propuesta para la corrección de 2 puntos. Esta brindó la mayor exactitud de la ubicación de cada punto, pero generó una tendencia fragmentada con secciones difíciles de interpretar.

Figura 15 Caso 2 puntos

```
case 2:
y=((((x-a[1][0])*a[0][1])/(a[0][0]-a[1][0]))+
(((x-a[0][0])*a[1][1])/(a[1][0]-a[0][0])));
System.out.println("f(x) en ese punto es: "+y);
break;
```

Fuente León, Javier. AIP (Asesoría en Ingeniería de petróleos). 2016

$$Y = \frac{(x-x_1)}{(x_0-x_1)} * (y_0) + \frac{(x-x_0)}{(x_1-x_0)} * (y_1) \quad (4)$$

5.2.2.3 Caso de 3 puntos. En la **Figura 16** se observa la ecuación de Lagrange para 3 puntos en su respectivo paquete, y se pudo comparar la ecuación original propuesta para la corrección de 3 puntos. Esta brinda la ubicación de cada lectura con cambios no apreciables cualitativamente, y genero una tendencia no tan fragmentada como la de 2 puntos.

Figura 16 Caso 3 puntos

```
case 3:
y=((x-a[1][0])*(x-a[2][0])*a[0][1])/((a[0][0]-a[1][0])*(a[0][0]-a[2][0]))+
((x-a[0][0])*(x-a[2][0])*a[1][1])/((a[1][0]-a[0][0])*(a[1][0]-a[2][0]))+
((x-a[1][0])*(x-a[0][0])*a[2][1])/((a[2][0]-a[0][0])*(a[2][0]-a[1][0]));
System.out.println("f(x) en ese punto es: "+y);
```

Fuente León, Javier. AIP (Asesoría en Ingeniería de petróleos). 2016

$$Y = \frac{(x-x_1)(x-x_2)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)} * (y_0) + \frac{(x-x_0)(x-x_2)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)} * (y_1) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)}{(x_2-x_0)(x_2-x_1)} * (y_2) \quad (5)$$

5.2.2.4 Caso de 4 puntos. En la **Figura 17** se observa la ecuación de Lagrange para 4 puntos en su respectivo paquete, y se pudo comparar la ecuación original propuesta para la corrección de 4 puntos. Esta brinda la mayor exactitud de la ubicación de cada lectura, pero genero una tendencia fragmentada con secciones difíciles de interpretar.

Figura 17 Caso 4 puntos

```

case 4:
y=((x-a[1][0])*(x-a[2][0])*(x-a[3][0])*a[0][1])/((a[0][0]-a[1][0])*(a[0][0]-
a[2][0])*(a[0][0]-a[3][0]))+
((x-a[0][0])*(x-a[2][0])*(x-a[3][0])*a[1][1])/((a[1][0]-a[0][0])*(a[1][0]-
a[2][0])*(a[1][0]-a[3][0]))+
((x-a[0][0])*(x-a[1][0])*(x-a[3][0])*a[2][1])/((a[2][0]-a[0][0])*(a[2][0]-
a[1][0])*(a[2][0]-a[3][0]))+
((x-a[0][0])*(x-a[1][0])*(x-a[2][0])*a[3][1])/((a[3][0]-a[0][0])*(a[3][0]-
a[1][0])*(a[3][0]-a[2][0]));
System.out.println("f(x) en ese punto es: "+y);
break;

```

Fuente León, Javier. AIP (Asesoría en Ingeniería de petróleos). 2016

$$Y = \frac{(x-x_1)(x-x_2)(x-x_3)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)(x_0-x_3)} * (y_0) + \frac{(x-x_0)(x-x_2)(x-x_3)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)(x_1-x_3)} * (y_1) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)(x-x_3)}{(x_2-x_0)(x_2-x_1)(x_2-x_3)} * (y_2) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)(x-x_2)}{(x_3-x_0)(x_3-x_1)(x_3-x_2)} * (y_3) \tag{6}$$

5.2.2.5 Caso de 5 puntos. En la **Figura 18** se observa la ecuación de Lagrange para 5 puntos en su respectivo paquete, y se pudo comparar la ecuación original propuesta para la corrección de 5 puntos. Esta no genero una tendencia fragmentada con secciones difíciles de interpretar.

Figura 18 Caso 5 puntos

```

case 5:
y=((x-a[1][0])*(x-a[2][0])*(x-a[3][0])*(x-a[4][0])*a[0][1])/((a[0][0]-a[1][0])*(a[0][0]-a[2][0])*(a[0][0]-a[3][0])*(a[0][0]-a[4][0]))+
((x-a[0][0])*(x-a[2][0])*(x-a[3][0])*(x-a[4][0])*a[1][1])/((a[1][0]-a[0][0])*(a[1][0]-a[2][0])*(a[1][0]-a[3][0])*(a[1][0]-a[4][0]))+
((x-a[0][0])*(x-a[1][0])*(x-a[3][0])*(x-a[4][0])*a[2][1])/((a[2][0]-a[0][0])*(a[2][0]-a[1][0])*(a[2][0]-a[3][0])*(a[2][0]-a[4][0]))+
((x-a[0][0])*(x-a[1][0])*(x-a[2][0])*(x-a[4][0])*a[3][1])/((a[3][0]-a[0][0])*(a[3][0]-a[1][0])*(a[3][0]-a[2][0])*(a[3][0]-a[4][0]))+
((x-a[0][0])*(x-a[1][0])*(x-a[2][0])*(x-a[3][0])*a[4][1])/((a[4][0]-a[0][0])*(a[4][0]-a[1][0])*(a[4][0]-a[2][0])*(a[4][0]-a[3][0]));
System.out.println("f(x) en ese punto es: "+y);
break;

```

Fuente León, Javier. AIP (Asesoría en Ingeniería de petróleo). 2016

$$Y = \frac{(x-x_1)(x-x_2)(x-x_3)(x-x_4)}{(x_0-x_1)(x_0-x_2)(x_0-x_3)(x_0-x_4)} * (y_0) + \frac{(x-x_0)(x-x_2)(x-x_3)(x-x_4)}{(x_1-x_0)(x_1-x_2)(x_1-x_3)(x_1-x_4)} * (y_1) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)(x-x_3)(x-x_4)}{(x_2-x_0)(x_2-x_1)(x_2-x_3)(x_2-x_4)} * (y_2) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)(x-x_2)(x-x_4)}{(x_3-x_0)(x_3-x_1)(x_3-x_2)(x_3-x_4)} * (y_3) + \frac{(x-x_0)(x-x_1)(x-x_2)(x-x_3)}{(x_4-x_0)(x_4-x_1)(x_4-x_2)(x_4-x_3)} * (y_4) \tag{7}$$

5.2.2.6 Condicional. Este paquete contiene el condicional de corrección que mantiene un control entre el cambio de temperatura y el cambio de la tendencia como se muestra en la **Figura 19**.

