

**FACTIBILIDAD TÉCNICO Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA COMO SISTEMA DE MONITOREO PARA UN  
PATRÓN DE POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA, EN UN CAMPO  
COLOMBIANO**

**IVONN M. MARIÑO HIGUERA**

**LUIS DAVID MERCHÁN DIAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS DE FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

**FACTIBILIDAD TÉCNICO Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL  
SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA COMO SISTEMA DE MONITOREO PARA UN  
PATRÓN DE POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA, EN UN CAMPO  
COLOMBIANO**

**IVONN M. MARIÑO HIGUERA**

**LUIS DAVID MERCHÁN DIAZ**

**Trabajo de grado para optar el título de:**

**Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**M.Sc. OLGA PATRICIA ORTIZ CANCINO**

**Docente UIS**

**Co-Director:**

**Ing. RICARDO DORADO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS DE FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **AGRADECIMIENTOS**

A la Universidad Industrial de Santander, su escuela de Ingeniería de Petróleos y cada uno de los profesores que hacen parte de ella, por todos los conocimientos y valiosas enseñanzas brindadas a través de los años.

A nuestra directora, M. Sc Olga Patricia Ortiz, por su apoyo y correcciones para la culminación de éste trabajo.

A nuestro Co-director, Ing. Ricardo Dorado Domínguez, por su total guía, trabajo, acompañamiento y aportes en la realización de ésta tesis de grado.

A nuestros padres, por su paciencia y comprensión.

A todas las personas, que de una u otra forma participaron e hicieron posible, realizar este proyecto de grado.

## DEDICATORIA

*Este trabajo se lo dedico a mis padres, a quienes cada triunfo y alegría de mi vida les debo y espero poder recompensarles. A mi madre por su cariño, su comprensión y todo el amor que me ha dado. A mi padre por sus consejos su guía y su dedicación. Me han acompañado en todos los pasos de mi vida.*

*A mis hermanos que siempre han estado ahí cuando los he necesitado; Juampa cuando he necesitado la palabra y la guía de un hermano mayor y a Donna por hacerme tan feliz fregando la vida.*

*A Ivonne, compañera de mil y una luchas. Por estar conmigo en tantas alegrías y desdichas y porque podamos seguir compartiéndolas. Tu amistad es algo que vale demasiado para mí.*

*A Sara Gabriela, mi sobrina, que sin conocerla ya la amo.*

*A Álvaro y a Andrés quienes han sido unos muy buenos amigos y con ciertas frases no me dejaron olvidar la importancia de este proyecto.*

**DAVID MERCHÁN**

## DEDICATORIA

*A mi bella madre, por ella lo hago todo.*

*A mi padre, que con su firmeza y carácter me ha formado como una mujer fuerte.*

*A Natis, por su cariño estos últimos años.*

*A Leonardo y a Davidsito, por cuidar tanto a mi hermana.*

*A Mireille y Mark, por ser la mejor Host Family que pude haber tenido.*

*A todas las personas que siempre creen en mí.*

**Ivonn M. Mariño Higuera**

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	20
1. INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO.....	22
1.1. ASPECTOS GENERALES.....	22
1.1.1 Ubicación.....	22
1.1.2 Datos Generales.....	23
1.1.3 Geología estructural del campo.....	23
1.1.4 Estratigrafía.....	24
1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....	28
1.4. CARÁCTERÍSTICAS DEL CAMPO.....	30
1.3.1 Pruebas PVT.....	30
1.3.2 Gravedad API – Viscosidad.....	31
1.3.3 Factores volumétricos.....	32
1.3.4 Gas.....	32
1.3.5 Agua.....	33
1.3.6 Cálculos volumétricos.....	34
1.4. YACIMIENTOS PRODUCTORES.....	34
1.4.1 Mecanismos de producción.....	34
1.5. HISTORIA DE PRESIONES.....	36
1.6. PROPIEDADES DE LA ROCA.....	37
1.6.1 Porosidad.....	37
1.6.2 Permeabilidad.....	37
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO DTS-FIBRA ÓPTICA.....	39
2.1. GENERALIDADES DE LA FIBRA ÓPTICA.....	39
2.2. PRINCIPIOS FÍSICOS DEL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA COMO SISTEMA DE MONITOREO.....	41
2.2.1. Efecto Ramman.....	42
2.3. APLICACIONES DE LA FIBRA ÓPTICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.....	45

2.3.1.	Monitoreo de producción en yacimientos de múltiples arenas.....	47
2.3.2	Monitoreo del perfil de inyección.....	50
2.3.3	Detección de flujo cruzado.....	52
2.3.4	Monitoreo de bombeo neumático.....	53
2.3.5	Flujo detrás del casing.....	53
2.3.6	Optimización en procesos de estimulación.....	54
2.3.7	Diagnóstico de la efectividad de las operaciones de fracturamiento....	54
2.3.8	Detección de fugas en la tubería de producción y las líneas de flujo...	55
2.3.9	Detección temprana de la formación de escamas.....	56
2.4.	MODELO MATEMATICO PARA EL ANALISIS DEL PERFIL DE TEMPERATURA.....	57
2.5.	CARACTERISTICAS DE LA IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA.....	61
2.5.1	Formas de aplicación del sistema DTS-FO.....	61
2.5.2	Tamaño de líneas para implementar la fibra óptica.....	62
2.5.3	Tipos de instalación de la fibra óptica en el pozo aplicado al monitoreo permanente.....	63
2.6.	PÉRDIDA DE POTENCIA EN EL CABLE DE FIBRA ÓPTICA.....	64
2.7.	PRECAUCIONES DEL USO DEL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA EN AMBIENTE DE FONDO DE POZO.....	66
2.9.	COMPARACIÓN DTS/FIBRA ÓPTICA CON OTROS SISTEMAS DE MEDICION DE PERFIL DE FLUJO.....	68
3.	SELECCIÓN DE POZOS DONDE SE APLICARÁ EL SISTEMA DE MONITOREO DTS-FIBRA ÓPTICA.....	71
3.1.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS.....	71
3.2.	SCREENING DE LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUI CANTAGALLO ..	74
3.3.	SELECCIÓN DE LOS POZOS.....	76
4.	DESCRIPCION DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	81
4.1.	IDENTIFICACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN.....	81
4.2.	ESTADOS MECÁNICOS.....	83
4.2.1	Estados mecánicos de los pozos inyectoros.....	85
4.3.	TRANSMISIBILIDAD DE LAS ARENAS.....	86
4.4.	PERMEABILIDAD.....	86

5.	DESARROLLO TÉCNICO .....	91
5.1.	ESTADO ACTUAL DEL MONITOREO DE POZOS INYECTORES EN EL CAMPO .....	91
5.1.1	Visualización de riesgos para la instalación del sistema DTS-fibra óptica en pozos inyectores .....	92
5.2.	PROPUESTA TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DTS-FO EN LOS POZOS UIS-10 Y UIS-12.....	93
5.3.	MATERIALES REQUERIDOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA FIBRA ÓPTICA EN LOS POZOS INYECTORES UIS-10 Y UIS-12 .....	94
5.3.1	Materiales requeridos para equipos en superficie.....	94
5.3.2	Materiales requeridos para instalación DTS- F.O. ....	96
5.3.3	Personal requerido para la instalación de la fibra óptica.....	99
5.4.	PLAN DETALLADO DE TRABAJO PARA INSTALACIÓN DE FIBRA EN POZOS INYECTORES UIS-10 Y UIS-12.....	100
6.	ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA.....	102
6.1.	CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO .....	103
6.2.	FACTORES PARA DESARROLLAR EL ANALISIS FINANCIERO .....	105
6.2.1	Costos del monitoreo .....	105
6.2.2	Costo de agua de inyección en los pozos UIS-10 y UIS-12.....	109
6.2.3	Costos Operativos.....	109
6.2.4	Impuestos para la industria petrolera .....	109
6.2.5	Transporte del petróleo .....	111
6.2.6	Precio del barril de petróleo .....	111
6.3.	EVALUACION FINANCIERA .....	113
6.3.1	Ingresos .....	113
6.3.2	Egresos.....	115
6.3.3	Flujo de caja.....	116
6.3.4	Cálculo del valor presente neto VPN .....	118
6.3.5	Tiempo de repago simple (Simple Payback).....	120
6.3.6	Tasa interna de retorno (TIR).....	122
6.4.	RESULTADOS DEL ANALISIS FINANCIERO .....	123
6.5.	GANANCIAS INTANGIBLES DEL USO DEL SISTEMA DTS-FO.....	124
7.	CONCLUSIONES .....	126

RECOMENDACIONES.....	128
BIBLIOGRAFÍA.....	130
ANEXOS.....	134

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Información básica del campo Yariguí-Cantagallo.....	23
Tabla 2. Propiedades de Fluidos de los yacimientos del Campo Yariguí-Cantagallo .....	31
Tabla 3. Análisis físico-químico del agua producida .....	33
Tabla 4. Resumen de aceite original por Bloque y Yacimiento .....	34
Tabla 5. Mecanismos de producción de las arenas del Campo Yariguí Cantagallo .....	35
Tabla 6. Porosidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí-Cantagallo...37	37
Tabla 7. Comparación de los Métodos para determinar el perfil de flujo .....	69
Tabla 8. Screening de los pozos inyectores del campo Yariguí-Cantagallo .....	75
Tabla 9. Screening de los pozos inyectores del campo Yariguí-Cantagallo .....	77
Tabla 10. Resultados del análisis estadístico de las caudales de inyección en los pozos del campo Yariguí-Cantagallo.....	78
Tabla 11. Información de las arenas en el pozo productor UISP-03.....	87
Tabla 12. Información de las arenas en el pozo inyector UIS-10.....	87
Tabla 13. Índice de distribución $K^*h$ para pozos productores asociados al patrón de inyección del pozo UIS-10.....	89
Tabla 14. Índice de distribución $K^*H$ para los pozos productores asociados al patrón de inyección del pozo UIS-10.....	89
Tabla 15. Índice de distribución del agua inyectada en el pozo UIS-10.....	90
Tabla 16. Índice de distribución del agua inyectada en el pozo UIS-12.....	90
Tabla 17. Materiales requeridos para equipos en superficie.....	94
Tabla 18. Materiales requeridos para la instalación DTS-FO .....	96
Tabla 19. Especificaciones de la Fibra Óptica Requerida.....	98
Tabla 20. Personal requerido para la instalación .....	100

Tabla 21. Costos de la implementación del sistema DTS-fibra Óptica en los Pozos UIS-10 y UIS-12 .....	107
Tabla 22. Regalías en Colombia.....	110
Tabla 23. Cálculo de la ganancia bruta por barril producido.....	112
Tabla 24. Ingresos mes a mes en periodo de estudio .....	113
Tabla 25. Resumen de los costos según el tipo de Monitoreo.....	115
Tabla 26. Valor Presente Neto para cada sistema de Monitoreo (tiempo cero)...	119
Tabla 27. Payback para cada tipo de Monitoreo.....	121
Tabla 28. Cálculo de tasas internas de retorno.....	122
Tabla 29. Resultados de análisis financiero.....	123

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación geográfica del campo Yariguí-Cantagallo .....	22
Figura 2. Mapa Estructural Campo Yariguí-Cantagallo. Tope Arenas de Cantagallo .....	24
Figura 3. Columna Litológica para el Valle Medio del Magdalena .....	27
Figura 4. Diagrama energético de Estados Vibracionales .....	43
Figura 5. Ejemplo de distribución de flujo basado en el perfil de temperatura .....	49
Figura 6. Discretización de la tubería para análisis matemático .....	58
Figura 7. Patrón de inyección del pozo UIS-12.....	82
Figura 8. Patrón de inyección del pozo UIS-10.....	82
Figura 9. Conectividad de los pozos del patrón de inyección del pozo UIS 10 .....	84
Figura 10. Conectividad de los pozos del patrón de inyección del pozo UIS 12....	84
Figura 11. Esquema Mecánico Completación Selectiva .....	85
Figura 12. Perfiles de inyección UIS-10.....	91
Figura 13. Flujo de caja Monitoreo I.L.T. ....	116
Figura 14. Flujo de caja Monitoreo R.T.S. ....	116
Figura 15. Flujo de caja para el tipo de monitoreo DTS-F.O.....	117

## LISTA DE ANEXOS

<b>ANEXO A:</b> DESARROLLO DEL MODELO MATEMATICO EN EL QUE SE BASA EL SISTEMA DT-FIBRA OPTICA .....	134
<b>ANEXO B.</b> ESTADO MECANICO – POZOS UIS-10 Y UIS-12.....	147
<b>ANEXO C.</b> CALCULO DE DISTRIBUCIÓN DE FLUJO .....	149
<b>ANEXO D.</b> TABLAS PARA EL CÁLCULO DEL ANALISIS ECONOMICO .....	155

## RESUMEN

**TÍTULO: FACTIBILIDAD TÉCNICO Y FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA COMO SISTEMA DE MONITOREO PARA UN PATRÓN DE POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA, EN UN CAMPO COLOMBIANO**

**AUTORES:** Merchán Díaz, Luis David

Mariño Higuera, Ivonn Marllery\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Sistema de Monitoreo, DTS, fibra óptica, Campo Yariguí-Cantagallo, Inyección, Indicadores Económicos.

### DESCRIPCIÓN

Las empresas petroleras están centrando sus operaciones en mejorar el factor de recobro e incorporar nuevas reservas debido a sus campos maduros; para esto, existen técnicas como la inyección de agua que mejora los niveles de producción y ayuda a eliminar los vertimientos de agua minimizando el impacto ambiental.

Este proyecto propone la implementación de un nuevo sistema de monitoreo de temperatura “DTS-Fibra Óptica” (Distributed Temperature Sensing) en un campo colombiano, con el fin de demostrar su factibilidad técnica y financiera como herramienta de vigilancia y control en el proceso de inyección de agua.

El sistema consiste en dos partes: la fibra óptica, ubicada a lo largo del pozo y es susceptible a cambios de temperatura en el pozo y de acuerdo al estímulo, emite una señal que es leída en superficie por el segundo componente que es la caja DTS que posee un emisor de rayos láser y un receptor con un lente polarizado que recibe longitudes de onda del efecto Ramman.

La implementación del sistema DTS-fibra óptica permite determinar, cuantificar y prevenir muchos de los problemas que se presentan como es el flujo cruzado en pozos productores o flujo no deseado en los pozos inyectoros, la presencia de escamas o fugas en la tubería, entre otros. Además permite la optimización de procesos de estimulación como acidificaciones y fracturamiento hidráulicos.

La metodología para determinar la factibilidad de la implementación del sistema consistió en: i) Determinación de parámetros técnicos para la selección de pozos candidatos. ii) Screening de los pozos inyectoros del campo y selección de 2 pozos. iii) Diseño de una propuesta técnica para implementar el sistema de monitoreo en los pozos seleccionados. iv) Análisis financiero de cada pozo empleando los diferentes sistemas de monitoreo (RTS, ILT, DTS-fibra óptica) para compararlos, utilizando indicadores financieros.

---

\* Trabajo de Grado.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos. Director: M. Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Co-director: Ing. Ricardo Dorado Domínguez.

## ABSTRACT

**TITLE: TECHNICAL AND ECONOMICAL FEASIBILITY OF IMPLEMENTING THE DTS-FIBER OPTIC SYSTEM AS A SENSING SYSTEM FOR A PATTERN OF WATER INJECTION WELLS, IN AN COLOMBIAN OIL FIELD\***

**AUTHORS:** Merchan Diaz, Luis David

Marino Higuera, Ivonn Marlbery\*\*

**KEYWORDS:** Sensing system, DTS, Fiber optic, Yariguí-Cantagallo field, Injection, Financial Indicators.

### DESCRIPTION

Nowadays, oil companies focus their activities on improving the recovery factor and adding new reserves due to existing fields; for this, there are techniques, such as water injection which improves production levels and assists in eliminating water sheddings, thereby reducing the environmental impact.

This project proposes the implementation of a new sensing temperature system “Distributed Temperature Sensing – Fiber Optic” in a Colombian field with the purpose of testing its technical and economic feasibility as a surveillance and control tool in the water injection process.

The system is based on two components: The fiber optic located along the well and is susceptible to temperature changes within the well. According to the stimulus, the fiber optic emits a signal which is read on the surface by the DTS box, the second component; The DTS box consists of a laser ray emission instrument and a receptor with polarized lens which receives wave longitudes of Ramman effect.

The implementation of the DTS-fiber optic allows the ability to determine, quantify and prevent a lot of problems that appear like cross flow in production wells or unwanted flow in injection wells, scales or leaks in the pipes and more. It also allows the optimization of stimulation processes as acidifications and hydraulic fracture.

Methodology to determine the feasibility of implementing DTS-Fiber Optic system consists of: i) Determination of technique parameters for the selection of the candidate wells. ii) Screening of the injection wells in the oil field and selection of two of them. iii) Designing a proposal for implementing the system on the selected wells. iv) Financial Analysis of each well using financial indicators.

---

\* Bachelor Project

\*\* Physicochemical Engineering’s Faculty. Petroleum Engineering School. Director: M. Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Co-director: PE. Ricardo Dorado Domínguez.

## INTRODUCCION

En la actualidad, el factor de recobro en Colombia es aproximadamente de 25% y alrededor del 90% de los campos petrolíferos en el país se encuentran en su etapa primaria de producción<sup>1</sup>, es decir producen debido a la energía natural de los yacimientos. Sin embargo, en muchas ocasiones se comienza a ver la necesidad de aplicar métodos que incrementen la producción de petróleo, pues la energía del yacimiento no es suficiente para obtener volúmenes rentables. Por ello, la aplicación de métodos de recuperación secundaria es esencial, teniendo en cuenta la elevada demanda de petróleo y la necesidad de sumar más reservas nacionales a las existentes, al tiempo de emplear nuevas tecnologías, con el fin de aprovechar al máximo el rendimiento económico de los campos.

Uno de los métodos de recuperación secundaria es la inyección de agua, proceso por el cual el petróleo es desplazado hacia los pozos de producción por el empuje de agua. Como cualquier proceso industrial, la inyección de agua requiere un monitoreo de tal forma se puedan observar variables que indiquen que el proceso se está realizando de la manera esperada.

Por otra parte, se han realizado una importante variedad de estudios con el fin de identificar tecnologías que pueden aplicarse como solución a los fenómenos que afectan de forma negativa el desempeño de los procesos de recuperación empleados. En la actualidad, por ejemplo, existen dos sistemas de monitoreo de la inyección de agua: El sistema de registro de trazadores radioactivos (RTS) y el registro de pruebas de inyección (ILT). Sin embargo, con el deseo de mejorar estos procesos, se está trabajando en la implementación de la fibra óptica junto con un moderno sistema de monitoreo llamado DTS (Distributed Temperature

---

<sup>1</sup> Castro, R. Ordoñez, A. et al. Ecopetrol S.A. "ESTATUS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETROLEO EN COLOMBIA".

Sensing), el cual permite realizar registros de temperatura y/o presión en tiempo real interviniendo el pozo menos número de veces, entre otros muchos beneficios.

El presente trabajo consta de 7 capítulos. En el capítulo 1 se presentan las generalidades del campo Yariguí-Cantagallo como su ubicación, su estratigrafía, la historia de producción del campo y propiedades de las arenas que componen los yacimientos del campo. El capítulo 2 se subdivide en tres partes: en la primera, se exponen los principios físicos que rigen el funcionamiento del sistema DTS-Fibra óptica; en la segunda parte, se explica la interpretación de los datos en cada una de las aplicaciones del sistema y en la tercera parte se muestran las posibles configuraciones para la instalación de la herramienta y se hace una comparación técnica con respecto a los otros sistemas de monitoreo de inyección de agua. En el capítulo 3 se seleccionan los pozos inyectoros pertenecientes al campo objeto de estudio, donde se decidió instalar la herramienta DTS-Fibra óptica; para esto se crearon criterios de selección y se hizo un screening de los pozos inyectoros, basado en los criterios anteriormente mencionados. A partir de esto, se seleccionaron dos pozos inyectoros para ser monitoreados, se realiza una descripción detallada de ellos y de los pozos productores que conforman el patrón de inyección de cada uno; esto se realiza en el capítulo 4. En el capítulo 5 se realiza una propuesta técnica para la implementación del sistema en los pozos seleccionados, se hace una descripción detallada de los materiales y personal necesarios para hacer la instalación. En el capítulo 6 se realiza el análisis de los parámetros financieros necesarios para la inyección de agua usando los diferentes sistemas de monitoreo; para la herramienta DTS-Fibra óptica se estudia la propuesta realizada en el capítulo anterior y los resultados son comparados para determinar con cuál de los diferentes sistemas de monitoreo el proceso de inyección de agua es más rentable. Por último en el capítulo 7 se presentan las conclusiones y recomendaciones de este trabajo de investigación.

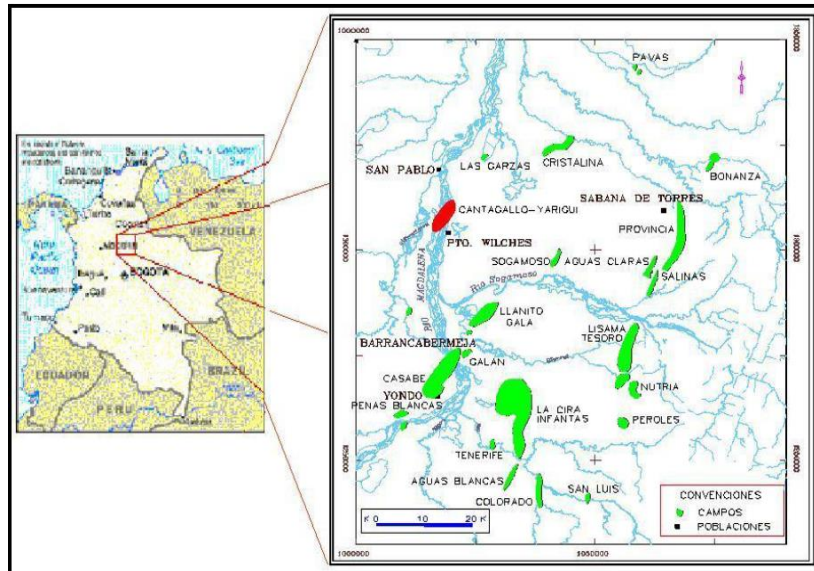
# 1. INFORMACIÓN GENERAL DEL CAMPO

## 1.1. ASPECTOS GENERALES

### 1.1.1 Ubicación<sup>2</sup>

El Campo Yariguí-Cantagallo está ubicado en los límites de los departamentos de Bolívar y Santander hacia la parte central del flanco Occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre las cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, a la altura de los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo. Su extensión es de aproximadamente 14 km<sup>2</sup> (7 km de largo y 2 km de ancho).

**Figura 1. Ubicación geográfica del campo Yariguí-Cantagallo**



**Fuente:** Informe Ecopetrol aplicaciones tecnológicas. Proyecto de estimulación orgánica superintendencia de activos del río Gerencia Regional Magdalena Medio.

<sup>2</sup> Cárdenas, J. "Yariguí-Cantagallo pasó de 4800 a 13300 barriles diarios en tres años, Re-Producción". Carta Petrolera. Edición 114 Abril-Mayo. Ecopetrol S.A.

### 1.1.2 Datos Generales

**Tabla 1. Información básica del campo Yariguí-Cantagallo**

Dato	Valor	Unidad de Medida
Aceite original in situ	1048	MMbls
Producción acumulada de petróleo	181.5	MMbls
Factor de Recobro actual	17.32	%
Gravedad API promedio Crudo @ 15 C (60 F)	21	API
Pozos Productores Activos	92	Pozos
Pozos Productores Perforados	123	Pozos
Pozos productores Abandonados	44	Pozos
Producción aceite actual del Campo	13700	BOPD
Producción actual de agua	6000	BWPD
Producción actual de Gas	4.5	MMft <sup>3</sup> PD

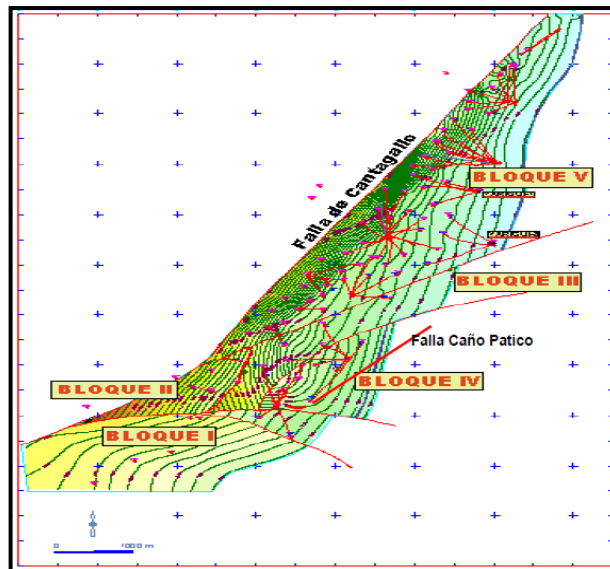
**Fuente:** Evaluación de Trabajos de estimulación Orgánica en Pozos del Campo Yariguí-Cantagallo. Modificada por los autores

### 1.1.3 Geología estructural del campo

Al tope de las Arenas Cantagallo, la estructura es un monoclinal orientado NE-50, con buzamiento SE donde la Falla Cantagallo alcanza 50° y disminuye al Este hasta 9° cerca de los pozos Yariguí-1 y Yariguí-8. La falla Cantagallo, está al oeste y es el principal control estructural. Tiene un rumbo aproximado de N33°E y es considerada de tipo Normal con un buzamiento casi vertical. En el sector Norte del campo, está desplazada horizontalmente unos 100 m al Oeste. El desplazamiento vertical alcanza a ser de 7000 ft que es debido a un movimiento de rumbo debido a la ausencia de sedimentos cretáceos al oeste de la falla. Esta

falla es una barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y junto con la discordancia del Eoceno, son las responsables de la acumulación del campo. Existen otras fallas transversales de tipo normal, que dividen el monoclinial en cinco bloques los cuales presentan un mecanismo de producción diferente teniendo en cuenta el comportamiento de producción en cada uno.

**Figura 2. Mapa Estructural Campo Yariguí-Cantagallo. Tope Arenas de Cantagallo**



**Fuente:** Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del campo Yariguí-Cantagallo.

#### 1.1.4 Estratigrafía

La cuenca del Valle Medio del Magdalena está cubierta de una columna sedimentaria que sobrepasa los 16000 ft de sedimentos continentales y marinos, depositados en un ambiente fluvial, y que descansan discordantemente sobre los

sedimentos marinos del Cretáceo y sobre rocas del basamento cristalino Pre-Cretáceo.

**Formación La Luna:** Formación Lodosa, compuesta principalmente por shales negros, calizas y capas de Chert. Su edad es Turoniano a Campaniano Inferior. Constituida por tres miembros, nombrados de base a techo: Salada, Pujamana y Galembo. La parte basal de la formación es lodosa y contiene menos proporción de calizas que la parte superior, que en cambio tiene un importante contenido de carbonatos.

**Formación Umir:** Contiene lodolitas fósiles (grises medio y oscuro) con un poco de limolita. Abundante en la parte superior de la formación, donde se alternan con delgadas capas de areniscas de grano fino y carbón. El ambiente de sedimentación es Nerítico en su parte inferior; Deltaico en su parte superior. El espesor de la formación varía de 2850 a 4400 ft de espesor de Norte a Sur. En la parte Este, alcanza 5250 ft.

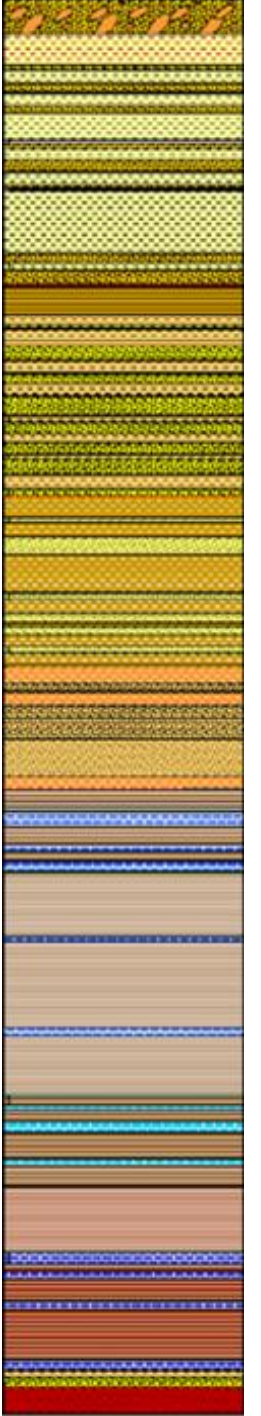
**Formación La Paz:** De acuerdo a las propiedades eléctricas, se han diferenciado dos miembros de arenas: "C" y "Cantagallo". Las arenas "Cantagallo" son el principal horizonte productor, con areniscas mal seleccionadas y con arcillolitas. Presenta un espesor máximo de 2000 ft. Su contacto con las arenas "C" es concordante. Las arenas "C" constituyen el miembro superior de la Formación la paz. Litológicamente son como las arenas "Cantagallo". Se considera el segundo objetivo de producción del Campo Yariguí-Cantagallo y alcanza un espesor de 1500 ft.

**Formación Mugrosa:** Según los registros eléctricos hay 4 miembros informales de base a techo: Arenas “B3”, “B2”, “B1”, “B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa”. Las arenas “B3” se consideran el tercer objetivo de producción en el campo. Litológicamente presenta alternancia de areniscas con arcillolitas y limolitas vari-coloreadas. Su contacto con las arenas “C” es discordante y con la arenas “B2” es concordante.

**Formación Colorado:** Operacionalmente dividida en unidades Arenas “A0” y “A3”. Conformada por una alternancia de areniscas grauwáticas con arcillolitas vari-coloreadas.

**Formación Real:** Arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, con intercalaciones de arcillolitas de color gris verdoso, rojo y violeta. Alcanza un espesor de 2600 ft.