Figura 19 Condicional de la corrección

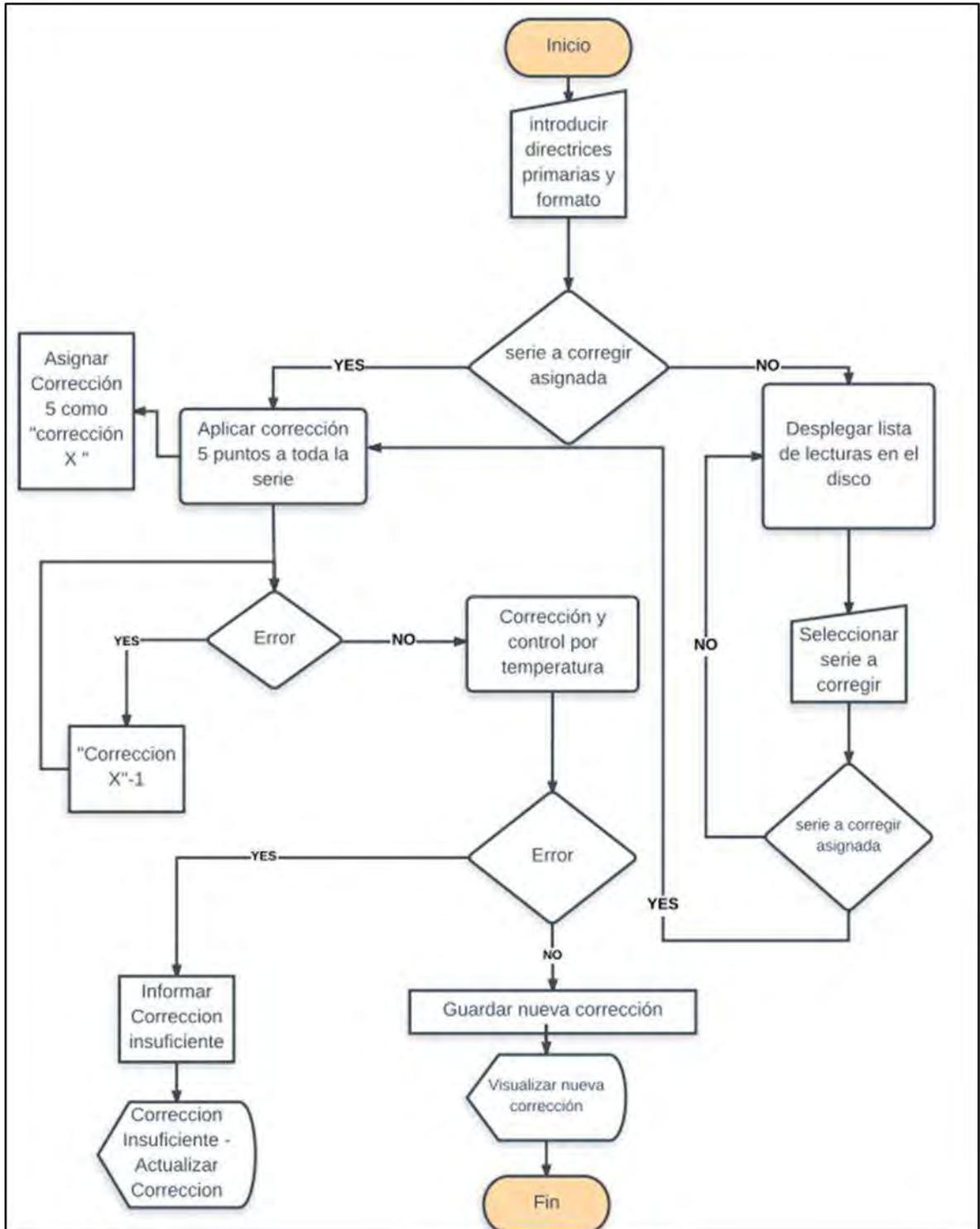
```
Public class If {
Public static void main( string arg[]){
If ([temp.max – temp.min]>100){
class( public class if{ [(x+i)-x]>0.0005; and[M+i]>[2*m] [(m+i)-m] {
class( public class if{ [temp.max – temp.min]>100{
class( public class if{ [(x+i)-x]>0.0005; and[M+i]<[2*m] [(m+i)-m]
else
int valor= m
}}
temp=Temperatura M=torque
```

Fuente León, Javier. AIP (Asesoría en Ingeniería de petróleos). 2016

El condicional se transcribiría al decir que si el valor máximo del rango menos el valor mínimo son menores a 100 con el fin de determinar la dirección del flujo se tiene en cuenta a continuación de si la diferencia entre dos puntos continuos de temperatura es mayor a 0.0005 y si la medida siguiente del medidor de flujo de micro-torque es por lo menos dos veces mayor al punto actual se realice la reducción de los dos valores para llegar a un punto medio entre ellos, en caso de que no se cumplan las condiciones anteriores el valor en ese punto es el medido.

5.2.3 Diagrama de flujo para la corrección. Este permite visualizar el proceso macro de programación e interacción con el usuario que se ha expuesto a lo largo del capítulo, contemplando todas los posibles resultados y la acción de cada uno de los paquetes del algoritmo dentro del software AIPTOOL **Figura 20**.