**Figura 3. Columna Litológica para el Valle Medio del Magdalena**

PERIODO	ÉPOCA	FORMACIÓN	ZONA	LITOLOGÍA	
TERCIARIO	Q	GRUPO MESA			
	Plegtocono				
	Plioceno				
	<b>MIOCENO</b>	Grupo Real			
	<b>OLIGLOCENO</b>	Formación Colorado	La Cira Infanta		
			Arena 01		
			Arenas A1		
			Arenas 02		
			Arenas 03		
		<b>FORMACIÓN MUGROSA</b>	Arenas B0		
Arenas B1					
<b>EOCENO</b>	<b>FORMACIÓN LA PAZ</b>	Arenas B2			
		Arenas B3			
		Arenas C			
		Formación UmiR			
CRETÁCEO	Campaniano	Formación La Luna			
	Santoniano				
	Conlaciano				
	Turoniano				
	Aptiano	Formación Simiti			
	Albiano				
	Aptiano	Formación Tablazo			
	Barremiano	Formación Paja			
	Hauteriviano	Formación Rosa-Blanca			
	Valanginiano	Formación Tambor			
Jurasasico	Formación Girón				

**Fuente:** Plan de desarrollo Campo Yariguí-Cantagallo. Junio de 2010. Versión 1,1. Exploración y Producción. Modificada por los autores

### **1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN**

**1939:** Se cedió la Concesión Cantagallo a la compañía de petróleos del valle del Magdalena, subsidiario de la compañía Socony Vacuum, que presentó un proyecto de exploración y explotación del área al Ministerio de Minas y Petróleos.

**1940-1941:** Se realizaron los primeros estudios Geofísicos. Se perforo el pozo Cimitarra-1 (15 de Noviembre de 1941) con una profundidad de 1494 pies, que luego se le cambió el nombre a Cantagallo-1. Este pozo presentó manifestaciones de gas y aceite.

**1943-1949:** Se perforaron 10 pozos más (desde Cantagallo 2 a Cantagallo 12).

**1949-1951:** Receso en la perforación. Luego de esto, la Concesión Cantagallo fue adquirida por la Compañía Shell Cóndor (1951).

**1952-1953:** La compañía Shell Cóndor perforó 7 pozos (Cantagallo 13 - Cantagallo 19), de los cuales 6 fueron productores y 1 fue perforado en el lado levantado de la falla Cantagallo.

**1953:** La concesión San Pablo fue otorgada a la compañía Shell Cóndor. Se desarrolla el Campo Yariguí, considerado continuación del campo Cantagallo. La exploración y explotación de nuevos pozos aumentó hacia el lado Este del campo Cantagallo.

**1953-1962:** Se perforaron 40 pozos en el campo Yariguí (de Yariguí 1 a Yariguí 40), de los cuales 4 de ellos fueron perforados en la concesión Cantagallo y 36 en el área de la concesión San Pablo.

**1955:** Se perforó el pozo Cantagallo-20, en el extremo Norte de la Concesión Cantagallo.

**1963:** Se produjo el clímax del campo, cuando se alcanzó la cifra de 20.000 barriles diarios producidos.<sup>3</sup>

**1974-1975:** Las concesiones Cantagallo y San Pablo, pasan a ser administradas por Ecopetrol, a través de la nueva Compañía Explotaciones Cóndor S.A.

**1976-1983:** Ecopetrol perforó 28 pozos en el campo Yariguí (del número 42 al número 69) y un pozo en el campo Cantagallo (número 23) para reducir el espaciamiento y reemplazar pozos con daño mecánico.

**1986:** La concesión San Pablo volvió a ser del Estado.

**1987:** La concesión Cantagallo volvió a ser del Estado.

**2002:** La producción del campo llega a su punto más bajo, con una producción de menos de 5000 barriles diarios.<sup>2</sup>

**2003:** Ecopetrol perforó 2 pozos Cantagallo en la Concesión Cantagallo; 27 pozos Yariguí de los cuales 12 en la antigua Concesión Cantagallo y los 15 restantes en la Concesión San Pablo.

El Campo pasa de una producción de 4684 bpd en 2002 a 5023 bpd en 2003, lo que representa un aumento de 7,2% equivalentes a 339 bpd.

**2006:** El Campo Yariguí-Cantagallo se convirtió en el segundo campo de operación directa de Ecopetrol con los mejores volúmenes de producción con alrededor de 13.000 barriles por día.

**2007:** El 9 de Agosto se aprobó la unificación de las dos concesiones; durante este año se realizó la perforación de 11 pozos productores y 2 pozos inyectores. En la misma fecha, se aprobó la aplicación del régimen de regalías variables para el Campo Yariguí-Cantagallo.

---

<sup>3</sup> Cárdenas, J. "Yariguí-Cantagallo pasó de 4800 a 13300 barriles diarios en tres años, Re-Producción". Carta Petrolera. Edición 114 Abril-Mayo. Ecopetrol S.A.

**2009:** Se realiza la perforación de 3 pozos productores, que representaron una producción conjunta de 1600 BOPD. Además, se perforaron 4 pozos inyectores también.

**2010:** Comenzó a aplicarse el régimen de regalías variables para el campo Yariguí-Cantagallo en Enero.

**2011:** El Campo Yariguí-Cantagallo obtuvo un pico de producción de 17.305 barriles de petróleo por día.<sup>4</sup>

## **1.4. CARÁCTERÍSTICAS DEL CAMPO**

### **1.3.1 Pruebas PVT**

Se analizaron las pruebas de 5 muestras tomadas en el campo al inicio de su explotación y una muestra del año 1986 en el pozo CG-12.

Los resultados acerca del comportamiento de los fluidos en el campo, indicaron: es un yacimiento inicialmente subsaturado de aceite negro; Las propiedades PVT del pozo CG-10 son diferentes a las de las arenas CG y se consideran representativas de las arenas C. Actualmente la presión de algunos sectores del yacimiento en las Arenas C y Arenas CG está en explotación y se encuentran por debajo de la presión de burbuja. Acorde al ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), se determinó que químicamente el crudo de los yacimientos arenas C y CG, es de tipo asfáltico y presenta propiedades similares en las dos formaciones.

---

<sup>4</sup> Chávez, M. (2011, 1 de Julio) Barrancabermeja, Santander. Magdalena Medio aportó 100 mil barriles a producción histórica de Ecopetrol. *Vanguardia Liberal*.

### 1.3.2 Gravedad API – Viscosidad

La gravedad API y la viscosidad del Campo Yariguí-Cantagallo varían dependiendo del bloque, la posición estructural y la zona productora. Se cree que estas propiedades han variado con el tiempo, debido a la desgasificación del campo.

**Tabla 2. Propiedades de Fluidos de los yacimientos del Campo Yariguí-Cantagallo**

PROPIEDAD	Arenas CG @ (-7000 s.s)	Arenas C @ (-5214 s.s )	Aceite negro (McCain Jr.)
Presión de Saturación $P_s$ (psi)	2425	2526	-
Temperatura de Yacimiento $T_y$ (°F)	138,6	127,8	-
Factor Volumétrico del Petróleo a $P_s$ & $T_y$ (RB/STB)	1,1494	1,1164	<2,0
Factor Volumétrico del gas a $P_s$ & $T_y$ (RB/KSCF)	1,0635	-	-
Relación Gas-Aceite ( $R_s$ ) a $P_s$ & $T_y$ (SCF/STB)	299	225	<1750
Viscosidad del gas a $P_s$ & $T_y$ (cps)	0,01686		
Viscosidad del Petróleo a $P_s$ & $T_y$ (cps)	22	31,5	-
Color	Oscuro	Oscuro	Oscuro
Gravedad específica del gas	0,63025	0,661	-
Gravedad específica del aceite	0,931	0,9325	-
Gravedad API (° API)	20,5	20,2	<40
Fracción molar C7+ (%)	52,4	56,4	>20

**Fuente:** Plan de desarrollo Campo Yariguí-Cantagallo. Junio de 2010. Versión 1,1. Exploración y Producción. Modificada por los autores.

### **1.3.3 Factores volumétricos**

Los datos correspondientes a los factores volumétricos se obtuvieron a partir de los datos de las pruebas PVT del pozo YR-2A. El factor volumétrico original para las arenas CG fue de 1.12 RB/STB. A condiciones actuales dependiendo de la presión del yacimiento varía entre 1.04 y 1.12 RB/STB.

### **1.3.4 Gas**

En el Campo Yariguí-Cantagallo se produce el gas asociado al petróleo, sabiendo que originalmente el yacimiento era subsaturado y no existía gas libre. Ahora, debido al depletamiento derivado de la producción y disminución de la presión hasta valores menores que la presión de burbuja especialmente en las arenas C y CG, la relación Gas-Aceite ha aumentado y en las partes altas de la estructura se estima que se ha formado una capa de gas secundaria.

El gas producido es un “gas pobre” con bajo contenido de hidrocarburos pesados condensables. Su GPM (galones de condensados/1000 ft<sup>3</sup> normales de gas) es de 1.63, lo cual significa que no es apropiado para la obtención de HC líquidos (etano, propano, butano y gasolina). Sin embargo, tiene alto contenido de metano, que es bueno para usarse como combustible industrial o doméstico.

### 1.3.5 Agua

El agua de formación del campo presenta características variables en su composición dependiendo del bloque y la zona productora. Esta tiene tendencia a ser corrosiva e incrustable en algunos pozos. Su salinidad varía de 30.000 y 50.000 ppm de NaCl y su resistividad es de 0,1 y 0,09 ohm-m según la zona productora.

**Tabla 3. Análisis físico-químico del agua producida**

PARÁMETRO	ENTRADA API	POZO		
		YR-43:CG	YR-64:CG	YR-57:CG
Ph / °C	6.6 / 42	6.5 / 34,4	6.7 / 31.6	7.4
	7.7./ 35.7	7.7 / 35.7		
Gravedad especifica @ 60 °F	1,019	1,0211		
Conductividad @ 26 °C (mmhos/cm)	35-43	37-40		
Resistividad @ °C ó °F (Ohm-m)	0,260/ 26 °C	0,25 / °C	-	0,23 / 75 ° F
Salinidad (NaCl) (mg/L)	30.000	30.000	37000	
Dureza total (mg/ L CaCO <sub>3</sub> )	-	-	4500	2800
Na+ (mg/L)	10500	10500		
K+ (mg/L)	60	50-70		
Ca++ (mg/L)	500-660	550-600	1400	680
Mg++(mg/L)	100	80-100	243	267
Sr++ (mg/L)	60	63		
SiO <sub>2</sub> (mg/L)	24-30	25		
Cl- (mg/L)	17.500	17.000		
Sulfatos SO <sub>4</sub> (mg/L)	0.0-3.2	0.0 -2.0	12.3	15.2
Bicarbonatos	190	140-180	329.4	976
Solidos disueltos (mg/l)	29.000	28.500		
Solidos suspendidos (mg/l)	400-1700	300-1200		
Fe++ (mg/l)	0.25-4.5	0.15-3.5		

**Fuente:** Plan de desarrollo Campo Yarigüí-Cantagallo. Junio de 2010. Versión 1,1. Exploración y Producción. Modificado por los autores

### 1.3.6 Cálculos volumétricos

Se presentan los resultados de los cálculos volumétricos, basados en el estudio de contactos agua-aceite, modelos 3D de porosidad y arena neta generados con métodos geo-estadísticos.

**Tabla 4. Resumen de aceite original por Bloque y Yacimiento**

Bloque	OOIP (MSTB)			
	Arenas CG	Arenas C	Arenas B	Total
I	ND	8	11	19
II	20	3	8	31
III	64	24	0.4	89
IV	77	22	0	99
V	603	193	15	811
Campo	764	250	34	1048

**Fuente:** Plan de desarrollo Campo Yarigüí-Cantagallo. Junio de 2010. Versión 1,1. Exploración y Producción. Modificado por los autores.

## 1.4. YACIMIENTOS PRODUCTORES

### 1.4.1 Mecanismos de producción

A partir del comportamiento general de la producción primaria, se puede afirmar que en las arenas B y C de todos los bloques, el principal mecanismo de producción ha sido el de gas en solución, el cual predomina en las arenas CG de los bloques II y III. En las arenas CG del bloque IV se ha producido principalmente por el empuje natural del acuífero y en las arenas CG del bloque V se ha

producido por un efecto combinado de expansión de gas en solución, empuje parcial de agua y segregación gravitacional teniendo el alto buzamiento de las cercanías de la falla Cantagallo (45-50°), los bajos acumulados de producción de los pozos que se encuentran en el sector y los altos volúmenes de los pozos localizados en su parte central.

**Tabla 5. Mecanismos de producción de las arenas del Campo Yariguí Cantagallo**

Arena	Bloque	Mecanismo de producción
B	Todos	Gas en Solución
C	Todos	Gas en Solución
CG	II	Gas en Solución
	III	Gas en Solución
	IV	Empuje natural del acuífero
	V	Efecto de expansión de gas en solución Empuje parcial de agua Segregación gravitacional

**Fuente:** Los autores.

En las arenas CG en el bloque V, la presión en 50 años de explotación presenta un abatimiento de 40%, la baja relación Gas-Aceite de los pozos muestran un mayor efecto del empuje de agua en el sector Norte del bloque. En el centro y Sur del bloque predomina la expansión de gas en solución, según el nivel de pozo el GOR varía de 300 a 7700 SCF/STB en pozos estructuralmente altos.

En la parte baja, en el extremo Sur-Oriental, se han aislado parcial o totalmente las arenas CG por su alta producción de agua en algunos pozos (YR-3, 17, 24, 43,

54) que dice que el acuífero podría estar actuando por medio de un canal preferencial en esta zona. Y que la falla que limita el sector al Sur, no es totalmente sellante, pues habría una entrada de agua desde el bloque III hacia el Bloque V.

## **1.5. HISTORIA DE PRESIONES**

La historia de presiones muestra un buen cubrimiento entre 1952 y 1966. Luego de este periodo el cubrimiento fue pobre. La reconstrucción de la historia de presiones estimó que la presión original fue igual a 3,250 psi en arenas CG a un Datum de 7000 ft TVDSS. Para arenas B y C, 2900 psi y 2600 psi respectivamente al mismo Datum.

La presión promedio actual en arenas CG fue:

- Entre 900 y 2500 psi en el bloque V
- Entre 800 y 1200 psi en el bloque II y III
- Entre 2900 y 3200 psi en bloques IV

En las arenas C y CG la presión del yacimiento varía de bloque en bloque y depende del grado de desarrollo en cada uno. En el bloque V la presión promedio del yacimiento varía de 900 y 2600 psi. Las arenas B son las de mayor presión pues se encuentran entre 2000 y 2500 psi, ya que han sido explotadas en muy pocos pozos a través de la historia del campo.

## 1.6. PROPIEDADES DE LA ROCA

### 1.6.1 Porosidad

Según los datos de la evaluación petrofísica, la porosidad para las arenas CG en el bloque V fue de 19%. A nivel de las unidades la porosidad es uniforme, pero la mayor representatividad la tienen las primeras 4 unidades, pues fueron atravesadas por más pozos.

**Tabla 6. Porosidad, unidades arenas CG bloque V, Campo Yariguí-Cantagallo**

Propiedad	Subunidades								
	CG1	CG2	CG3	CG4	CG5	CG6	CG7	CG8	CG
Porosidad Promedio	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,18	0,20	0,19

**Fuente:** Plan de desarrollo Campo Yariguí-Cantagallo. Junio de 2010. Versión 1,1. Exploración y Producción.

### 1.6.2 Permeabilidad

Las permeabilidades de las 8 subunidades de las arenas CG en el bloque V, son similares, como se muestra a continuación:

**Tabla 7. Permeabilidad, unidades arenas CG Bloque V, Campo Yariguí-Cantagallo**

Propiedad	Subunidad								
	CG1	CG2	CG3	CG4	CG5	CG6	CG7	CG8	CG
Permeabilidad Promedio aritmético	183	197	189	173	173	122	95	118	156
Permeabilidad Promedio geométrica.	171	182	172	157	149	94	78	105	136

**Fuente:** plan de desarrollo campo Yariguí-Cantagallo. Junio de 2010. Versión 1,1. Exploración y producción. Modificado por los autores.

Debe notarse que la pequeña diferencia entre el promedio aritmético y geométrico de permeabilidad en cada unidad indica la homogeneidad de esta, a lo largo del campo.

## **2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO DTS-FIBRA ÓPTICA**

En este capítulo se presenta la teoría de funcionamiento de la fibra óptica como elemento de medición de la temperatura y se presentan los diferentes usos de ésta, unida al concepto del Distributed Temperature Sensing, DTS, en la industria del petróleo.

### **2.1. GENERALIDADES DE LA FIBRA ÓPTICA**

Las fibras ópticas son filamentos de vidrio de alta pureza extremadamente compactos pues su grosor es similar a la de un cabello humano, es decir, unos 100 micrones. Fabricadas a alta temperatura con base en silicio, su proceso de elaboración es controlado de forma meticulosa, para permitir que el índice de refracción de su núcleo, que es la guía de la onda luminosa, sea uniforme y evite las desviaciones.

Su funcionamiento se basa en la actividad de un transmisor que transforma las ondas electromagnéticas en energía óptica o luminosa, la cual, luego de ser transmitida por las minúsculas fibras, es sometido a un proceso inverso por medio de un detector óptico o receptor, es decir, convierte la señal luminosa en energía electromagnética, similar a la señal original. Son capaces de transportar información en forma de haces de luz, los cuales viajan por todos los caminos posibles sin ninguna interrupción.

Entre sus principales características se puede mencionar que son compactas, ligeras, tienen bajas pérdidas de señal, amplia capacidad de transmisión y un alto

grado de confiabilidad debido a que son inmunes a las interferencias electromagnéticas de radio-frecuencia. Tienen la capacidad de tolerar altas diferencias de potencial sin ningún circuito adicional de protección y no hay problemas debido a los cortos circuitos ya que a través de ellas no se transporta energía eléctrica.

Las fibras ópticas constan de un núcleo cilíndrico de vidrio silíceo de aproximadamente de 5-50 micrones, de elevado índice de refracción envuelto por un revestimiento o envoltura de 25-45 micrones de espesor, de índice de refracción menor. La composición silícea del núcleo mejora con el agregado de otros materiales como el germanio y el flúor, que modifican su índice de refracción y las propiedades de dispersión de la luz. Gracias a la diferencia de índices de refracción, la luz que se desvía de la línea central del núcleo finalmente choca con el límite existente entre el núcleo y el revestimiento formando un ángulo que guía el haz de luz nuevamente hacia el centro del núcleo. Una porción de esa luz se dispersa a medida que el pulso viaja por la fibra<sup>5</sup>.

El conjunto de núcleo y revestimiento está a su vez rodeado por un forro o funda de plástico u otros materiales que lo resguardan contra la humedad, el aplastamiento, los roedores, y otros riesgos del entorno.

Originalmente, la fibra óptica fue propuesta como medio de transmisión de datos debido a su enorme ancho de banda; sin embargo, con el tiempo se ha planteado para un amplio rango de aplicaciones como la telefonía, automatización industrial, computación, sistemas de televisión por cable y transmisión de información de imágenes astronómicas de alta resolución, entre otros. Hoy, su empleo es sencillo

---

<sup>5</sup> Julian J, King G, Brown G, et. Al. Downhole leak determination using fiber-optic distributed-temperature surveys at Prudhoe Bay, Alaska. (SPE 107070)

tanto en pequeños ambientes como en redes geográficas de gran importancia, como un campo petrolero.

## **2.2. PRINCIPIOS FÍSICOS DEL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA COMO SISTEMA DE MONITOREO**

El uso del sistema DTS-Fibra óptica como herramienta para monitorear las propiedades del medio en que se encuentra, es posible por medio de la medición de los cambios en las propiedades de la fibra óptica; por ejemplo modificaciones en la densidad, por variaciones mínimas en la composición del vidrio (Efecto Rayleigh) o debido a vibraciones acústicas que modifican el índice de refracción de la fibra óptica (Efecto Brillouin). Sin embargo, el tipo más importante para el uso de la fibra óptica como sistema de monitoreo es la *Dispersión Raman*, que surge de las colisiones inelásticas de fotones con moléculas en el medio constituido por la fibra, las cuales modifican los estados de energía de vibración molecular. Un fotón disperso puede entregar energía vibracional más alta o ganar energía mediante el desplazamiento de la molécula a un estado de energía vibracional más bajo, llamado estado de dispersión anti-stokes<sup>6</sup>.

El principio del uso del DTS se basa en que una porción de la luz dispersa se refleja a través de la fibra en dirección a la fuente láser. En su camino, un acoplador direccional separa el pulso de luz de entrada de la señal de retro-dispersión. La señal de retorno se envía a un receptor sensible, donde las

---

<sup>6</sup> Andersen M, Stewart L, Varhaug Matt. "Temperaturas de Fondo de Pozo Obtenidas con Fibra Óptica". OILFIELD REVIEW, PRIMAVERA DE 2009. 20° ANIVERSARIO. SCHLUMBERGER. Páginas 34-39.

longitudes de onda Raman son filtradas de acuerdo a la retro-dispersión dominante (Rayleigh y Brillouin) de acuerdo a la longitud del espectro.

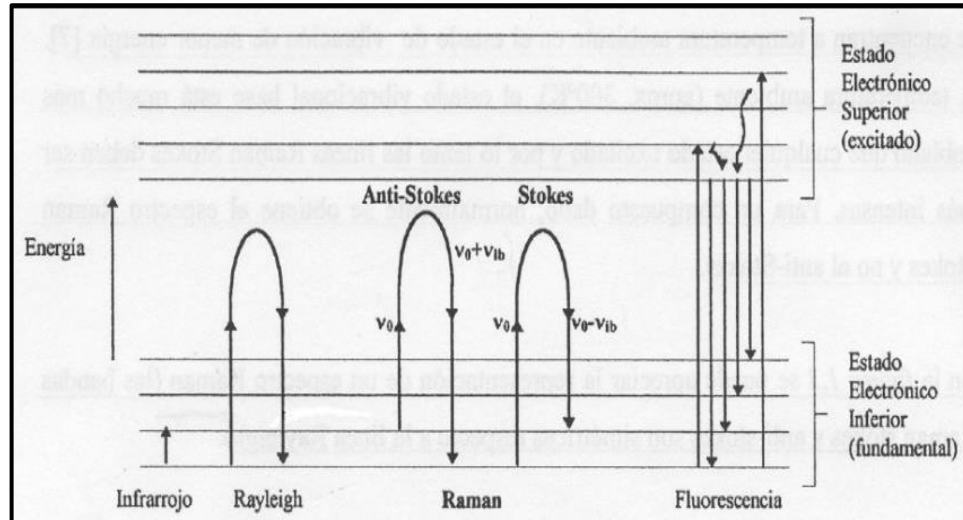
### 2.2.1. Efecto Ramman

El efecto Raman fue descrito por el físico indio Chadrasekhara Venkata Raman en el año 1928, lo que le supuso la obtención del premio Nobel de Física en 1930. Cuando los fotones del haz de luz incidente, con energía igual a  $h \cdot \nu_0$  (siendo  $h$ , la constante de Planck cuyo valor es  $6.6626 \cdot 10^{-34}$  *Joules\*s*; y  $\nu_0$  la frecuencia de la onda lumínica) la cual es mucho mayor a la diferencia de energía entre dos niveles vibracionales de una molécula, chocan con dicha molécula, la mayor parte de fotones la atraviesan, pero una pequeña fracción son dispersados (1 fotón dispersado por cada  $10^{11}$  incidentes); el fotón incidente que no es dispersado lleva a la molécula transitoriamente a un nivel de energía vibracional superior no permitido por el material del que está hecha la fibra óptica, el cual abandona rápidamente para pasar a uno de los niveles de energía permitidos emitiendo un fotón; la frecuencia a la cual es liberado este fotón dependerá de salto energético realizado por la molécula. La energía transferida en la dispersión Raman entre la molécula de dispersión y el fotón, dependen directamente de la temperatura.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Fundamentos de Espectroscopia Ramman, Capitulo 1.

**Figura 4. Diagrama energético de Estados Vibracionales**



**Fuente:** Fundamentos de Espectroscopia Raman, Capítulo 1. Modificado por los autores.

Pueden distinguirse los siguientes casos:

-Si el resultado de la interacción fotón-molécula es un fotón dispersado a la misma frecuencia que el fotón incidente, se dice que el choque es elástico ya que ni el fotón ni la molécula sufren variación en su estado energético, dando lugar a la dispersión Rayleigh.

-Si el resultado de la interacción fotón-molécula es un fotón dispersado a una frecuencia distinta de la frecuencia del fotón incidente, se dice que el choque es inelástico, pues hay transferencia de energía entre la molécula y el fotón.

En este caso hay dos opciones:

- Si el fotón dispersado tiene una frecuencia menor a la del incidente, se produce una transferencia de energía del fotón a la molécula, que luego de saltar al estado de energía no permitido, vuelve a uno mayor de que tenía inicialmente. El fotón se dispersa y se genera la dispersión Raman Stokes.
- Si el fotón dispersado tiene una frecuencia mayor a la del incidente, se produce una transferencia de energía de la molécula al fotón; esto hace que la molécula, que se encontraba en un estado mayor a su estado fundamental pasa entonces a éste último. El fotón es dispersado y la dispersión es Raman anti-Stokes.

El efecto Raman recoge estos fenómenos representando la intensidad óptica dispersada en función del número de onda normalizado ( $\gamma$ ) al que se produce. El número de onda normalizado es una magnitud proporcional a la frecuencia e inversamente proporcional a la longitud de onda; es importante resaltar que el desplazamiento de las frecuencias Raman es independiente a la frecuencia incidente.

La señal Stokes, de longitud de onda más larga, es muy levemente sensible a la temperatura; sin embargo, la luz dispersa de retorno a la longitud de onda más corta, Anti-Stokes, es intensamente sensible a la temperatura. La relación de estas dos señales es directamente proporcional a la temperatura del medio de dispersión.

La luz dispersa se analiza para conocer la distancia a la cual se generó la señal dentro de la fibra, teniendo en cuenta la longitud del pulso de entrada, el intervalo desde donde se originó la luz dispersa de retorno corresponde directamente a un segmento específico de la fibra de un metro de longitud. Entonces, es posible tomar un registro de temperatura a lo largo de la fibra en su totalidad solamente haciendo uso de la fuente de láser, el analizador y la temperatura de referencia en superficie.

### **2.3. APLICACIONES DE LA FIBRA ÓPTICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO**

La fibra óptica ha encontrado gran aplicabilidad dentro de la industria del petróleo y su efectividad ha sido comprobada en el monitoreo de las diferentes propiedades de la roca y del pozo. Sin embargo, la aplicación más importante en la industria del petróleo radica en el registro en tiempo real de la temperatura, tanto en casos de pozos productores como en casos de inyección de agua en pozos inyectores<sup>8</sup>.

La fibra óptica debe ser instalada dentro del pozo de tal forma que alcance la mayor profundidad posible y con ello poder registrar los eventos de la propiedad que se desee monitorear. Una vez alcanzada dicha profundidad los datos se obtienen en tiempo real, en cualquier momento y de manera continua. Esto sin necesidad del malacate de la unidad de registros, optimizando el tiempo de registro y mejorando la calidad de la interpretación. La temperatura desempeña un

---

<sup>8</sup> Elizarrarás A, Schlumberger WCP, Gutiérrez G, Pemex GITE, Lozada M, Pemex Región Sur, Vega A, Pemex Región Norte, "APLICACION DE FIBRA OPTICA EN PERFILES DE PRODUCCION."

rol importante en diversos procesos de fondo de pozo y sus mediciones se utilizan hace mucho tiempo para monitorear el desempeño de pozos<sup>9</sup>

Esta puede ser medida por medio de la fibra óptica en intervalos de medición de un metro, empleando un láser que envía pulsos de luz cada 10 nanosegundos. A medida que cada pulso de entrada viaja a través del filamento, la luz se refleja a lo largo del límite existente entre el núcleo de la fibra y su revestimiento mediante un fenómeno conocido Reflexión Interna Total y el sistema de superficie analiza el espectro de luz retro-dispersado de cada intervalo. La vibración de las moléculas de la fibra óptica es relacionada con la temperatura de los estratos y esta temperatura causa una retro-dispersión de la luz característica. Analizando el espectro retro-dispersado, y el tiempo en que este vuelve a la fuente, se puede determinar la temperatura a cada profundidad.

Las más importantes aplicaciones de la fibra óptica en la detección del perfil de temperatura distribuida en un pozo petrolero son: identificación grafica cualitativa y cuantitativa de los flujos de gas y liquido en zonas localizadas; estimación de la producción en las zonas cañoneadas; identificación del flujo cruzado entre zonas, monitoreo de la inyección de agua por zonas; monitoreo del bombeo neumático según el comportamiento de sus válvulas

Incluso desde la década de 1930, los ingenieros han empleado los datos de temperatura de pozos para cálculos de contribuciones de flujo, evaluación de perfiles de inyección de agua, diagnóstico de la efectividad de las operaciones de

---

<sup>9</sup> Elizarrarás A, Schlumberger WCP, Gutiérrez G, Pemex GITE, Lozada M, Pemex Región Sur, Vega A, Pemex Región Norte, "APLICACION DE FIBRA OPTICA EN PERFILES DE PRODUCCION."

fracturamiento, detección de tapones de cemento detrás del revestimiento y la detección de flujo cruzado entre zonas.<sup>10</sup>

La supervisión de la distribución de temperatura se puede emplear para monitorear el comportamiento de pozos inyectoros de agua, lo cual se puede hacer al cerrar el pozo por un periodo y grabar la temperatura mientras el pozo se calienta de nuevo hasta aumentar su temperatura gracias al gradiente geotérmico.

A continuación se presentan los principios por medio de los cuales se hacen los análisis e interpretaciones para cada una de las aplicaciones del sistema de monitoreo en el sector petrolero.