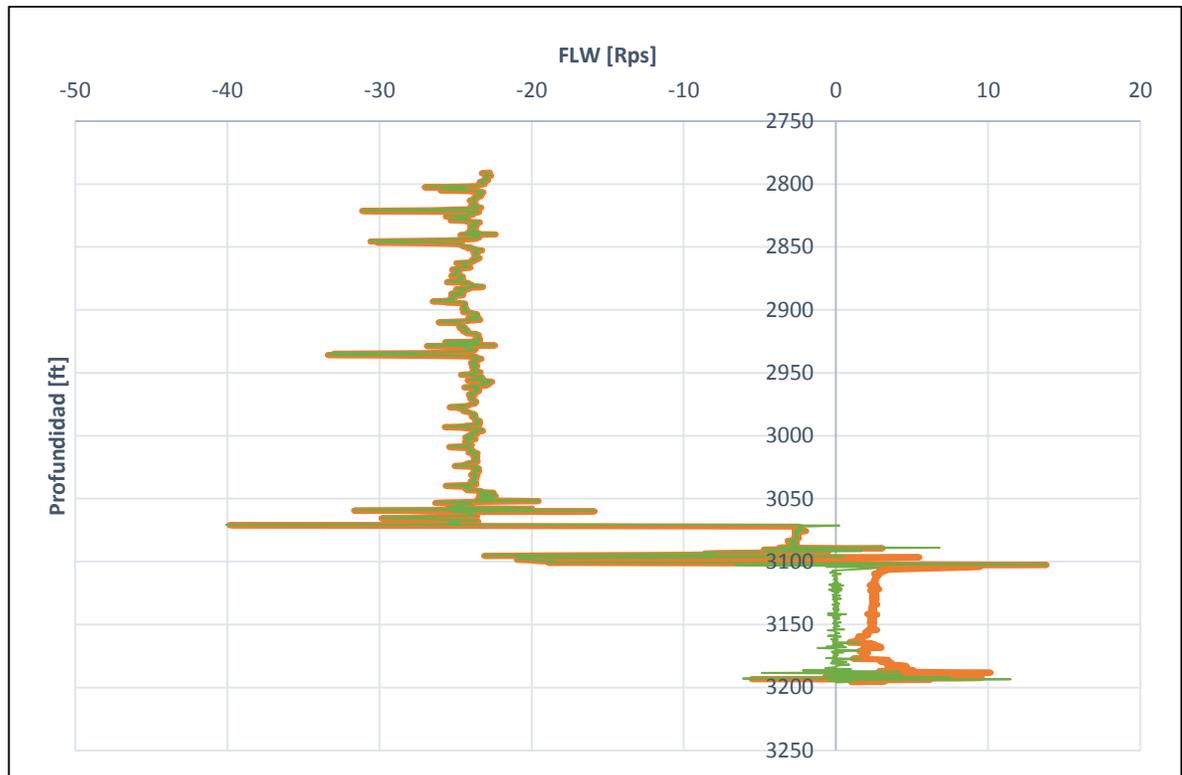
Figura 20 Diagrama de flujo corrección



Fuente León, Javier. AIP (Asesoría en Ingeniería de petróleos). 2016

5.2.4 Implementación de la corrección. La corrección generada será probada en las lecturas del pozo B para determinar si estas corrigen la diferencia encontrada y corroborar que el comportamiento que llevaba no sea alterado, adicionalmente se implementara esta misma corrección en el pozo A solo como carácter de verificación. Esta corrección no altera las lecturas en un pozo que es considerado con una buena lectura. En la **Gráfica 12** se muestra el comportamiento del medidor de flujo de micro-torque sin la corrección y con ella.

Gráfica 12 Lectura del medidor de flujo de Micro Torque en el Pozo B

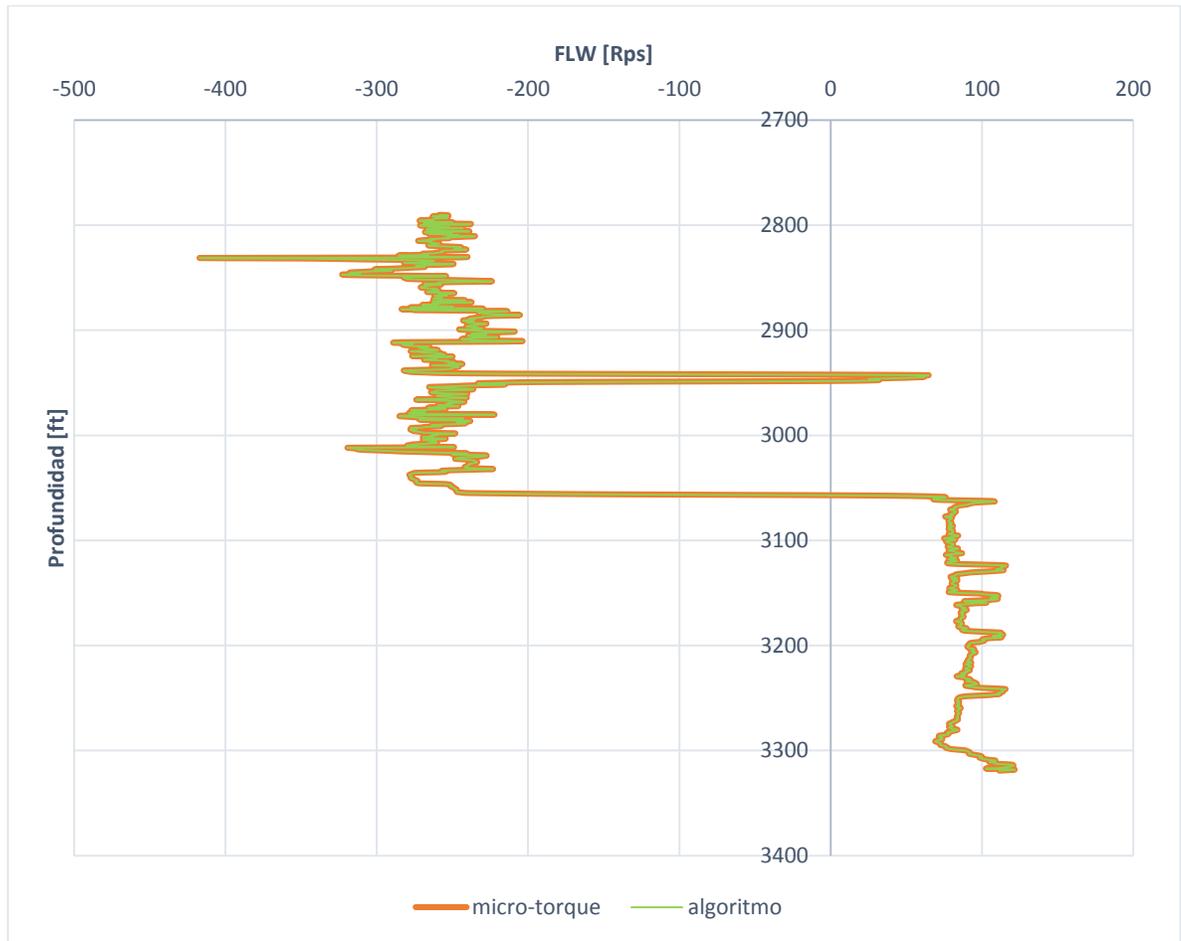


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

Como se puede apreciar en las profundidades de 2800 a 3100 las dos curvas se superponen teniendo el mismo comportamiento ya que en esa zona la corrección no actuaba al ser un comportamiento normal de temperatura, para la zona inferior del intervalo de 3100 a 3200 el algoritmo suaviza la lectura desproporcionada de la herramienta llevándola a un comportamiento lineal permitiendo una mayor precisión a la hora de determinar los caudales de inyección.

En la **Gráfica 13** se presenta nuevamente la tendencia del medidor de flujo de micro-torque en el pozo A con la corrección aplicada en este pozo.