### **2.3.1. Monitoreo de producción en yacimientos de múltiples arenas**

El monitoreo de los yacimientos estratificados durante su producción es una de las ayudas más importantes para poder hacer un drenaje óptimo de los yacimientos. Saber que capas están siendo depletadas y a que tasa, son datos necesarios para mejorar el modelo de producción del yacimiento.

Las pruebas de pozo, por su propia naturaleza, promedian la presión de todas las capas para obtener un dato, si se desea conocer la producción por zonas, se debe instalar un completamiento inteligente para hacer cierres de algunas zonas y

---

<sup>10</sup> Elizarrarás A, Schlumberger WCP, Gutiérrez G, Pemex GITE, Lozada M, Pemex Región Sur, Vega A, Pemex Región Norte, "APLICACION DE FIBRA OPTICA EN PERFILES DE PRODUCCION."

poder ver el aumento de presión de una sola o hacer corridas de PLT, las dos opciones anteriores requieren que el pozo sea cerrado por un tiempo o que este produzca a tasas reducidas, lo cual representa una pérdida en la producción que puede llegar a ser importante.

El sistema DTS-fibra óptica puede hacer este monitoreo sin tener que hacer periodos de cierre del pozo o sin disminuir la tasa de producción, además puede producir datos de forma permanente y su instalación se puede hacer en cualquier momento de la vida del pozo, esto es importante ya que, como es bien sabido la presión en las diferentes capas va a cambiar a lo largo del tiempo y esto afectará la distribución del perfil de flujo<sup>11</sup>.

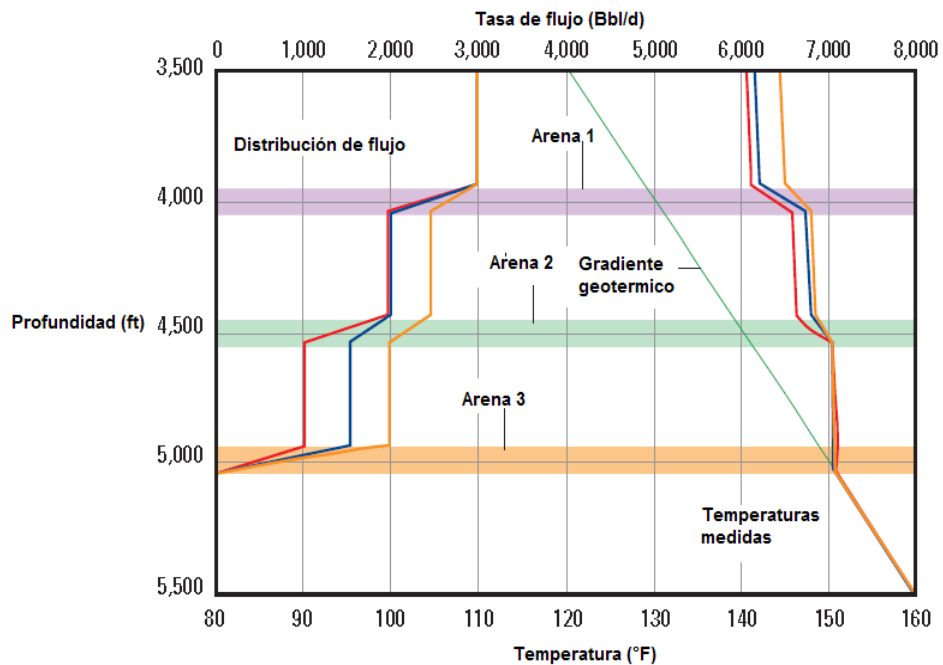
Cuando el yacimiento que se está explotando posee varias arenas que están aportando fluido a la producción, la corriente de fluido sufre un cambio en su temperatura a medida que alcanza la profundidad de cada una de las arenas; esto se da debido a que la corriente original viene desde la arena productora más baja, la cual tiene una temperatura mayor debido al gradiente geotérmico, es mezclada con el fluido proveniente de otro estrato más alto y por consiguiente más frío. Este efecto puede ser usado para determinar el punto exacto donde ocurre la mezcla. Esta anomalía, la cual se observa en los datos arrojados por el DTS, es función de la relación entre los caudales aportados por cada arena, entonces, si se tiene la curva generada por estos datos y el gradiente geotérmico, se pueden obtener los datos de cuanto está produciendo cada una de las arenas.

---

<sup>11</sup> Brown G. "THE ESSENTIALS OF FIBER-OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE ANALYSIS"

En la Figura 5 se observa el ejemplo del perfil de flujo y el de temperatura de tres pozos diferentes, cada uno identificado por un color de línea. En el pozo identificado por la línea roja se observa que cada una de las arenas aporta 1000 Bbl/D, en el pozo identificado con la línea azul se observa que la arena 3 es responsable de 1500 Bbl/D, la arena 2 de 500Bbl/D y la arena 3 de 1000 Bbl/D, mientras que el pozo representado por la línea amarilla tiene un aporte de 2000 Bbl/D por parte de la arena 3, 400Bbl/D por la arena 2 y 600 Bbl/D de la arena 1. Este es un ejemplo de cómo, aunque los tres pozos tiene una producción de 3000 Bbl/D, en los tres pozos la importancia de cada arena es muy diferente<sup>12</sup>.

**Figura 5. Ejemplo de distribución de flujo basado en el perfil de temperatura**



**Fuente:** BROWN, G. "The essentials of fiber-optic Distributed Temperature Analysis" Modificado por los autores.

<sup>12</sup> Brown, G. verano 2009. "Temperaturas de fondo de pozo obtenidas con fibra óptica". *Oilfield review*.

Para analizar los resultados obtenidos se requieren ciertos datos del pozo como profundidad hasta las capas, la trayectoria y el tipo de completamiento; y algunas propiedades del yacimiento como permeabilidad, presión, propiedades de la roca, daño de la formación, espesor de las formaciones y radio de drenaje; los fluidos son definidos por sus propiedades de aceite negro, gravedad API, GOR, corte de agua y gravedades específicas.

### **2.3.2 Monitoreo del perfil de inyección**

El monitoreo de la distribución de la temperatura ha sido de gran utilidad para monitorear el desempeño de pozos inyectores con la técnica de warm-back, la cual consiste en cerrar el pozo por un periodo de tiempo y se graba la respuesta de la temperatura mientras el pozo es calentado de nuevo hacia el gradiente geotérmico.

Bajo condiciones normales de inyección, el agua fría inyectada en el yacimiento enfría la roca que rodea al pozo, incluyendo los intervalos no permeables encima del yacimiento. Si la tasa de flujo es baja, el perfil es determinado usando el gradiente geotérmico y el influjo en el yacimiento puede ser analizado; de cualquier forma, ese no es el caso normal.

Una vez la inyección cesa, la roca circundante se calienta hacia el gradiente geotérmico con el tiempo como una función de las propiedades térmicas de la roca. Si se ha inyectado agua en un intervalo, la roca se enfriará a una tasa mucho mayor que en la roca que no ha sido contactada por el agua de inyección, en donde solo se enfriará por detrás del casing; la magnitud de ese efecto es una

función de la tasa de inyección, la permeabilidad del intervalo, el tiempo y las propiedades térmicas del fluido y el yacimiento. Si la inyección se ha realizado por más de un año se necesitaran grandes periodos de cierre para ver los intervalos en los que se está inyectando en la formación.<sup>13</sup>

El tiempo necesario para alcanzar un perfil claro de temperatura que permita visualizar las arenas que están siendo inyectadas es proporcional al tiempo de inyección, pero este puede ser reducido inyectando agua a una temperatura diferente por un corto periodo inmediatamente antes de hacer el warm back o también es recomendado seguir el movimiento del agua calentada en el pozo por el warm back en el tubing.

***Técnica de inyección de agua caliente:*** Si la inyección lleva bastante tiempo, el periodo de cierre debe ser muy largo, lo cual es impráctico. Una alternativa para esto es inyectar agua a temperatura diferente por un corto periodo de tiempo para ver los contrastes de permeabilidad, y las capas de alta permeabilidad.

***Medida de velocidad de un bache caliente:*** Si el pozo ha estado en inyección por un gran periodo de tiempo, el yacimiento estará completamente enfriado y se mantendrá así por un largo periodo de tiempo después de que se cierre el pozo. Una técnica alternativa a la inyección de agua caliente es permitir que el periodo de warm back genere un bache de agua caliente dentro del tubing inmediatamente superior al yacimiento y seguir el movimiento de este una vez la inyección se reinicie.

---

<sup>13</sup> Brown G. "THE ESSENTIALS OF FIBER-OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE ANALYSIS"

Cuando el pozo es cerrado, el agua dentro del tubing se calienta rápido debido a la conducción de la formación no invadida, por lo general en pocas horas. Esa condición produce un volumen de agua caliente por encima del yacimiento.

Una vez la inyección se reinicia este bache caliente puede ser seguido por el sistema DTS, grabando a mayor tasa de adquisición disponible, la forma en que este se mueve hacia el intervalo de yacimiento.

Desafortunadamente el bache caliente no puede ser inyectado desde superficie, excepto en pozos someros, porque el bache pierde calor hacia la formación a medida que baja. El bache caliente tiene una ventaja sobre la inyección de agua caliente ya que solo requiere un corto periodo de cierre del pozo y tiene una mejor resolución y precisión en la velocidad que los que pueden ser alcanzados con el análisis de *Warm-Back*.

### **2.3.3 Detección de flujo cruzado**

En yacimientos donde las presiones de las arenas son muy diferentes, ya sea naturalmente o por efectos de la producción, y están conectadas en la cara del pozo, el fluido se va a dirigir a otra arena cuando el pozo es cerrado en superficie o cuando la presión de la columna de fluido es muy alta. Esto también puede ocurrir en zonas que supuestamente están selladas con el cemento, pero que con un mal trabajo de completamiento no lo están.

Si el flujo cruzado se presenta debido a una mala cementación este no podrá ser determinado con herramientas de spin como el PLT, debido a que este flujo se da por la parte externa del pozo y los spinners necesitan que el flujo pase a través de ellos para convertir el flujo en rotaciones, mientras que la fibra óptica es la herramienta indicada para esta labor debido a que la conducción térmica atraviesa las paredes del pozo.

#### **2.3.4 Monitoreo de bombeo neumático**

El funcionamiento de los mandriles de un sistema de levantamiento con Gas-Lift puede ser vigilado a través de la herramienta DTS-fibra óptica. El efecto Joule Thompson de enfriamiento de gas fluyendo a través del mandril identifica su localización y el enfriamiento que el gas le produce a la corriente de producción, identificando si el mandril está funcionando adecuadamente y de no ser así, brinda una medida de que tan grave es el daño en éste. Un mandril que está bacheando gas, en vez de operar normalmente, puede hacer que el sistema de levantamiento no funcione adecuadamente dejando así de levantar fluido hasta la superficie.<sup>14</sup>

#### **2.3.5 Flujo detrás del casing**

El flujo detrás del casing es un problema que se presenta con frecuencia en los pozos inyectoros de agua, y consiste en que el agua inyectada no se dirige hacia el lugar deseado, en cambio se mueve hacia otras zonas permeables. Este fenómeno se presenta principalmente por los siguientes factores: una mala cementación primaria o por la creación de un espacio intersticial cuando se ha producido arena (esto sucede cuando el pozo ha sido usado como productor).

---

<sup>14</sup> Brown G. "THE ESSENTIALS OF FIBER-OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE ANALYSIS"

Para determinar la presencia de fluido de inyección en lugares no deseados el sistema DTS-FO se basa en el principio de que la temperatura no debe diferir con respecto a la esperada debido al gradiente geotérmico en la formación salvo en las zonas inyectadas y sus respectivas rocas sellos, así, cuando se observa una temperatura similar a la de una zona de inyección en una zona en la que no esté cañoneado el pozo se infiere que se está presentando flujo detrás del casing.

### **2.3.6 Optimización en procesos de estimulación**

El sistema DTS-fibra óptica es una herramienta que resulta muy útil en el monitoreo de muchas de las operaciones que se realizan en los pozos ya que brinda información en tiempo real del desarrollo de la misma, esto se ve claramente en las operaciones de acidificación ya que al tener una forma de observar lo que está sucediendo en fondo de pozo en tiempo real se pueden optimizar los procesos; se han observado casos en los que el ácido usado se ha ido por zonas que no son objetivo.<sup>15</sup>

### **2.3.7 Diagnóstico de la efectividad de las operaciones de fracturamiento**

En una operación de fracturamiento hidráulico convencional una vez terminada la operación no es posible determinar su éxito sino hasta que el pozo entra de nuevo en producción y se observa el incremento en el caudal de aceite; cuando esta operación es vigilada con el sistema DTS-fibra óptica se puede determinar en forma real y casi inmediata la ubicación precisa y en la profundidad a la que la fractura

---

<sup>15</sup> GOY, K. "USE OF PREDECTIVE WORKFLOWS IMPROVES PERFORMANCE ASSURANCE". Schlumberger.

llego usando la técnica de “warm back” o calentamiento, ya que el fluido inyectado, por lo general, está a una temperatura más baja que el fluido de yacimiento, así, observando el tiempo que le toma a la zona fracturada volver a su temperatura normal se puede determinar la longitud de esta<sup>16</sup>.

### **2.3.8 Detección de fugas en la tubería de producción y las líneas de flujo**

El uso del sistema DTS-fibra óptica para la detección de fugas en tuberías se basa en el principio de expansión de Joule-Thompson según el cual al presentarse una fuga ocurrirá un evento térmico el cual se observa con la lectura que proporciona la herramienta. La principal ventaja que presenta este sistema en comparación de los usados habitualmente para la detección de fugas es que estas pueden ser determinadas en tiempo real, evitando pérdidas en producción y derrames de fluido.

La magnitud de este evento térmico depende directamente del caudal que se esté escapando a través de la fisura en la tubería, una fuga grande será más fácil de hallar que una fuga de menor tamaño, la experiencia ha demostrado que fugas en el pozo por debajo de 0,1 barriles por minuto no son fácilmente detectadas, para las tuberías que transportan gas este límite inferior es muy bajo ya que el efecto de Joule-Thompson es más evidente en este fluido; por otro lado cuando se presentan múltiples fugas en una área pequeña es muy posible que el efecto de la fuga de mayor tamaño cubra a las de menor tamaño para esto es recomienda que

---

<sup>16</sup> E.H. Holley, SPE, M. Molenaar, SPE, E. Fidan, SPE, Shell Canada Ltd; B. Banack, SPE, Pinnacle. “INTERPRETING UNCEMENTED MULTISTAGE HYDRAULIC-FRACTURING COMPLETION EFFECTIVENESS USING FIBER-OPTIC DTS INJECTION DATA.” (SPE 153131). A Halliburton Service.

cuando se tenga la duda de la existencia de fugas se haga la labor de mantener un diferencial de presión alto entre la parte interna y la externa de la tubería esto facilitara la detección de todas las fugas<sup>17</sup>.

### **2.3.9 Detección temprana de la formación de escamas**

La depositación de escamas en la tubería es un serio problema que debe ser tratado por los ingenieros de producción constantemente ya que puede acarrear problemas que van desde la disminución de caudal hasta el daño en los equipos como bombas válvulas y otros. Es por esto que es muy necesario determinar la presencia de estas en el menor tiempo posible.

El sistema DTS-fibra óptica puede ser usado para este fin, las escamas son sólidos con una conductividad de calor baja, entre 2,1 a 3,2 BTU/(hr\*ft\*°F) para las de carbonato de calcio mientras que la conductividad de las escamas de sulfuro está cerca de 1,4 BTU/(hr\*ft\*°F), esto hace que la temperatura medida por la fibra óptica sea menor de la que se esperaría, dependiendo del espesor que tenga la escama será mayor la diferencia entre la temperatura esperada y la medida así se puede determinar el espesor de esta. Si se determina la temperatura a la que las escamas aparecen, se puede dar un rango de temperaturas de operación dentro del cual se puede trabajar sin que estas se formen.<sup>18</sup>

---

<sup>17</sup> Julian J, SPE, King G, SPE. Brown G, SPE. et. Al. Downhole leak determination using fiber-optic distributed-temperature surveys at Prudhoe Bay, Alaska. SPE 107070

<sup>18</sup> Fajhan H. Almutairi, Kuwait Institute of Scientific Research, and David R. Davies, Heriot-Watt University. "Detection of Scale Deposition Using Distributed Temperature Sensing". SPE 113595

Este mismo principio puede ser usado para detectar la depositación de parafinas, ya que estas también representan una barrera en la conducción de calor del fluido hacia la fibra óptica.

Nuevamente la ventaja más recalable de este sistema de monitoreo es la detección de la formación en el preciso instante en que esta empieza a formarse, esto facilita que sea tratada a tiempo y evita que el problema se vuelva más serio; de igual forma, cuando se conoce la temperatura a la cual se depositan estas escamas se puede monitorear que la temperatura en la tubería no baje en ningún punto de esta.<sup>19</sup>

## **2.4. MODELO MATEMATICO PARA EL ANALISIS DEL PERFIL DE TEMPERATURA\***

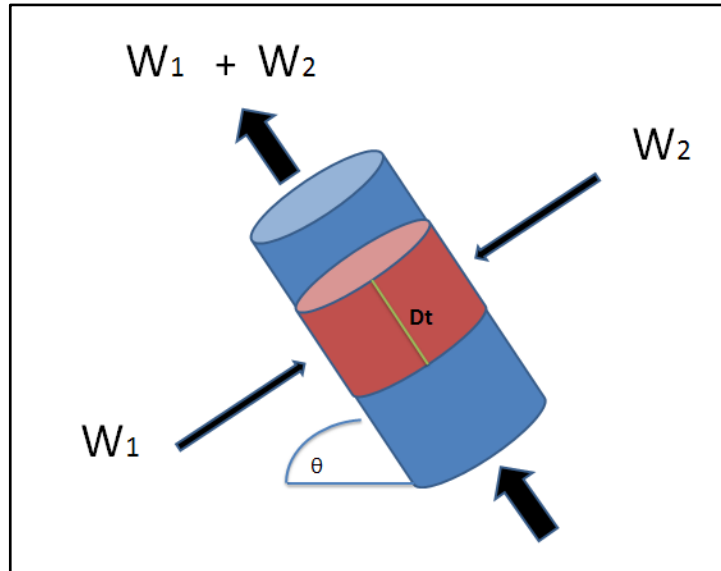
Aunque el siguiente modelo ha sido diseñado para calcular el perfil de flujo de un pozo productor también es utilizado como base para el modelamiento de las otras aplicaciones del sistema DTS-fibra óptica, esto es debido a que la interpretación para cada caso se hace observando los fenómenos térmicos, pero el proceso es el mismo.

---

<sup>19</sup> Julian J, SPE, King G, SPE. Brown G, SPE. et al. Downhole leak determination using fiber-optic distributed-temperature surveys at Prudhoe Bay, Alaska. SPE 107070

\* El modelo matemático en detalle, lo puede encontrar en el Anexo A.

**Figura 6. Discretización de la tubería para análisis matemático**



**Fuente:** X. Wang, J. Lee, B. Thigpen, G. et. Al. Baker Hughes Production-Quest. “Modeling Flow Profile Using Distributed Temperature Sensor (DTS) System”. Modificado por los autores

Para determinar el modelo matemático que represente el perfil de temperatura en un pozo productor de petróleo se parte de realizar un balance de masa y energía en un elemento finito de la tubería.

En el balance de energía para un pozo con varias arenas productoras, la entrada de energía a través de la entrada de masa al sistema se calcula con el flujo másico que entra al sistema ( $W_2$ ), mientras que la energía del fluido en la tubería depende del flujo másico que viene de otras arenas ( $W_1$ )<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> X. Wang, J. Lee, B. Thigpen, G. et al. Baker Hughes Production-Quest. “Modeling Flow Profile Using Distributed Temperature Sensor (DTS) System”. SPE 111790

$$-Q = W_1 \left( \frac{dH}{dz} - \frac{g \sin \theta}{J \cdot g_c} + \frac{v}{J \cdot g_c} + \frac{W_2 \cdot C_p \cdot (T_f - T_{entrada})}{dz} \right) \quad (1)$$

Dónde:

$Q$  = La energía recibida o pérdida del sistema.

$W_1$  = Flujo de masa que viene en la tubería desde estratos inferiores. [lbm /h]

$W_2$  = Flujo de masa que entra al sistema desde la formación en el punto estudiado. [lbm /h]

$v$  = Velocidad del fluido [ft/h]

$dH$  = La entalpia del fluido [Btu/lbm]

$g$  = Constante gravitacional

$J$  = Constante de Joule [778 ft\*lb /BTU]

$g_c$  = Constante gravitacional [32, 17 lbm\*ft/ lbf\*seg<sup>2</sup>]

La energía cinética, interna y potencial dependen del flujo másico  $W_1$  y la energía que entra con el fluido y con la conducción dependen del  $W_2$ . Esta ecuación se transforma en modelo diferencia de manera similar al anterior, haciendo uso de dos agrupaciones de términos (2) y (3):

$$\lambda = \frac{W_1}{W_1 + W_2} \quad (2)$$

$$\phi = \frac{v}{J \cdot c_p \cdot g_g} * \frac{dv}{dz} - C_j \frac{dp}{dz} \quad (3)$$

Entonces este balance de energía queda en forma diferencial así:

$$\frac{dT_f}{dz} + \frac{(1-\lambda)}{\lambda} * \frac{(T_f - T_{entrada})}{dz} = \frac{L_R}{\lambda} * (T_{ei} - T_f) + \left( \frac{g * \sin\theta}{J * g_c * C_p} - \phi \right) \quad (4)$$

La solución analítica de este modelo es bastante complicada, por eso se soluciona por diferencias finitas. Una vez la ecuación está dada en diferencias finitas se usa programa sencillo que soluciona el modelo haciendo uso de diferentes métodos numéricos. Este tipo de programas son ofrecidos por parte de los vendedores del sistema DTS-fibra óptica y reciben diferentes nombres, dependiendo de la empresa oferente (Por ejemplo, SENSEA™ ofrecido por Slugmberger y FiberWatch™ de la empresa Halliburton). El programa necesita tres valores de entrada, un caudal máximo, un caudal mínimo, y una pequeña variación en el caudal, además de un valor de tolerancia para la diferencia entre la temperatura calculada y la medida con DTS. El programa empieza en fondo del pozo entonces el asume un caudal, con este valor y con el modelo calcula una temperatura la cual se compara con la temperatura medida, si la diferencia entre estas es menor que la tolerancia, se toma este caudal como el verdadero para esta zona y se sube en el pozo. Si la diferencia es mayor a la tolerancia dada, al caudal inicial se le suma o resta (dependiendo si empieza en valor máximo o mínimo) y con este nuevo caudal se calcula otra temperatura y se vuelve a comparar, el ciclo continúa hasta terminar el pozo<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> X. Wang, J. Lee, B. Thigpen, G. et. Al. Baker Hughes Production-Quest. "Modeling Flow Profile Using Distributed Temperature Sensor (DTS) System". SPE 111790

## **2.5. CARACTERÍSTICAS DE LA IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA**

### **2.5.1 Formas de aplicación del sistema DTS-FO**

El Sistema DTS-Fibra óptica puede ser instalado de dos formas, de forma permanente, es decir, dejar la herramienta instalada en el pozo durante toda su vida útil, esto permite llevar un control más detallado de los fenómenos que se presenten en él; y de forma temporal o de servicio, de esta forma se pueden obtener datos del pozo puntuales en el tiempo; que aunque son de buena calidad, no permiten ver y analizar la evolución de algún proceso que se lleve a cabo en el pozo. La decisión de cual forma usar depende de la información que se quiera obtener del pozo y del enfoque que se le quieran dar a los datos obtenidos por medio de la fibra óptica.

La instalación de forma permanente se puede hacer en Tubería ranurada que es una tubería que tiene un espacio en donde se “encaja” la fibra, la cual es bajada generalmente en forma de Slickline. La otra forma de instalación permanente es uniendo la línea en la que está la fibra a la tubería de producción por medio de abrazaderas que se ubican a lo largo de todo el pozo.<sup>22</sup>

La opción de monitoreo temporal puede ser útil en los pozos donde, por sus características, los otros sistemas de monitoreo fallan, por ejemplo en pozos con caudal bastante alto, con serios problemas de arenamiento o con alguna

---

<sup>22</sup> Julian J, SPE, King G, SPE. Brown G, SPE. et. Al. Downhole leak determination using fiber-optic distributed-temperature surveys at Prudhoe Bay, Alaska. SPE 107070

restricción en el estado mecánico que no permite que las demás herramienta bajen dentro de la tubería de producción o donde un PLT no puede ser corrido. El uso de la fibra óptica como sistema de monitoreo temporal también presenta la ventaja de que el tiempo que el pozo es parado para hacer el registro es mucho menor, disminuyendo así las horas diferidas.

### **2.5.2 Tamaño de líneas para implementar la fibra óptica**

Aunque generalmente la fibra óptica tiene un diámetro de 125 micrones esta es muy frágil para ser usada en los ambientes hostiles que representan los pozos del sector petrolero; para contrarrestar esto, la fibra usualmente está incorporada a alguna línea de mayor diámetro que tenga una mayor resistencia a los golpes y las vibraciones que se pueden generar.

En general se conocen tres tamaños estándar de línea de control que son usados para los pozos petroleros: la línea de  $\frac{1}{4}$  de pulgada de diámetro conocida como “*Wireline*”, la línea de  $\frac{1}{8}$  de pulgada de diámetro conocida como “*Slickline*” y por ultimo también se usa tubería flexible de diámetro pequeño llamada “*Coiled Tubing*” la cual puede presentarse en diámetros entre 1 y 3.25 pulgadas.

La selección de alguna de estas tres líneas de control se da de acuerdo con las características del pozo a ser monitoreado, es decir de su estado mecánico y de las vibraciones o golpes que puedan suceder en él.

Como es evidente una línea Slickline va a necesitar un menor espacio en el anular para que sea bajada por todo el pozo, sin embargo esta tiene limitaciones con respecto a grandes profundidades ya que por lo general en estos casos la línea debe soportar mayores esfuerzos de tensión. Por el contrario para pozos someros donde el ambiente es relativamente amable para la herramienta esta puede ser la mejor opción.

### **2.5.3 Tipos de instalación de la fibra óptica en el pozo aplicado al monitoreo permanente**

Existen dos formas de usar la fibra óptica, la configuración de terminación simple y la configuración de terminación doble. La diferencia de estas es como se mide las pérdidas de luz a través de la fibra óptica.

La configuración de terminación sencilla usa un modelo diferencial para calcular estas pérdidas, el problema de esta radica en que este modelo asume que las pérdidas en la fibra son constantes en toda la longitud de la fibra, lo cual puede no ser cierto por imperfecciones o dobleces en la fibra. Por esto se implementó la configuración de terminación doble en esta se lanza la luz desde las dos fibras y se leen las longitudes de las ondas conocidas como Stokes y anti-stokes en las dos. Así el programa que analiza los datos corrige automáticamente las pérdidas de luz contrastando los datos de cada una<sup>23</sup>

---

<sup>23</sup> Julian J, SPE, King G, SPE. Brown G, SPE. et. Al. Downhole leak determination using fiber-optic distributed-temperature surveys at Prudhoe Bay, Alaska. SPE 107070

Algunas de las ventajas de la configuración de terminación doble son: La precisión de los datos, ya que se calcula exactamente las pérdidas de luz; la pérdida de luz no uniforme puede aparentar anomalías térmicas, que con la terminación doble no aparecen; las medidas de la terminación sencilla pueden cambiar con el tiempo o con algún cambio como nuevas conexiones; la terminación doble es más recomendable cuando los cambios de temperatura son bajos y se necesita mejor resolución, la terminación sencilla se usa cuando los cambios son más marcados y por lo tanto la resolución no juega un papel tan importante.<sup>24</sup>

## 2.6. PÉRDIDA DE POTENCIA EN EL CABLE DE FIBRA ÓPTICA

La pérdida de potencia a través del medio se conoce como *Atenuación*, es expresada en decibelios, con un valor positivo en dB, es causada por distintos motivos, como la disminución en el ancho de banda del sistema, velocidad, eficiencia. La fibra de tipo multimodal, tiene mayor pérdida debido a que la onda luminosa se dispersa originada por las impurezas.

Las principales causas de pérdida en el medio son:

***Pérdidas por absorción:*** Ocurre cuando las impurezas en la fibra absorben la luz, y esta se convierte en energía calorífica; las pérdidas normales van de 1 a 1000 dB/Km.

---

<sup>24</sup> Julian J, SPE, King G, SPE. Brown G, SPE. Et. Al. Downhole leak determination using fiber-optic distributed-temperature surveys at Prudhoe Bay, Alaska. SPE 107070

***Pérdida de Rayleigh:*** En el momento de la manufactura de la fibra, existe un momento donde no es líquida ni sólida y la tensión aplicada durante el enfriamiento puede provocar microscópicas irregularidades que se quedan permanentemente; cuando los rayos de luz pasan por la fibra, estos se difractan haciendo que la luz vaya en diferentes direcciones.

***Dispersión cromática:*** Esta dispersión sólo se observa en las fibras tipo doble, ocurre cuando los rayos de luz emitidos por la fuente y se propagan sobre el medio, no llegan al extremo opuesto en el mismo tiempo; esto se puede solucionar cambiando el emisor fuente.

***Pérdidas por radiación:*** Estas pérdidas se presentan cuando la fibra sufre de dobleces, esto puede ocurrir en la instalación y variación en la trayectoria, cuando se presenta discontinuidad en el medio.

***Dispersión modal:*** Es la diferencia en los tiempos de propagación de los rayos de luz.

***Pérdidas por acoplamiento:*** Las pérdidas por acoplamiento se dan cuando existen uniones de fibra y se deben a problemas de alineamiento.

## 2.7. PRECAUCIONES DEL USO DEL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA EN AMBIENTE DE FONDO DE POZO

El ambiente encontrado en el pozo es relativamente hostil y hay varios factores que pueden dar lugar a pérdidas intrínsecas o extrínsecas de energía.

***Atenuación del hidrógeno:*** Debido a su pequeño tamaño, la molécula  $H_2$ , que puede estar presente alrededor de una fibra óptica, puede difundirse fácilmente en la región central de la fibra desviando la luz.

***Ingreso de líquido en la fibra:*** El ingreso de líquidos en fibras ópticas puede conducir a aumentos en la atenuación de la señal en la fibra y eventual falla mecánica de las fibras. El agua es extremadamente perjudicial a las fibras ópticas. El uso de capas herméticas es esencial para evitar este problema.

***Identificación de puntos calientes dentro del pozo:*** Es necesario identificar los puntos calientes dentro del pozo como por ejemplo calentadores de fondo de pozo, motores y bombas de sistemas de levantamiento, entre otros para evitar sobrepasar la temperatura de operación de la fibra óptica.

***Degradación de la fibra óptica debido a vibraciones fuertes y constantes:*** En los pozos inyectoros de agua se presentan altas vibraciones fuertes y constantes que pueden causar degradación de la fibra si es colocada en la sarta de inyección.

## 2.8. REQUERIMIENTOS BÁSICOS DE EQUIPOS EN EL POZO

La fibra óptica, al igual que la mayoría de herramientas requiere ciertas condiciones mecánicas del pozo para que pueda cumplir con su trabajo de forma satisfactoria.

Para lograr una medición precisa, la herramienta tiene que estar en cercanía del punto a medir. Para el caso del pozo inyector donde la sarta de inyección atraviesa todo el pozo si se piensa bajar por el espacio anular entre la tubería de inyección y el casing, las restricciones mecánicas como empaques deben permitir su paso. Para este fin, existen empaques que cuentan con “*slots*” o ranuras, por donde pueda pasar la fibra sin que el empaque pierda su función de aislante.

Para el caso de un pozo productor donde la tubería de producción está por encima de los perforados, la mejor opción para evitar el re-completamiento del pozo es colgar una tubería en la cola de la bomba, que llegue hasta el punto más bajo en el que se desea observar el comportamiento del pozo, es decir hasta el último perforado, y allí instalar la fibra.

Otro factor importante a tener en cuenta acerca del completamiento es la desviación del pozo, si el pozo presenta una desviación bastante alta la fibra óptica debe ser guiada mecánicamente de tal forma que este pegada a la tubería de producción.

Con respecto al cabezal del pozo, es necesario que el árbol de navidad y el Tubing Hanger tengan un puerto disponible que será usado solamente por la fibra una vez esta sea instalada, esto con el fin de evitar que otra operación que se realice por este mismo espacio ocasione daños a la fibra.

En general, para la instalación de forma permanente se suele fijar la fibra óptica a la tubería de producción por medio de flejes, esto con el fin de evitar daños en la fibra por la vibración que pueda tener con la tubería.

## **2.9. COMPARACIÓN DTS/FIBRA ÓPTICA CON OTROS SISTEMAS DE MEDICION DE PERFIL DE FLUJO.**

La determinación de los perfiles de inyección y producción es una tarea bastante importante en los sistemas de inyección de agua. Por esto se han desarrollado distintas formas para medir estos perfiles, cada uno con sus respectivas ventajas, a continuación se presenta una tabla comparativa (Tabla 7) entre tres de los métodos usados para determinar el perfil de flujo.

**Tabla 7. Comparación de los métodos para determinar el perfil de flujo**

Sistema de Medición Parámetro	Distributed Temperature Sensing	Injection Logging Testing	Radioactive Tracer Survey
Monitoreo permanente	Si	No	No
Costo	Alto* (Permanente) Medio (Intervención)	Bajo	Medio
Riesgo para el personal	Muy bajo	Medio	Bajo
Riesgo ambiental	Bajo	Bajo	Alto
Precisión en la medición	Alta	Bajo	Media
Riesgo para el pozo	Bajo	Medio	Bajo
Tiempo de intervención en el pozo del pozo	Ninguno(intervención) 5.días(monitoreo permanente)*	3 días	2 días
Detección de fugas en la tubería	Permite la detección.	No Permite la detección.	Permite la detección.
Funciona en pozos con escombros/arenamiento	Si	No	Si
Tiempo de adquisición de datos	Lo datos se adquieren en tiempo real.	Se requiere que se saque la herramienta ya que la memoria está en ella.	Se requiere que se saque la herramienta ya que la memoria esta en ella.
Medición del perfil de flujo a través de todo el pozo.	Si, con el diseño convencional hace esto.	Puede hacerlo, aunque se necesita de un mayor tiempo de prueba.	Puede hacerlo, aunque se necesita de un mayor tiempo de prueba.
Espacio ocupado en superficie.	Mínimo, solo se necesita un carrete en el que esta la fibra y la caja DTS donde se interpretan los datos.	Amplio, en ocasiones se necesita la operación de una grúa para adecuar el pozo.	Mínimo, ya que los químicos se inyectan en la misma corriente de inyección de agua y la herramienta se baja con un Wireline.

**Fuente:** M.G. Jaimes, J.A. Prada, Ecopetrol S.A.; and R. Dorado, et al. "Conceptual Study and Evaluation of the DTS-Fiber-Optic system as Monitoring System of Injection-Production Profiles in Conventional Reservoirs: A Colombian Field Application. Modificado por los autores.

\* Estos valores sólo se tiene que tener en cuenta una vez, durante toda la vida útil de la fibra. (Durante el tiempo de estudio, se pueden requerir correr alguno de los otros registros, varias veces)

Además de las ventajas que se observan en la Tabla 7, el sistema DTS-Fibra óptica tiene otros usos distintos a la medición de los perfiles de producción o inyección; como estas funciones no son comunes a los tres sistemas no se pueden comparar en la tabla. Ejemplo de estos otros usos son: el monitoreo del funcionamiento de los sistemas de levantamiento ESP o Gas Lift, la detección de la formación de escamas, hidratos o parafinas, el monitoreo del estado del cemento, y otros.

Estos otros usos que la fibra óptica tiene, presentan un gran valor agregado que no se puede obviar al momento de elegir el sistema para determinar el perfil de flujo. Sin embargo la mayor ventaja del DTS/fibra óptica sobre los otros métodos está en el monitoreo permanente, con este se puede observar la presencia de problemas en el flujo en el mismo momento y lugar donde se están formando, esto hace que su solución se pueda dar de manera ágil y antes de que el problema trascienda a planos mayores. Y así dar un mejor manejo al sistema de producción del pozo, y en últimas al manejo del campo.

### 3. SELECCIÓN DE POZOS DONDE SE APLICARÁ EL SISTEMA DE MONITOREO DTS-FIBRA ÓPTICA

Como se mencionó en el capítulo 1, este estudio se aplicará en el campo Yariguí-Cantagallo, que hace parte de la región del Magdalena Medio. La información de los pozos dentro de la zona de estudio, fue entregada por la Gerencia de Campo. Con el fin de mantener la seguridad sobre la información del mismo, se cambiaron los nombres de los pozos. En este capítulo se presentan los criterios que fueron empleados para seleccionar los pozos inyectores de mejores características para ser monitoreados a través del sistema DTS–Fibra óptica.

Estos pozos se seleccionaron con base en los siguientes criterios:

#### 3.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE POZOS

Al crear la metodología adecuada para escoger los pozos en los cuales daría mejor resultado la implementación del sistema DTS-fibra óptica como herramienta de monitoreo de los perfiles de inyección, se tuvo en cuenta desde características básicas como sus diversas aplicaciones, hasta las restricciones técnicas de la fibra óptica.

***Pozos conectados hidráulicamente con múltiples arenas:*** El pozo debe estar conectado hidráulicamente con varias arenas para que tenga sentido la instalación de la fibra óptica dentro de éste, ya que si el pozo está inyectando agua a una sola arena, el perfil de flujo no será útil; así mismo, el control de la cantidad de agua

que se inyecta se lleva a cabo desde superficie, controlando las bombas de inyección (siempre y cuando el pozo se encuentre en condiciones óptimas).

Éste criterio de selección se tiene en cuenta únicamente con el propósito específico de instalar la fibra como herramienta de monitoreo sobre la inyección de agua (se podría instalar cuando el pozo está conectado a una sola arena si el objeto de la instalación fuese monitorear el estado de la tubería o revisar el estado del casing, por ejemplo).

**Historial de inyección problemático:** En los pozos de inyección del Campo Yariguí-Cantagallo se lleva un control de los perfiles de flujo mediante el uso de trazadores radioactivos. La frecuencia de estos registros es de 6 meses en algunos pozos; en otros pozos, se ha realizado sólo una vez en su vida como inyector.

En estos registros, se identificaron pozos que mostraron grandes e imprevistos cambios en su volumen total de agua inyectada, los cuales tienen la prioridad a la hora de implementar un sistema de monitoreo más efectivo y así, tener un mayor control de las tasas de inyección lo cual permite a su vez, plantear soluciones a tiempo.

**Altas tasas de inyección:** Los pozos con una mayor tasa de inyección generalmente son los que más petróleo desplazan hasta los pozos productores, es decir, son los que más petróleo incremental ayudan a producir y por ende producen más ganancias. En estos pozos, se justifica la implementación de este

sistema de monitoreo, pues se evitan pérdidas en producción debidas a una mala inyección.

**Importancia del pozo en el desarrollo del campo:** Cualquier pozo inyector dentro de un campo es importante para el desarrollo del mismo, pues cada uno de ellos, aporta una producción significativa de aceite incremental; por ende, en campos donde se planea llevar a cabo proyectos encaminados al mejoramiento de la producción, los pozos que hagan parte del proyecto en cuestión deben tener prioridad para la implementación de un sistema de monitoreo ya que del control que se lleve sobre los procesos que ocurran en estos pozos, dependerá el éxito del proyecto.

**Temperatura del medio de medición:** La fibra óptica, funciona dentro de ciertos rangos de operación, por fuera de los cuales la integridad de la misma se ve negativamente afectada. Si bien el método de monitoreo DTS-fibra óptica se basa en la medición de perfiles de temperatura, la fibra óptica presenta problemas cuando se pasan los 300 °C o 572°F<sup>25</sup>. Aunque esta temperatura no se presenta en condiciones normales de operación, existen procesos en la industria del petróleo donde se pueden superar estas condiciones como en la combustión in situ.

**Ambientes con alta presencia de hidrógeno:** la fibra óptica presenta serios problemas de degradación en los ambientes donde se halla hidrógeno en grandes cantidades; esto es debido al uso del germanio en la fabricación de la fibra óptica con el objeto de aumentar su índice de refracción y mejorar su calidad como

---

<sup>25</sup> Botacchio M, Halliburton; Triques A, Pereira H, De Lima L, Souza C, Izzet R, Petrobras. "Case History- Steam injection monitoring with optical-fiber Distributed Temperature Sensing"

medio de transmisión de la luz. El germanio reacciona fácilmente con el hidrógeno libre, generando opacidad y una reducción en su índice de refracción. El hidrógeno libre se da en pozos donde se encuentra la presencia de algún ácido.

### **3.2. SCREENING DE LOS POZOS DEL CAMPO YARIGUI CANTAGALLO**

La información del campo se obtuvo de la gerencia de campo, por medio del Instituto Colombiano del Petróleo.

A continuación se presentan los datos de los pozos inyectores que pertenecen a este campo; solo se toman los inyectores ya que se espera realizar el monitoreo sólo sobre la inyección de agua (no en la producción de petróleo).

Por motivos de confidencialidad los nombres de los pozos fueron cambiados de numeración y se utiliza el prefijo UIS para pozos inyectores y UISP para pozos productores asociados a los pozos inyectores; de la misma forma, se cambia el nombre las arenas productoras, de tal forma que la arena de interés más alta se ha denominado como Arena 1, la segunda como Arena 2 y así sucesivamente. Estos cambios no afectan el resultado del estudio, pues los datos son originales.

**Tabla 8. Screening de los pozos inyectoros del campo Yariguí-Cantagallo**

Screening de los pozos			
Pozo	Profundidad del ultimo perforado [ft]	Inicio de inyección	Arenas conectadas
UIS 01	8573	01/09/2010	3,4.
UIS 03	8468	01/10/2008	3.
UIS 04	8720	01/07/2010	3,4,5,6,7.
UIS 05	8215	01/03/2010	2,3,4.
UIS 06	8104	01/03/2010	2,3,4.
UIS 07	8475	01/03/2010	3,4,5,6.
UIS 08	8226	01/05/2010	3,4,5.
UIS 09	8648	01/03/2010	5,6.
UIS 10	8733	01/05/2011	1,2,3,4,5,6,7,8.
UIS 11	8320	01/07/2010	3,4,5.
UIS 12	9193	01/11/2010	3,4,5,6,7,8,9.
UIS 14	8528	01/06/2011	1,2,3,4,5.
UIS 16	8565	01/06/2011	1,2,3,4,5.
UIS 18	8347	01/06/2011	4,5.
UIS 30	8470	01/05/2011	1,2,3,4,5,6.
UIS 31	8410	01/05/2011	1,2,3,4,5,6.

**FUENTE:** Ecopetrol S.A. ANO 2012. [Base de datos en formato Oilfield Manager 2005]. Modificado por los autores

En la Tabla 8 se muestra el listado de los pozos inyectoros existentes en el campo y la fecha desde la cual están funcionando como inyectoros. Este dato se obtuvo del historial de inyección y no de un seguimiento con pruebas de inyección, ya que en algunos casos la primera prueba se hizo tiempo después del comienzo de la inyección de agua.

Analizando los datos se observa que el proyecto de inyección de agua empezó en Abril del año 2009 en el pozo UIS-03, el cual alimenta solamente la arena 3, así

mismo se ve que todos los pozos, salvo el UIS-18, están inyectando agua en esta misma arena, lo cual indica que debe ser la principal arena productora.

La manera como se determinó cuales arenas están siendo inyectadas con cada pozo, fue por medio de una comparación entre el seguimiento de los perfiles de inyección y los topes de las diferentes formaciones según los datos de la información geológica de la zona.

### **3.3. SELECCIÓN DE LOS POZOS**

Una vez fueron determinados los criterios de selección, se analizó cada uno de ellos en los pozos inyectoros que hacen parte del campo y se determinó cuáles serían los pozos más apropiados para la implementación de la herramienta.

A continuación se presenta el resultado del análisis criterio por criterio:

***Pozos conectados hidráulicamente con múltiples arenas:*** Como se puede observar en la Tabla 8, los pozos inyectoros del campo están conectados con múltiples arenas excepto por el pozo UIS-03; se observa también, que los pozos UIS-10 y UIS-12 tienen perforados en la mayoría de las arenas que están siendo inyectadas en este campo; esto muestra la importancia que tienen estos pozos para el desarrollo del proyecto de inyección de agua en el campo.

***Historial de inyección problemático:*** Para analizar el conjunto de pozos por medio de este criterio se utilizaron los datos generados por el monitoreo de los

perfiles que se han estado haciendo por medio del uso de trazadores radioactivos. (Tabla 9) Se tomaron los datos de los caudales de inyección que se hicieron a la *misma presión*, y luego para poder tener una medida comparativa entre los diferentes pozos, se utiliza el método estadístico “Coeficiente de Variación de Pearson”.

**Tabla 9. Screening de los pozos inyectoros del campo Yariguí-Cantagallo**

Seguimiento de los perfiles de inyección RTS						
Pozos	Registro del caudal de inyección [Bbl]					
UIS 01	2990	3127	2500	1430		
UIS 03	5312	3551				
UIS 04	4365	3256	3092	2349	2379	
UIS 05	2993	4626	5590	3988		
UIS 06	3196	2769	2944	2901		
UIS 07	3685	3428	3029	2482	3191	1781
UIS 08	3690	2775	2643	2059		
UIS 09	3969	4413	3421			
UIS 10	3525	1665	3005	2549		
UIS 11	3069	3539	2936	2485		
UIS 12	2050	1484	1248	1083		
UIS 14	1484	1468				
UIS 16	997	718				
UIS 18	2279					
UIS 30	938	783				
UIS 31	997	1440				

**FUENTE:** Gerencia de campo. *Seguimiento de perfiles de inyección*. [Base de datos en formato Excel 2010]. Modificado por los autores

**Coeficiente de Variación Pearson:** Es una medida que permite medir la variabilidad entre dos grupos de datos que no tienen relación entre si y cuyos promedios son diferentes; relaciona una medida de dispersión como lo es la

desviación estándar con una medida de posición central como el promedio de cada grupo de tal forma que entre más grande sea el coeficiente de variación mayor será la diferencia entre los datos del grupo <sup>26</sup>

El coeficiente de variación de Pearson se define como:

$$c. v. Pearson = \frac{\sigma}{\text{promedio}} \quad (6)$$

Así, los resultados de este coeficiente de variación para los pozos de interés serían los siguientes:

**Tabla 10. Resultados del análisis estadístico de las caudales de inyección en los pozos del campo Yariguí-Cantagallo**

Pozos	Desviación estándar	Promedio [bb]	Coeficiente de variación de Pearson
UIS 01	769.7568339	2511.75	0.30646236
UIS 03	1245.215042	4431.5	0.28099177
UIS 04	822.7652764	3088.2	0.26642228
UIS 05	1091.782449	4299.25	0.25394719
UIS 06	301.9345956	2952.5	0.10226405
UIS 07	695.2428832	2932.66667	0.2370685
UIS 08	674.8290524	2791.75	0.24172259
UIS 09	496.9077715	3934.33333	0.12630037
UIS 10	788.8582467	2686	0.29369257
UIS 11	433.7406099	3007.25	0.14423164
UIS 12	422.5291903	1466.25	0.28816995
UIS 14	11.3137085	1476	0.00766511
UIS 16	197.282792	857.5	0.2300674
UIS 18	No aplica	2279	No aplica
UIS 30	109.6015511	860.5	0.12736961
UIS 31	313.2483041	1218.5	0.25707698

**FUENTE:** Los autores

<sup>26</sup> Martín. M. R. "Análisis Exploratorio de datos con SPSS 11.5" 2004.

Basados en los resultados de los cálculos realizados para el coeficiente de variación de Pearson, se observó que los pozos que han tenido una mayor variación en los caudales de agua inyectados son los pozos UIS-01 y UIS-10; se debe tener en cuenta el pozo UIS-12, ya que también presenta un número alto en este coeficiente y demostró cumplir con el criterio de selección anterior.

***Altas tasas de inyección:*** Se empleó la Tabla 10 para determinar cuál es el pozo que estaba inyectando la mayor cantidad de volumen de agua a las arenas productoras haciendo uso del promedio, calculado anteriormente. Se puede ver la significativa diferencia entre los caudales de inyección de uno y otro pozo; eso se puede atribuir a que los pozos no están inyectando en las mismas arenas; también a que la inyección no empezó al mismo tiempo, lo que podría sugerir que se está llevando a cabo una inyección desbalanceada. Teniendo en cuenta lo anterior se observa que los pozos UIS-03 y UIS-05 son los pozos que presentan un mayor caudal de inyección de agua.

***Importancia del pozo en el desarrollo del campo:*** Determinar la importancia que un pozo tiene en el desarrollo de un campo es algo complicado y está sometido a la subjetividad de lo quien lo diga; para la evaluación de este criterio de selección, se estudió el plan de desarrollo del campo y también se establecieron conversaciones con las personas que lo manejan.

***Temperatura del medio de medición:*** El punto crítico de temperatura para el funcionamiento de la fibra óptica es de 572°F, temperatura que en ningún punto del yacimiento es superado ya que el gradiente del yacimiento es aproximadamente 1.9 °F/100 ft y la mayor profundidad es de 9193 ft según la

Tabla 8, entonces la mayor temperatura que se espera es 174.6° F, de acuerdo a la ecuación 7:

$$T = \frac{1.9^{\circ}F}{100 \text{ ft}} * 9193 \text{ ft} = 174.6^{\circ}F \quad (7)$$

De igual forma los pozos no cuentan con puntos calientes, como motores de fondo de pozo o calentadores, que puedan elevar la temperatura por encima de la temperatura límite. Entonces todos los pozos son óptimos, de acuerdo con este criterio de selección.

***Ambientes con alta presencia de hidrógeno libre:*** Este criterio de selección no se cumple cuando un pozo es tratado con un proceso donde hay presencia de hidrogeno libre, como en una acidificación. En los pozos inyectores del campo no se llevan a cabo procesos de acidificación, por lo tanto, los pozos cumplen con este criterio de selección.

Después de haber analizado los pozos pertenecientes al campo Yariguí-Cantagallo, por medio de los criterios de selección anteriormente mencionados, se concluye que los pozos más opciones para la implementación del sistema de monitoreo DTS-Fibra óptica son los pozos **UIS-10 y UIS-12**, ya que presentaron las mejores características con respecto a la mayoría de criterios de selección.

#### **4. DESCRIPCION DE LOS POZOS SELECCIONADOS**

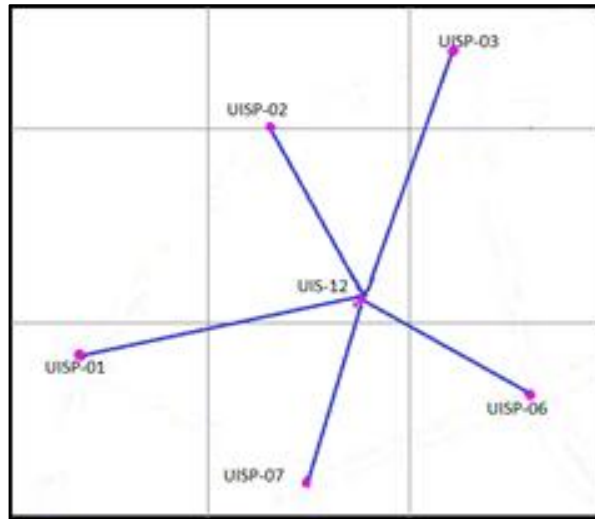
Una vez se escogieron los pozos UIS-10 y UIS-12 según los criterios de selección explicados anteriormente, se procede a hacer una descripción de ellos y sus propiedades.

##### **4.1. IDENTIFICACIÓN DE LOS PATRONES DE INYECCIÓN**

Los pozos que fueron seleccionados son pozos cuyos patrones de inyección tienen pozos productores en común. En este proyecto, los pozos UISP-03 y UISP-06 hacen parte simultáneamente de los patrones de inyección de los pozos UIS-10 y UIS-12. Sin embargo el caudal de producción del pozo UISP-10 es mayor, por lo tanto la actividad de los pozos inyectoros en cuestión, se considera más importante.

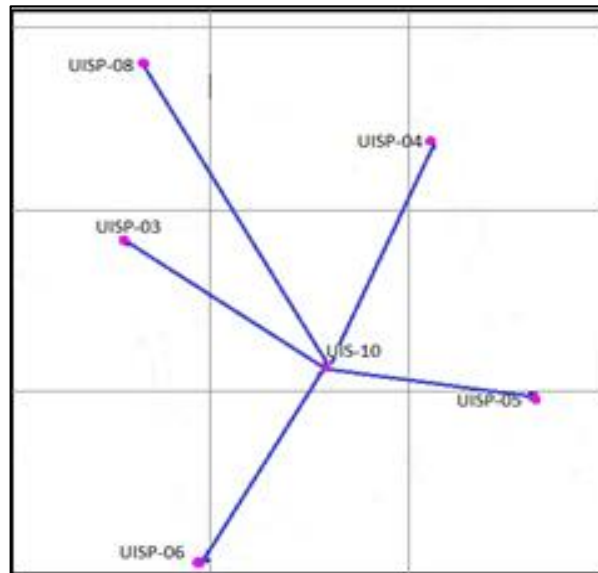
Se cambió la ubicación de los pozos estudiados por motivos de confidencialidad. Según este orden de ideas, se asume que los patrones mostrados en las Figuras 7 y 8 están ubicados en el costado oriental del bloque V del campo.

**Figura 7. Patrón de inyección del pozo UIS-12**



**Fuente:** Base de datos OFM del campo. Modificado por los autores

**Figura 8. Patrón de inyección del pozo UIS-10**



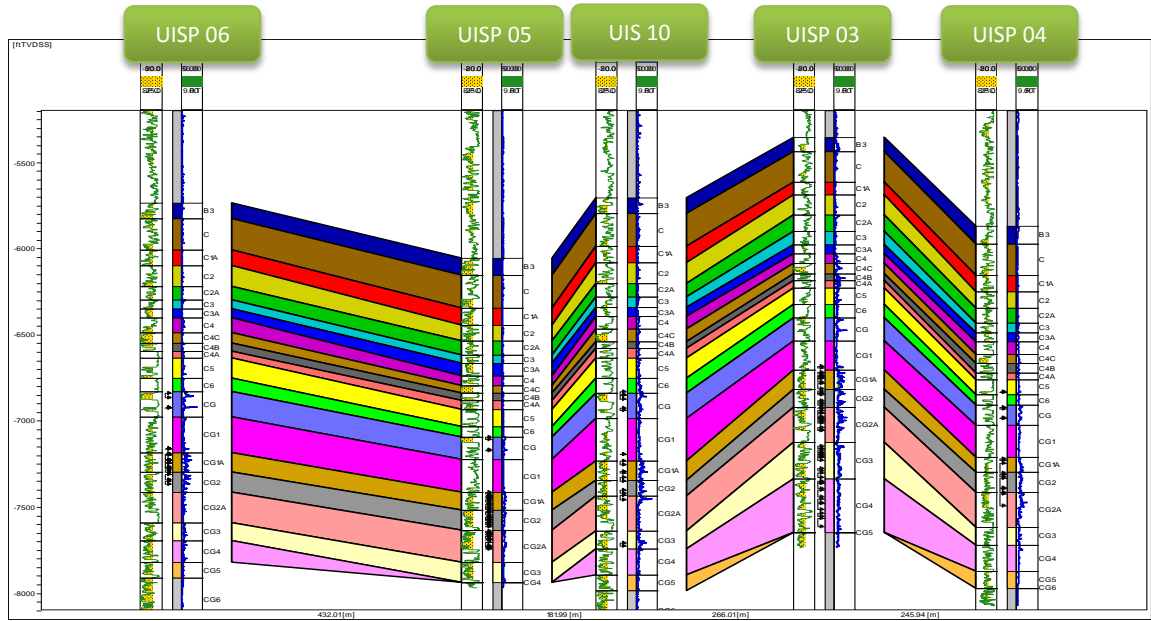
**Fuente:** Base de datos OFM del campo. Modificado por los autores

## 4.2. ESTADOS MECÁNICOS

Los pozos seleccionados son pozos desviados tipo II o tipo "S". Debido a la gran cantidad de arenas identificadas en el Campo Yariguí-Cantagallo, el completamiento que se utiliza para un pozo inyector de agua es de tipo Sarta Selectiva, lo cual facilita que la inyección sea la adecuada, empleando un juego de válvulas, mandriles y empaques. Sin embargo y teniendo en cuenta el seguimiento de perfiles de inyección realizado con la herramienta RTS (Ver Anexo C), estas válvulas han fallado y en la actualidad existen algunas abiertas completamente y/o necesitan un cambio pues no están regulando bien el paso de agua hacia las formaciones. En los Anexos B se observan los estados mecánicos de los pozos UIS-10 y UIS-12 respectivamente.

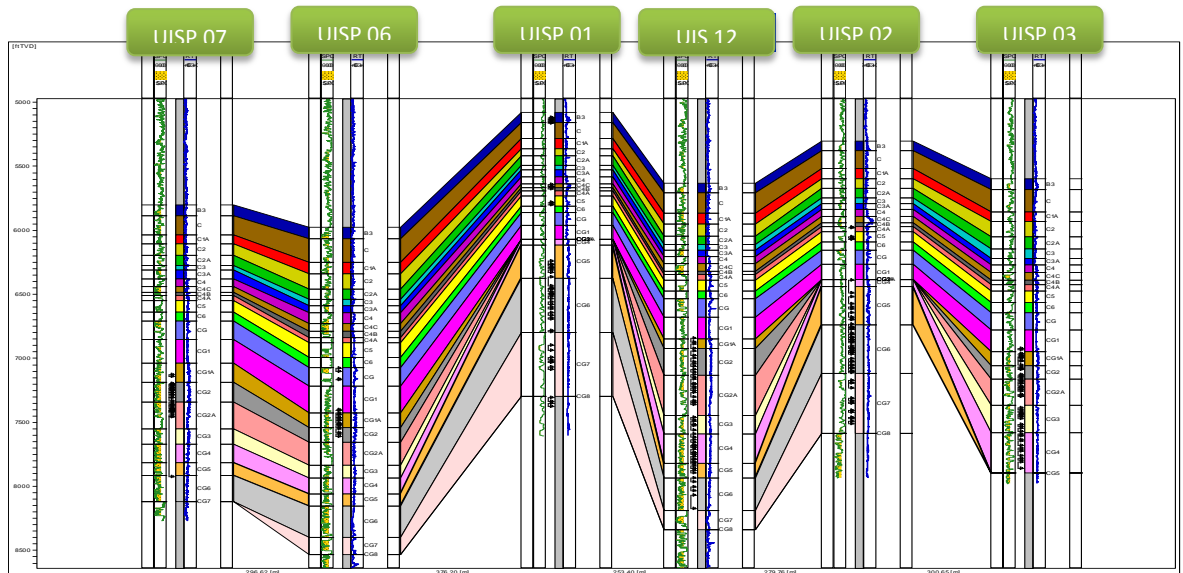
Para facilitar la conceptualización del campo se utilizó la función de cortes estructurales del simulador Sahara 3.0 con el fin de hacer visible la conexión entre arenas del pozo inyector y los pozos productores de su patrón, para esto se usaron los registros de potencial espontáneo y de resistividad que se tenían de los pozos y los estados mecánicos. Las figuras 9 y 10 muestran que arenas están conectadas con cada pozo.