Gráfica 13 Lectura del medidor de flujo de Micro Torque en el Pozo B

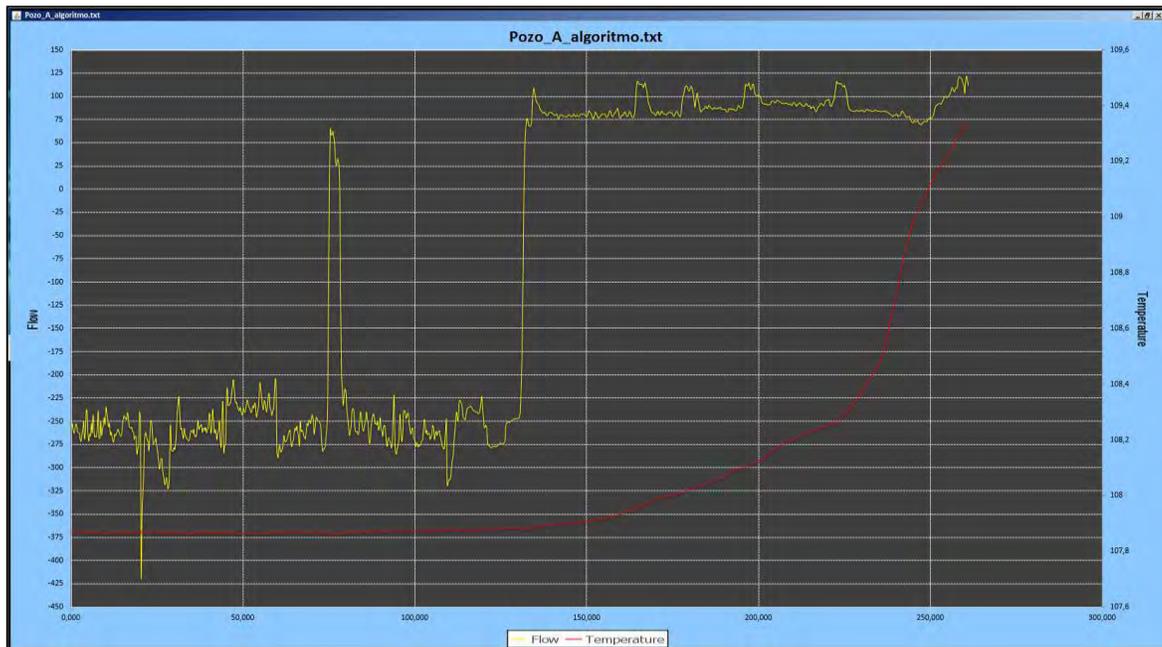


Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

En la imagen anterior se aprecia que las curvas del medidor de flujo de micro torque y la del algoritmo aplicado a la primera curva se sobreponen una sobre otra. La intención de aplicar el algoritmo diseñado al pozo que no presentaba errores se hizo con el fin de comprobar que el algoritmo no afecta las lecturas de otros pozos, a menos que el comportamiento de la temperatura que es el control principal del algoritmo tenga un comportamiento brusco y genere que el algoritmo funcione sobre ese intervalo.

Para poder usar los datos en la medición de la empresa y cumplir las necesidades de los clientes se exportan los datos en el software AIPTOOL con el fin de evidenciar en este programa la corrección implementada para los pozos de estudios. En el caso del pozo A, al no sufrir cambios por el algoritmo, la curva en el software no genera alteraciones como se mostró anteriormente, en la **Gráfica 14** se ve el resultado del algoritmo en el pozo A.

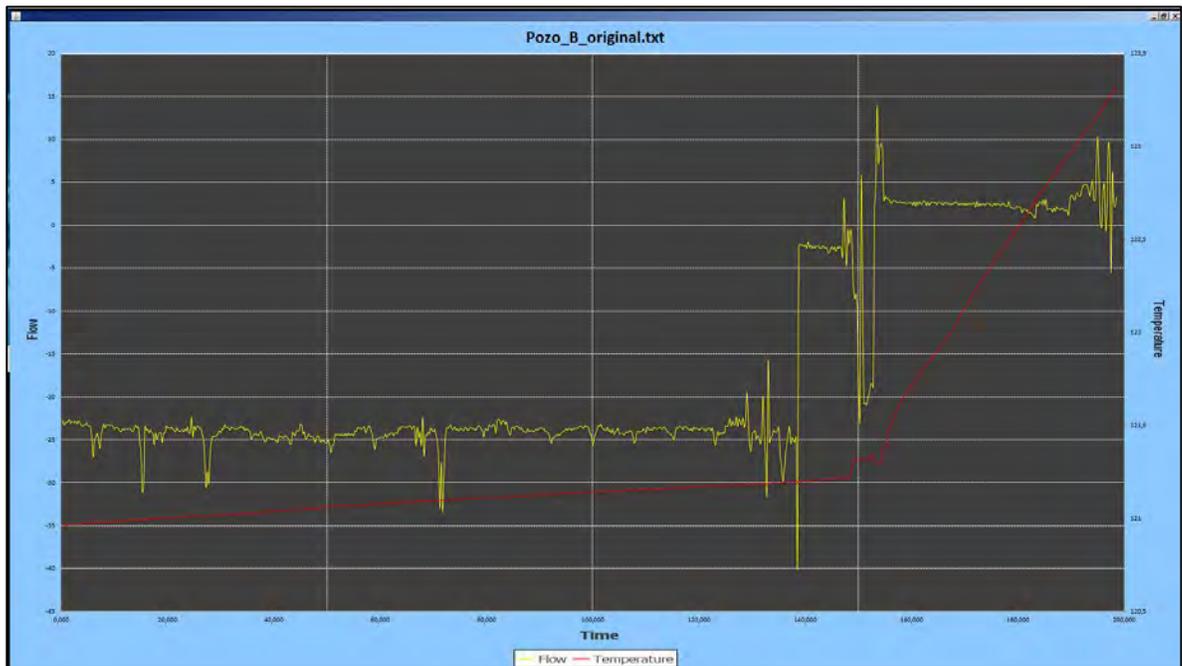
Gráfica 14 AIPTOOL Pozo A con corrección



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016

Las mediciones de los intervalos cañoneados se ven entre las 75 y 125 revoluciones por segundo en un tiempo de 125 a 250 segundos del registro, el cambio de la temperatura se observa a partir de los 150 segundos en un crecimiento gradual a la interacción de los fluidos inyectados en el yacimiento. En la **Gráfica 15** se ve los datos del Pozo B sin el algoritmo en el software AIPTOOL.

Gráfica 15 AIPTOOL Pozo B sin corrección

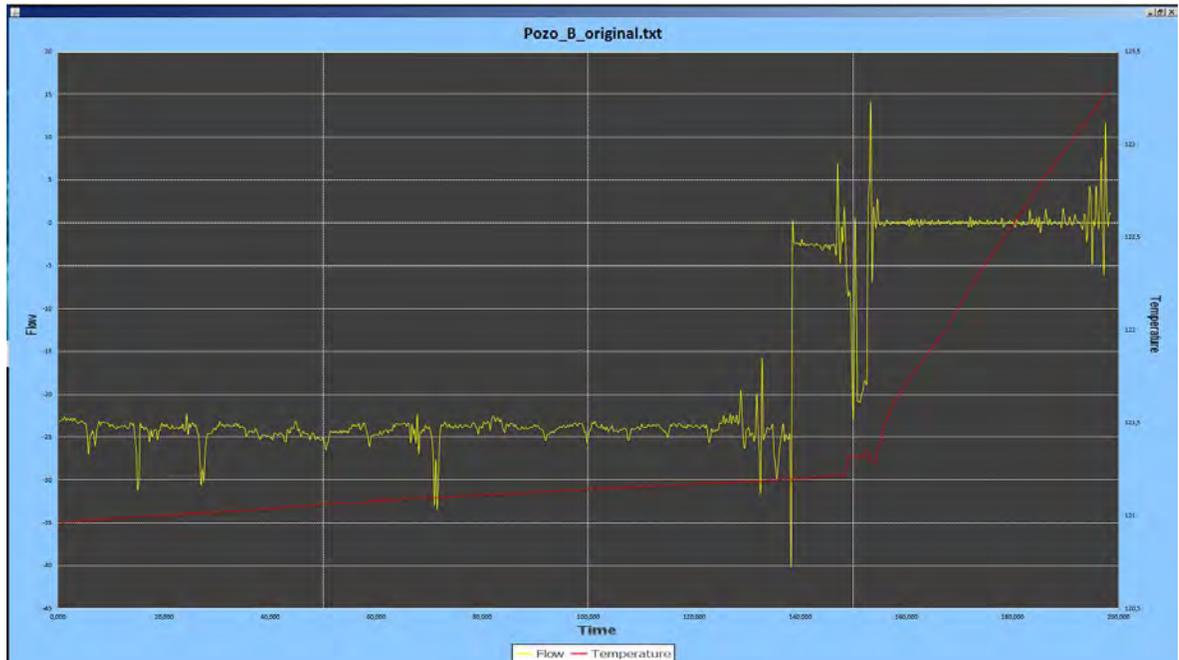


Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016.

La escala en este registro se cambió reduciéndolo para que se vieran fácilmente los cambios en la curva, como se puede observar desde los 150 segundos la temperatura empieza a aumentar cerca al nivel de los perforados y mantiene un aumento lineal antes de los 160 segundos, es cuando las medidas se ven perturbadas y a pesar de que la data del medidor de flujo de micro torque no se ve considerablemente afectada se reconoce que la corrección es necesaria por el efecto que la temperatura pueda generar sobre el sensor de la herramienta.

En la **Gráfica 16** se muestra los datos de las medidas del medidor de flujo de micro torque en el pozo B corregidos.

Gráfica 16 AIPTOOL Pozo B con corrección



Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por Autores 2016

Con el algoritmo introducido se vuelve a identificar en donde la medida de temperatura tiene un comportamiento normal el algoritmo no es aplicado y a partir de los 150 segundos es donde empieza a actuar suavizando las lecturas del ultimo intervalo dejando las medidas más uniformes a como estaban anteriormente y permitiendo que las medidas sean más precisas.

Con la corrección realizada se determinó una relación estrecha entre la temperatura y el factor de ajuste necesario para el software, estableciendo una proporción de cada medición de temperatura entre 0.005 y 0.0005, valores establecidos para identificar el comportamiento de la temperatura siendo el primer factor el de un comportamiento normal de temperatura y de la lectura de esta, el segundo factor fue determinado a raíz del cambio de temperatura brusco, adicionalmente ayudó a reducir el ruido en las zonas críticas de la medición, las cuales fueron en los cambio de flujo como se vio en la variación del comportamiento de los gráficos de los medidores de flujo.

Adicionalmente se observó que cuando las lecturas eran desproporcionadas tendían a afectarse en doble porción mostrando lecturas dos veces mayores o inferiores a la realidad, para este ajuste se consideró esta premisa con el fin de aproximar la medida de cada punto a la medida que se debería obtener para este, en los casos en que la medición fuese distante, el dato en ese punto es ignorado por no ser considerado representativo para las mediciones realizadas.

Las zonas críticas mencionadas anteriormente muestran una gran dispersión de datos los cuales no pueden ser modelados en la corrección realizada ya que en estas zonas el ruido es causado por el efecto causado de los fluidos al pasar del pozo a la formación viéndose restringidos por la reducción de espacio para pasar y la interacción de la temperatura que lleve y la que tenga la formación.

Con la normalización de los datos se consiguió obtener mayor precisión en los volúmenes que se están inyectando al pozo, mostrando que estos son inferiores a los que la formación puede recibir. Así, al aumentar la inyección para alcanzar el caudal deseado habrá un aumento en la producción de hidrocarburos, lo cual puede ser traducido en mayor capital disponible para la empresa.

6. ANALISIS FINANCIERO

Actualmente en la compañía AIP S.A.S. el medidor de flujo de micro torque modelo A, el cual presenta lecturas que no se ajustan a los caudales reales al haber sido implementado en pozos inyectoros para controlar la cantidad de fluido que entra a las formaciones de interés. Así la compañía se ha visto en la obligación de comprar anualmente nuevos medidores de flujo, siendo que, el medidor de flujo de micro torque modelo A no ha podido ser sacado al mercado.

Con este proyecto se quiere presentar como alternativa de solución, la ejecución de un algoritmo de corrección en el software de la herramienta para la interpretación de sus lecturas, reformulando el algoritmo base para efectuar correcciones por temperatura.

En este capítulo se analizó la factibilidad de la ejecución del proyecto y así reducir los costos generados a A.I.P. S.A.S., por tal razón dentro del análisis financiero se contemplaron dos escenarios.

El primer escenario está constituido por la adquisición de una herramienta por la empresa soporte la cual es comprada cada dos años por con el fin de renovar la tecnología de los servicios prestados y en el segundo escenario se utiliza un medidor de flujo propiedad de A.I.P. S.A.S. el cual es construido por la empresa y a este es al que se le implementara el algoritmo de corrección.

Para la evaluación financiera del proyecto, se utilizó como unidad monetaria de valor corriente el peso colombiano (COP), una tasa de interés de oportunidad del 18% efectivo anual, un horizonte de tiempo de 2 años en periodos anuales y como indicador financiero el costo anual uniforme equivalente (CAUE).

Como el enfoque es desde el punto de vista de una compañía de servicios a continuación se harán análisis de costos de inversión, costos de operación y de ingresos.