**Figura 9. Conectividad de los pozos del patrón de inyección del pozo UIS 10**



**FUENTE:** Los autores. Extraido del simulador SAHARA 3.0.

**Figura 10. Conectividad de los pozos del patrón de inyección del pozo UIS 12**

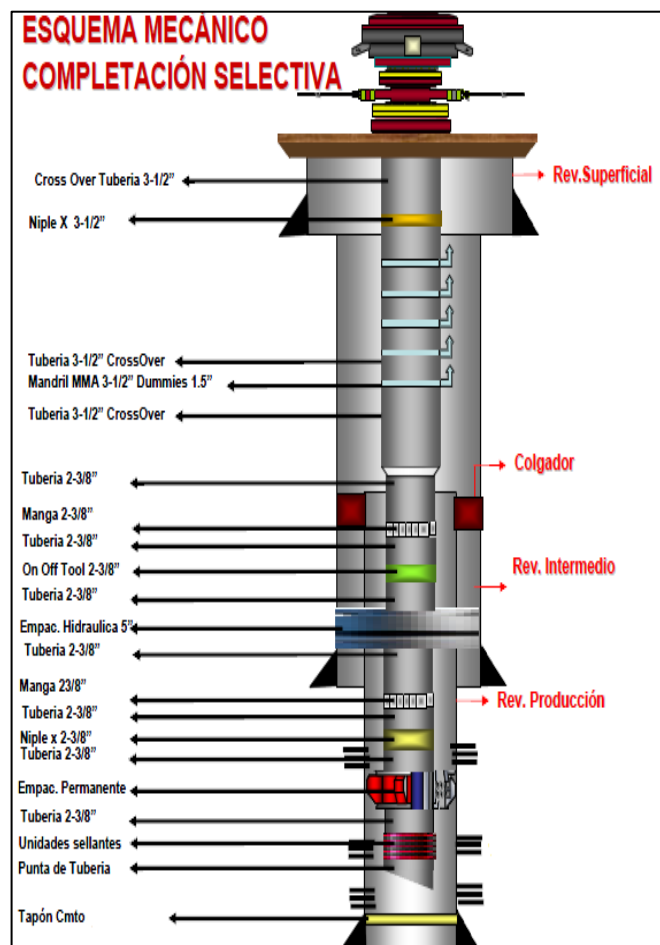


**FUENTE:** Los autores. Extraido del simulador SAHARA 3.0.

#### 4.2.1 Estados mecánicos de los pozos inyectoros

Debido a la gran cantidad de arenas identificadas en el Campo Yariguí-Cantagallo, el completamiento que se utiliza para un pozo inyector de agua es de tipo Sarta Selectiva, que consta de los elementos mostrados en la figura 11.

Figura 11. Esquema Mecánico Completación Selectiva



Fuente: Arrieta, M. Completación de Pozos Petroleros. Modificado por los autores.

### **4.3. TRANSMISIBILIDAD DE LAS ARENAS**

La transmisibilidad de las arenas se calculó para poder determinar hacia cual pozo productor se dirigen los volúmenes de agua que son inyectados en los pozos UIS-10 y UIS-12. Este dato es útil para determinar cuál es la responsabilidad de cada pozo productor sobre los costos del pozo inyector, ya que el ingreso se genera por los barriles de petróleo producido y no por los barriles de agua inyectada; el nivel de responsabilidad no se puede determinar con los barriles incrementales ya que estos también dependen de la inyección que se lleva a cabo en otros patrones de inyección.

La permeabilidad de cada una de las arenas del campo Yariguí-Cantagallo es diferente; sin embargo, cada arena es homogénea con respecto a su permeabilidad. En efecto, se observó que la permeabilidad cambió entre pozos relativamente cercanos como son los pozos UIS-10 y UIS-12. Con el fin de determinar la transmisibilidad, se necesitaron los datos de permeabilidad de cada arena, en cada pozo que conforma los patrones de inyección; también fueron necesarios los datos del espesor perforado que tiene los pozos productores en cada una de las arenas que están siendo inyectadas.

### **4.4. PERMEABILIDAD**

La permeabilidad que se presenta en las siguientes Tablas equivale a la media logarítmica de los datos de permeabilidad. El registro presenta los valores de las permeabilidades absolutas.

**Tabla 11. Información de las arenas en el pozo productor UISP-03**

UISP- 03			
Formación	Tope	Base	Valor k
Arena 2	7630	7802	14.36
Arena 3	7802	7918	16.23
Arena 4	7918	8022	41.24
Arena 5	8022	8232	63.85
Arena 6	8232	8447	42.61
Arena 7	8447	8769	28.17

**Fuente:** Ecopetrol S.A. *Info YR-CG*. [Base de datos en formato Access 2010]. Modificado por los autores

**Tabla 12. Información de las arenas en el pozo inyector UIS-10**

UIS-10			
Formación	Tope	Base	Valor k
Arena 1	7600	7747	19.98
Arena 2	7747	7992	9.92
Arena 3	7992	8105	34.71
Arena 4	8105	8198	60.32
Arena 5	8198	8402	206.41
Arena 6	8402	8503	60.78
Arena 7	8503	8695	38.54
Arena 8	8695	8744	125.29

**Fuente:** Ecopetrol S.A. *Info YR-CG*. [Base de datos en formato Access 2010]. Modificado por los autores

Las Tablas 14 y 15 son unas muestras de los datos de un pozo productor y un pozo inyector; la totalidad de los datos se encuentran en el Anexo C.

#### **4.5. ESPESOR PERFORADO**

El espesor perforado se refiere a la distancia vertical que está cañoneada en cada arena. Este dato sale de comparar el estado mecánico de los pozos con los topes de las formaciones que se encuentran contenidos en los mapas geológicos el yacimiento.

#### **4.6. CALCULO DE DISTRIBUCIÓN DE FLUJO DE AGUA**

Los cálculos realizados para determinar cuál es la distribución de inyección en las arenas, basados en los resultados de los registros de trazadores radioactivos, se muestran en el Anexo C.

En el Anexo C, se puede ver un ejemplo de la relación entre los pozos productores y el pozo inyector en el patrón del pozo UIS-10; se determinó el espesor neto de los pozos en cada una de las arenas productoras, luego este espesor se multiplicó por la permeabilidad de cada arena para determinar la transmisibilidad, se sumaron todas las transmisibilidades que hay en una misma arena y se determinó el porcentaje de transmisibilidad que tiene cada pozo; por último se estableció una relación directa entre el porcentaje de transmisibilidad que le corresponde a cada uno de los pozos y la cantidad de agua inyectada que se dirige hacia esos mismos pozos. Después de hacer estos cálculos, arena por arena, se procedió a hacer la suma de los porcentajes de todas las arenas y determinar cuál es el porcentaje del

total de agua inyectada que se dirige hacia cada pozo. Como resultado de los cálculos anteriores, se obtuvo la transmisibilidad total que tiene cada pozo y se determinaron los volúmenes de agua que se desplazan a diario hacia cada pozo productor asociado al patrón de inyección.

**Tabla 13. Índice de distribución K\*h para pozos productores asociados al patrón de inyección del pozo UIS-10**

Índice de distribución K*h para el patrón de pozo UIS-10		
Pozo	K*h	%
UISP 03	17238.2449	29.37
UISP 06	5023.11063	8.56
UISP 05	9779.01129	16.66
UISP 04	13794.5861	23.50
UISP 08	12843.7853	21.88
<b>TOTAL</b>	<b>58678.7381</b>	<b>100</b>

Fuente: Los autores

**Tabla 14. Índice de distribución K\*H para los pozos productores asociados al patrón de inyección del pozo UIS-10**

Índice de distribución K*h para el patrón de pozo UIS-12		
Pozo	K*h	%
UISP 01	7498.28958	18.30
UISP 03	11495.9898	28.07
UISP 02	1744.2581	4.25
UISP 06	4254.66524	10.38
UISP 07	15960.7692	38.97
<b>TOTAL</b>	<b>40953.9719</b>	<b>100</b>

Fuente: Los autores

La diferencia entre la distribución por transmisibilidad y la distribución por el agua inyectada radica en que la primera es la misma en todo el tiempo, mientras que la distribución por el agua inyectada depende del caudal total que se esté inyectando, el cual puede ser variable; para este caso se usaron los datos de los registros RTS de los que se disponía.

**Tabla 15. Índice de distribución del agua inyectada en el pozo UIS-10**

Índice de distribución del agua inyectada en el pozo UIS-10		
Pozo	BWPD	%
UISP-03	982.904441	27.88
UISP-06	451.144305	12.79
UISP-05	608.220854	17.25
UISP-04	734.221917	20.82
UISP-08	748.525483	21.23
<b>TOTAL</b>	<b>3525.017</b>	<b>100</b>

Fuente: Los autores

**Tabla 16. Índice de distribución del agua inyectada en el pozo UIS-12**

Índice de distribución del agua inyectada en el pozo UIS-12		
Pozo	Inyección BWPD	%
UISP-01	480.671961	23.42
UISP-03	504.911439	24.60
UISP-02	128.75087	6.27
UISP-06	415.239431	20.23
UISP-07	522.426298	25.45
<b>TOTAL</b>	<b>2052</b>	<b>100</b>

Fuente: Los autores

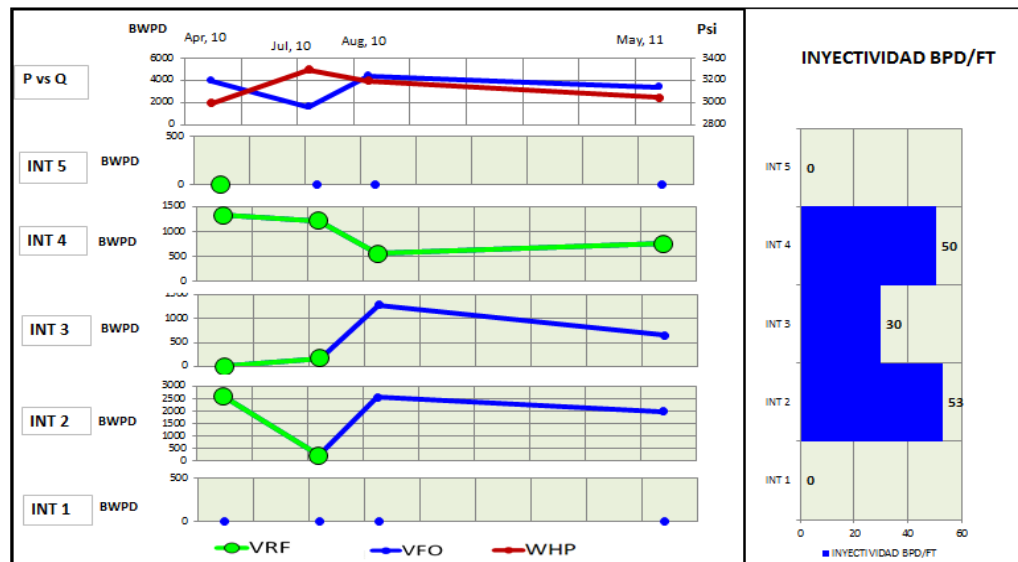
## 5. DESARROLLO TÉCNICO

El proceso de inyección de agua que se está llevando a cabo en el campo Yariguí-Cantagallo, se encuentra en un periodo de llenado de formación en la mayoría de las arenas productoras; se requiere un sistema de monitoreo para el patrón de inyección, que garantice la efectividad del barrido de crudo.

### 5.1. ESTADO ACTUAL DEL MONITOREO DE POZOS INYECTORES EN EL CAMPO

En los pozos inyectoros se llevan a cabo pruebas de inyección utilizando Injection Logging Testing (ILT's) y/o Trazadores Radioactivos (RTS), con una regularidad que oscila entre los 4 y 6 meses.

**Figura 12. Perfiles de inyección UIS-10**



FUENTE: Ecopetrol S.A.

En la Figura 12 se puede observar la inyección de agua del pozo a lo largo del tiempo; en la primera gráfica se muestra la presión en la cabeza del pozo y su variación con respecto al tiempo; las otras dos gráficas muestran las relaciones entre los volúmenes de agua inyectada por cada intervalo de inyección en el pozo de acuerdo a su estado mecánico. En la primera, se pueden observar los problemas que se han presentado en la inyección en el intervalo "2", donde la inyección comienza con un valor cercano a los 2600 bpd y disminuye rápidamente a los 263 bpd; luego sube nuevamente a los 2657 bpd para disminuir gradualmente hasta 2011 bpd. Este tipo de fluctuación en el caudal de inyección de cada arena, puede causar problemas en la inyección misma de agua, ya que no permite que el frente de agua se mueva de forma estable, disminuyendo la eficiencia del barrido de petróleo.

### **5.1.1 Visualización de riesgos para la instalación del sistema DTS-fibra óptica en pozos inyectoros**

Se propuso inicialmente instalar la fibra por la parte interna de la sarta de inyección, para evitar recompletar el pozo y generar gastos adicionales. Sin embargo, se tiene en cuenta el riesgo de deterioro de la fibra óptica en la sarta de inyección, por la presencia de hidrógeno en el fluido de inyección. Se hace necesario entonces, retirar el completamiento actual e instalar la fibra por el anular, pero no se puede dejar suelta (se debe aplicar una abrazadera por tubo), pues habría un problema de vibración y la fibra se puede despegar o doblar.

## **5.2. PROPUESTA TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DTS-FO EN LOS POZOS UIS-10 Y UIS-12**

En el capítulo 2 se mencionan las diferentes técnicas de medición de perfiles de inyección que se pueden usar con el sistema DTS Fibra óptica; entre ellas se seleccionó la técnica de inyección de agua caliente como la óptima para monitorear los perfiles de los pozos, debido a que no es necesario parar la inyección mientras se realiza la prueba; para llevarla a cabo se requiere de un calentador en superficie que permita elevar la temperatura unos grados por encima de la temperatura del agua de inyección.

Basados en la figura 9, se puede proceder a analizar cuál es la configuración más adecuada para la instalación de la fibra óptica en los pozos seleccionados. La terminación sencilla resulta una mejor opción ya que tiene gran ventaja de requerir menos fibra óptica, lo que hace que los costos sean significativamente menores; además, el monitoreo se realizará por medio de la técnica de inyección de agua caliente utilizando un calentador en superficie y la diferencia en la temperatura es lo suficientemente marcada para que la información obtenida no necesite de un alto grado de resolución para que se observen las diferencias.

También se emplea una línea de wireline para proteger la fibra óptica dentro del pozo, que comparada con la otra opción (Slickline) ocupa menos espacio en el pozo evitando problemas operacionales y reduciendo costos. Teniendo en cuenta los análisis anteriormente expuestos, la configuración ideal para el monitoreo permanente de pozos inyectores sería: Sistema DTS-Fibra Óptica de Single ended, con línea fijada a la tubería por medio de abrazadera y Wireline como línea de control y protección.

### 5.3. MATERIALES REQUERIDOS PARA LA INSTALACIÓN DE LA FIBRA ÓPTICA EN LOS POZOS INYECTORES UIS-10 Y UIS-12

#### 5.3.1 Materiales requeridos para equipos en superficie

**Tabla 17. Materiales requeridos para equipos en superficie**

Equipo de superficie			
Elemento		Cant.	Unidad
Caja de conexiones para la fibra óptica. Placa de montaje		1	c/u
Cassette de empalme BICC		2	c/u
Válvula de bola con actuador eléctrico de 24v, 3000psi, 316L		3	c/u
Probador eléctrico y set de terminales		3	c/u
Cableado eléctrico de ensamble y terminales eléctricas		1	c/u
Cableado eléctrico de superficie para conexión entre la caja de terminación eléctrica y la unidad de terminal remota.		1,000	Ft
Fibra óptica para cada inyector sumada, a la necesaria del pozo UIS-12 al cuarto de instrumentación.		317	Pies
Equipo de Transporte round-trip para la instrumentación.		1	roundtrip
Sistema DTS	Cabina de operaciones para los equipos de	1	c/u
	Equipo de adquisición de datos DTS	1	c/u
	PC para almacenamiento de datos	1	c/u
	Racks para el sistema DTS y el computador	1	c/u
	Planes y manuales de operación.	1	c/u

**FUENTE:** Los autores

A continuación se presenta una descripción de los elementos más importantes:

**Caja de conexiones para la fibra óptica:** Caja distribuidora de fibra óptica con protección anti-humedades y apta para ser instalada en el exterior, con soporte de al menos 6 conexiones de fibra óptica.

**Placa de montaje:** se hace necesario que se implementen las facilidades de superficie para un centro de análisis de los datos medidos por la fibra óptica.

**Cabina de operaciones:** Ya que cerca de los pozos seleccionados no existen oficinas es necesario que se monte una cabina desde donde se va a operar la fibra óptica y el DTS; esta cabina debe estar adecuada al estilo de una oficina de trabajo donde debe haber al menos un rack y las suficientes conexiones eléctricas para que funcionen los diferentes sistemas, también se hace necesario que esta cabina tenga conexión a internet para que los datos puedan ser transmitidos hasta las oficinas de la gerencia de campo.

**Cassette de empalme:** El cable de fibra óptica que irá desde la cabeza de pozo hasta el cuarto de operaciones e encuentra mucho más expuesto a dobleces cortes o golpes, que el cable que se encuentre dentro del pozo lo cual generaría problemas en las lecturas. Es por esto que lo más recomendable es usar dos cables, uno que vaya desde fondo de pozo hasta la cabeza del mismo y otro que conecte el cuarto de operaciones con la cabeza de pozo, ya que si fuera un solo cable cualquier daño en superficie podría afectar al cable dentro del pozo. El cassette de empalme es el lugar donde se lleva a cabo la conexión entre los dos cables de fibra óptica, este cassette es básicamente una caja que está llena de un

gel y es donde se encuentra la conexión cable-cable con un manguito termocontraíble (sleeve); la caja sirve de carcasa de protección para que enlace no se rompa fácilmente.

**Racks:** Un Rack es un soporte metálico usado para almacenar dispositivos electrónicos en donde el espacio físico es reducido y se debe optimizar el uso de este, debido al uso de varios procesadores y dispositivos para recibir, procesar, almacenar y enviar la información obtenida por medio de la fibra óptica se hace necesario que la cabina de operación tenga un rack para almacenar al menos cuatro procesadores.

**Sistema de adquisición de datos:** El sistema de adquisición de datos es el aparato encargado de emitir la luz que viaja dentro de la fibra óptica y recibir la luz retro-dispersada que es devuelta con la información requerida desde el pozo; a su vez también posee un lente que sirve de filtro para la luz que viaja de vuelta, esto con el fin de permitir que la luz que entre nuevamente al sistema sea solamente la que corresponde al aspecto Ramman.

### 5.3.2 Materiales requeridos para instalación DTS- F.O.

**Tabla 18. Materiales requeridos para la instalación DTS-FO**

<b>Materiales requeridos para la instalación DTS-FO</b>		
<b>Elemento</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unidad</b>
Fibra Óptica para los pozos UIS-10 y UIS-12	18,872	Ft
Purga de Nitrógeno luego de bombear la fibra.	2	c/u
Línea de control (O.D. ¼) para instalar la fibra.(Wireline)	37,744	Ft

**Tabla 18. (Continuación)**

Elemento	Cant.	Unidad
Set de Conectores en Cabeza de Pozo por pozo por línea.	3	c/u
Turn around tool, Cubierto, 2 3/8" API EUE, 9.3 PPF, (O.D. 5.0)	1	c/u
Abrazadera tipo cruzada	307	c/u
Empaque inflable con ranura de ¼ de pulgada	9	c/u
Equipo de Transporte round-trip para instrumentación.	1	Round-trip

**FUENTE:** Los autores

Se presenta una descripción de los elementos requeridos para la instalación de la fibra óptica.

**Fibra óptica:** El elemento de medición será un cable de fibra óptica de 155 micrómetros de diámetro externo, con un núcleo de diámetro de 50 micrómetros y una cubierta de 52 micrómetros para proteger la fibra. El cable deberá tener una longitud igual a la profundidad máxima (9212 ft para UIS-10 y 9660 ft para UIS-12) de los pozos a intervenir para que pueda medir el perfil de flujo en todas las arenas que son inyectadas; se requiere un tipo de fibra óptica que posea alta resistencia al hidrógeno, ya que trabajará en un medio donde tendrá contacto con agua. Se hacen necesarios aproximadamente 317 pies para el cableado en superficie.

La fibra se encontrará cubierta con poliimida de carbono, el cual es un polímero increíblemente fuerte, resistente al calor y a agentes químicos.

**Tabla 19. Especificaciones de la Fibra Óptica Requerida**

Especificaciones Fibra Óptica	
Tipo de Fibra	Monomodo o Single ended
Máxima temperatura de operación	300 °C [572 °F]
Material que cubre la fibra	Poliamida de Carbono
Diámetro General Fibra	155 +/- 1
Diámetro Núcleo de la Fibra	50 +/- 1

**FUENTE:** Permanent Reservoir and Production Monitoring Systems Catalog. Watherford.

La fibra óptica empleada en los pozos inyectores debe ser Monomodo o Single modo, ya que este tipo de fibra permite el cubrimiento de distancias hasta de  $1,31 \times 10^6$  fts a velocidades muy elevadas.

**Purga de nitrógeno:** Una vez la fibra sea instalada en el pozo, y antes de que entre en operación, es recomendable aplicar una limpieza del pozo para eliminar impurezas que puedan afectar el flujo de energía y las lecturas de la fibra óptica.

**Wireline:** El cable de fibra de vidrio es un elemento frágil frente a muchos aspectos del ambiente de fondo de pozo, por ello es necesario el uso de un cable de wireline de  $\frac{1}{4}$  de pulgada de diámetro, el cual funcionará como una carcasa metálica que brindará protección al cable de vibraciones e interacción con hidrógeno.

**Kit de conectores en cabeza de pozo:** Se necesita en cabeza de pozo un kit de conectores que se encuentren por debajo del tubing Hanger y que permita que el

cable que se encuentra en el espacio anular salga del pozo para que se conecte con el equipo de superficie.

***Abrazadera para la sección externa de la tubería:*** El wireline que contiene la fibra óptica es un cable que puede ser susceptible de vibraciones e inclusive de enroscamiento o doblamiento a través de la profundidad del pozo, para evitar esto se hace necesario usar una abrazadera de 2 7/8" para que mantengan el wireline pegado a la tubería de inyección.

***Empaques inflables con ranura de 1/4:*** Las zonas que están siendo inyectadas deben ser aisladas entre sí para que no se presenten problemas debido a las diferentes presiones y tasas de inyección de cada arena. Los empaques convencionales son macizos, sin embargo, se necesitan empaques que tengan una ranura por la cual pueda bajar el wireline ya que como se ha mencionado, este debe alcanzar toda la profundidad del pozo.

### **5.3.3 Personal requerido para la instalación de la fibra óptica**

Para hacer la instalación de los materiales nombrados en las tablas anteriores se necesita personal calificado:

**Tabla 20. Personal requerido para la instalación**

<b>Personal para el trabajo en Subsuelo</b>
Ingeniero senior para Fibra óptica
Movilización del personal por persona/por cargo
Especialista Fibra Óptica por día (Instalación)
Ayudante de herramienta por día por c/instalación.
<b>Personal para trabajo en superficie</b>
Ingeniero Senior para Fibra óptica
Movilización del personal por persona/por cargo
Especialista Fibra Óptica por día (Instalación)
Ayudante de herramienta por día por c/ instalación.
<b>Personal para instalar el sistema DTS-FO</b>
Ingeniero Senior para Fibra Óptica
Especialista Fibra Óptica por día (Instalación)
Ayudante de herramienta por día
Movilización del personal por persona/por cargo
Personal para la captura de información en el DTS

Fuente: Los Autores

#### **5.4. PLAN DETALLADO DE TRABAJO PARA INSTALACIÓN DE FIBRA EN POZOS INYECTORES UIS-10 Y UIS-12**

Basado en la experiencia del co-director instalando herramientas en fondo de pozo, se establecen las siguientes acciones para instalar la fibra óptica en el pozo inyector:

- Movilizar equipo al pozo inyector.

- Realizar charla pre-operacional y de seguridad sobre el programa general de trabajo.
- Apagar el pozo y asegurarlo eléctricamente.
- Controlar el pozo con salmuera de NaCl e instalar BOP
- Levantar sarta de tubería libre, retirar el Tubing Hanger y el tubo de maniobra
- Montar e instalar la polea, asegurarla en la mesa de trabajo, acondicionar la parrilla de trabajo, el plato de cuñas y la llave hidráulica de tubería.
- Sacar el completamiento actual del pozo: tubería de inyección y empaques.
- Acondicionar parrilla de trabajo, plato de cuñas y llave hidráulica de tubería.
- Bajar nuevo completamiento con empaques inflable, para aislar cada una de las zona. Bajar los mismos mandriles y válvulas reguladoras instaladas en la actualidad. Bajar cable de fibra óptica de 1/4" instalándolo por fuera de la tubería pasando por el slot que tienen los empaques hinchables, usar bandas y abrazaderas para ajustar este cable de fibra a la tubería de inyección. Ubicar un empaque con cuñas (en el fondo del completamiento) para anclar la sarta.
- Instalar en superficie un puerto adicional de 3/8" en el Tubing Hanger y el Árbol de navidad para pasar la línea que contiene la Fibra Óptica.
- Retirar preventoras y mesa de trabajo.
- Instalar cabezal de pozo.
- Instalar la infraestructura en superficie, la cual consiste en una cabina equipada con equipo DTS, líneas de fibra óptica a cada pozo y terminales eléctricas. Este sistema convierte la señal óptica en una señal inalámbrica, la cual es recibida por una computadora que está equipada con softwares especializados, que permite tomar registros de mediciones de sensores en fondo. Esta información es enviada vía satélite, a las oficinas de los ingenieros encargados de hacer la interpretación de los datos para su análisis y toma de decisiones.

## **6. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA**

Para determinar la viabilidad financiera de un proyecto se debe hacer uso de las herramientas que provee la Ingeniería Económica las cuales buscan reducir el proyecto a términos monetarios que puedan ser comparables con otros proyectos. Al final, el proyecto que presente una mayor rentabilidad será el proyecto indicado.

Se debe tener en cuenta que, por su naturaleza, el sistema DTS-fibra óptica es sólo una herramienta de monitoreo, lo cual implica que no aporta barriles adicionales a la producción, y por tanto, no registrará ninguna ganancia adicional al proceso de producción de petróleo. Esto supone un análisis financiero diferente, pues se busca comprobar si su implementación en un pozo inyector es viable, contando con el mismo nivel de producción, exaltando sus beneficios y/o ventajas en cuanto a la prevención de sucesos que posiblemente sin el empleo del sistema DTS-Fibra óptica son más propensos a resultar en gastos, teniendo en cuenta que el empleo del sistema es independiente de la interpretación de su información y por ende de la aplicación de correctivos efectivos que permitan la optimización de la producción.

También se debe tener presente que al ser una herramienta de última tecnología que no ha sido aplicada en el país, tendrá un costo más elevado que las tecnologías ya establecidas.

## 6.1. CONSIDERACIONES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Con la implementación del sistema DTS-Fibra óptica, es posible obtener los caudales ideales de inyección que representan barriles adicionales de petróleo barridos y producidos eficientemente, pues el incremento en la producción se debe a un proceso de recobro mejorado.

Para el análisis económico se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Los datos con los que se cuentan para la producción y la inyección de agua han sido tomados con los sistemas de monitoreo de perfiles que se han usado en el campo, los cuales son ILT y RTS. Son las únicas fuentes de información.
- El sistema DTS-Fibra óptica se instala en los pozos inyectoros UIS-10 y UIS-12, con el fin de obtener un monitoreo eficiente sobre los dos patrones de inyección.
- Una vez la herramienta se instala en un pozo, el trabajo para instalarla en un pozo cercano disminuye en gran medida, ya que los equipos que se instalan en superficie son capaces de cubrir el monitoreo hasta de 6 pozos.
- El agua inyectada en los pozos UIS-10 y UIS-12 proviene de dos diferentes orígenes; el 25% ha sido producida por las mismas arenas y reinyectada, después de un proceso; el otro 75% es captada del río Magdalena.

- Ya que los dos pozos afectan en primera línea al pozo productor UISP-03, los ingresos con los que se cuenta, son aquellos brindados por la producción de éste, afectado por un factor dado por la transmisibilidad que indica el porcentaje del agua inyectada que se está moviendo hacia el productor, desde cada uno de los inyectores.
- Los pozos UIS-12 y UIS-10 antes eran productores y su cambio a pozos inyectores no se dio al mismo tiempo (este cambio se produjo en Noviembre de 2010 y Mayo de 2011 respectivamente); esto hizo que ahora el proceso de inundación de la formación no sea igual en los dos patrones de inyección.
- Se tienen en cuenta los datos de producción desde el inicio de la inyección en cada uno de los pozos hasta el mes de agosto de 2012, tiempo en el que se entregaron los datos por parte de la gerencia del campo.
- El único beneficio que se puede cuantificar es el ahorro en el costo del monitoreo de la inyección de agua por medio del sistema DTS-fibra óptica, teniendo en cuenta que el sistema nuevo se instala una sola vez y tiene una vida útil de hasta 30 años, con respecto al monitoreo realizado por las herramientas RTS e ILT (los cuales se deben realizar al menos 4 veces por año).

## 6.2. FACTORES PARA DESARROLLAR EL ANALISIS FINANCIERO

A continuación se realizaron los análisis financieros a tres tipos de escenarios de monitoreo de la inyección de agua: el primero, cuando el pozo UIS-10 se convierte en un pozo inyector y el sistema DTS-Fibra Óptica es instalado; un segundo escenario, donde el monitoreo se lleva a cabo por medio de registros de pruebas de inyección ILT; y un tercero, donde el monitoreo se lleva a cabo a partir de pruebas RLT.