6.1 ANÁLISIS COSTOS DE INVERSIÓN

Los costos de inversión son los costos de bienes que tienen como objetivo producir algo. Estos bienes pueden ser representados en tiempo, esfuerzo y recursos o capital. Además de estos bienes, están relacionados la materia a transformar, la maquinaria necesaria para dicha transformación y las horas de trabajo hombre para la realización de la actividad.

6.1.1 Escenario 1. Para los costos de adquisición se tiene en cuenta que en cada dos años se adquiere un nuevo medidor de flujo “in-line” con un paquete de software cuya licencia es de libre uso. El medidor de flujo registra caudales de inyección y producción de fluidos; y es usado en operaciones de producción y exploración. Este consta de un sensor con envergadura adaptable a las condiciones de pozo y un software de interpretación de lecturas.

Así, los costos de adquisición del nuevo medidor de flujo y el software son:

Tabla 6 Costos de adquisición

DESCRIPCIÓN	COP
Medidor de Flujo In-line	31'860,000
Licencia Software	16'225,000
TOTAL	48'085,000

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

Para un costo total de inversión de:

Tabla 7 Total de los costos de inversión escenario 1

COSTOS DE INVERSION	
PERIODO	COP
0	48'085,000

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

Los precios fueron establecidos por el proveedor en Colombia y dentro de estos se contemplan los costos de importación, fleteo y seguros.

6.1.2 Escenario 2. En este escenario siendo AIP S.A.S. dueño de los diseños del medidor de flujo modelo A. Como inversión se deben cubrir los costos de adecuación necesarios para que los equipos queden en condiciones de utilización con los nuevos parámetros definidos.

Para este escenario se tiene el valor de construcción del modelo en uso, así como los servicios de laboratorio empleado para sus pruebas, y el trabajo realizado por los empleados para la actividad.

A continuación, se relacionan los costos de implementación del medidor de flujo y el software desarrollado para este.

Tabla 8 Costos de adecuación de equipos

DESCRIPCIÓN	Valor COP
Materiales	5'000,000
Mano de obra	8'000,000
Total	13'000,000

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

Para un costo total de inversión de:

Tabla 9 Total de los costos de inversión escenario 2

PERIODO	COP
0	13'000,000

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

6.2 ANÁLISIS COSTOS DE OPERACIÓN.

Los costos operacionales son aquellos recursos que una empresa debe desembolsar para el desarrollo de la actividad que esta realice, siendo relacionada como el OPEX por sus siglas en inglés "Operating expense" que hace referencia al costo de mantenimiento de los equipos, los materiales, repuestos y otros necesarios para el funcionamiento del equipo. Para el estudio se tomará un valor del IPC según el informe del Banco de la república para el año 2017 de 4.34%.

6.2.1 Escenario 1. En este apartado se consideran los rodamientos por partes ya que son piezas de desgaste constante en la herramienta que pueden influir en su rendimiento significativamente, en accesorios varios están contemplados elementos como los tornillos, tuercas, cables y cualquier otro elemento que requiera la herramienta para su mantenimiento.

A continuación, se presenta la tabla de los costos de operación del escenario 1

Tabla 10 Costos de operación escenario 1

Producto	Valor \$ COP/Mensual	Valor \$ COP/Anual
Rodamientos	240,000	2'880,000
Accesorios varios	50,000	600,000
Mantenimiento	2'000,000	24'000,000
Total	2'290,000	27'480,000

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

Para un costo total de operación de:

Tabla 10 Total de los costos de operación escenario 2

PERIODO	COP
1	27'480,000
2	28'672,632

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

6.2.2. Escenario 2. Al igual que el escenario 1 se contemplan gastos similares en accesorios varios que requiera la herramienta y en el caso de esta al ser una pieza fija no necesita de rodamientos, pero sí de aceite para limpiar sus componentes

internos y remover cualquier impureza o contaminante que pueda afectar la medición.

A continuación, se presenta la tabla de los costos de operación del escenario 1

Tabla 11 Costos de operación escenario 2

Escenario 2		
Producto	Valor \$ COP/Mensual	Valor \$ COP/Anual
Aceite	20,000	240,000
Accesorios varios	50,000	600,000
Mantenimiento	2'000,000	24'000,000
Total	2'070,000	24'840,000

Fuente: Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

Para un costo total de operación de:

Tabla 12 Total de los costos de operación escenario 2

PERIODO	COP
1	24'840,000
2	25'918,056

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

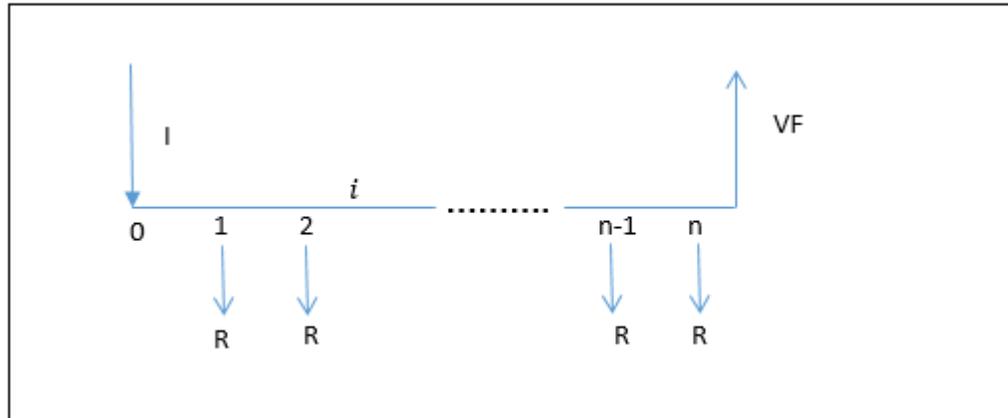
6.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar la viabilidad financiera del proyecto se usó el indicador financiero de costo anual uniforme equivalente de los dos escenarios para establecer el mejor escenario, se comenzó con una breve explicación del uso de este indicador y posteriormente su aplicación en los escenarios en mención con una tasa de interés de oportunidad del 18% efectivo anual.

6.3.1 Indicador financiero. Con la finalidad de determinar qué escenario es el más viable para el proyecto se usó el modelo del costo anual uniforme equivalente (CAUE), según Baca²³ es el encargado de reducir todos los ingresos y egresos a una serie de pagos equivalentes durante un periodo establecido, para la evaluación de este indicador se usa la siguiente fórmula y el flujo de caja mostrado en la **Figura 26**:

²³ BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Octava Edición. Bogotá. 2005.

Figura 21 Flujo de efectivo general.



Fuente BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Octava Edición. Bogotá. 2005. Modificado por los autores

Ecuación 8 Ecuación general del CAUE

$$CAUE = -\frac{I}{\frac{(1+i)^n - 1}{i * (1+i)^n}} + R + \frac{VF}{\frac{(1+i)^n - 1}{i}}$$

Fuente BACA, Guillermo. Ingeniería económica. Octava Edición. Bogotá. 2005.

Donde,

CAUE, Costo anual uniforme equivalente

I, Inversión

i, Tasa de interés de oportunidad

R, cuotas

VF, Valor futuro o salvamento

n, periodos de evaluación

Para la evaluación de varias alternativas, usando el resultado del CAUE, se interpreta al comparar los costos periódicos de cada una de ellas, y así encontrar aquel valor que sea más cercano a 0, es decir, aquel que genere menos costos en los periodos de estudio del proyecto.

Para evaluar de manera sencilla, se hará uso del esquema de flujo de caja, en el cual se representa el tiempo de estudio. Las flechas que divergen muestran los egresos. En la parte superior se indica que la moneda es el COP.

6.4.2 Escenario 1. El flujo de efectivo para el escenario 1 es mostrado a continuación en la **Figura 27**.

Figura 22 Flujo de efectivo escenario 1

	COP			TOTAL
	Año			
	0	1	2	
INVERSION	48'085.000			48'085.000
COSTOS DE OPERACION		27'480.000	28'672.632	56'152.632
TOTAL EGRESOS	48'085.000	27'480.000	28'672.632	104'237.632

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016.

Como las cuotas son diferentes para cada año primero se llevan estos valores a valor presente y finalmente con todos los valores en valor presente se calcula el CAUE

$$VP \text{ cuotas} = -\frac{27'480.000}{(1 + 0.18)} - \frac{28'672.632}{(1 + 0.18)^2}$$

$$VP \text{ cuotas} = -43'880373.46$$

$$CAUE_{\text{escenario1}} = -\frac{91'965.373,46}{\frac{(1 + 0.18)^2 - 1}{i * (1 + 0.18)^2}}$$

$$CAUE_{\text{escenario1}} = -58'739,718.35$$

6.4.3. Escenario 2. El flujo de efectivo para el escenario 2 es mostrado a continuación en la **Figura 28**.

Figura 23 Flujo de efectivo escenario 2

	COP			TOTAL
	Año			
	0	1	2	
INVERSION	13'000.000			13'000.000
COSTOS DE OPERACION		24'840.000	25'918.056	50'758.056
TOTAL EGRESOS	13'000.000	24'840.000	25'918.056	63'758.056

Fuente Asesoría en Ingeniería de Petróleos. AIPTOOL. Modificado por los Autores 2016

Al igual que el escenario 1 las cuotas se llevarán primero a un valor presente

$$VP \text{ cuotas} = -\frac{24'840.000}{(1 + 0.18)} - \frac{25'918.056}{(1 + 0.18)^2}$$

$$VP \text{ cuotas} = -39'664.791,73$$

$$CAUE_{\text{escenario2}} = -\frac{52'664,791.73}{\frac{(1 + 0.18)^2 - 1}{i * (1 + 0.18)^2}}$$

$$CAUE_{\text{escenario2}} = \$ - 33'637,823.85 \text{ COP}$$

6.5 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero la mejor opción para la compañía es utilizar en los próximos dos años la implementación de la nueva herramienta ya que representa una disminución de los costos anuales del 42% frente al sistema actual originada en la inversión del medidor de flujo modelo A.

7. CONCLUSIONES

- Al analizar las propiedades geológicas y petrofísicas del Campo La Cira-infantas, se determinaron los factores que afectan el comportamiento de la herramienta en cada uno de los pozos, los cuales fueron los cambios bruscos de temperatura presentes.
- Se agruparon los medidores de flujo usados en la Cira-Infantas en tres grupos de acuerdo a su funcionamiento; ya sea por la medición de ondas, rotación o fuerza, haciendo posible determinar las características en las que opera cada uno de estos grupos y encontrar la banda de operación del medidor de flujo de micro torque donde puede competir con estas herramientas.
- La comprensión del comportamiento del software del medidor de flujo de Spartek, tras describir los datos arrojados, permite fijar un punto de referencia para comparar los datos del medidor de flujo modelo A dentro de los pozos A y B, viendo cómo se comportan cada uno de los datos de las dos herramientas estableciendo el efecto de la temperatura en los intervalos cañoneados en los pozos de 3060 y 3125 pies respectivamente.
- Al describir los diferentes componentes y el software AIPTOOL se puede identificar qué segmentos entran en conflicto al momento de llevar a cabo las mediciones de flujo. De esta manera, se identificó una relación entre la estructura del medidor de flujo modelo A, su sensor capacitivo y sus lecturas sobredimensionadas.
- Con la interpretación de los caudales medidos en cada uno de los pozos se estableció que los problemas generados en las lecturas del medidor de flujo de micro torque son generados en la omisión de corrección del software AIPTOOL a los datos pocos representativos de la medición y a los incrementos de temperatura anormales presentes en los pozos.
- El algoritmo de corrección para los datos de temperatura mostrados por el software AIPTOOL se compone de dos partes. La primera parte consistió en utilizar el método de interpolación de Lagrange de dos, tres, cuatro y cinco puntos para que el software no excluyese ninguna de las lecturas del medidor de flujo modelo A. Y la segunda parte consistió en aplicar un condicional que hace dependientes las lecturas entre ellas, para evitar que las lecturas independientes desvíen la tendencia.
- Al implementar el algoritmo de corrección al software AIPTOOL fue posible determinar los volúmenes brutos registrados por el medidor de flujo de micro torque y que fueran equiparables a las mostradas por el medidor de flujo de In-line mostrando una mejor precisión por las lecturas de la herramienta.
- Con la comparación de datos se pudo determinar una mayor precisión en los volúmenes brutos calculados por las lecturas del medidor de flujo de micro torque

permitiendo para los clientes de la empresa tomar decisiones precisas con los volúmenes correctos de inyección sin perder eficiencia a los resultados esperados en la operación.

- Con base al análisis financiero realizado para este proyecto la mejor opción para la empresa es implementar el algoritmo de corrección al medidor de flujo de micro torque, el cual permite realizar los trabajos contratados sin la necesidad de incurrir en la compra de otro medidor de flujo, reduciendo los costos anuales para AIP S.A.S. en un 42%.