Los factores analizados en estos escenarios son:

### 6.2.1 Costos del monitoreo

**Costo del monitoreo con registros de pruebas de inyección ILT:** El valor de este registro es de 5,675 dólares que incluye las unidades en superficie para hacer su respectiva lectura como la unidad wireline (encargada de bajar el spin dentro de la tubería), el ingeniero encargado de la operación e interpretación de datos, y demás herramientas. Se toman 4 registros por pozo anualmente y una adicional si el pozo tiene alguna intervención especial como una estimulación, un trabajo de workover y otras.

**Costo del monitoreo con el sistema RTS:** Este tipo de registros se realizan llevando una unidad de wireline, que se encarga de bajar por el espacio anular, una herramienta lectora de rayos gamma producidos por un trazador que

mezclado con el agua los produce y entra en las diferentes arenas. Este tipo de registros tiene un valor de US\$4,000, los cuales cubren el transporte de la unidad de wireline hasta la cabeza de pozo, el registro y su respectiva interpretación.

***Costo del monitoreo con el sistema DTS-Fibra óptica:*** En el capítulo 5 se planteó una propuesta técnica para la instalación permanente del sistema DTS-Fibra óptica en 2 pozos inyectoros. Dicha propuesta tiene un valor de US\$1'060,228.53, los cuales se dividen en US\$ 926,428.53 el cual es el costo de los materiales y 133,800 , el costo de los trabajadores necesarios para llevar a cabo la instalación. Estos precios fueron obtenidos de una cotización de una empresa que ofrece el sistema.

Tabla 21. Costos de la implementación del sistema DTS-fibra Óptica en los Pozos UIS-10 y UIS-12

CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO. COSTOS IMPLMENTACION DTS-FO EN POZOS UIS-10 Y UIS-12					
	Elemento	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo total
SUBSUELO	<b>EQUIPO</b>				
	Fibra óptica	18,872	ft	9.12	8,4013.44
	Purga de Nitrógeno luego de bombear la fibra.	2	c/u	1,700	1,700
	Set de Conectores en Cabeza de Pozo por pozo por línea.	3	c/u	950	2,850
	Abrazadera tipo cruzada	307	c/u	128	39,296
	Turn around Sub, Cubierto, 2 3/8" API EUE (O.D. 5.0)	1	c/u	12,840	12,840
	Línea de control (O.D. ¼) para instalar la fibra. (wireline)	37,744	ft	6.27	236,264
	Renta de equipos para la instalación, herramientas por día.	5	día	3,000	15,000.000
	Equipo de Transporte round-trip. Instrumentación.	1	round-trip	6,000	6,000
	<b>PERSONAL</b>				
	Ingeniero senior para Fibra óptica	5	Día	2,500	12,500
	Movilización del personal por persona/por cargo	4	c/persona	600	2,400
	Especialista Fibra Óptica por día (Instalación)	5	Día	1,700	8,500
	Ayudante de herramienta por día. Por cada instalación.	10	Día	1,400	14,000.000
SUPERFICIE	<b>EQUIPO</b>				
	Caja de conexiones para la fibra óptica. Placa de montaje	1	c/u	15,678	15,678
	Cassette de empalme	2	c/u	85	170
	Válvula de bola con actuador eléctrico de 24v, 3000psi, 316L	3	c/u	3,700	11,100
	Probador eléctrico y set de terminales	3	c/u	1,700	5,100
	Cableado eléctrico de ensamble y terminales eléctricas	1	c/u	8,000	8,000
	Cableado eléctrico de superficie para conexión entre la caja de terminación eléctrica y la unidad de terminal remota.	1,000	Ft	6.38	6,380
	Fibra óptica del inyector a cuarto de instrumentación.	317	Pies	9.12	
	Fibra óptica para el pozo UIS-10	9212	Pies	9.12	
	Fibra óptica para el pozo UIS-12	9660	pies	9.12	
	Renta de equipos para la instalación, herramientas por día.	4	Día	3,000	12,000
	Equipo de Transporte round-trip. Instrumentación.	1	round-trip	6,000	6,000

Tabla 21. (Continuación)

CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO. COSTOS IMPLMENTACION DTS-FO EN POZOS UIS-10 Y UIS-12					
	Elemento	Cantidad	Unidad	Costo unitario	Costo total
SUPERFICIE	<b>PERSONAL</b>				
	Ingeniero Senior para Fibra óptica	4	Día	2,500	10,000
	Movilización del personal por persona/por cargo	2	Por persona	600	1,200
	Especialista Fibra Optica por día (Instalación)	4	Día	1,700	6,800
	Ayudante de herramienta por día. Por cada instalación. Personal	4	Día	1,400	5,600
	<b>EQUIPO SISTEMA DTS</b>				
	Sistema DTS para venta incluye los siguientes componentes: Nuevo.				
	Cabina de operaciones para los equipos de superficie.	1	c/u	263,708	263,708.45
	Equipo de adquisición de datos DTS				
	PC para almacenamiento de datos				
	Racks para el sistema DTS y el computador				
	Planes y manuales de operación.				
	Renta de equipos para la instalación, herramientas por día.	5	Día	2,000	10,000
	Documentos, planes y manuales de operación.	1	c/u	17,500	17,500
	<b>PERSONAL PARA INSTALAR EL SISTEMA DTS</b>				
	Ingeniero Senior para Fibra Óptica	5	día	2,500	12,500
	Especialista Fibra Óptica por día (Instalación)	5	día	1,700	8,500
	Ayudante de herramienta por día	5	día	700	3,500
	Movilización del personal por persona/por cargo	4	Por persona	600	2,400
	Personal para la captura de información en el DTS	5	día	1,700	8,500

FUENTE: Los autores

## **6.2.2 Costo de agua de inyección en los pozos UIS-10 y UIS-12**

Una parte del agua inyectada en los pozos señalados se capta del río Magdalena a una tasa cercana a los 2.6 barriles por minuto. Esta agua es tratada para evitar problemas en la formación y este tratamiento tiene un costo de US\$ 0.5 por barril de agua; esta agua corresponde al 75% del agua de inyección; el 25% restante se obtiene de los tanques desnatadores y proviene de la producción de los pozos que pertenecen a los patrones de inyección de estos dos pozos; esta agua también debe ser sometida a un proceso para llevarla a condiciones óptimas de inyección el cual tiene un costo de US\$0.04 por barril de agua.

## **6.2.3 Costos Operativos**

Los costos operativos son la suma de todos los costos en los que incurre la gerencia del campo para producir un barril de petróleo; para el campo Yariguí-Cantagallo estos se estiman en US\$11 por cada barril explotado. Este valor incluye el costo del sistema de levantamiento, el mantenimiento de los equipos, el tratamiento de los fluidos producidos, el costo de las líneas de flujo de los pozos hasta las facilidades de superficie y el personal de trabajo.

## **6.2.4 Impuestos para la industria petrolera**

***Impuesto sobre la renta:*** El impuesto sobre la renta grava todos los ingresos que obtenga un contribuyente en el periodo determinado en un año fiscal, que sean susceptibles de producir incremento neto del patrimonio en el momento de su

percepción. Este es el principal impuesto que tiene la industria petrolera, para el caso específico de la empresa colombiana de petróleos ese impuesto se valora en el 33%. Este es un impuesto que se aplica sobre la ganancia que genere el proyecto, es decir, a la suma de los ingresos menos todos los costos en los que se incurran para conseguir dichos ingresos.

**Regalías:** Se entiende por regalías los recursos económicos que son pagados en compensación, a las entidades territoriales por la explotación de un recurso no renovable, como los Hidrocarburos. La ley 756 de 2002 rige actualmente el porcentaje de regalías que debe pagar un campo, y según el parágrafo 3 del artículo 16 de la misma, se aplicará a la producción incremental proveniente de los contratos de producción aprobados previamente por el Ministerio de Minas y Energía.

En la Tabla 22, se observa la forma en que se calculan las regalías de acuerdo a la producción del campo.

**Tabla 22. Regalías en Colombia**

Producción diaria promedio mes	Porcentaje
Para una producción igual o menor a 5 KBPD	8%
Para una producción mayor a 5 KBPD e inferior o igual a 125 KBPD	X%
Para una producción mayor a 125 KBPD e inferior o igual a 400 KBPD.	20%
Para una producción mayor a 400 KBPD e inferior o igual a 600 KBPD	Y%
Para una producción mayor a 600 KBPD	25%

**FUENTE:** Congreso de la República de Colombia. Ley 756. Ley de Regalías. Bogotá, D.C., 2002.

Dónde:

$$X = 8 + (\text{producción KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0.10)$$

$$Y = 20 + (\text{Producción KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0.025)$$

Basado en lo dispuesto por la ley, las regalías que deberá pagar el campo Yariguí-Cantagallo sobre los barriles de producción incremental serán del 9,37% sobre los barriles de producción incremental del campo; debe tenerse en cuenta que esto solo aplica para los barriles incrementales debidos a la inyección de agua, pues la producción debida a otras fuentes de energía distintas a un recobro mejorado seguirán pagando las regalías original del campo las cuales son del 20%.

### **6.2.5 Transporte del petróleo**

El transporte del crudo del campo Yariguí-Cantagallo se hace por medio del oleoducto hasta la refinería de Barrancabermeja; este rubro tiene un costo promedio de US\$2 por barril de crudo.

### **6.2.6 Precio del barril de petróleo**

El precio del barril de petróleo sigue tendencias internacionales que sirven de referencias para establecer precios internos en cada país. Aunque existen diferentes crudos de referencia como el Brend o el Tapis, para Colombia el crudo de referencia es el West Texas Intermediate (W.T.I.), el cual es negociado en la bolsa de valores de Nueva York y que para el 2012 (año en el que se realizó este estudio) tuvo un valor que osciló entre los 103 y los 85 dólares por barril.

Sin embargo, el crudo W.T.I. posee características que distan bastante del crudo producido en campo Yariguí-Cantagallo siendo la más importante, la gravedad A.P.I., la cual es de 40° para el crudo de referencia y de 21° para el crudo del campo de estudio; esta gran diferencia hace que el valor del crudo del campo Yariguí-Cantagallo sea mucho menor que el valor del crudo de referencia. Para el año 2012 el crudo del campo se vendió a un valor promedio de 50 dólares el barril.

En la tabla 23 se presenta el precio del barril de crudo, los costos operacionales de la producción y las regalías que disminuyen la ganancia bruta por barril de aceite producido.

**Tabla 23. Cálculo de la ganancia bruta por barril producido**

PRECIO US\$	Regalías (9.3%) US\$	Costo operativo de levantamiento US\$	Transporte oleoducto US\$	Ganancia bruta por barril producido US\$
50	4.65	11	2	32.35

**Fuente:** Los Autores

### 6.3. EVALUACION FINANCIERA

#### 6.3.1 Ingresos

Como ya mencionó, el análisis financiero se hará sobre la producción del pozo UISP-03, la cual no ha sido constante a lo largo del periodo de estudio. En promedio el pozo tuvo una producción de 255,4 barriles incrementales por día.

Se debe observar que la producción incremental empieza a aumentar cuando el pozo UIS-10 entró en proceso de inyección en Mayo de 2011. Aunque al principio el aumento fue muy poco a medida que la inyección en el pozo UIS-10 continuaba, la producción incremental aumentó. A continuación se presentan los ingresos mes a mes en el periodo de estudio:

**Tabla 24. Ingresos mes a mes en periodo de estudio**

Mes	Caudal Diario de Producción	Ingresos por producción
	BBL	US \$
<b>2010</b>		
Noviembre	200.99	195,060.80
Diciembre	226.516	227,161.57
<b>2011</b>		
Enero	240.348	241,032.99

Mes	Caudal Diario de Producción	Ingresos por producción
	BBL	US \$
Febrero	233.364	211,381.11
Marzo	226.844	227,490.51
Abril	206.355	200,267.53
Mayo	210.017	210,615.55
Junio	219.507	213,031.54
Julio	226.711	227,357.13
Agosto	238.255	238,934.03
Septiembre	269.797	261,837.99
Octubre	267.663	268,425.84
Noviembre	268.233	260,320.13
Diciembre	270.066	270,835.69
<b>2012</b>		
Enero	267.683	268,445.90
Febrero	268.092	251,510.51
Marzo	267.067	267,828.14
Abril	269.017	269,783.70
Mayo	287.949	288,769.65
Junio	306.888	287,906.98
Julio	325.764	326,692.43
Agosto	333.513	334,463.51
<b>TOTAL</b>	<b>5630.639</b>	<b>5,549,153.21</b>

Fuente: Los autores.

### 6.3.2 Egresos

Los egresos son la suma de todos los costos que se presentan en la inyección de agua y monitoreo de la misma, en los pozos UIS-10 y UIS-12. Los tres escenarios analizados, varían en el valor del costo del monitoreo de la inyección de agua. Así, el monitoreo con fibra óptica que tiene un valor de 1'060.228, 53 que se paga una sola vez al iniciar la operación; el monitoreo realizado con un registro de pruebas de inyección (ILT) tiene un valor de US\$5675 cada vez que es aplicado y se requieren aproximadamente 13 registros en el tiempo de estudio. Por su parte, el monitoreo realizado con registro de trazadores radioactivos (RTS) tienen un costo de US\$4000 por aplicación y se requieren normalmente 4 registros por año por cada pozo; sin embargo en el Campo Yariguí-Cantagallo se realizaron 9 registros en el periodo estudiado, por lo tanto se va a analizar financieramente, este escenario, con ese valor.

En la tabla 27 se presenta la suma algebraica de los costos correspondientes a los diferentes escenarios; es de resaltar que las actividades relacionadas a cada uno de los tipos de monitoreo analizados, no son llevadas a cabo en el mismo momento del proyecto, por lo tanto, no son comparables entre sí; solamente muestran un indicativo de los costos generados por cada operación.

**Tabla 25. Resumen de los costos según el tipo de Monitoreo**

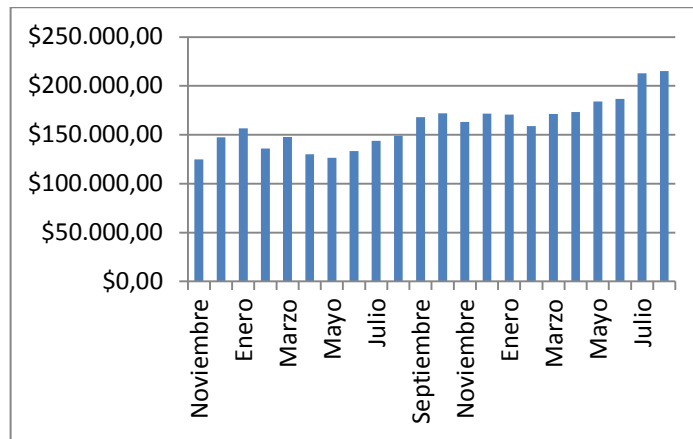
Tipo de monitoreo	Costo inyección de agua	Costo del monitoreo	Total egresos
<b>ILT</b>	\$ 236,030.21	\$ 25,603.26	\$ 261,633.47
<b>RTS</b>	\$ 236,030.21	\$ 11,572.74	\$ 247,602.95
<b>DTS-FO</b>	\$ 236,030.21	\$ 343,079.26	\$ 579,109.47

**Fuente:** Los autores.

### 6.3.3 Flujo de caja

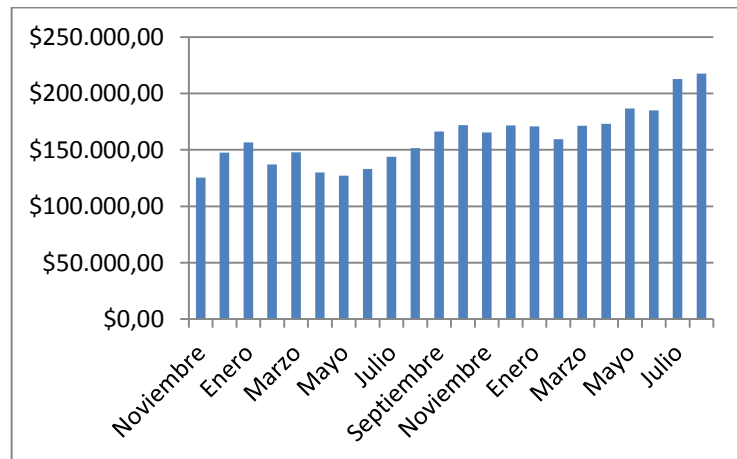
El flujo de caja es la representación gráfica de los ingresos y egresos de dinero que se presentan durante el tiempo de estudio del proyecto. En él se muestra en qué momento se realizan los diferentes gastos facilitando el cálculo de los VPN.

**Figura 13. Flujo de caja Monitoreo I.L.T.**



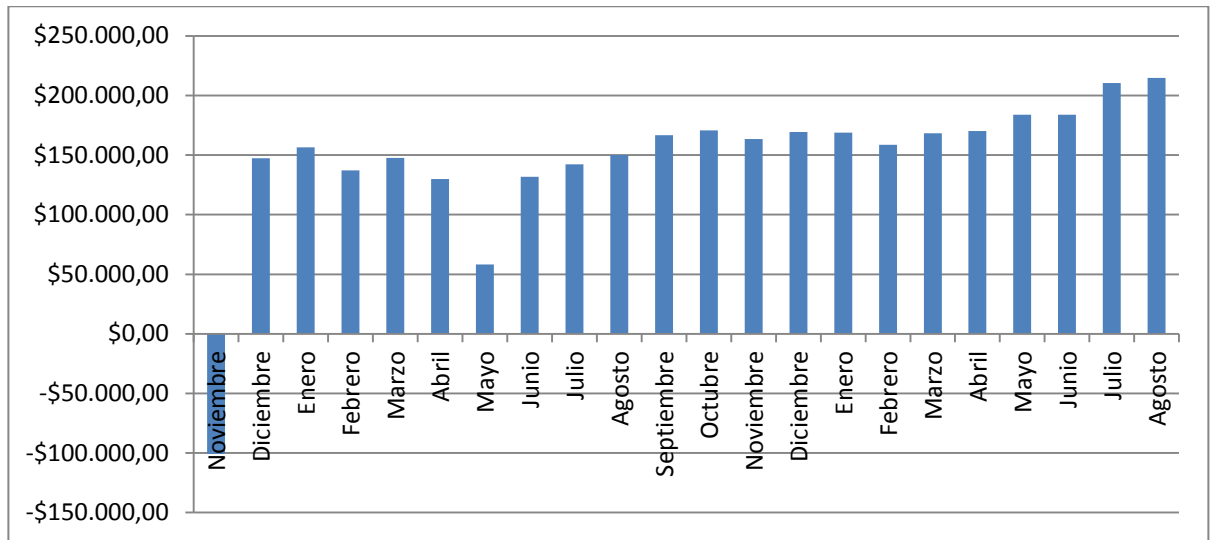
Fuente: Los autores

**Figura 14. Flujo de caja Monitoreo R.T.S.**



Fuente: Los autores

**Figura 15. Flujo de caja para el tipo de monitoreo DTS-F.O**



**Fuente:** Los autores

En los flujos de caja anteriores se observa que en la mayoría de los meses del estudio, la inyección de agua produce ganancias por medio de los barriles incrementales, salvo para el primer mes donde el monitoreo se realizó con el sistema DTS-fibra óptica en el que la inversión inicial de la fibra es mayor que los ingresos generados por los barriles incrementales; este es un comportamiento normal debido a que los barriles incrementales van tomando importancia a medida que la inyección avanza en el tiempo y en un primer momento no se va a notar un impacto tan marcado, además, el gasto total de la fibra óptica se genera en el primer mes, por ser permanente.

#### **6.3.4 Cálculo del valor presente neto VPN**

El valor presente neto es el método de evaluación financiera más comúnmente usado, tiene como fin determinar si un proyecto de inversión cumple con el objetivo de maximizar la inversión y se basa en llevar el dinero que se maneja durante el proyecto a un solo momento en el tiempo; al hacer esto se puede determinar si el proyecto genera ganancias o no: si el VPN es mayor que cero el dinero invertido generará ganancias, mientras que si el VPN es menor que cero el proyecto generará pérdidas y no será financieramente viable.

El VPN también puede ser usado para comparar diferentes opciones financieras en la ejecución de un proyecto. Para esto, se calcula el VPN del dinero en los diferentes escenarios del proyecto y luego se comparan los resultados; el escenario que presente un valor más alto de VPN es el que financieramente será más viable.

Para determinar el VPN es necesaria una tasa de interés que es la devaluación del dinero en el tiempo del proyecto. Para este caso, se tomó un valor de 0,87% basados en los informes del IPC publicados por el Banco de la República de Colombia.

**Tabla 26. Valor Presente Neto para cada sistema de Monitoreo (tiempo cero)**

<b>Año</b>	<b>Sistema de monitoreo</b>	<b>I.L.T. US\$</b>	<b>R.T.S. US\$</b>	<b>D.T.S.-FIBRA ÓPTICA US\$</b>
<b>2010</b>	Noviembre	124,938.43	125,324.06	-63,153.20
	Diciembre	146,192.42	146,192.42	146,192.42
<b>2011</b>	Enero	153,957.15	153,957.15	153,957.15
	Febrero	132,350.00	133,623.00	133,623.00
	Marzo	142,713.18	142,713.18	142,713.18
	Abril	124,540.49	124,540.49	124,540.49
	Mayo	120,072.36	120,751.44	61,067.63
	Junio	125,366.77	125,366.77	125,366.77
	Julio	134,225.79	134,225.79	134,225.79
	Agosto	137,920.98	140,162.74	140,162.74
	Septiembre	154,020.11	152,453.65	154,020.11
	Octubre	156,248.99	156,248.99	156,248.99
	Noviembre	146,984.78	149,169.04	149,169.04
	Diciembre	153,391.25	153,391.25	153,391.25
<b>2012</b>	Enero	151,219.84	151,219.84	151,219.84
	Febrero	139,505.18	140,133.33	141,633.40
	Marzo	149,221.90	149,221.90	149,221.90
	Abril	149,396.69	149,396.69	149,396.69
	Mayo	157,558.20	159,631.82	159,631.82
	Junio	158,251.06	156,802.08	158,251.06
	Julio	178,934.19	178,934.19	178,934.19
	Agosto	179,367.77	181,388.20	181,388.20
	<b>VPN TOTAL</b>	<b>3,216,377.52</b>	<b>3,224,848.02</b>	<b>2,981,202.47</b>
<b>Diferencia porcentual*</b>		<b>0.26%</b>	<b>0.00%</b>	<b>8.56%</b>

**Fuente:** Los autores

\* Diferencia con respecto al valor presente neto más alto.

En la tabla 26 se pueden ver los resultados del cálculo de VPN para el proyecto de inyección de agua utilizando los diferentes tipos de monitoreo, se puede observar que la opción que presenta un mayor valor presente neto es el monitoreo realizado con RTS.

### **6.3.5 Tiempo de repago simple (Simple Payback)**

El tiempo de repago es la cantidad de periodos que se demora el proyecto en retornar la inversión inicial, para determinarlo se hace una relación entre la inversión que fue realizada en el proyecto y el flujo de ingresos que se obtiene en la unidad de tiempo deseado, sin embargo, el método de evaluación cae en el error de comparar cantidades de dinero que se encuentran en diferentes tiempos, sin tener en cuenta la devaluación del dinero, pero aun con este pequeño error es un criterio de evaluación aceptado normalmente. El objetivo de este método de evaluación financiera es ver si la inversión se paga en el tiempo que dura el proyecto en cuestión; cuando se están comparando varios escenarios para el mismo proyecto lo que se observa es cuál de ellos se paga más rápidamente.

Este análisis tampoco tiene en cuenta el tiempo que puede durar el proyecto, por esto se convierte en una medición de velocidad de flujo de efectivo, mas no de la cantidad total de dinero que puede obtener de la ejecución del proyecto, en otras palabras, no sirve para determinar cuál escenario es el más rentable.

Para determinar cuál de los tres tipos de escenarios presenta un menor tiempo de repago, se hace necesario sumar algebraicamente los ingresos y la inversión mes a mes, ya que los ingresos no son constantes en el tiempo; el proceso se realiza

hasta que en un mes el resultado sea positivo y luego se procede a hacer un regla de tres para determinar el periodo de tiempo en que se paga<sup>27</sup>. La Tabla donde se realizó este procedimiento se puede ver en el Anexo D.

En la tabla 27 se muestran los resultados obtenidos para el tiempo de repago con los tres tipos de monitoreo en el proyecto de inversión de agua.

**Tabla 27. Payback para cada tipo de Monitoreo**

Tipo de Monitoreo	Tiempo de Repago (meses)
I.L.T.	1.29
R.T.S.	1.23
D.T.S.-FIBRA ÓPTICA	2.85

**Fuente:** Los autores

Como se puede observar el tipo de monitoreo de RTS es el que presenta un menor tiempo de repago.

---

<sup>27</sup> Narváez, J. "evaluación de inversiones: de la teoría a la práctica, parte I" [En línea]. Disponible en <<http://www.cyta.com.ar/ta0504/v5n4a4.htm>>

### 6.3.6 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa real del proyecto, es decir es la tasa a la que las inversiones que se realizaron genera las ganancias que son calculadas en el valor presente neto. En otras palabras, es la tasa que iguala el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

La tasa interna de retorno se calcula por medio de un proceso iterativo en el cual, por medio de un proceso de prueba y error se van obteniendo valores de tasas de retorno que aproximan los VPN's de los ingresos con los VPN's de los egresos. El proceso se itera hasta que los valores obtenidos de la tasa interna de retorno tienden a un valor específico. En la Tabla 28 se muestran los resultados de las tasas internas de retorno para la inyección de agua con los tres tipos de monitoreo.

**Tabla 28. Cálculo de tasas internas de retorno.**

VPN	ILT	RTS	DTS-FO
VPN Ingresos* (US \$)	5'038,496.25	5'038,496.25	5'038,496.25
VPN costos* (US \$)	237932.785	225290.253	557835.026
TIR	89%	94%	34%

Fuente: Los autores

Una vez calculadas, las TIR's son comparadas con la tasa interna de oportunidad (TIO), la cual es la tasa mínima de ganancia que espera el inversionista. Para este proyecto el inversionista será la empresa Ecopetrol S.A. con una TIO de 12%.

---

\* Calculado para el tiempo inicial de proyecto.

Los tres escenarios superan la TIO de Ecopetrol S.A., sin embargo, se observa que entre ellas la más alta es la que presenta el monitoreo con RTS. Esto indica que es el proyecto que genera una mayor rentabilidad.

#### 6.4. RESULTADOS DEL ANALISIS FINANCIERO

En la Tabla 29 se muestra un resumen de los resultados que se obtuvieron para los tres escenarios en cada uno de los indicadores financieros que se han usado.

**Tabla 29. Resultados de análisis financiero**

	ILT	RTS	DTS FIBRA ÓPTICA
VPN total (US \$)	3,216,377.52	3,224,848.02	2,981,202.47
Diferencia porcentual*	0.26%	0.00%	7.56%
Tiempo de repago (meses)	1.29	1.23	2.85
TIR	89%	94%	34%

**Fuente:** Los autores

Como resultado del análisis financiero, la opción más viable es la de continuar realizando el monitoreo de la inyección de agua con el sistema RTS.

---

\* Diferencia con respecto al valor presente neto más alto.

## 6.5. GANANCIAS INTANGIBLES DEL USO DEL SISTEMA DTS-FO

Algunos beneficios del sistema podrían ser:

- Permite realizar la labor de múltiples registros en uno solo; como los registros del perfil de inyección (PLT) y los registros de integridad del pozo, entre otros, ahorrando la inversión de éstos, en el futuro.
- Permite identificar de forma temprana, las variaciones en el perfil de inyección y problemas en el flujo, facilitando la reacción a tiempo y evitando daños en la formación, alteraciones en el frente de invasión, y por ende la pérdida de barriles incrementales debido a una mala inyección; con ello, se evitan costos asociados al levantamiento de agua recirculada, después del tiempo de ruptura.
- Un manejo adecuado de la información del sistema DTS-fibra óptica puede ayudar a aumentar el factor de recuperación de un yacimiento.
- La herramienta permite la detección de flujo detrás del casing. Evitando la inyección de agua hacia formaciones que no contienen hidrocarburos.
- Se puede implementar en forma permanente, así que sólo hay que parar el pozo una vez para instalarla.
- La herramienta posee resolución espacial de toma de datos cada 3 fts, mientras los registros ILT y RTS implementados en el campo Yariguí-Cantagallo tiene un promedio de toma de datos cada 12 ft. Lo anterior permite una información más selectiva de los caudales de inyección.

- El sistema detecta daño de válvulas en tiempo real, lo cual permite corregir y optimizar la eficiencia de barrido, evitando la inyección preferencial y costos asociados al levantamiento de agua recirculada, después del tiempo de ruptura.
- El empleo del sistema DTS-fibra óptica permite una mejor administración de la inyección y con ello reduce la perforación de pozos “*in fill*”, minimiza el número de trabajos de perforación, completamiento y workover, que resulta en menos gastos.

## 7. CONCLUSIONES

- Luego de culminar este proyecto de grado, se observa que no existe bibliografía técnica acerca de esta nueva tecnología. La bibliografía existente se limita a artículos de carácter comercial basados en experiencias en diferentes partes del mundo, ya que la información acerca de la aplicación de este sistema en Colombia es escasa.
- Se determinaron criterios de selección para la aplicación del sistema DTS-Fibra óptica en los pozos inyectores del campo Yariguí-Cantagallo. Los criterios usados para este campo pueden ser usados para otros campos similares en los que se lleven a cabo procesos de inyección de agua.
- Una vez fueron establecidos los criterios de selección de pozos, se concluyó que los pozos más aptos para la implementación del sistema DTS-fibra óptica fueron los pozos UIS-10 y UIS-12; fueron escogidos dos pozos en lugar de sólo uno, debido a la facilidad de la herramienta en superficie, para analizar el flujo de varios pozos con un solo sistema DTS en superficie; esto reduce los costos de instalación en un segundo pozo.
- Basados en las características de los pozos UIS-10 y UIS-12, se concluye que la configuración necesaria para el monitoreo permanente del sistema DTS-fibra óptica sería: Fibra óptica de terminación Monomodo o Single ended, con línea fijada a la tubería por medio de abrazaderas y wireline como línea de control y protección, entre otras especificaciones técnicas, discutidas en el proyecto.