8. RECOMENDACIONES

- Probar la herramienta en un banco de pruebas donde se puedan variar los caudales, temperaturas y las propiedades de los fluidos, donde se pueda verificar que la corrección se ajuste correctamente a las mediciones reales respecto a las experimentadas en los diferentes escenarios establecidos.
- Realizar un análisis comparativo del medidor de flujo de micro-torque con el “in-line”, al empezar alguna medición en pozos en los que no se conozcan sus comportamientos para que sus lecturas de flujo, al interior del pozo, sean usadas como punto de referencia a las lecturas del medidor de flujo de micro torque, permitiendo, que se generen variaciones en el algoritmo de corrección que como base utilizo las medidas del medidor de flujo inline.
- Probar la medición de la herramienta en pozos productores de gas y petróleo, así como en la inyección de otros fluidos en campos con diferentes características geológicas. Con el fin de determinar si la corrección realizada se puede implementar para estos casos o si sería necesario realizar una nueva.
- Evaluar de manera independiente cada zona del pozo donde haya interacción de los fluidos inyectados con la formación o en el caso de pozos productores en el tope y base donde empiezan a entrar los fluidos al pozo.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Diciembre del 2012.

ÁNGEL, Laura Camila y RUBIANO, Mario Fernando. Análisis Técnico-financiero de la implementación de la herramienta registro capacitivo para la identificar los tipos de fluidos de cada zona productora de un pozo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos, 2016.

ASESORÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS. AIP S.A.S. Banco de información en investigación y desarrollo: Medidores de flujo, registros de producción y Software. AIP. AIPvirtual-45925-D 2015

AVILA CORDERO, Nicolay Alberto. Aplicación de datos de afloramiento en el modelo de facies de las formaciones Colorado y Mugroso en el Campo Casabe Sur en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M.). Proyecto de grado como requisito para optar el título de Geólogo. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.2010.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá: Fondo Educativo Panamericano, 2005.

BARRERO, Darío, et al. Colombian sedimentary basins. ANH and B&M Exploration Ltda. Bogotá Colombia, 2007.

Barrett, E., Abbasy, I., Wu, C. R., You, Z., y Bedrikovetsky, P. Improved Determination of Well Rate From Temperature and Pressure Distributions Along the well. Society of Petroleum Engineers (SPE). 2012. SPE-150868-MS.

Brady, Jerry. Igbokwe, Chidiebere. Montague, Stuart. Warren, Mike. Stadnicky, Nick. Linder, Mathew. Hall, Andrew. Mehdizadeh, Parviz. Roberts, Bart. Lievois, John. Rodriguez, Daniel Jose. Performance of Multiphase Flowmeter and Continuous Water-Cut Monitoring Devices in North Slope, Alaska. Society of Petroleum Engineers (SPE). 2013. SPE-166102-MS.

Chapra, Steven y Canale, Raymond. Métodos numéricos para ingenieros. Quinta edición. McGraw-Hill Interamericana. 2007. ISBN 978-970-10-6114-5.

DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique Internationale - Amerique Latine – Colombie. Volumen V, Fascículo 4B. París: 1974.

DELATORRE, Iraj C, united states patent and trade mark office, Torque flowmeter, Houston, Texas, Panex Corpation 1994.

DÍAZ, María Teresa. Evaluación del desempeño de la herramienta flowmeter – microtroque para la determinación de caudales en pozos con dificultades operacionales de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos, 2012.

Halliburton. Caged fullbore flowmeter (6-Arm CFBM). Halliburton HO6277. 2014.

Halliburton. In-line spinner flowmeter (ILS). Halliburton HO6287. 2014.

HILL, a.d, Production logging-theoretical and interpretive elements, 1990. HUGO Lazarde, Interpretación de perfiles de producción, ESP IOL International training group, Caracas (Venezuela), Julio 2004.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS 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.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998.

JULIVERT, Manuel. Lexique Stratigraphique Internationale - Amerique Latine – Colombie. Volumen V, Fascículo 4A. París: 1968.

LEÓN, Javier. Traducción de datos, desarrollo en JAVA. Ingeniero de sistemas. 2016

MOJICA, Jairo y FRANCO, Ricardo. Estructura y evolución tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. 1990.

MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Diciembre del 2009.

MORALES, L., et al., General geology and oil occurrence of the Middle Magdalena Valley, Colombia. In habitat of oil a Symposium American Association of Petroleum Geologists Bulletin. Tulsa. 1958. p. 641-695. En: ROYERO GUTIÉRREZ, José María; CLAVIJO, Instituto de Investigación e Información Geocientífica, MineroAmbiental y Nuclear Ingeominas. Memoria Explicativa. 2001. en línea . Disponible en Internet en: Disponible en: <http://es.scribd.com/doc/63703391/MemoriaExplicativa-Dpto-Del-Santander>. Consultado en: Noviembre del 2016.

NAKAMURA, Shoichiro. Métodos numéricos aplicados con software. Primera edición. Pearson Prentice Hall hispanoamerica. 1992

Panex corporation. Model 8575A MFM microtorquell flow meter. Panex corporation 2012.

PEREZ, Julian y GARDEY, ANA. Definición de Java. [en línea]. <<http://definicion.de/java/>> [consultado el 25 de octubre del 2016]

PULIDO, Orlando y ULLOA Carlos. Relaciones estratigráficas entre el jurásico y el cretácico de la cordillera de los cobardes. Ingeominas, Geología Colombiana No 15. 1986 65-64. Pág. 58.

Rüdiger, K. Springer Handbook o Medical Technolofy. Springer. Alemania. ISBN 978-3-540-74657-7 2011

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el diccionario. Disponible en internet: <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>>.[consultado el 25 de octubre del 2016]

SILVA ARIAS, Cristhian Eladio. Desarrollo y manejo de información de pozos nuevos a perforar en el Campo Cira Infantas. Geología Colombiana 17, pp 41-61. 1990.

SILVA, Cristhian Eladio. Desarrollo y manejo de información de pozos nuevos a perforar en el campo la Cira Infantas. Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de geólogo. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Geología, 2009.

SILVA, Laura Natalia. Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante-polimero (ASP) en el Campo la Cira-Infantas. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Programa de ingeniería de petróleos, 2016.

Spinner flowmeter electronics. Chapter 3. Theory of operation. MN-CFBE05-D. 2007

White, Martin. Monteferrante, Marcos y Unalmis, Haldun. A Case Study: Productor to Injector – Flow Measurement Experiences in Buzzard Field. Society of Petroleum Engineers (SPE). 2013. SPE-167431-MS.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros **Carlos Enrique Salazar Galeano** y **Armando Miguel Sánchez Correa** en calidad de titulares de la obra **Evaluación técnico-financiera de un algoritmo de corrección para la interpretación de datos arrojados por el medidor de flujo de micro torque en el Campo La Cira-Infantas**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 17 días del mes de marzo del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Carlos Enrique	Salazar Galeano
Documento de identificación No	Firma
C.C. 1010211393	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Armando Miguel	Sánchez Correa
Documento de identificación No	Firma
C.C. 1019087685	