- Una vez realizado el análisis financiero de la inyección de agua con tres diferentes sistemas de monitoreo (ILT, RTS y DTS-Fibra óptica); se concluyó que la opción más rentable para hacer el monitoreo de la inyección de agua en los pozos UIS-10 y UIS-12 es el sistema RTS, ya que tiene un VPN de US \$ 3'224,848.02, un tiempo de repago de 1,3 meses y una tasa interna de retorno el 94%.
- Aunque el sistema DTS-Fibra óptica es no es la mejor opción financiera, sigue siendo una opción viable, pues en los indicadores financieros muestran un valor presente neto positivo de US \$ 2'981,202.47 y una tasa interna de retorno de 34%, la cual es mayor que la tasa interna de oportunidad de 12% que maneja Ecopetrol S.A.

## RECOMENDACIONES

- Aunque el sistema DTS-fibra óptica presenta muchas aplicaciones en la industria del petróleo, la información que existe acerca de su funcionamiento, aplicaciones y beneficios, está limitada a la que se encuentra en artículos comerciales basados en experiencias en otros países. Se invita a la población estudiantil y académica a desarrollar más investigación acerca del tema aplicándolo a la industria del petróleo en Colombia.
- El sistema de monitoreo DTS-Fibra óptica tiene muy diversas aplicaciones en la industria del petróleo; se recomienda que la investigación se continúe en el campo Yariguí-Cantagallo para determinar que otras aplicaciones pueden ser utilizadas para su optimización. Lo anterior, teniendo en cuenta que el sistema de superficie puede analizar la información de hasta 6 pozos.
- Los factores predominantes en la selección de la mejor alternativa de monitoreo para este tipo de proyectos son absolutamente de carácter financiero. Sin embargo, puede ser necesario considerar los posibles beneficios que no son cuantificables en este momento, pero que presentan tanta relevancia como los factores financieros.
- En el caso de que el sistema DTS-fibra óptica sea implementado, se recomienda llevar un estricto control sobre los beneficios económicos que puedan ser generados debido a la instalación; esto favorecerá a investigaciones futuras en la cuantificación de dichos beneficios.

- Se hace nuevamente la invitación a continuar con la investigación de la herramienta DTS-Fibra óptica como sistema de monitoreo en un campo colombiano. En este trabajo se dejan bases de ingeniería conceptual y sus fundamentos técnicos para la aplicación del sistema en la industria nacional.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Algeroy, J et al. "MONITOREO PERMANENTE: SU IMPLEMENTACIÓN EN EL YACIMIENTO". Oilfield Review verano de 2009.
2. Andersen M, Stewart L, Varhaug Matt. "TEMPERATURAS DE FONDO DE POZO OBTENIDAS CON FIBRA ÓPTICA". OILFIELD REVIEW, PRIMAVERA DE 2009. 20° ANIVERSARIO. SCHLUMBERGER. Páginas 34-39.
3. Botacchio M, Halliburton; Triques A, Pereira H, De Lima L, Souza C, Izzet R, Petrobras. "CASE HISTORY- STEAM INJECTION MONITORING WITH OPTICAL-FIBER DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSING"
4. Brown G.A. "THE ESSENTIALS OF FIBER-OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE ANALYSIS". PDF, 2005.
5. Brown G.A. et al. "USING DTS MEASURE BELOW ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS TO OPTIMIZE PRODUCTION FROM DEPLETED RESERVOIR BY CHANGING INJECTION SUPPORT AROUND TO WELL". Paper SPE 135130, Italy, September 2010.
6. Brown G.A., L. Adams/ Sensa Schlumberger. SPE, G. H. Lanier/Brunei Shell Petroleum: "BRUNEI FIELD TRIAL OF A FIBER OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSOR (DTS) SYSTEM IN A 1,000M OPEN HOLE HORIZONTAL OIL PRODUCER", paper SPE 84324 Denver, Colorado, U.S.A., October 2003.

7. Cárdenas, J. “YARIGUÍ-CANTAGALLO PASÓ DE 4800 A 13300 BARRILES DIARIOS EN TRES AÑOS, RE-PRODUCCIÓN”. Carta Petrolera. Edición 114 Abril-Mayo. Ecopetrol S.A.
8. Elizarrarás A, Schlumberger WCP, Gutiérrez G, Pemex GITE, Lozada M, Pemex Región Sur, Vega A, Pemex Región Norte, “APLICACION DE FIBRA OPTICA EN PERFILES DE PRODUCCION.”
9. Fajhan H. Almutairi, Kuwait Institute of Scientific Research, and David R. Davies, Heriot-Watt University. “DETECTION OF SCALE DEPOSITION USING DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSING”. SPE 113595
10. Fryer, V, Shuxing, D, Otsubo, Y, Brown, G.A., and Guifoyle, P. “MONITORING OF REAL-TIME TEMPERATURE PROFILES ACROSS MULTIZONE RESERVOIRS DURING PRODUCTION AND SHUT-IN PERIODS USING PERMANENT FIBER-OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE SYSTEMS”. Paper SPE 92962. Presented at the the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition to be held in Jakarta, Indonesia, 5–7 April 2005.
11. González, Y.J., Brown, G.A., Friese, A., Padilla, A., and Ward, L. “SLICKLINE DTS MEASUREMENTS PROVIDE USEFUL INFORMATION FOR WELL INTEGRITY DIAGNOSTIC, STIMULATION TREATMENTS, AND WATER INJECTOR WELLS PERFORMANCE: NORTH AMERICA LAND CASE STUDIES.” Paper SPE 154442, presented at the SPE/ICOTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition at the Woodlands, Texas, USA, 27–28 March 2012.
12. Julian J, SPE, King G, SPE. Brown G, SPE. et. Al. “DOWNHOLE LEAK DETERMINATION USING FIBER-OPTIC DISTRIBUTED-TEMPERATURE SURVEYS AT PRUDHOE BAY, ALASKA.” (SPE 107070)

- 13.** Kabir, C.S., Izgec, B., Hasan, A.R., Wang, X., and Lee, J. "REAL-TIME ESTIMATION OF TOTAL FLOW RATE AND FLOW PROFILING IN DTS-INSTRUMENTED WELLS". Paper IPTC 12343. Presented at the International Petroleum Technology Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December 2008.
  
- 14.** Ley 756 de 2002. "POR LA CUAL SE MODIFICA LA LEY 141 DE 1994, SE ESTABLECEN CRITERIOS DE DISTRIBUCIÓN Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES." Publicado en el Diario Oficial 44878 de Julio 25 de 2002. Bogotá, Colombia.
  
- 15.** Martín. M. R. "ANÁLISIS EXPLORATORIO DE DATOS CON SPSS 11.5" 2004.
  
- 16.** Menkhaus, A., Taboada, J., Wasson, C., Webb, C., and Williason, J. "FIBER-OPTIC TECHNOLOGY ALLOWS REAL-TIME PRODUCTION LOGGING WELL CAMPAIGN TO CONTINUE WHERE TRADITIONAL LOGGING TOOLS FELL SHORT". Paper SPE 154064, Presented at the SPE/ICoTA Coiled Tubing & Well Intervention Conference & Exhibition at The Woodlands, Texas, USA, 27-28 March 2012.
  
- 17.** Myers, S; Allen. F; Braley, F. "PRINCIPIOS DE FINANZAS CORPORATIVAS", novena edición. editorial McGraw Hill
  
- 18.** Rahman, M., Zannitto, P.J., Reed, D.A., and Allan, M.E. "APPLICATION OF FIBER-OPTIC DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSING TECHNOLOGY FOR MONITORING INJECTION PROFILE IN BELRIDGE FIELD, DIATOMITE RESERVOIR". SPE 144116. Presented at the 2011

SPE Digital Energy Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas.

**19.** SARMIENTO, L. "INFORME ECOPETROL APLICACIONES TECNOLÓGICAS PROYECTO DE ESTIMULACIÓN ORGÁNICA SUPERINTENDENCIA DE ACTIVOS DEL RIO GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO." Septiembre 2007.

**20.** X. Wang, SPE, J. Lee, SPE, B. Thigpen, SPE, G. et al. Baker Hughes Production-Quest. "MODELING FLOW PROFILE USING DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSOR (DTS) SYSTEM". SPE 111790.

## ANEXOS

### ANEXO A: DESARROLLO DEL MODELO MATEMATICO EN EL QUE SE BASA EL SISTEMA DT-FIBRA OPTICA

Teniendo en cuenta que finalmente la medición de la temperatura no es la información buscada por el consumidor, se hace necesario encontrar un parámetro para un modelo que prediga el perfil de temperatura y el cual es ajustado por el mismo modelo hasta ser igual a la medida actual.

Como lo expone el modelo de Hasan-Kabir-Wang (2007)<sup>28</sup> para fluidos en estado estable en pozos complejos. La limitación de este modelo, se presenta en la sección donde hay zonas de producción, en las cuales la solución del modelo no se puede aplicar.

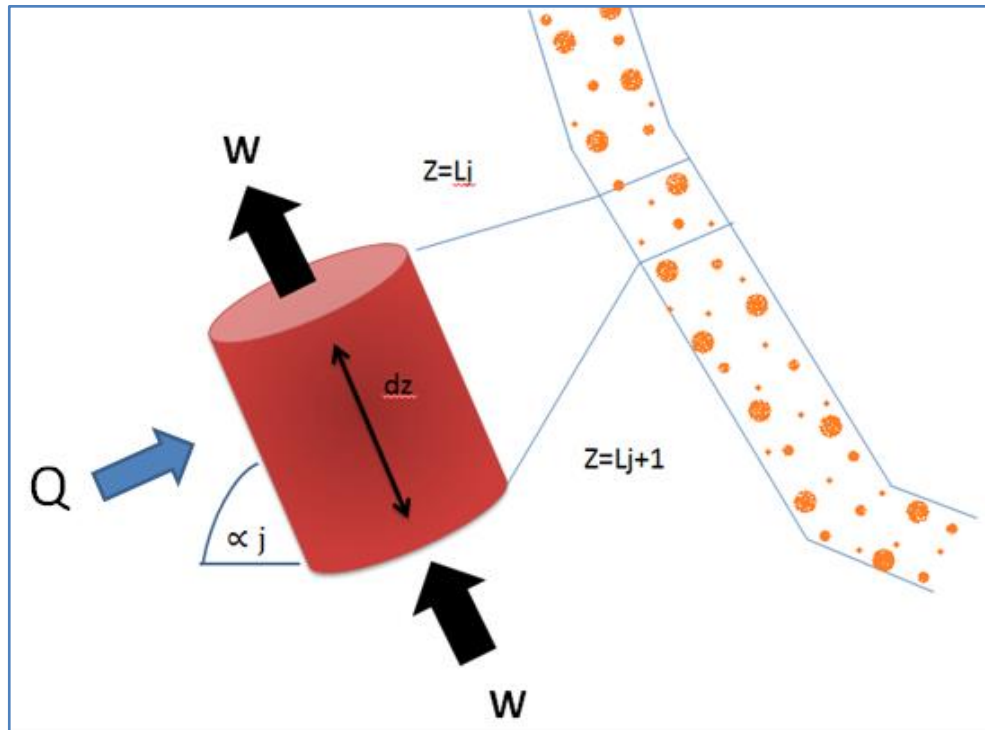
El modelo se basa en la discretización del pozo en un número finito de elementos cilíndricos para luego calcular la energía que tiene cada uno de estos elementos por medio de un balance de energía.

La siguiente imagen muestra el ejemplo de uno de los elementos, en un pozo discretizado.

---

<sup>28</sup> X. Wang, SPE, J. Lee, SPE, B. Thigpen, SPE, G. et al. Baker Hughes Production-Quest. "MODELING FLOW PROFILE USING DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSOR (DTS) SYSTEM". SPE 111790

**FIGURA A-1:** Discretización del wellbore para el balance de energía.



**Fuente:** X. Wang, J. Lee, B. Thigpen, G. et. Al. Baker Hughes Production-Quest. "Modeling Flow Profile Using Distributed Temperature Sensor (DTS) System". Modificado por los autores

La temperatura es la manifestación de la energía que tiene el fluido dentro de la tubería de producción y para determinar una fórmula que relacione la temperatura con la cantidad de fluido producido, se basa en una ecuación de balance de energía en estado estable, teniendo en cuenta que la diferencia de temperatura entre el fluido en el wellbore y sus alrededores resulta en un intercambio de energía.

En la ecuación de balance de energía (EBE) se analiza la energía que está en el sistema; esta se divide en la energía que entra con el fluido al elemento y las energías de entalpia, potencial y cinética del fluido en la tubería.

$$\bar{Q} = Q + \frac{\partial}{\partial Z} \left[ w \left( H_f + \frac{1}{2} v^2 + gZ \right) \right] \quad (A1)$$

Donde

Q= la energía recibida por (o perdida) la formación con el fluido

w= flujo de masa [lbm/h]

v= velocidad del fluido [ft/h]

H<sub>f</sub> = la entalpia del fluido [BTU/lbm]

g= constante gravitacional

Para formar el modelo diferencial se necesitan poner los términos del EBE en función de términos que puedan ser conocidos, para este fin se analiza término por término, empezando por el valor de la energía que entra en el sistema.

El elemento cilíndrico recibe energía desde el yacimiento por medio del flujo másico que entra en él, el término además contiene un factor de relajación que tiene en cuenta la conducción entre la formación y el volumen de control.

$$Q \equiv w c_p (T_{ei} - T_f) L_R^{29} \quad (A2)$$

Dónde:

$c_p$  = Capacidad calorífica específica del fluido en el tubing [btu/lbm\*°F]

$T_{ei}$  = Temperatura inicial de la formación [°F]

$T_f$  = Temperatura del fluido [°F]

---

<sup>29</sup> Hasan, A. Kabir, C. Lin, D. ANALYTIC WELLBORE-TEMPERATURE MODEL FOR TRANSIENT GAS-WELL TESTING. Chevron Texaco Overseas Petroleum.

$L_R$  = Parámetro de relajación con la formación [1/ft]

Teniendo en cuenta que<sup>30</sup>:

$$L_R = \frac{2\pi}{c_{pw}} \left[ \frac{r_{to} U_{to} k_e}{k_e + (r_{to} U_{to} T_D)} \right] \quad (A3)$$

Dónde:

$r_{to}$  = Radio externo del tubing [ft]

$U_{to}$  = Coeficiente de transferencia de calor para el fluido en el anular [btu/°F\*hr\*ft<sup>2</sup>]

$K_e$  = Conductividad de la formación [btu/°F\*hr\*ft]

$T_D$  = Función de distribución de temperatura adimensional.

La función de distribución de temperatura adimensional ( $T_D$ ) está definida de la siguiente manera<sup>30</sup>:

$$T_D = \ln[e^{-0.2t_d} + (1.5 - 0.371 e^{-t_d})] \sqrt{t_D} \quad (A4)$$

Donde el tiempo adimensional es igual:

$$t_D = k_e t / \rho_e c_e r_w^2 \quad (A5)$$

$t$  = Tiempo de producción [hr]

$c_e$  = Capacidad calorífica de la formación [Btu/lbm-°F]

$r_w$  = Radio del wellbore

Que depende de la Difusividad Térmica ( $\alpha$ ) que se define como:

---

<sup>30</sup> Hasan, A. Kabir, C. Lin, D. ANALYTIC WELLBORE-TEMPERATURE MODEL FOR TRANSIENT GAS-WELL TESTING. Chevron Texaco Overseas Petroleum.

$$\alpha = \frac{k_e}{\rho_e C_e}$$

$k_e$  = Conductividad de la formación [Btu/hr-ft-°F]

$\rho_e$  = Densidad de la formación [lbm/ft<sup>3</sup>]

Al término de la energía del fluido, se agrega los factores de conversión, “ $g_c$ ” (32,17lbm\*ft/lbf.sec<sup>2</sup>) para hacer uso de la gravedad y la constante de Joule “ $J$ ” (778ft\*lbf/Btu) debido al sistema de unidades empleado (Sistema Inglés).

Asumiendo que la tasa (W) es independiente de la profundidad del pozo:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left[ w \left( H_f + \frac{v^2}{2g_c J} + \frac{gZ \sin \theta}{g_c J} \right) \right] \quad (A6)$$

Se deriva:

$$w \left( \frac{\partial H_f}{\partial z} + \frac{v}{g_c J} \frac{\partial v}{\partial z} - \frac{g \sin \theta}{g_c J} \right) \quad (A7)$$

Por otro lado, empleando la derivada de la entalpia y el principio de Joule-Thompson según el cual la derivada de la entalpía a presión constante  $\left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_p$  es la capacidad calorífica de un fluido, y la derivada de la entalpia a temperatura constante  $\left(\frac{\partial H}{\partial p}\right)_T$  es la capacidad calorífica ( $C_p$ ), multiplicada por el coeficiente de Joule-Thompson ( $C_J$ ), se tiene:

$$dH = \left(\frac{\partial H}{\partial T}\right)_p dT + \left(\frac{\partial H}{\partial p}\right)_T dp = C_p dT - C_J C_p dp \quad (A8)$$

Dónde:

$C_J$  = Coeficiente de Joule-Thompson [ft\*°F\*sec<sup>2</sup>/lbm]

De la ecuación (A8) se despeja  $dT$ :

$$dT = \frac{1}{c_p} dH + C_J dP \quad (\text{A9})$$

De la cual, se obtiene la ecuación para la temperatura del fluido como función de la distancia medida  $\frac{dT}{dZ}$ :

$$\frac{dT_f}{dZ} = \frac{1}{c_p} \frac{dH}{dZ} + C_J \frac{dP}{dZ} \quad (\text{A10})$$

$$\frac{dT_f}{dZ} = \frac{1}{C_p} \left( \frac{g \sin \alpha}{J g_c} + \frac{v}{J g_c} \frac{dv}{dZ} - \frac{Q}{w} \right) + C_J \frac{dP}{dZ}$$

$$\frac{dT_f}{dZ} = \frac{g \sin \alpha}{C_p J g_c} - (T_f - T_{ei}) L_R + \frac{v}{C_p J g_c} \frac{dv}{dZ} + C_J \frac{dP}{dZ}$$

$$\frac{dT_f}{dZ} = \frac{g \sin \alpha}{c_p J g_c} + (T_{ei} - T_f) L_R + \varphi \quad (\text{A11})$$

Sabiendo que el incremento de la temperatura de un material de cemento de forma tubular en cualquier tiempo puede ser tomado como una fracción del incremento de temperatura del fluido, se tiene:<sup>31</sup>

$$m' E' = m E * C_T \quad (\text{A12})$$

Siendo  $m' E'$  la energía interna y la masa del sistema wellbore y  $m E$  la energía interna y la masa del fluido en el tubing; se genera una constante denominada  $C_T$  la cual representa la capacidad del wellbore para almacenar o liberar calor en función de la masa del fluido y la capacidad calorífica de este<sup>31</sup>. Entonces:

---

<sup>31</sup> Hasan, A. Kabir, C. Lin, D. ANALYTIC WELLBORE-TEMPERATURE MODEL FOR TRANSIENT GAS-WELL TESTING. Chevron Texaco Overseas Petroleum.

$$C_T = \frac{m'E'}{mE}$$

Re-escribiendo la ecuación (A1)<sup>32</sup>:

$$\bar{Q} = \frac{\partial(mE)_E}{\partial t} + \frac{\partial(m'E')_w}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial Z} \left[ w \left( H_f + \frac{1}{2} v^2 + gZ \right) \right]$$

Dónde:

$(mE)_E$  = Energía interna y masa del fluido.

$(m'E')_w$  = Energía interna y masa del wellbore.

El término de la derecha en la EBM representa el cambio de la energía en el sistema con respecto al tiempo, lo que es igual a la suma de las energías del wellbore y la del fluido en el sistema.

Teniendo en cuenta que la energía se define como la entalpia del fluido la cual es igual a la temperatura por la capacidad calorífica. Entonces Por definición<sup>33</sup>:

$$E = H = c_p * T_f$$

Remplazando y factorizando:

$$\frac{\partial}{\partial t} (mE + m'E') = \frac{\partial}{\partial t} [m c_p T_f (1 + C_t)] \quad (A13)$$

Ahora, se reemplazan los términos desarrollados en la EBM, y se genera el término  $\varphi$  el cual es una combinación del efecto Joule-Thompson y contribución de la energía cinética.

<sup>32</sup> Hasan, A. Kabir, C. Lin, D. ANALYTIC WELLBORE-TEMPERATURE MODEL FOR TRANSIENT GAS-WELL TESTING. Chevron Texaco Overseas Petroleum.

<sup>33</sup> X. Wang, SPE, J. Lee, SPE, B. Thigpen, SPE, G. et al. Baker Hughes Production-Quest. "MODELING FLOW PROFILE USING DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSOR (DTS) SYSTEM". SPE 111790

Entonces se obtiene:

$$\varphi = \frac{v}{Jc_p g_c} \frac{dv}{dz} - C_J \frac{dp}{dz} \quad (\text{A14})$$

Remplazando en la ecuación (A1) las ecuaciones (A2), (A9), (A11), y (A12). Se re-  
escribe:

$$\frac{dT_f}{dt} = \frac{wC_p L_R}{mc_p(1+C_t)} (T_{ei} - T_f) + \frac{wC_p}{mc_p(1+C_t)} \left( \frac{\partial T_f}{\partial z} + \varphi - \frac{g \sin \theta}{c_p g_c J} \right) \quad (\text{A15})$$

Sin Embargo, la ecuación todavía está en función de  $\frac{\partial T_f}{\partial z}$ .

Entonces usando un modelo de temperatura para estado estable se tiene que:

Para fluido estable la temperatura del fluido ( $T_{ei}$ ), cambia con la profundidad del pozo. Esto es igual a:

$$T_f = T_{ei} + \frac{1-e^{(z-L)L_R}}{L_R} \left( g_G \sin \theta + \varphi - \frac{g \sin \theta}{c_p g_c J} \right) = T_{ei} + \frac{1-e^{(z-L)L_R}}{L_R} \psi \quad (\text{A16})$$

Se deriva la temperatura con respecto a la profundidad.

$$\frac{dT_f}{dz} = \frac{dT_{ei}}{dz} - \frac{d[e^{(z-L)L_R}]}{dz} \psi = g_G \sin \theta - e^{(z-L)L_R} \psi \quad (\text{A17})$$

Sabiendo que:

$$T_{ei} = T_{eiwh} + g_G z \sin \theta \quad (\text{A18})$$

Remplazando la ecuación (A17) en la ecuación (A13) se obtiene:

$$\frac{dT_f}{dt} = \frac{wC_p L_R}{mC_p(1+C_t)} (T_{ei} - T_f) + \frac{wC_p}{mC_p(1+C_t)} \left( g_G \sin \theta - e^{(z-L)L_R} \psi + \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p g_{cJ}} \right) \quad (19)$$

Denominando una constante de la siguiente forma la EBM se re-escibe así:

$$a = \frac{wC_p}{mC_p(1+C_t)} \quad (A20)$$

Remplazando la ecuación (A20) en la ecuación (A19):

$$\frac{dT_f}{dt} = aL_R T_{ei} - aL_R T_f + a \left( g_G \sin \theta - e^{(z-L)L_R} \psi + \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p g_{cJ}} \right) \quad (A21)$$

La ecuación (A21) se puede solucionar usando el método de factores de integración; donde el factor de integración está dado por:

$$I = \exp\left\{ \int aL_R T_f dt \right\} = e^{aL_R t} \quad (A22)$$

Entonces la ecuación queda de la forma:

$$T_f = \frac{1}{e^{aL_R t}} \int \left[ aL_R T_{ei} + a \left( g_G \sin \theta - e^{(z-L)L_R} \psi + \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p g_{cJ}} \right) \right] dt \quad (A23)$$

La solución de la integración de la ecuación (A23) es:

$$(T_f - T_{ei}) - e^{(z-z_j)L_R}(T_{fj} - T_{eij}) = \frac{1-e^{(z-L)L_R}}{L_R} \left( g_G \sin \alpha + \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p g_{cJ}} \right) \quad (A24)$$

$z_j$  y  $T_j$  se refieren a los puntos superiores del volumen de control

$T_{fj}$  y  $z_{fj}$  son los puntos inferiores

$z$  =Longitud total

Se pasa a dividir el  $e$  y se despeja  $\frac{1}{L_R}$ .

La dependencia del fluido con la  $t$  y el flujo másico nos permite calcular la tasa de flujo:

$$L_R = \frac{2\pi}{c_p w} \left[ \frac{r_{to} U_{to} k_e}{k_e + (r_{to} U_{to} T_D)} \right]$$

Entonces, despejando el flujo másico de la ecuación A2 se puede dejar en función de  $1/L_R$ , valor que puede ser despejado de la solución, dejando el flujo másico en función de la temperatura, este flujo másico se puede transformar en caudal fácilmente:

$$w \equiv \frac{2\pi r_{to} U_{to}}{c_p} \left( \frac{k_e}{k_e + (r_{to} U_{to} T_D)} \right) \frac{1}{L_R} = \frac{2\pi r_{to} U_{to}}{c_p} \left( \frac{k_e}{k_e + (r_{to} U_{to} T_D)} \right) f(T)$$

Y así despejando  $f(T)$  de la solución de la EBE:

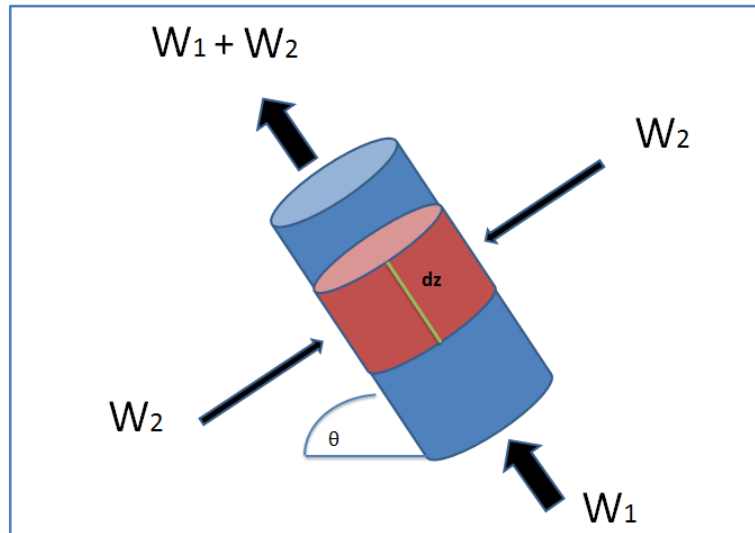
$$f(T) = \frac{(T_f - T_{ei}) - e^{(z-z_j)L_R}(T_{fj} - T_{eij})}{1 - e^{(z-L)L_R} \left( g_G \sin \alpha + \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p g_{cJ}} \right)} \quad (A25)$$

$T_{ei}$  Se saca con el gradiente geotérmico.

$$W = \frac{2\pi r_{to} U_{to}}{c_p} \left( \frac{k_e}{k_e + (r_{to} U_{to} T_D)} \right) \frac{(T_f - T_{ei}) - e^{(z-z_j)L_R} (T_{fj} - T_{eij})}{1 - e^{(z-L)L_R} \left( g_G \sin \alpha + \phi - \frac{g \sin \theta}{c_p g_c J} \right)} \quad (A26)$$

## A.1. MODELOS MATEMATICO PARA VARIAS ARENAS PRODUCTORAS

FIGURA A-2: DISCRETIZACIÓN DE LA TUBERÍA



**Fuente:** X. Wang, J. Lee, B. Thigpen, G. et. Al. Baker Hughes Production-Quest. “Modeling Flow Profile Using Distributed Temperature Sensor (DTS) System”. Modificado por los autores

El balance de energía para un pozo con varias arenas productoras es en realidad muy similar al balance cuando solo hay una arena; la diferencia radica en que la entrada de energía a través de la entrada de masa al sistema se calcula con el flujo másico que entra al sistema ( $W_2$ ), mientras que la energía del fluido en la tubería depende del flujo másico que viene de otras arenas ( $W_1$ ).

$$-Q = w_1 \left( \frac{\partial H}{\partial z} + \frac{v}{g_c J} \frac{\partial v}{\partial z} - \frac{g \sin \theta}{g_c J} \right) + \frac{w_2 C_p (T_f - T_{entrada})}{dz} \quad (A27)$$

Como se ve en la ecuación (A27), la energía cinética, interna y potencial dependen del flujo másico  $W_1$  y la energía que entra con el fluido y con la conducción dependen del  $W_2$ . Esta ecuación se transforma en modelo diferencia de manera similar al anterior, entonces este balance de energía queda en forma diferencial así:

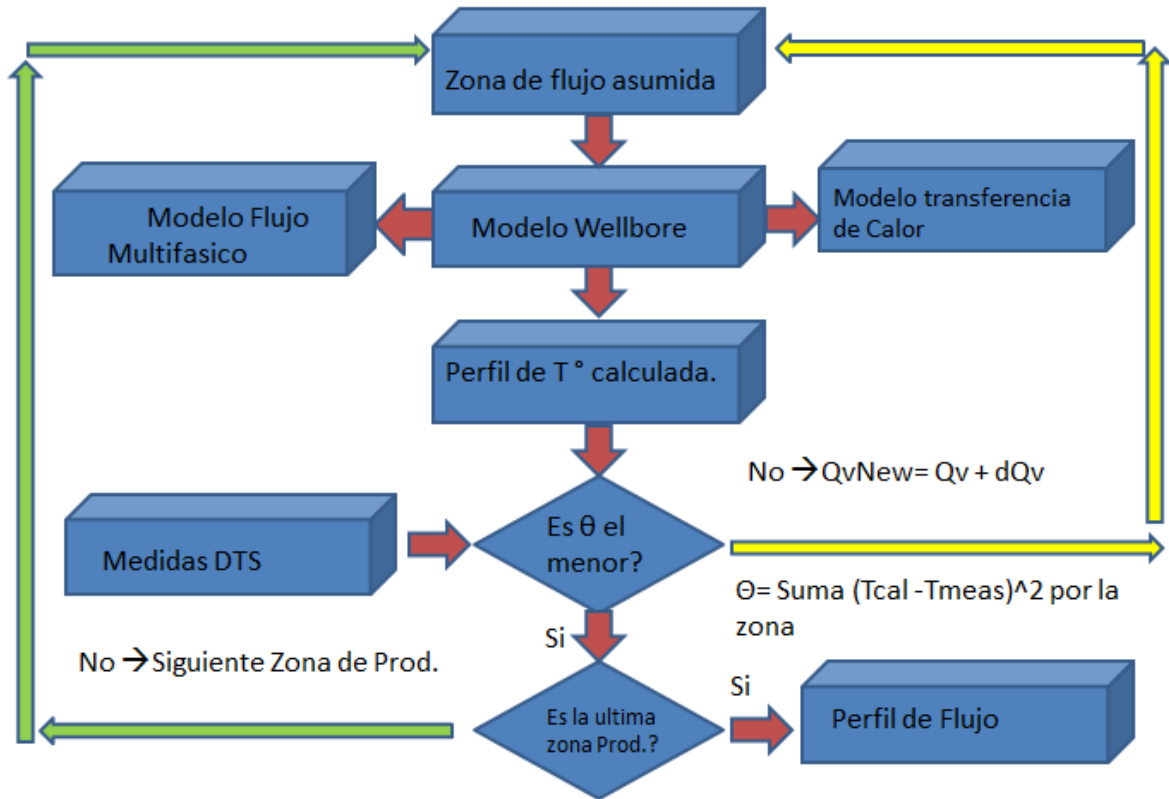
$$\lambda = \frac{w_1}{w_1 + w_2} \quad (A28)$$

$$\frac{dT_f}{dz} + \frac{(1-\lambda)(T_f - T_{entrada})}{\lambda dz} = \frac{L_R}{\lambda} (T_{ei} - T_f) + \left( \frac{g \sin \alpha}{j g_c C_p} - \phi \right) \quad (A29)$$

La solución analítica de este modelo es bastante complicada, por eso se soluciona por diferencias finitas. Aunque los autores no muestran este modelo en diferencias finitas se explica el funcionamiento del programa que soluciona el modelo.

El programa necesita tres valores de entrada, un caudal máximo, un caudal mínimo, y una pequeña variación en el caudal, además de un valor de tolerancia para la diferencia entre la temperatura calculada y la medida con DTS. El programa empieza en fondo del pozo entonces el programa asume un caudal, con este valor y con el modelo calcula una temperatura la cual se compara con la temperatura medida, si la diferencia entre estas es menor que la tolerancia, se toma esta caudal como el verdadero para esta zona y se sube en el pozo. Si la diferencia es mayor que la tolerancia dada, al caudal inicial se le suma o resta (dependiendo si empieza en el valor máximo o mínimo) y con este nuevo caudal se calcula otra temperatura y se vuelve a comparar, el ciclo continuo hasta terminar el pozo.

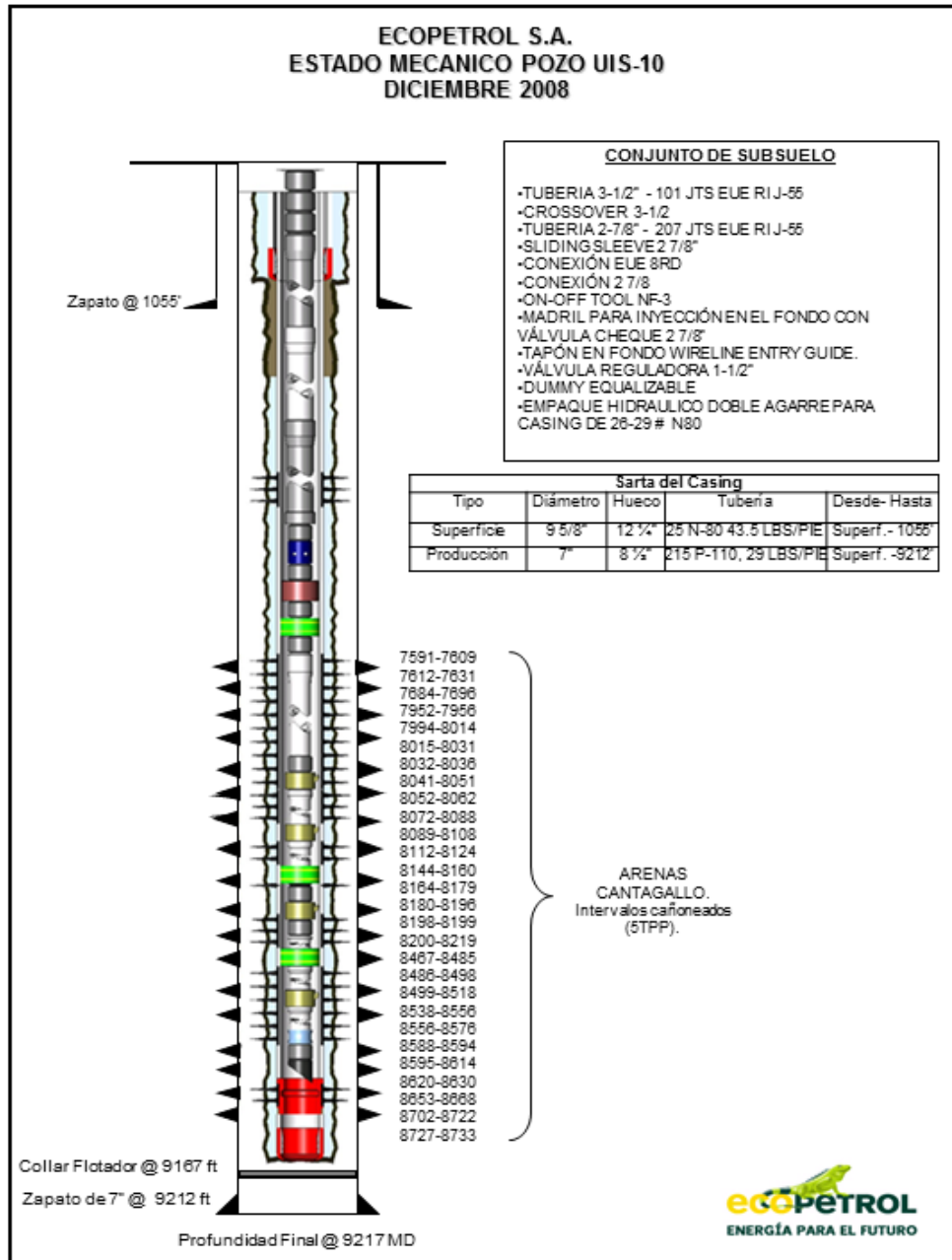
**FIFURA A-3: DIGRAMA DE FLUJO PARA SOLUCION DEL PERFIL DE TEMPERATURA**



**Fuente:** X. Wang, SPE, J. Lee, SPE, B. Thigpen, SPE, G. et al. Baker Huges Production-Quest. "MODELING FLOW PROFILE USING DISTRIBUTED TEMPERATURE SENSOR (DTS) SYSTEM". SPE 111790.

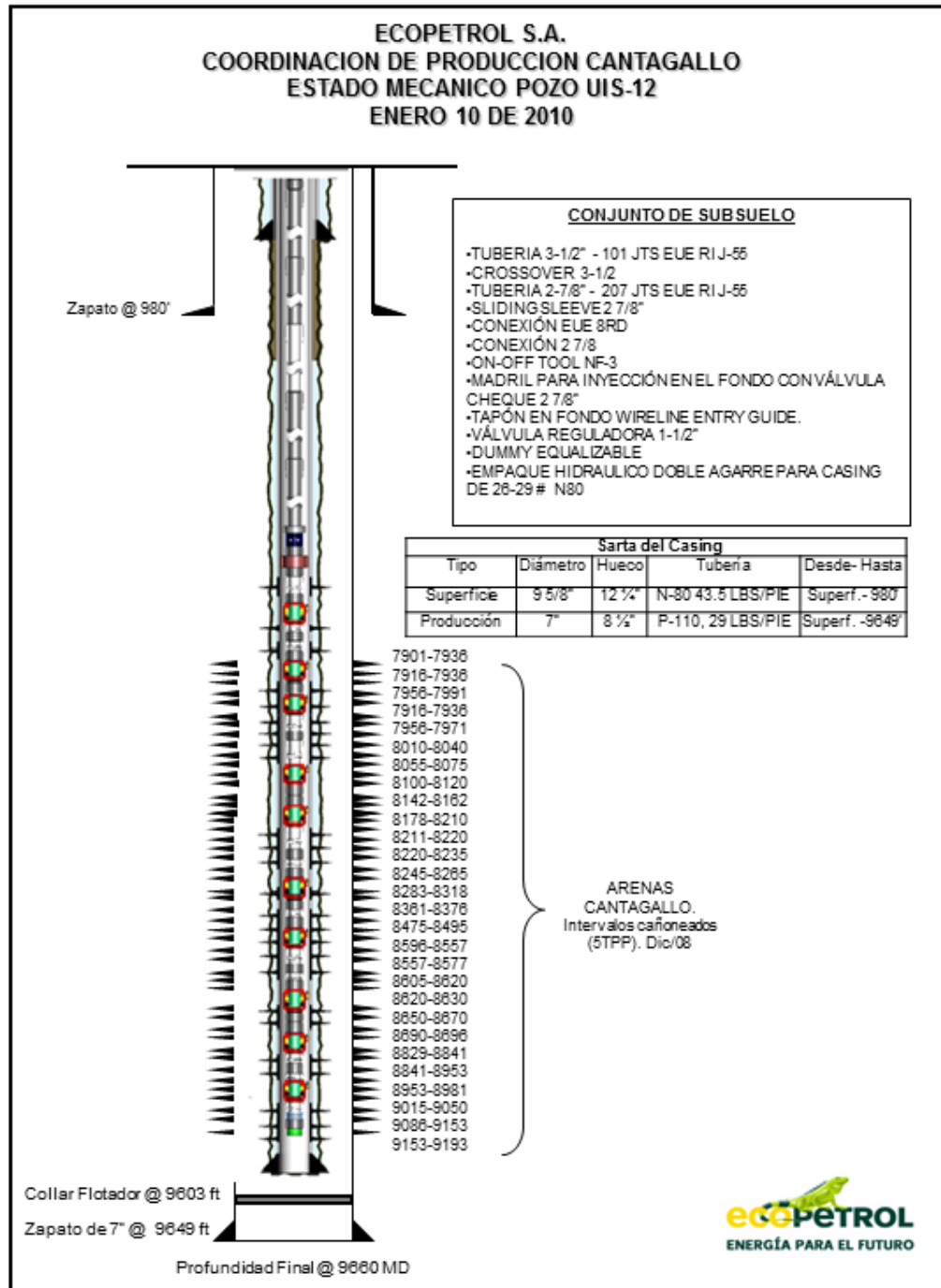
## ANEXO B. ESTADO MECANICO – POZOS UIS-10 Y UIS-12

### ANEXO B.1. ESTADO MECANICO – POZO UIS-10.



Fuente: Ecopetrol S.A. Gerencia de Centro Oriente

## ANEXO B. 2. ESTADO MECANICO – POZO UIS-12



**Fuente:** Ecopetrol S.A. Gerencia de Centro Oriente

## ANEXO C. CALCULO DE DISTRIBUCIÓN DE FLUJO

### ANEXO C.1: Cálculos de distribución de flujo POZO UIS-10

ARENA	POZO	INTERVALOS Tope TVD - Base TVD		ESPESOR Bruto	ESPESOR Neto	PERMEABILIDAD INTERVALO (mD)	Inyección (BWPD)	Kh INTERVALO	Suma KH	% K*H	VOLUMEN DE AGUA RECIBIDO POR POZO(BWPD)
3	UIS 10	7476	7496	113.99	104.00	34.71	811.57	3610.12	8121.20		
		7497	7518								
		7523	7533								
		7534	7552								
		7554	7570								
		7571	7590								
	UISP 06	7428	7434	110.94	82.22	16.78		1379.27	8121.20	16.98	137.83
		7510	7514								
		7524	7539								
	UISP 05	7669	7674	98.18	59.29	46.14		2735.97	8121.20	33.69	273.41
		7678	7684								
		7689	7700								
		7734	7742								
	UISP 03	6962	6967	98.24	71.71	16.23		1163.86	8121.20	14.33	116.31
		6979	6984								
		6988	6993								
		6996	7017								
		7024	7060								
UISP 04	7451	7461	85.24	68.19	41.68		2842.10	8121.20	35.00	284.02	
	7478	7515									

**ANEXO C.1: (CONTINUACIÓN)**

ARENA	Pozo	Intervalos		Espesor Bruto	Espesor Neto	Permeabilidad intervalo (MD)	Inyección (BWPD)	Kh Intervalo	Suma Kh	% K*h	Volumen de agua recibido por pozo(BWPD)
		Tope TVD (ft)	Base TVD (ft)								
4	UIS 10	7594	7646	83.99	81.99	60.32	232.47	4946.23			
		7647	7661								
		7662	7678								
	UISP 06	7551	7583	57.46	49.54	58.05		2875.46		20.28	47.15
		7591	7609								
	UISP 05	7750	7755	94.22	59.25	68.08		4034.12	14175.63	28.46	66.16
		7758	7774								
		7782	7788								
		7792	7797								
		7800	7809								
		7815	7819								
	UISP 03	7070	7079	80.49	34.35	41.24		1416.65		9.99	23.23
		7081	7089								
		7127	7134								
		7141	7150								
	UISP 04	7541	7556	107.40	93.76	60.78		5699.24		40.20	93.46
7565		7619									
7625		7648									
UISP 08	6757	6764	6.93	6.93	21.66		150.16		1.06	2.46	

**ANEXO C.1. (CONTINUACIÓN)**

ARENA	Pozo	Intervalos		Espesor Bruto	Espesor Neto	Permeabilidad Intervalo (md)	Inyección (BWPD)	Kh Intervalo	Suma Kh	% K*h	Volumen de agua recibido por pozo(BWPD)
		Tope TVD (ft)	Base TVD (ft)								
5	UIS 10	7680	7701	129.99	80.99	206.41	1027.55	16718.04			
		7732	7760								
		7778	7810								
	UISP 05	7868	7877	105.99	40.84	66.04		2696.96	16657.19	16.19	166.37
		7881	7885								
		7889	7863								
		7897	7912								
		7915	7922								
		7932	7954								
		7957	7964								
	7970	7974									
	UISP 03	7162	7170	136.42	83.43	63.85		5326.45		31.98	328.58
		7181	7193								
7199		7219									
7221		7229									
7231		7242									
7246		7254									
7280	7293										

**ANEXO C. 1. (CONTINUACIÓN)**

ARENA	Pozo	Intervalos Tope TVD (ft) Base TVD (ft)		Espesor Bruto	Espesor Neto	Permeabilidad Intervalo (md)	Inyección (BWPD)	Kh Intervalo	Suma Kh	% K*h	Volumen de agua recibido por pozo(BWPD)
6	UIS 10	7900	7919	99.99	83.99	60.78	594.00	5104.76			
		7933	7948								
		7949	7967								
		7968	8000								
	UISP 03	7387	7400	182.26	84.27	42.61		3590.95	6411.25	56.01	332.70
		7409	7422								
		7429	7436								
		7442	7451								
		7454	7457								
		7517	7533								
	7546	7570									
	UISP 08	6955	6965	110.00	62.43	45.17		2820.30		43.99	261.30
		6973	6983								
		6992	6995								
		7001	7009								
7025		7030									
7039		7065									

**ANEXO C.1. (CONTINUACIÓN)**

ARENA	Pozo	Intervalos		Espesor Bruto	Espesor Neto	Permeabilidad Intervalo (md)	Inyección (BWPD)	Kh Intervalo	Suma Kh	% K*h	Volumen de agua recibido por pozo(BWPD)
		Tope TVD (ft)	Base TVD (ft)								
7	UIS 10	8020	8058	101.99	78.99	38.54	144.71	3044.28			
		8070	8096								
		8102	8112								
		8117	8122								
	UISP 03	7592	7602	265.70	199.28	28.17		5613.22	8891.82	63.13	91.35
		7606	7618								
		7618	7637								
		7644	7663								
		7663	7682								
		7698	7716								
		7723	7738								
		7738	7757								
		7778	7797								
		7809	7819								
	7819	7838									
	7838	7858									
UISP 08	7079	7093	275.41	144.64	22.67		3278.60		36.87	53.36	
	7136	7142									
	7148	7158									
	7167	7187									

**ANEXO C.1. (CONTINUACIÓN)**

ARENA	Pozo	Intervalos Tope TVD (ft) Base TVD (ft)		Espesor Bruto	Espesor Neto	Permeabilidad Intervalo (md)	Inyección (BWPD)	Kh Intervalo	Suma Kh	% K*h	Volumen de agua recibido por pozo(BWPD)
8	UIS 10	8135	8170	79.99	60.99	125.29	215.29	7641.79			
		8184	8204								
		8209	8215								
	UISP 08	7379	7405	208.81	118.77	26.03		3091.41	3091.41	100.00	215.29
		7409	7414								
		7421	7431								
		7437	7442								
		7471	7479								
		7483	7487								
		7491	7497								
		7501	7530								
		7548	7560								
	7574	7588									

Fuente: Los autores.

## ANEXO D. TABLAS PARA EL CÁLCULO DEL ANALISIS ECONOMICO

### ANEXO D.1.: COSTOS DEL AGUA DE INYECCIÓN

AÑO	FECHA	COSTOS DE INYECCION DE AGUA PARA EL POZO UIS-12				
		Caudal de inyección Diaria (BBL)	Costo por agua reinyectada (US \$)	Costo por agua captada (US \$)	costo inyección dirigida hacia UISP-03 (US \$)	Índice de distribución de flujo
2010	Noviembre	2337.24	165.66	6469.83	6635.49	0.25
	Diciembre	2408.46	176.39	6889.21	7065.60	0.25
2011	Enero	2464.67	180.51	7050.01	7230.52	0.25
	Febrero	2525.91	167.09	6525.97	6693.06	0.25
	Marzo	2377.88	174.15	6801.74	6975.89	0.25
	Abril	2169.21	153.75	6004.70	6158.44	0.25
	Mayo	2308.38	200.41	7827.09	8027.50	0.29
	Junio	2233.86	187.68	7330.07	7517.76	0.29
	Julio	1756.37	152.48	5955.37	6107.85	0.29
	Agosto	1720.13	149.34	5832.49	5981.83	0.29
	Septiembre	1819.01	148.29	5791.49	5939.78	0.28
	Octubre	1926.14	162.25	6337.01	6499.26	0.28
	Noviembre	1729.64	141.00	5506.96	5647.96	0.28
	Diciembre	1766.07	148.77	5810.38	5959.15	0.28
2012	Enero	1869.64	157.50	6151.12	6308.62	0.28
	Febrero	1701.83	95.64	3735.15	3830.78	0.20
	Marzo	1674.34	100.58	3928.24	4028.82	0.20
	Abril	1767.19	106.16	4146.07	4252.23	0.20
	Mayo	1532.48	92.06	3595.41	3687.47	0.20
	Junio	1394.90	81.68	3190.11	3271.79	0.21
	Julio	1305.94	81.75	3192.63	3274.37	0.21
	Agosto	1333.98	83.50	3261.18	3344.68	0.21

AÑO	Fecha	COSTOS DE INYECCION DE AGUA PARA EL POZO UIS-10				
		Caudal de inyección Diaria (BBL)	Costo por agua reinyectada (US \$)	Costo por agua captada (US \$)	costo inyección dirigida hacia UISP-03 (US \$)	Índice de distribución de flujo
2011	Mayo	3067.45	254.59	9943.06	10197.64	0.28
	Junio	2083.21	167.32	6534.85	6702.17	0.28
	Julio	1966.26	163.19	6373.58	6536.78	0.28
	Agosto	2043.06	169.57	6622.54	6792.11	0.28
	Septiembre	1937.37	130.23	5086.16	5216.38	0.23
	Octubre	1942.51	134.93	5269.64	5404.56	0.23
	Noviembre	2838.64	190.81	7452.25	7643.06	0.23
	Diciembre	3107.31	215.83	8429.48	8645.31	0.23
2012	Enero	2636.57	183.13	7152.48	7335.61	0.23
	Febrero	3056.05	173.63	6781.11	6954.73	0.20
	Marzo	3276.28	198.97	7771.15	7970.13	0.20
	Abril	2949.14	179.11	6995.19	7174.30	0.20
	Mayo	2722.65	165.35	6457.97	6623.32	0.20
	Junio	2297.54	154.37	6028.90	6183.26	0.24
	Julio	2027.84	145.64	5688.17	5833.82	0.24
	Agosto	2217.06	159.23	6218.94	6378.17	0.24

Fuente: Los autores.

#### ANEXO D.2. CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO DEL MONITOREO CON EL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA

AÑO	Fecha	Costos del monitoreo con el sistema DTS-FIBRA ÓPTICA					
		POZO UIS-12			POZO UIS-10		
		INVERSION (US \$)	Índice de distribución de conductividad	Costo de monitoreo pagado por UISP-03 (US \$)	INVERSION (US \$)	Índice de distribución de conductividad	Costo de monitoreo pagado por UISP-03 (US \$)
2010	Noviembre	732,144.93	0.34	251,578.51	-	-	-
2011	Mayo	.	-	-	328,083.60	0.29	96,382.19

AÑO	Fecha	CALCULO DEL VPN PARA EL SISTEMA DTS-FIBRA ÓPTICA			
		Utilidades (US \$)	Impuestos 33% (US \$)	Flujo de caja libre (US \$)	VPN (US \$)
2010	Noviembre	-63,153.20	-	- 63,153.20	-63,153.20
	Diciembre	220,095.97	72,631.67	147,464.30	146,192.42
2011	Enero	233,802.47	77,154.82	156,647.66	153,957.15
	Febrero	204,688.05	67,547.06	137,140.99	133,623.00
	Marzo	220,514.61	72,769.82	147,744.79	142,713.18
	Abril	194,109.09	64,056.00	130,053.09	124,540.49
	Mayo	96,008.21	31,682.71	64,325.50	61,067.63
	Junio	198,811.62	65,607.83	133,203.79	125,366.77
	Julio	214,712.50	70,855.12	143,857.37	134,225.79
	Agosto	226,160.09	74,632.83	151,527.26	140,162.74
	Septiembre	250,681.82	82,725.00	167,956.82	154,020.11
	Octubre	256,522.02	84,652.27	171,869.75	156,248.99
	Noviembre	247,029.11	81,519.61	165,509.50	149,169.04
	Diciembre	256,231.23	84,556.31	171,674.92	153,391.25
2012	Enero	254,801.67	84,084.55	170,717.12	151,219.84
	Febrero	240,724.99	79,439.25	161,285.74	141,633.40
	Marzo	255,829.19	84,423.63	171,405.56	149,221.90
	Abril	258,357.17	85,257.87	173,099.31	149,396.69
	Mayo	278,458.86	91,891.43	186,567.44	159,631.82
	Junio	278,451.92	91,889.13	186,562.79	158,251.06
	Julio	317,584.24	104,802.80	212,781.44	178,934.19
	Agosto	324,740.66	107,164.42	217,576.24	181,388.20
			<b>VPN Total</b>	<b>2,981,202.47</b>	

### ANEXO D.3. CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO DEL MONITOREO CON EL ILT

AÑO	Fecha	COSTO DE MONITOREO CON SISTEMA ILT					
		POZO UIS-12			POZO UIS-10		
		INVERSION (US \$)	Índice de distribución de conductividad	Costo de monitoreo pagado por UISP-03 (US \$)	INVERSION (US \$)	Índice de distribución de conductividad	Costo de monitoreo pagado por UISP-03 (US \$)
2010	Noviembre	5,675.00	0.34	1,950.03	-	-	-
2011	Febrero	5,675.00	0.34	1,950.03	-	-	-
	Mayo	5,675.00	0.34	1,950.03	5,675.00	0.29	1,667.16
	Agosto	5,675.00	0.34	1,950.03	5,675.00	0.29	1,667.16
	Noviembre	5,675.00	0.34	1,950.03	5,675.00	0.29	1,667.16
2012	Febrero	5,675.00	0.34	1,950.03	5,675.00	0.29	1,667.16
	Mayo	5,675.00	0.34	1,950.03	5,675.00	0.29	1,667.16
	Agosto	5,675.00	0.34	1,950.03	5,675.00	0.29	1,667.16

AÑO	Fecha	CALCULO DEL VPN PARA EL SISTEMA ILT			
		Utilidades (US \$)	Impuestos 33% (US \$)	Flujo de caja libre (US \$)	VPN (US \$)
2010	Noviembre	186,475.27	61,536.84	124,938.43	124,938.43
	Diciembre	220,095.97	72,631.67	147,464.30	146,192.42
2011	Enero	233,802.47	77,154.82	156,647.66	153,957.15
	Febrero	202,738.02	66,903.55	135,834.47	132,350.00
	Marzo	220,514.61	72,769.82	147,744.79	142,713.18
	Abril	194,109.09	64,056.00	130,053.09	124,540.49
	Mayo	188,773.21	62,295.16	126,478.05	120,072.36
	Junio	198,811.62	65,607.83	133,203.79	125,366.77
	Julio	214,712.50	70,855.12	143,857.37	134,225.79
	Agosto	222,542.89	73,439.15	149,103.74	137,920.98
	Septiembre	250,681.82	82,725.00	167,956.82	154,020.11
	Octubre	256,522.02	84,652.27	171,869.75	156,248.99
	Noviembre	243,411.91	80,325.93	163,085.98	146,984.78
	Diciembre	256,231.23	84,556.31	171,674.92	153,391.25
2012	Enero	254,801.67	84,084.55	170,717.12	151,219.84
	Febrero	237,107.79	78,245.57	158,862.22	139,505.18
	Marzo	255,829.19	84,423.63	171,405.56	149,221.90
	Abril	258,357.17	85,257.87	173,099.31	149,396.69
	Mayo	274,841.67	90,697.75	184,143.92	157,558.20
	Junio	278,451.92	91,889.13	186,562.79	158,251.06
	Julio	317,584.24	104,802.80	212,781.44	178,934.19
	Agosto	321,123.46	105,970.74	215,152.72	179,367.77
				<b>VPN Total</b>	<b>3,216,377.52</b>

#### ANEXO D.4. CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO DEL MONITOREO CON EL SISTEMA RTS

AÑO	Fecha	COSTO DE MONITOREO CON EL SISTEMA RTS					
		512			510		
		INVERSION (US \$)	Índice de distribución de conductividad	Costo de monitoreo pagado por UISP-03 (US \$)	INVERSION (US \$)	Índice de distribución de conductividad	Costo de monitoreo pagado por UISP-03 (US \$)
2010	Noviembre	4,000.00	0.34	1,374.47	-	-	-
2011	Mayo	4,000.00	0.34	1,374.47	4,000.00	0.29	1,175.09
	Septiembre	4,000.00	0.34	1,374.47	4,000.00	0.29	1,175.09
2012	Febrero	4,000.00	0.34	1,374.47	4,000.00	0.29	1,175.09
	Junio	4,000.00	0.34	1,374.47	4,000.00	0.29	1,175.09

AÑO	Fecha	CALCULO DEL VPN PARA EL SISTEMA RTS			
		Utilidades (US \$)	Impuestos 33% (US \$)	Flujo de caja libre (US \$)	VPN (US \$)
2010	Noviembre	187,050.83	61,726.78	125,324.06	125,324.06
	Diciembre	220,095.97	72,631.67	147,464.30	146,192.42
2011	Enero	233,802.47	77,154.82	156,647.66	153,957.15
	Febrero	204,688.05	67,547.06	137,140.99	133,623.00
	Marzo	220,514.61	72,769.82	147,744.79	142,713.18
	Abril	194,109.09	64,056.00	130,053.09	124,540.49
	Mayo	189,840.84	62,647.48	127,193.36	120,751.44
	Junio	198,811.62	65,607.83	133,203.79	125,366.77
	Julio	214,712.50	70,855.12	143,857.37	134,225.79
	Agosto	226,160.09	74,632.83	151,527.26	140,162.74
	Septiembre	248,132.26	81,883.64	166,248.61	152,453.65
	Octubre	256,522.02	84,652.27	171,869.75	156,248.99
	Noviembre	247,029.11	81,519.61	165,509.50	149,169.04
	Diciembre	256,231.23	84,556.31	171,674.92	153,391.25
2012	Enero	254,801.67	84,084.55	170,717.12	151,219.84
	Febrero	238,175.42	78,597.89	159,577.53	140,133.33
	Marzo	255,829.19	84,423.63	171,405.56	149,221.90
	Abril	258,357.17	85,257.87	173,099.31	149,396.69
	Mayo	278,458.86	91,891.43	186,567.44	159,631.82
	Junio	275,902.36	91,047.78	184,854.58	156,802.08
	Julio	317,584.24	104,802.80	212,781.44	178,934.19
	Agosto	324,740.66	107,164.42	217,576.24	181,388.20
			<b>VPN Total</b>	<b>3,224,848.02</b>	

**ANEXO D.5: CALCULOS DE REGION INGRESOS EGRESOS PARA EL CALCULO DEL TIEMPO DE REPAGO**

CALCULO DE TIEMPO DE REPAGO				
TIPO DE MONITOREO	TOTAL EGRESOS (US \$)	RELACION I/E MES 1	RELACION I/E MES 1	RELACION I/E MES 3
I.L.T.	-261,633.47	66,572.68	160,588.90	--
R.T.S.	-247,602.95	-52,542.16	174,619.42	--
D.T.S.-FIBRA ÓPTICA	-626,725.39	-431,664.60	-204,503.02	36,529.97

**FUENTE:** Los autores